

**Endbericht zum Projekt**

**WISSENSCHAFTLICHE  
BEGLEITFORSCHUNG ZUM  
FÖRDERPROGRAMM  
„SOLARTHERMIE – SOLARE  
GROßANLAGEN 2010“**

**Autoren**

Prok. Ing. Christian Fink, Projektleitung  
Samuel Knabl, Msc.  
Ing. Waldemar Wagner  
DI Roman Stelzer

**AEE – Institut für Nachhaltige Technologien**

DI Bernd Windholz  
DI (FH) Petra Schöfmann  
DI Dr. Michael Hartl

**Austrian Institut of Technology (AIT)**

**Gleisdorf, im März 2015**

## Auftraggeber

### Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22  
1060 Wien



**Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“.**

## Programmabwicklung:

### Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9  
1092 Wien



## Auftragnehmer und Projektleitung:

### AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19  
Tel.: +43-3112 5886 -14  
Fax: +43-3112 5886 -18  
E-Mail: [c.fink@aee.at](mailto:c.fink@aee.at)  
[www.aee-intec.at](http://www.aee-intec.at)



## Projektpartner:

### Austrian Institute of Technology (AIT)

A-1220 Wien, Donau-City-Straße 1  
[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)



### Austria Solar Innovation Center (ASiC)

A-4600 Wels, Roseggerstraße 12  
[www.asic.at](http://www.asic.at)



## Inhalt

<b>1</b>	<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN 10</b>	
<b>5</b>	<b>VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN .....</b>	<b>12</b>
<b>6</b>	<b>KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH ....</b>	<b>15</b>
<b>7</b>	<b>BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....</b>	<b>18</b>
7.1	Nahwärme Weichstetten, OÖ .....	18
7.2	Seniorenwohnheim Großklein, Stmk. ....	24
7.3	Beschlägefabrik Julius Blum, Vbg.....	33
7.4	Landgasthaus Schwab, Stmk.....	42
7.5	Sternen Hotel Wolfurt, Vbg. ....	50
7.6	Bundessportzentrum Faaker See, Ktn. ....	60
7.7	Dorfvilla – alles anders, Sbg.....	72
7.8	Nahwärme Düringer, Vbg. ....	84
7.9	OBI Graz Nord, Stmk.....	99
7.10	Hotel Metbräu, Stmk. ....	117
7.11	Nahwärme Kraubath, Stmk. ....	126
7.12	Unfallkrankenhaus Graz, Stmk. ....	136
7.13	Easy Life Schütz, OÖ .....	147
7.14	Fixkraft Kraftfutter, OÖ .....	165
7.15	Holztrocknung Reich, OÖ.....	175
7.16	Unfallkrankenhaus Kalwang, Stmk.....	184
7.17	Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße, Stmk.....	194
7.18	ETG Sonnenhaus, V .....	205
7.19	Franziskanerkloster Graz, Stmk. ....	231
7.20	Nahwärme Großklein, Stmk. ....	241
7.21	STIHL Vertriebszentrum, NÖ .....	253
7.22	Fleischwaren Berger, NÖ.....	287
<b>8</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>297</b>

## 1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Dennoch stellen große Solarthermieanlagen ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden fünf erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 160 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

Die Hauptaufgabe der wissenschaftlichen Programmbegleitung liegt dabei in der Durchführung von Einreichberatungen für die Förderwerber, der technischen Unterstützung im Umsetzungsprozess sowie der nachfolgenden messtechnischen Begleitung ausgewählter Projekte über zumindest ein Jahr. Neben der Einleitung von Optimierungsschritten bei den konkreten Projekten, galt es die Erkenntnisse aus dem Messprogramm gezielt in der Weiterentwicklung der Technologieschwachstellen und beim Aufzeigen von weiterführendem Forschungsbedarf einzusetzen.

Das Begleitforschungsteam war im Projektzeitraum (03.08.2010 bis 28.02.2015) mit den 22 im Monitoringprogramm verbliebenen Förderwerbern in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.Bsp. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei allen 22 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Kalenderjahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 22 im Monitoringprogramm verbliebenen Förderwerbern und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse und Bewertung des solarthermischen Anlagenbetriebs und des solarunterstützten Wärmeversorgungssystems über ein volles Betriebsjahr
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse zu allen 22 Messanlagen

- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (104 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 32 bereits deren Umsetzung bzw. Auswirkung bis zum Ende des Begleitungszeitraums messtechnisch nachgewiesen werden).
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 23 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie zwei Artikel in einer Fachzeitschrift (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2011 bis 2014) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

## 2 Einleitung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen, dennoch stellen innovative große Solarthermieanlagen ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden fünf erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 160 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

### Das Förderprogramm

Das Förderprogramm richtete sich an gewerbliche Anwendungen in vier speziellen Kategorien und Systemgrößen zwischen 100 und 2.000 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche:

- Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
- Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung
- Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden (>20%)
- Kombinierte Anwendungen zum solarunterstützten Kühlen und Heizen

### Die wissenschaftliche Programmbegleitung

Ziel der wissenschaftlichen Programmbegleitung war die Umsetzung von Anlagen nach dem letzten Stand der Technik sowie die Funktionalität und Effizienz der Anlagen in einem einjährigen Monitoringprozess zu bestimmen, Optimierungspotenziale zu detektieren und umzusetzen sowie basierend auf den Erfahrungen und Erkenntnissen gezielt Anstöße für die strukturierte Weiterentwicklung der Technologie zu geben. Nachfolgend sind die wesentlichen Aktivitäten der Programmbegleitung zusammengefasst:

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoring-systems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellte sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere

- Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
  - Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
  - Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (104 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon bei 32 bereits deren Umsetzung bzw. Auswirkung bis zum Ende des Begleitungszeitraums messtechnisch nachgewiesen werden).
  - Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte.
  - Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
  - Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des Projekts 23 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet werden sowie zwei Artikel in einer Fachzeitschrift geleistet werden. (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen““ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2014).
  - Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an die ASTTP (Austrian Solar Thermal Technology Plattform) bzw. dem Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Das Interesse am Programm erwies sich in den jeweiligen Programmausschreibungen mit 41 Fördereinreichungen im Jahr 2010, 58 Einreichungen im Jahr 2011, 46 im Jahr 2012, 39 im Jahr 2013 sowie 50 im Jahr 2014 als enorm. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung stand die Programmausschreibung für das Jahr 2015 unmittelbar bevor.

Im gegenständlichen Endbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2010 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde aufbauend auf dem vier vorangegangenen Zwischenberichten (Fink et al., 2011; Fink et al., 2012; Fink et al. 2013 bzw. Fink et al., 2014) erstellt.

### 3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern (38 Projekte) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Schlussendlich wurden von den 38 zur Förderung vorgeschlagenen Projekten 22 solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

<b>Einspeisung in Wärmenetze</b>	<b>m<sup>2</sup></b>	<b>Hohe solare Deckungsgrade</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
Nahwärme Weichstetten, OÖ	250	Seniorenwohnheim Großklein, Stmk.	120
Bundessportzentrum Faaker See, Ktn.	250	Landgasthaus Schwab, Stmk.	101
Nahwärme Düringer, Vbg.	100	Sternen Hotel Wolfurt, Vbg.	167
Nahwärme Kraubath, Stmk.	140	Dorfvilla „alles anders“, Sbg.	120
Nahwärme Gleisdorf, Stmk.	286	OBI Graz-Nord, Stmk.	332
Nahwärme Großklein, Stmk.	485	Unfallkrankenhaus Graz, Stmk.	210
Stadtwerke Gleisdorf, Stmk.	401	Easy Life Schütz, OÖ.	111
Stadtwerke Gleisdorf, Stmk.	317	Unfallkrankenhaus Kalwang, Stmk.	208
Salzburg AG, Sbg.	2150	Franziskanerkloster Graz, Stmk.	373
Stadtwerke Gleisdorf, Stmk.	298	ETG Sonnenhaus, Vbg.	121
ASTRA II Energieversorgung, Ktn.	488	STIHL Vertriebszentrum, NÖ	257
Bioenergie St. Gilgen, OÖ	600	Hotel Gartnerkofel, Ktn.	100
FWG Neulengbach, NÖ	120		
Biowärme Bad Tatzmannsdorf, Bgld.	1998		
		<b>Klimatisierung</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
		Hotel Metbräu, Stmk.	102
		Panoramahof Strobl, Stmk.	133
		AVL List GmbH, Stmk.	1576
		Gangl Safterei, Stmk.	100
		Naturhistorisches Museum Wien, W.	400
		Ulrike und Hermann Retter, Stmk.	103
		Retter, Stmk.	102

<b>Solare Prozesswärme</b>	<b>m<sup>2</sup></b>
Beschlägefabrik Julius Blum, Vbg.	460
Fixkraft Krafftutter, OÖ	324
Holztrocknung Reich, OÖ	102
Fleischwaren Berger, NÖ	1067
Assmann Ladenbau Leibnitz, Stmk.	588

Anlage wurde realisiert
Anlage wurde nicht realisiert

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2010)

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat und die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen. Ab diesem Zeitpunkt startet dann die offizielle, einjährige Monitoringphase. Den zweiten relevanten Zeitpunkt bildet der Abschluss der einjährigen Monitoringphase, der ebenso vom Team der Begleitforschung bestätigt wird. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen, konnte bei allen 22 realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden. Bei AEE INTEC wurden 14 Projekte begleitet, bei AIT waren es 8.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Nahwärme Weichstetten, OÖ			Mär.11	Feb.12
Seniorenwohnheim Großklein, Stmk.			Aug.11	Jul.12
Beschlägefabrik Julius Blum, Vlbg.			Okt.11	Sep.12
Landgasthaus Schwab, Stmk.			Nov.11	Okt.12
Bundessportzentrum Faaker See, Ktn.			Feb.12	Jän.13
Hotel Metbräu, Stmk.			Jun.12	Mai.13
Unfallkrankenhaus Graz, Stmk.			Aug.12	Jul.13
Fixkraft Kraftfutter, OÖ			Jän.13	Dez.13
Holztrocknung Reich, OÖ			Feb.13	Jän.14
Unfallkrankenhaus Kalwang, Stmk.			Mär.13	Feb.14
Nahwärme Gleisdorf Stmk.			Apr.13	Mär.14
Nahwärme Großklein, Stmk.			Okt.13	Sep.14
Franziskanerkloster Graz, Stmk.			Okt.13	Sep.14
Fleischwaren Berger, NÖ			Feb.14	Jän.15

AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Sternen Hotel Wolfurt, Vlbg.			Nov.11	Okt.12
Dorfvilla „alles anders“, Sbg.			Mär.12	Feb.13
Nahwärme Düringer, Vlbg.			Mai.12	Apr.13
OBI Graz-Nord, Stmk.			Jun.12	Mai.13
Nahwärme Kraubath, Stmk.			Jun.12	Mai.13
Easy Life Schütz, OÖ			Jän.13	Dez.13
ETG Sonnenhaus, Vlbg.			Jun.13	Mai.14
STIHL Vertriebszentrum, NÖ			Nov.13	Okt.14

Abbildung 2: Überblick der 22 Messprojekte - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC und AIT

## **4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen**

### **Kontakthaltung mit Anlagenbetreibern und dessen Partnern**

Um die Basis für die Durchführung der wissenschaftlichen Begleitforschung zu schaffen (Hydraulik- und Messkonzept, Spezifikation der Messtechnik, Bestellung und Montage, Inbetriebnahme, erste Auswertungen, etc.), mussten zahlreiche Informationen zu den Messanlagen gesammelt werden sowie ein reger Austausch zwischen den Anlagenbetreibern und dessen Partnern (Haustechnikplaner, Installationsbetrieb, Elektriker, etc.) betrieben werden.

### **Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)**

Die von den Anlagenbetreibern übermittelten Hydraulikkonzepte und Unterlagen wurden analysiert, gegebenenfalls vorhandenes Verbesserungspotenzial definiert und mit den Anlagenbetreibern Rücksprache gehalten. In zahlreichen Projekten gelang es, Verbesserungsvorschläge auch tatsächlich umzusetzen, in manchen Projekten aber auch nicht (z.B. wenn das Projekt zeitlich in einer fortgeschrittenen Phase; Mehrkosten angefallen wären; bauliche Maßnahmen notwendig wären, etc.)

### **Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern**

Des Weiteren erfolgte für die 22 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm 2010 die Festlegung des Monitoringkonzeptes und die Spezifikation der Messtechnik in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2010). Basierend auf diesem Wissensstand wurden zwecks einheitlicher Darstellung im gegenständlichen Forschungsprojekt harmonisierte Blockschaltbilder der gesamten Wärmeversorgungsanlage inkl. eingezeichneter Messpunkte erstellt.

### **Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems**

Die Anlageneigentümer und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Es erfolgte die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings, was Arbeitsschritte wie z.B. Prüfung der Sensorpositionen, die Programmierung der Datenloggersoftware, das Klemmen aller Sensorkabel am Datenlogger, die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung (Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnikinbetriebnahme notwendigen Vororttermins erfolgte auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und auch an den Anlageneigentümer kommuniziert.

### **Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank**

Die Messdaten der Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm wurden am Datenlogger zwischengespeichert und einmal täglich per Fernzugriff (je nach örtlicher Gegebenheit über Festnetz, GSM-Netz, Internet) ausgelesen und in weiterer Folge in einer eigens definierten Datenbank für Messdaten abgelegt. Beim Einspielen in die Datenbank erfolgte eine erste automatisierte Plausibilitätsprüfung der Messdaten (Vollständigkeit, Messdatenformat, Grenzwertüberschreitung, etc.).

### **Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs**

Ziel der messdatengestützten Anlagenanalyse ist eine Plausibilitätsüberprüfung der Vorgänge in allen hydraulischen Kreisläufen (Solarsystem, Nachheizung und Wärmeverbraucher). Zu diesem Zwecke werden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) erfolgten diese Analysen sehr detailliert. Danach gingen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

### **Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)**

Da nicht bei allen Projekten die Dimensionierungsdaten aus der Einreichphase (Kollektorfläche, Verbrauchsangaben, etc.) auch tatsächlich in der Realität eingehalten werden konnten, entschied sich das Team der Begleitforschung im Bedarfsfall Simulationsrechnungen (T-SOL, Polysun) durchzuführen. Das bedeutet, dass schlussendlich die gemessenen Werte mit den Prognosewerten aus den Einreichunterlagen oder aus Simulationsrechnungen der Begleitforschung verglichen wurden.

### **Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse**

Hinsichtlich einer harmonisierten Darstellung der Messergebnisse zu den einzelnen Messanlagen wurden einzelne standardisierte Darstellungen und Abbildungen definiert. Zu erwähnen sind dabei insbesondere die Darstellungen „Energiebilanz – Input/Output/Analyse“, „Spezifischer Jahressolarertrag – Vergleich Messung und Simulation“, „Solarer Deckungsgrad – Messung vs. Simulation“, „Verbraucherverhalten – Messung vs. Simulation“ sowie eine Vielzahl „Ausgewählter Temperaturverläufe“.

### **Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial**

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, wurde in weiterer Folge versucht, diese in Zusammenarbeit mit den Anlageneigentümern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installateure, Regelungsunternehmen, Elektriker, etc.) auch zu erschließen. Die Messdatenanalyse schafft hier gute Möglichkeiten, getätigte Modifikationen hinsichtlich ihrer Wirkung zu überprüfen. Immerhin konnten so 32 festgestellte Optimierungsmaßnahmen bei 22 Anlagen umgesetzt und die Verbesserungen messtechnisch nachgewiesen werden.

## 5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums 23 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2011“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2012“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013“).

In der nachfolgenden Tabelle können die kumulierten Disseminierungsaktivitäten (Veranstaltungen inkl. Vortragstitel und Teilnehmerzahlen) entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht zu durchgeführten Vortragsaktivitäten im Projektzeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Workshop	Treffen der österreichischen Solarthermie-Technologieplattform (ASTTP) 4. Oktober 2011, Wien, Österreich	Das Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ des Klima- und Energiefonds Zwischenergebnisse zur 2. Ausschreibung 2011	ca. 15
Symposium	Sonnensymposium 1. Februar 2012, Graz, Österreich	Solarthermische Großanlagen - Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	ca. 80
Workshop	Treffen der österreichischen Solarthermie-Technologieplattform (ASTTP) 23. April 2012, Wien, Österreich	Das Förderprogramm „Solarthermische Großanlagen“ Erste Ergebnisse und Schwerpunkte der Ausschreibung 2012	ca. 40
Symposium	22. Symposium Thermische Solarenergie 9. bis 11. Mai 2012, Bad Staffelstein, Deutschland	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Erste Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	c
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung des Klimafonds zum Förderprogramm 20. Juni 2012, Wien, Österreich	Einführung in solarthermische Großanlagen	ca. 20
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung des Klimafonds zum Förderprogramm 20. Juni 2012, Wien, Österreich	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Erste Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 20
Infoveranstaltung	Energy Lunch – Eine Veranstaltung des Netzwerks Ökoenergie Steiermark 20. Juni 2012, Graz, Österreich	Ergebnisse und steirische Beteiligungen am Förderprogramm „Solare Großanlagen“	ca. 50
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 12. bis 14. September 2012, Gleisdorf, Österreich	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Ergebnisse zum Förderprogramm und aus der wissenschaftlichen Begleitung	ca. 200
Symposium	Solarforum St. Veit 24. bis 25. Jänner 2013 St. Veit an der Glan, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 120
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie "19. bis 20. März 2013, Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Solarthermische Großanlagen kombiniert mit Wärmepumpen	Ca. 50

Themen- veranstaltung	Themenveranstaltung der WKO Vorarlberg 23. Mai 2013, Dornbirn, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 40
Themen- veranstaltung	Energy Talk – Eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfer und des TB Hammer 16. Oktober 2013, Graz, Österreich	Solarthermische Großanlagen – Märkte, Potenziale und Chancen für österreichische Unternehmen	ca. 300
Wokshop	IEA Workshop 24. Oktober 2013, Leoben-Göss Österreich	Solarthermische Großanlagen in Österreich- Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 50
Symposium	Sonnensymposium- eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfer 15. Jänner 2014 Graz, Österreich	Umsetzungserfahrungen und messtechnisch unterstützte Betriebsanalysen zu großen Solarwärmeanlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 80
Symposium	24. Symposium „Thermische Solarenergie“ 7. Mai bis 9. Mai 2014, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse zu einem 4 Jahre laufenden Förderprogramm „Große solarthermische Anlagen in Österreich“ inkl. der Vorstellung ausgewählter Anlagen	ca. 400
Symposium	2nd International Solar District Heating Conference Hamburg, 3. bis 4. Juni 2014	Analysis of Austrian SDH plants constructed in the framework of a national funding programme	Ca. 100
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Prozessintegrationen, Betriebs- erfahrungen und Messergebnisse zu solarthermischen Anlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und systemische Detailanalysen zu beispielhaften solaren Wärmenetz- integrationen in Österreich	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Solarthermische Großanlagen mit Wärmepumpen - zwei Beispiele aus der Praxis	ca. 200
Anwender- forum	Oberflächennahe Geothermie 1. bis 2. Juli 2014, Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen von Gewerbegebäuden - Monitoring-Ergebnisse	ca. 30
Workshop	InnErTech Spezialisierungs- Workshop: Kombianlagen 25. August 2014, Wien, Österreich	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen	ca. 15
Workshop	InnErTech Spezialisierungs- Workshop: Expert Solar 25. August 2014, Wien, Österreich	Expert Solar - Solarthermische Großanlagen	ca. 15
Themen- veranstaltung	AIT Weiterbildungstag 18. März 2015, Wien, Österreich	Betriebserfahrungen mit Wärmepumpen-Kombianlagen	ca. 15

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, zwei Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2011“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2012“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013“).

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Projektzeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	<i>Erneuerbare Energie – Zeitschrift für nachhaltige Energiezukunft</i> 2013-4	<i>Solarthermische Großanlagen zur Erzeugung von Prozesswärme – Erster Erfahrungsbericht zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds</i>
Artikel	<i>energie:bau</i> Mai 2014	<i>Energieautonom einmal ganz anders</i>

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2011“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2012“, „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013“ wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Projektzeitraums fünf akademische Arbeiten verfasst.

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Master- und Diplomarbeiten im Projektzeitraum

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Messdatengestützte Analyse und Optimierung des Betriebsverhaltens von solarthermischen Großanlagen	Reinhold Mayer 2012	FH Burgenland
Solarthermische Großanlagen-Betriebsdatenanalyse und Optimierung	Hui Ye 2013	FH Joanneum
Messdatenanalyse und Betriebsoptimierung solarthermischer Großanlagen	Samuel Knabl 2014	KF-Universität Graz
Betriebsdatenanalyse und Benchmarking solarthermischer Großanlagen	Christian Tauber 2014	KF-Universität Graz
Technisch-wirtschaftliche Bewertung von solarthermischen Großanlagen	Nadine Pirker 2014	Universität für Bodenkultur Wien

## 6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 22 messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2010 sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge ( $\text{kWh}/\text{m}^2$  Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche aus der einjährigen Monitoringphase.

Da nicht bei allen Projekten die Dimensionierungsdaten aus der Einreichphase (Kollektorfläche, Verbrauchsangaben, etc.) auch tatsächlich in der Realität eingehalten werden konnten, entschied sich das Team der Begleitforschung im Bedarfsfall Simulationsrechnungen (T-SOL, Polysun) durchzuführen. Das bedeutet, dass schlussendlich die gemessenen Werte mit den Prognosewerten aus den Einreichunterlagen oder aus Simulationsrechnungen der Begleitforschung verglichen werden.

Grundsätzlich zeigten die Projekte hinsichtlich der wichtigen energetischen Kennzahlen gute Ergebnisse. Verantwortlich für vereinzelte Abweichungen sind neben dem Aspekt einer nicht ganz richtigen Einschätzung der tatsächlichen Verbrauchswerte, geringere Strahlungswerte als auch projekt- bzw. anlagenspezifische Details. Zu beachten ist zudem, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

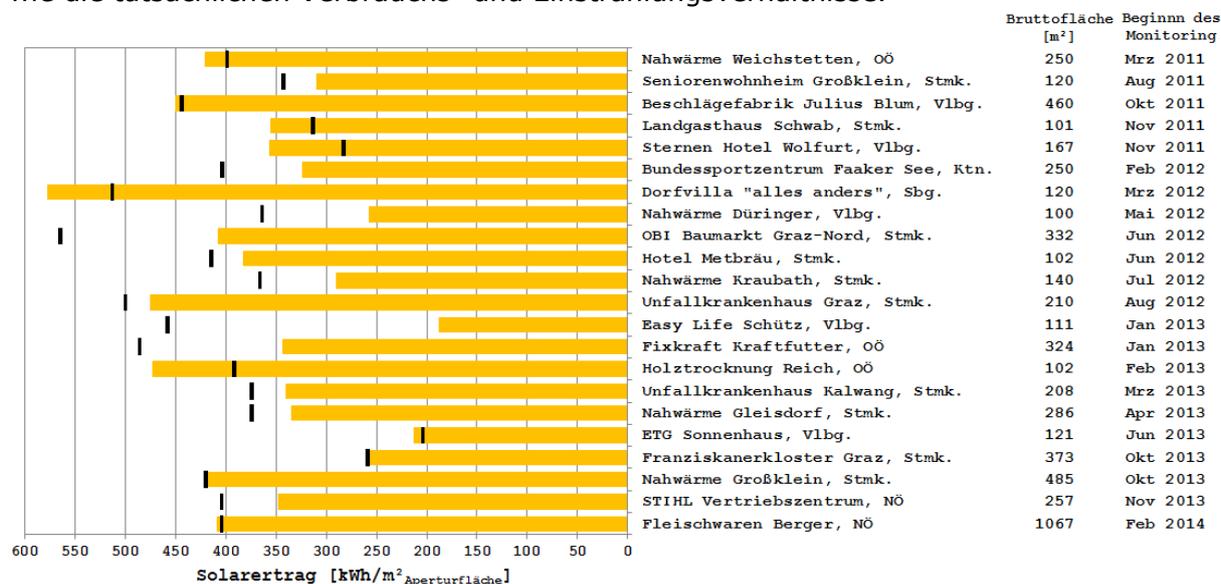


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2010.

Betreffend die Darstellung des solaren Deckungsgrades wurde für den Großteil der Projekte die gleiche mathematische Definition verwendet, nämlich wie folgt:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv We} + Q_{Solar}}$$

Gleichung 1

$Q_{Solar}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

$Q_{konv We}$  jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger

Für alle zum „Solaren Heizen und Kühlen“ genutzten Anlagen wird im Rahmen der Begleitforschung aus Kostengründen messtechnisch keine vollständige Energiebilanz bestimmt (Ausstattungsstandard für Messtechnik im „Monitoringleitfaden“, weshalb auch kein solarer Deckungsgrad über das Gesamtsystem ermittelt werden kann (betroffenes Projekt „Hotel Metbräu“). Eine weitere Ausnahmen hierzu bilden Projekte, bei denen aus Komplexitäts- und Kostengründen eine Messung aller Wärmein- bzw. Wärmeoutputs nicht möglich ist (betroffene Projekte: „Fixkraft Kraftfutter“, „Fleischwaren Berger“). In solchen Fällen wurden entweder keine, oder andere Deckungsgraddefinitionen verwendet. Ist dies der Fall, werden diese aber an entsprechender Stelle definiert und erläutert.

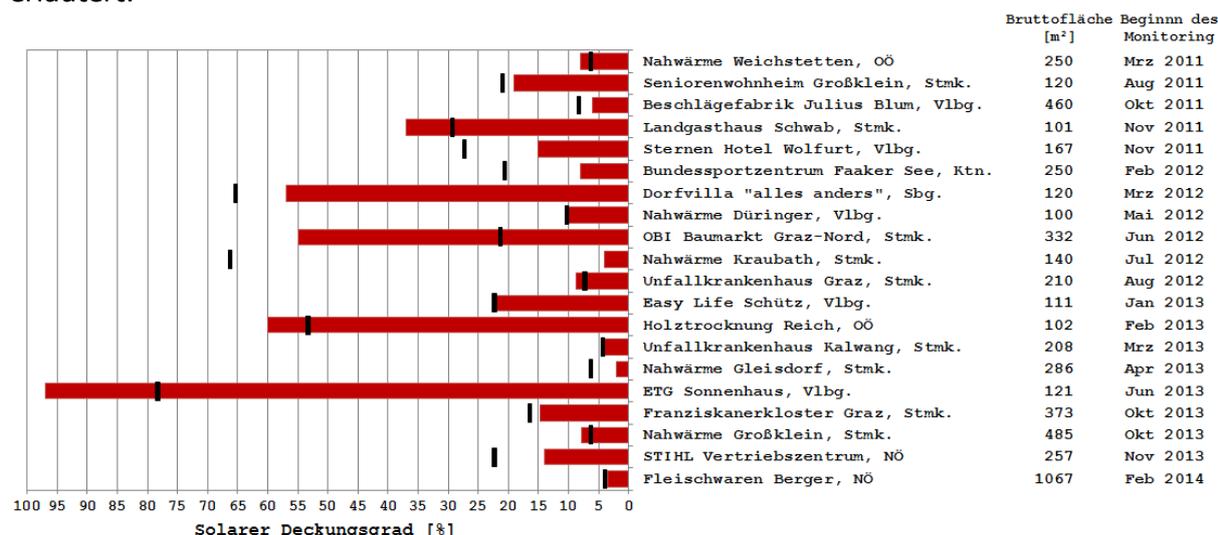


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten Deckungsgraden (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2010.

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den Vergleich der tatsächlich aufgetretenen Wärmeverbräuche im Vergleich mit den Prognosewerten. Unter Berücksichtigung der in manchen Fällen sehr speziellen Anwendungen, die eine Abschätzung des Wärmeverbrauchs in der Planungsphase nicht ganz so einfach macht bzw. auch vielfach Erfahrungswerte fehlen, konnten bis auf einige wenige Ausreißer trotzdem relativ gute Übereinstimmungen erzielt werden.

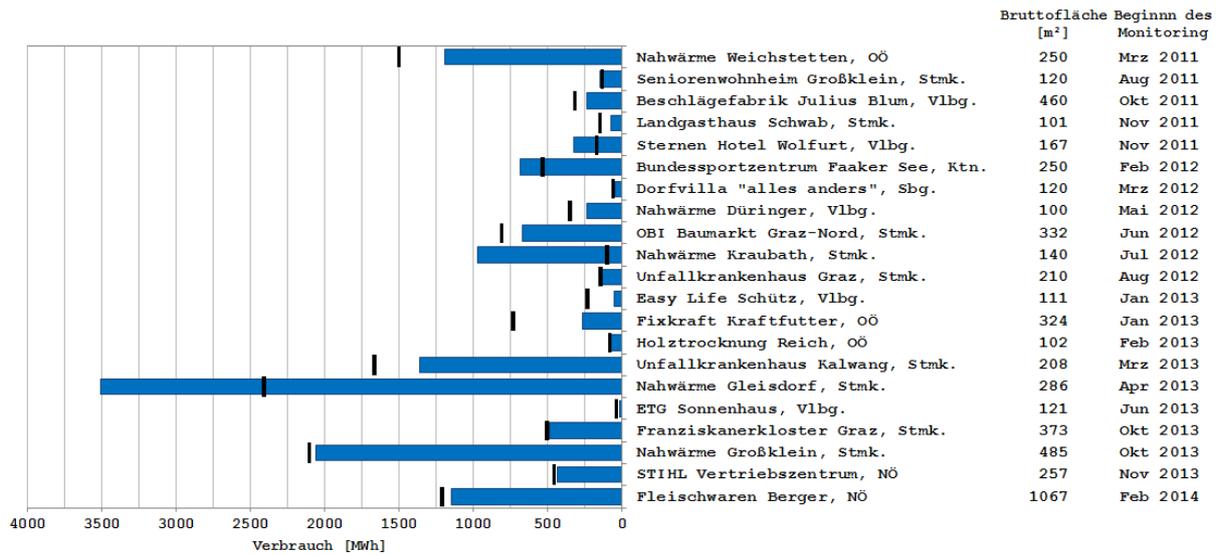


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2010.

Hintergründe und Details zu den einzelnen Anlagen können dem nachfolgenden Kapitel entnommen werden.

## 7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

Wie in Tabelle 1 beschrieben, konnte bei allen 22 Projekten die ein Betriebsjahr umfassende Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen werden. Nachfolgend sind dazu sowohl allgemeine Anlagenbeschreibungen als auch die wesentlichen Messergebnisse dargestellt.

### 7.1 Nahwärme Weichstetten, OÖ

#### 7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Weichstetten
<u>Adresse:</u>	4491 St. Marein
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Weichstetten)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit insg. ca. 650 kW Heizlast
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	250 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	20 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Hackgutkessel 750kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	8 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	421 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2012
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem Projekt „Nahwärme Weichstetten“ handelt es sich um die Einspeisung einer solarthermischen Anlage in ein kommunales Wärmenetz. Die aktuelle Abnehmerleistung beträgt in etwa 650 kW. Die Anzahl der Wärmekunden beläuft sich aktuell auf 38, die geplante Anzahl auf 120. Die aktuelle Trassenlänge liegt bei 2.500 m, die Trassenlänge im Endausbau bei 3.500 m. Die solarthermischen Flachkollektoren (250 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) wurden am nach Süden ausgerichteten Dach des Hackgutlagerraumes mit einer Neigung von 40° aufgeständert (Abbildung 6). Die Solaranlage ersetzt dabei den Energieträger Hackgut. Momentan besteht die Anlage aus einem 750 kW Kessel (nicht selbstzündend). Der Kessel soll in der Endausbaustufe noch um einen 1 MW großen Hackgutkessel ergänzt werden. In Verbindung mit einem Energiespeicher (20 m<sup>3</sup>) konnte im Messjahr ein solarer Jahresdeckungsgrad von rund 8 % erreicht werden.



Abbildung 6: Ansicht des 250 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfeldes am Dach des Hackgutlagerraumes der Anlage „Nahwärme Weichstetten“, Bildquelle: OÖ Gas-Wärme GmbH

### 7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept entspricht dem klassischen Konzept für die Integration von solarthermischen Anlagen in Nahwärmenetze. Das Kollektorfeld speist dabei im Parallelbetrieb mit dem Hackgutkessel einen zentralen Energiespeicher. Die Versorgung der Wärmeverbraucher erfolgt aus dem Energiespeicher über ein Zwei-Leiter-Netz. Dementsprechend einfach zeigt sich bei dieser Anlage auch das Monitoringkonzept. Die messtechnische Bestückung besteht aus drei Wärmemengenzähler (Ultraschalltechnik), zwölf Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene und ein Drucksensor im Solarprimärkreis (siehe Abbildung 7).

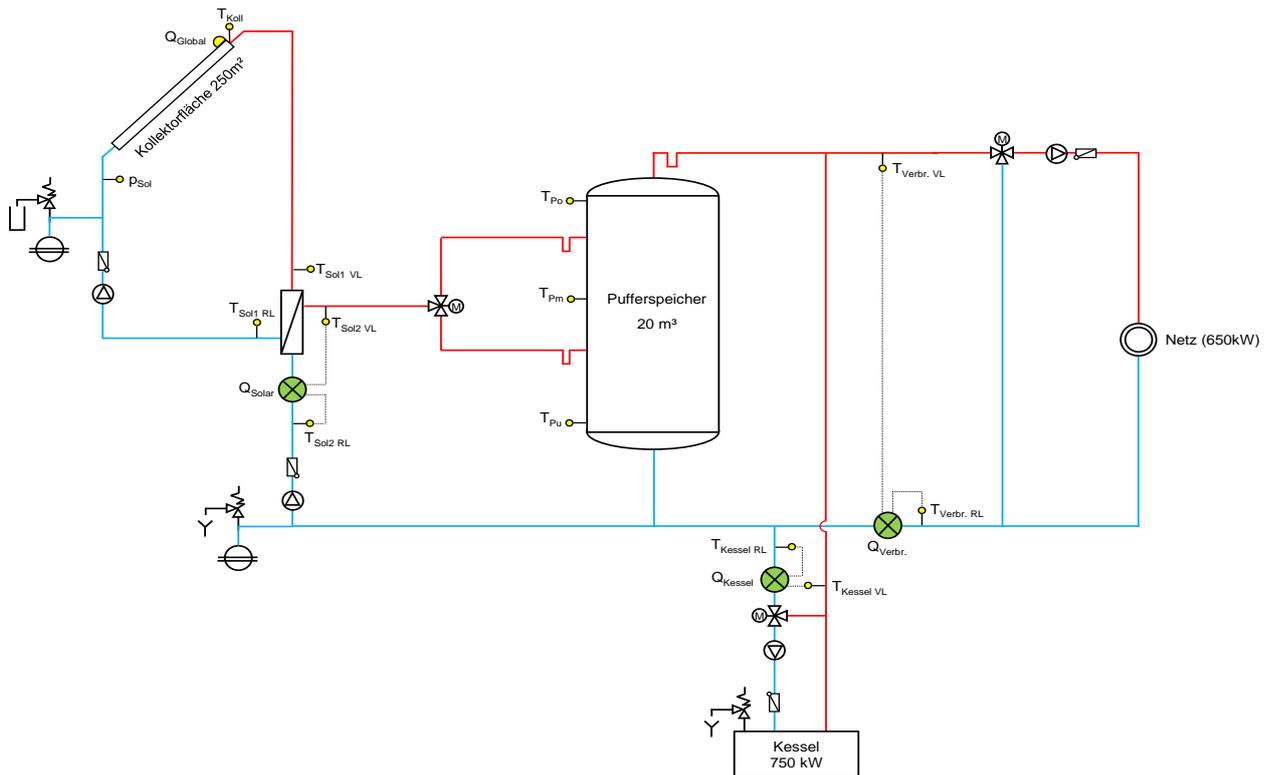


Abbildung 7: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Nahwärme Weichstetten“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solar-Primärkreis

$Q_{\text{Einstrahlung}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Koll}}$	Kollektortemperatur
$T_{\text{Sol 1 VL}}$	Solarvorlauftemperatur Primär
$T_{\text{Sol 1 RL}}$	Solarrücklauftemperatur Primär
$p_{\text{Sol}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

#### Solar-Sekundärkreis

$Q_{\text{Solar}}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis)
$T_{\text{Sol 2 VL}}$	Solarvorlauftemperatur Sekundär
$T_{\text{Sol 2 RL}}$	Solarrücklauftemperatur Sekundär

#### Nachheizung

$Q_{\text{Kessel}}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel
$T_{\text{Kessel VL}}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel
$T_{\text{Kessel RL}}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel

#### Pufferspeicher

$T_{Po}$	Pufferspeichertemperatur oben
$T_{Pm}$	Pufferspeichertemperatur mittig
$T_{Pu}$	Pufferspeichertemperatur unten

### Verbraucher

$Q_{Verbr.}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis (Wärmenetz)
$T_{Verbr. VL}$	Vorlauftemperatur Verbraucherkreis
$T_{Verbr. RL}$	Rücklauftemperatur Verbraucherkreis

### 7.1.3 Energiebilanz

Bei dieser Anlage startete die Monitoringphase bereits im März 2011. Dadurch konnte für diese Messanlage ein vollständiges Messjahr dargestellt werden. In diesem Jahr zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem ein unproblematisches Betriebsverhalten. Die in Abbildung 8 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die beiden Wärmeinputs in den Energiespeicher (blau: Solarwärme; rot: Wärme aus Hackgut) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (Wärmenetz).

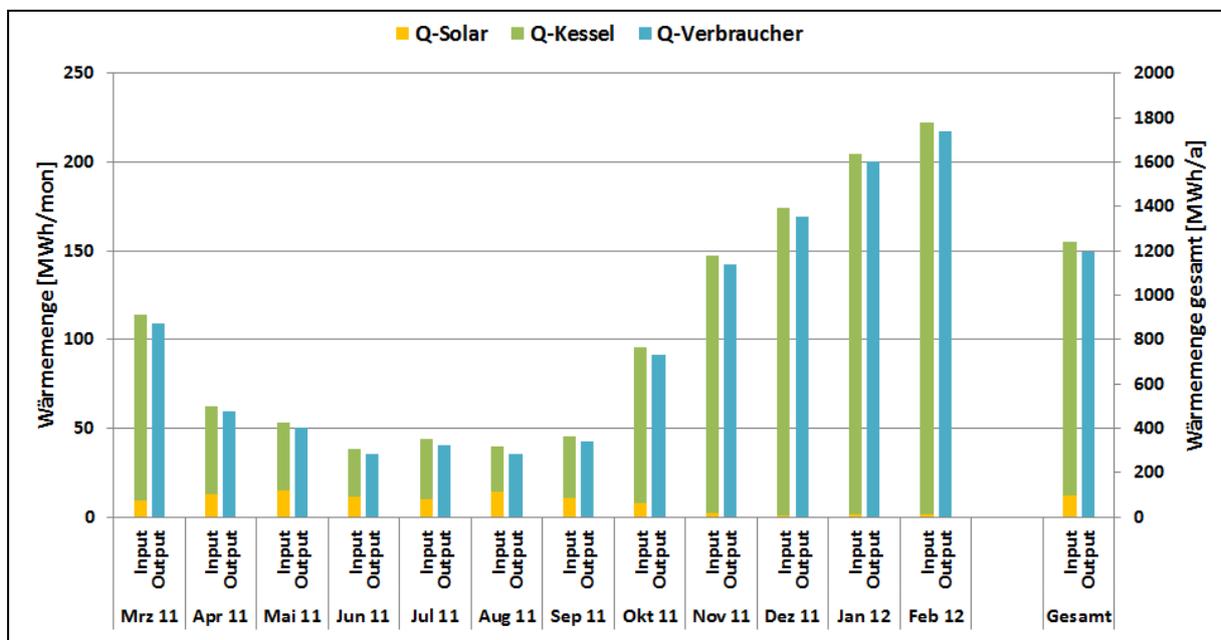


Abbildung 8: Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Weichstetten“ (März 2011 bis Februar 2012)

Die Differenz zwischen Input und Output kommt aufgrund der Speicherverluste (überwiegend) und andererseits aufgrund der Rohrleitungsverluste zwischen Wärmezähler und Energiespeicher zustande. Die so bestimmten monatlichen Wärmeverluste liegen für dieses Projekt somit zwischen 2 und 4 Prozent.

### 7.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Zur richtigen Einschätzung des Solarertrages in der Monitoringphase (Vergleichswert), wurde eine Anlagensimulation durchgeführt. Die durchgeführte Simulation (T-SOL) basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. In Abbildung 9 ist hierzu der Vergleich des Simulationsergebnisses (rot gestrichelte Linie) mit den Messergebnissen (blaue Linie) ersichtlich. Wie zu sehen ist, liegt der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags über das gesamte Messjahr höher als der Simulationswert. Kumuliert ergibt das über das gesamte Jahr einen Wert von 421 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche).

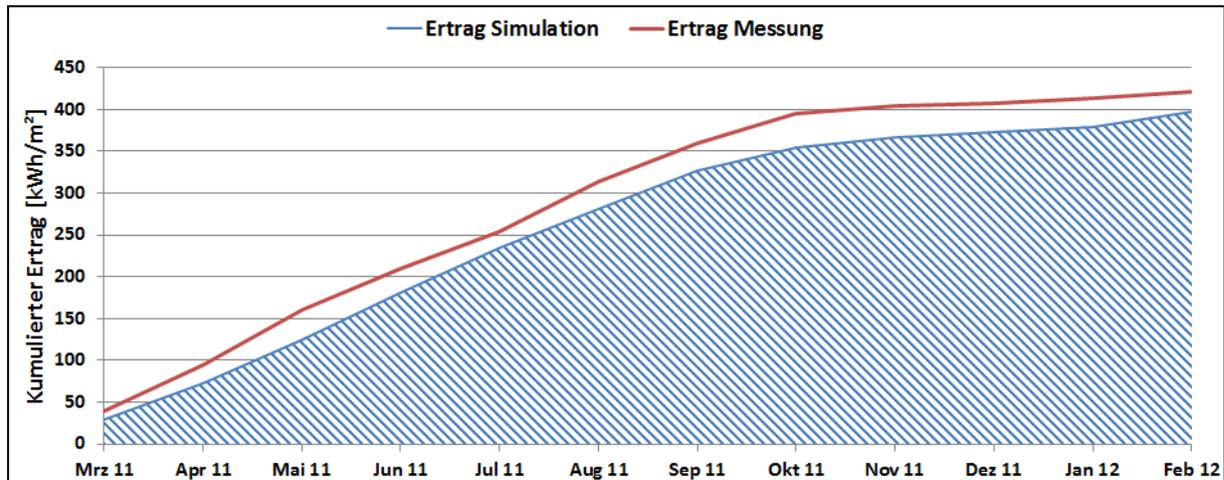


Abbildung 9: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Weichstetten“ (März 2011 bis Februar 2012)

Die gemessenen und simulierten solaren Deckungsgrade (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) wurden in Monatswerten dargestellt. Abbildung 10 zeigt die Messwerte in blauen und die Simulationswerte in roten Balken. Deutlich ist zu erkennen, dass sich während des Messjahres die Abnehmerleistung auf der Wärmenetzseite erhöht hat, was sich in deutlicheren Unterschieden zwischen Messergebnissen und Simulation zu Beginn des Betrachtungszeitraumes auswirkt. Wie bereits erwähnt, basiert die in T-SOL durchgeführte Simulation auf Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Standort-Klimadatensatz. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt.

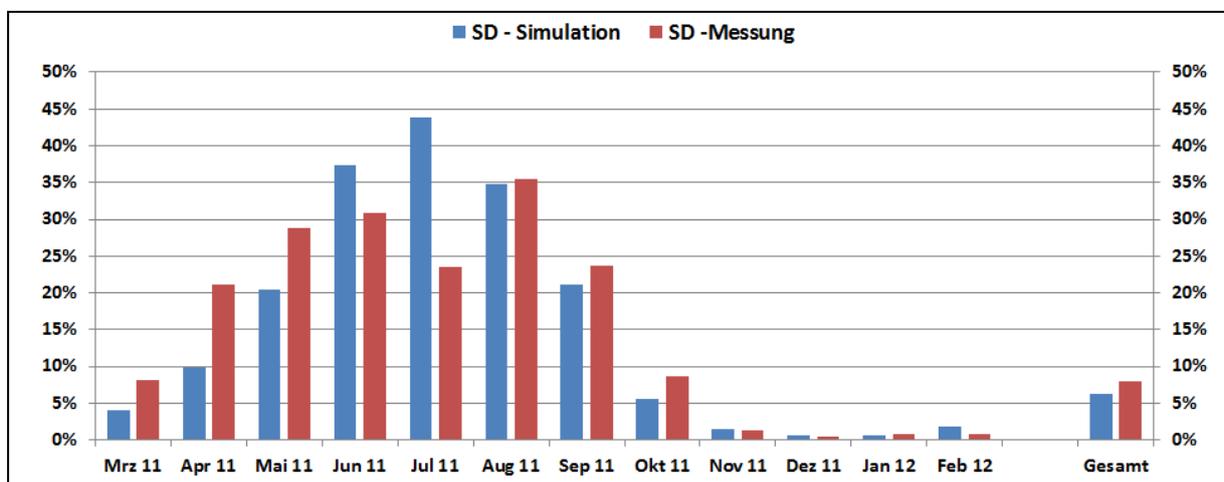


Abbildung 10: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Weichstetten“ (März 2011 bis Februar 2012)

Der Vergleich zwischen den prognostizierten monatlichen Verbrauchswerten und den gemessenen Verbrauchswerten ist in Abbildung 11 dargestellt. Deutlich ist der etwas geringere tatsächliche Verbrauch im Betrachtungszeitraum zu erkennen.

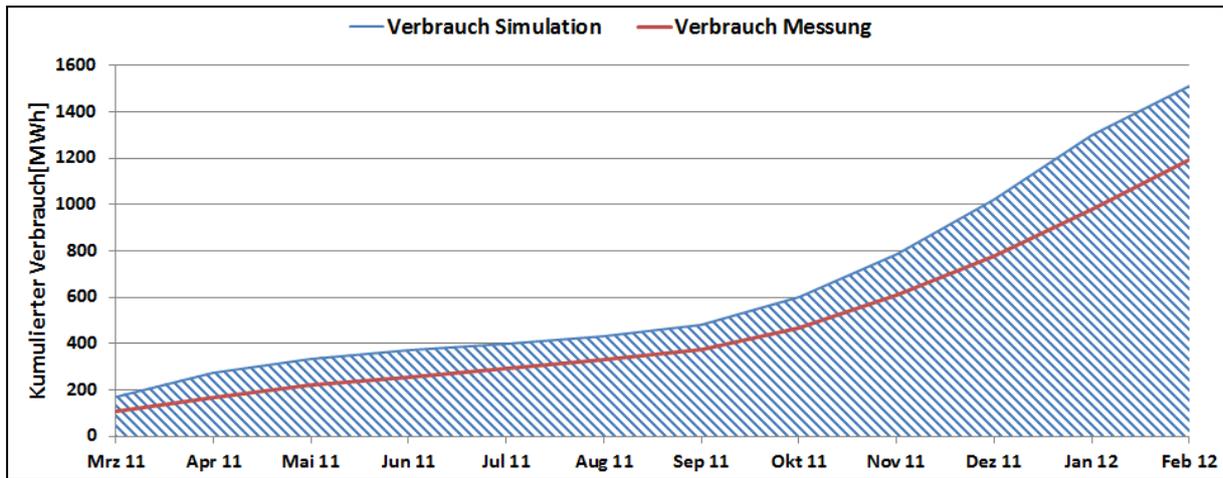


Abbildung 11: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage "Nahwärme Weichstetten" (März 2011 bis Februar 2012)

### 7.1.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Analyse der Temperaturverläufe in allen hydraulischen Kreisläufen bestätigte bei der Anlage „Nahwärme Weichstetten“ einen soliden Betrieb. In Abbildung 12 ist ein beispielhafter Verlauf der Temperaturen im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreis an einem nahezu wolkenlosen Tag im Februar 2012 zu sehen.

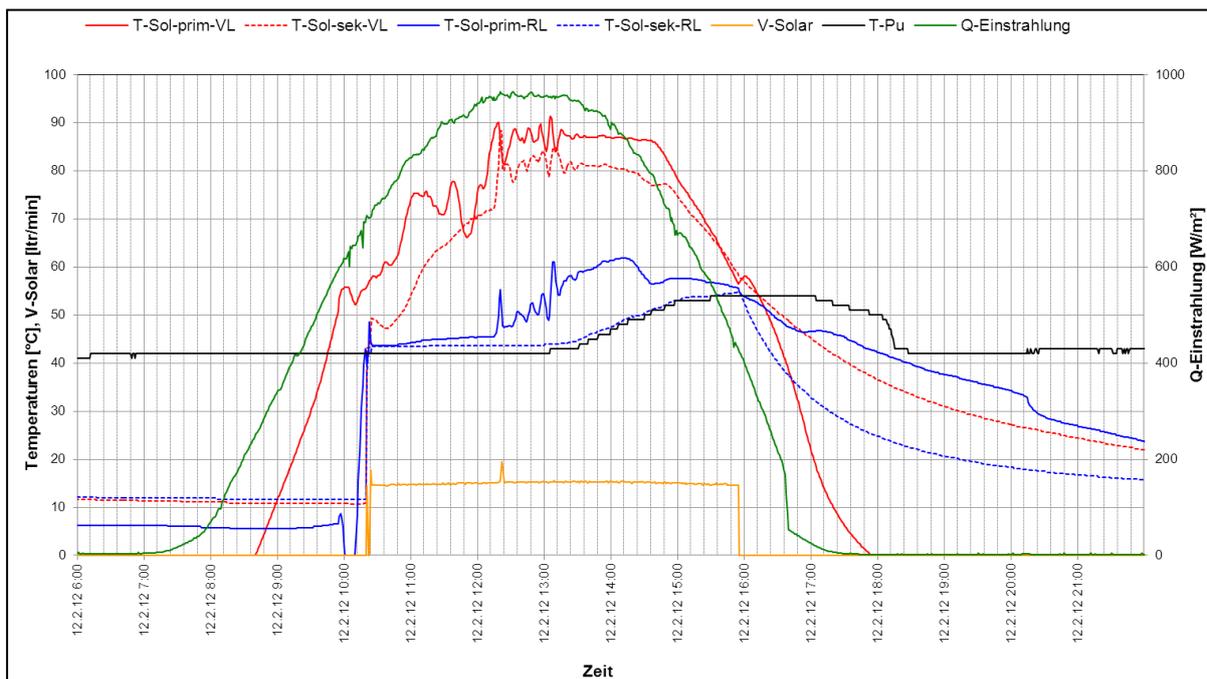


Abbildung 12: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperatur, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (12.02.2012)

Diese Darstellung zeigt einen normalen Anlagenbetrieb. Als erwähnenswerte Verbesserungsmöglichkeit zeigt sich die Grädigkeit des Solarwärmetauschers. Je kleiner die Grädigkeit, umso größer wird die Fläche des Plattenwärmetauschers. Wie aus der Darstellung ersichtlich ist, weist der Solarwärmetauscher mit bis zu 10 K relativ hohe Werte auf. Die Grädigkeit des Wärmetauschers ist ein Maß für die Dimensionierung desselben. Jedes Kelvin an höherer Grädigkeit bedeutet eine um das gleiche Ausmaß höhere Kollektormitteltemperatur, was sich in ungünstigeren Kollektorwirkungsgraden

bemerkbar macht. Die Auslegung in diesem Fall kann als grenzwertig bezeichnet werden, eine aktive Handlung muss aber nicht gesetzt werden.

Der Jahresverlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen des Nahwärmenetzes in Verbindung mit der Leistung des Solarsystems als auch der vom Nahwärmenetz angeforderten Leistung ist in Abbildung 13 zu sehen. Dabei fallen die mit 70 bis 75 °C vergleichsweise günstigen Vorlauftemperaturen als auch die mit 40 bis 50 °C relativ tiefen Netzzücklauftemperaturen auf. Dies ermöglicht einerseits geringere Netzverluste und stellt andererseits aber auch die Basis für einen effizienten Betrieb des Solarsystems dar, wie der für diese Anwendung ausgezeichnete spezifische Solarertrag von 421 kWh/m<sup>2</sup>a zeigt.

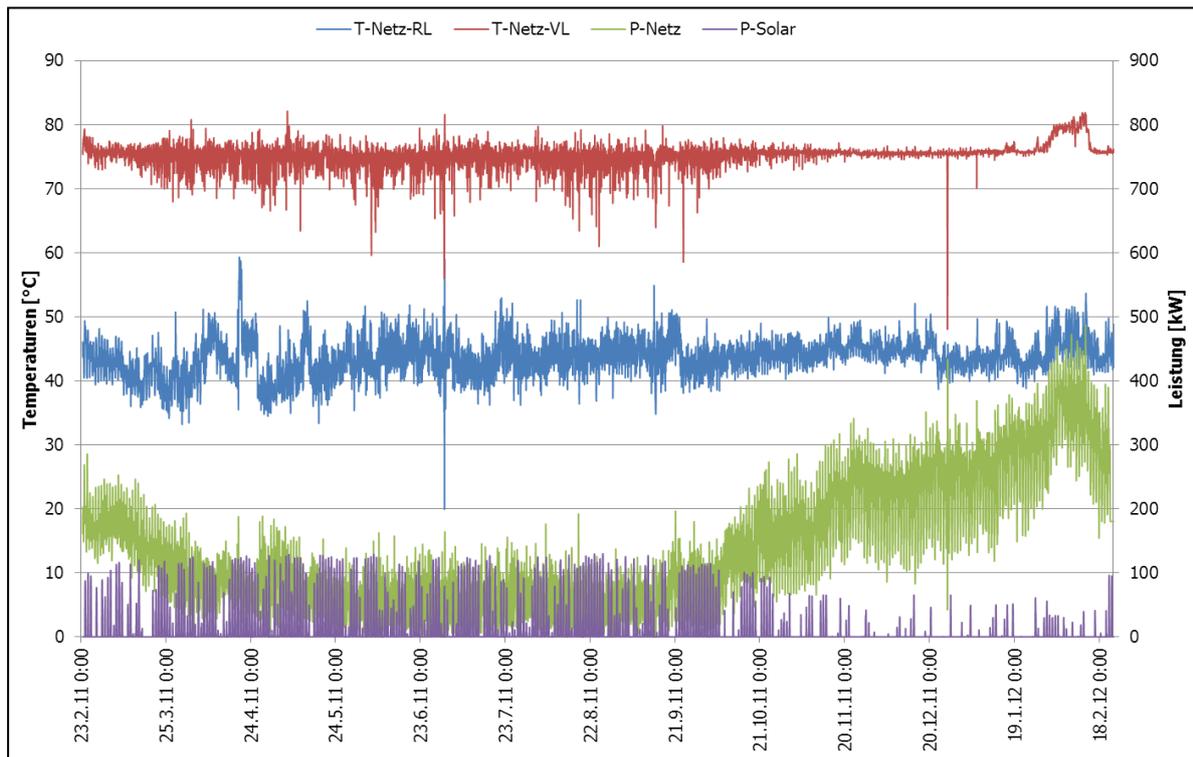


Abbildung 13: Verlauf der Netzvorlauf und -rücklauftemperaturen sowie der Leistungen des Solarsystems und des Nahwärmenetzes für die Anlage „Nahwärme Weichstetten“ (März 2011 bis Februar 2012)

Aus Abbildung 13 ist weiter zu sehen, dass die Leistung des Solarsystems auch in den Sommermonaten die vom Nahwärmenetz angeforderten Leistungen nicht überschreitet. Diese Tatsache in Verbindung mit dem Energiespeicher und dem im Nahwärmenetz Weichstetten weiter steigenden Wärmebedarf (wachsende Zahl der Anschlüsse) lässt eine zukünftige weitere Ausbaustufe des Solarsystems als durchaus sinnvoll erscheinen.

### 7.1.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage „Nahwärme Weichstetten“ zeigte im Betrachtungszeitraum einen durchwegs soliden Anlagenbetrieb ohne spezielle Auffälligkeiten. Auch die prognostizierten Verbrauchs- und Ertragswerte stimmen in guter Näherung mit den gemessenen Werten überein.

## 7.2 Seniorenwohnheim Großklein, Stmk.

### 7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Seniorenwohnheim Großklein
<u>Adresse:</u>	8452 Großklein
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung, optional Rückspeisung in das kommunale Nahwärmenetz im Sommer
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	120 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4 x 1,5 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Nahwärme 150 kW; zusätzlich Abwärmenutzung Lebensmittelkühlraum 2 x 2,7 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	19,3 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	309 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juli 2012
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Projekt „Seniorenwohnheim Großklein“ speist mit einer solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Seniorenwohnheims ein. Die Anlage wurde im Jahr 2011 errichtet. Das Seniorenwohnheim bietet Räumlichkeiten mit 45 Betten an. Aus dem Energieausweis geht hervor, dass das Heim eine Heizlast von etwa 89,5 kW und eine spezifische Wärmelast von 49,5 W/m<sup>2</sup> aufweist. Zum Zeitpunkt dieser Arbeit war die Anlage zu 90 % ausgelastet, sprich rund 40 Betten belegt. Der Pool aus Pflegebediensteten besteht aus 25 Personen.

Die Solaranlage speist in das Warmwasserbereitungssystem (inkl. Versorgung der Zirkulationsleitung) sowie in die Raumheizungskreisläufe (Fußbodenheizung OG/EG/KG und einen Lüftungsregister) ein. Bei Überschuss speist das Solarsystem (bei Zeiten hoher Einstrahlung und geringem Bedarf - sprich in den Sommermonaten) in das kommunale Nahwärmenetz ein. Bei den eingesetzten Kollektoren handelt es sich um Flachkollektoren im Großflächenformat des Herstellers Ökotech. Die Kollektoren (ca. 120 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) wurden zum überwiegenden Anteil (100,8 m<sup>2</sup>) in das nach Süden orientierte Dach (Neigung 74°) integriert. Ein zweites Kollektorfeld mit 16,8 m<sup>2</sup> wurde am Flachdach des Hauptdaches montiert (Orientierung Süd, Neigung 45° bzw. 60°) (siehe Abbildung 14).



Abbildung 14: Ansicht der Anlage „Seniorenwohnheim Großklein“ und der formschön in das Gebäude integrierten Kollektorfläche (links) sowie des zweiten am Flachdach aufgeständerten Kollektorfeldes (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

Die Solaranlage ersetzt dabei über das kommunale Nahwärmenetz den Energieträger Hackgut. Der prognostizierte solare Deckungsgrad, in Verbindung mit vier Energiespeichern von je 1,5 m<sup>3</sup>, liegt übers Jahr bei rund 20 %.

### 7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das hydraulische Konzept der Anlage Seniorenwohnheim Großklein ist in Abbildung 15 dargestellt. Die thermische Solaranlage speist dabei vier Pufferspeicher zu je 1,5 m<sup>3</sup>. Ein Pufferspeicher wird sowohl von der Solaranlage als auch von der Fernwärme geladen. Die drei weiteren Pufferspeicher sind parallel geschaltet und dem Vorrangspeicher seriell nachgeschaltet. Die Einbindung der Fernwärme wurde hydraulisch so durchgeführt, dass alle vier Speicher auch für die Nahwärme als Spitzenlastspeicher genutzt werden können. Die Abwärme der Kühlaggregate soll in die kälteste Einheit des Pufferspeichers eingebracht werden. Die Warmwasserbereitung erfolgt über zwei Frischwassermodulare. Die Raumheizungsverbraucher sind über einen gemeinsamen Vorlauf- und einen gemeinsamen Rücklaufverteiler eingebunden. Eine etwaige Rückeinspeisung in das Nahwärmenetz erfolgt ebenso über diese Verteilerschiene.

Die messtechnische Bestückung besteht aus sechs Wärmemengenzählern, 22 Temperatursensoren sowie zwei Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene und ein Drucksensor im Solarprimärkreis (siehe Abbildung 15).

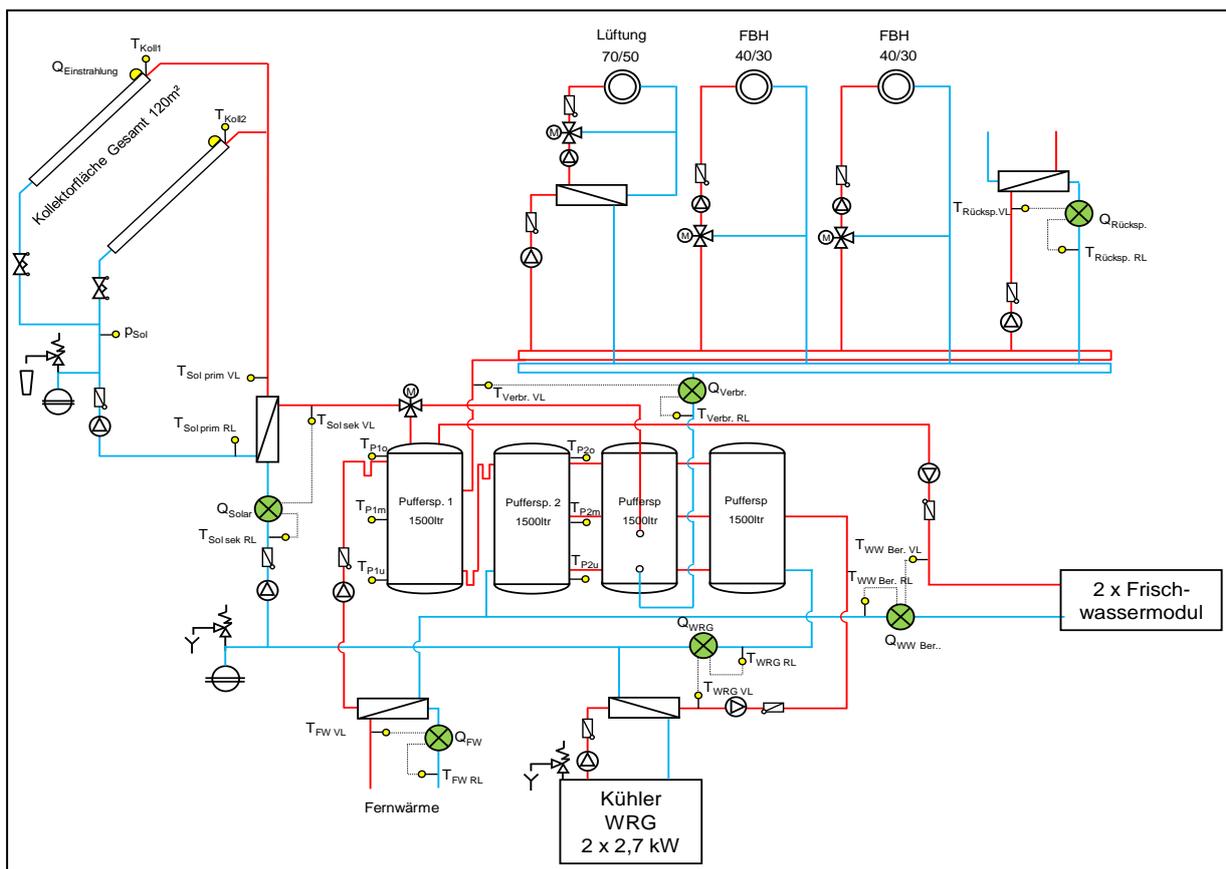


Abbildung 15: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Seniorenwohnheim Großklein“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solar-Primärkreis

Q<sub>Einstrahlung</sub>

Globalstrahlungssensor in Kollektorebene

$T_{Koll1}$	Kollektortemperatur Nr. 1 (angebracht am kleinen Kollektorfeld)
$T_{Koll2}$	Kollektortemperatur Nr. 2 (angebracht am großen Kollektorfeld)
$T_{Sol\ prim\ VL}$	Solarvorlauftemperatur Primär
$T_{Sol\ prim\ RL}$	Solarrücklauftemperatur Primär
$P_{Sol}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis
<u>Solar-Sekundärkreis</u>	
$Q_{Solar}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis)
$T_{Sol\ sek\ VL}$	Solarvorlauftemperatur Sekundär
$T_{Sol\ sek\ RL}$	Solarrücklauftemperatur Sekundär
<u>Pufferspeicher</u>	
$T_{P1o}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{P1m}$	Pufferspeichertemperatur 1 mittig
$T_{P1u}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten
$T_{P2o}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben
$T_{P2m}$	Pufferspeichertemperatur 2 mittig
$T_{P2u}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten
<u>Verbraucher - Raumheizung</u>	
$Q_{Verbr.}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis (Raumheizung und Rückeinspeisung in Nahwärmenetz)
$T_{Verbr. VL}$	Vorlauftemperatur Verbraucherkreis
$T_{Verbr. RL}$	Rücklauftemperatur Verbraucherkreis
<u>Verbraucher – Warmwasser</u>	
$Q_{WW\ Ber.}$	Wärmemengenzähler im Warmwasser-bereitungs-kreis
$T_{WW\ Ber. VL}$	Vorlauftemperatur WW-Ber. Kreis
$T_{WW\ Ber. RL}$	Rücklauftemperatur WW-Ber. Kreis
<u>Rückeinspeisung Nahwärme</u>	
$Q_{Rücksp.}$	Wärmemengenzähler im Rückspeisekreis
$T_{Rücksp. VL}$	Vorlauftemperatur im Rückspeisekreis
$T_{Rücksp. RL}$	Rücklauftemperatur im Rückspeisekreis
<u>Nachheizung- Fernwärme</u>	
$Q_{FW}$	Wärmemengenzähler im Fernwärmekreis
$T_{FW VL}$	Vorlauftemperatur im Fernwärmekreis
$T_{FW RL}$	Rücklauftemperatur im Fernwärmekreis
<u>Nachheizung- Abwärme</u>	
$Q_{WRG}$	Wärmemengenzähler des Abwärmekreises Kühlraum
$T_{WRG VL}$	Vorlauftemperatur im Abwärmekreis
$T_{WRG RL}$	Rücklauftemperatur im Abwärmekreis

### 7.2.3 Energiebilanz

Beim Projekt Anlage „Seniorenwohnheim Großklein“ startete die Monitoringphase im August 2011 und endete im Juli 2012. Die Energiebilanz, in Abbildung 16 dargestellt, zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme; rot: Wärme aus Nahwärmenetz; dunkelrot: Abwärme Kühlraum) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün: Raumheizungsverteiler; gelb: Warmwasserbereitung inkl. Zirkulation; dunkelgrün: Rückeinspeisung in das Nahwärmenetz). Bei dieser Anlage sind deutlich die relativ hohen Speicherverluste (ungefähr die Differenz zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput), die in manchen Monaten bis zu 15 % ausmachen, erkennbar. Die Gründe hierfür liegen zum

einen bei der Verwendung eines Mehrspeicher-Systems (Nachteil: ungünstigeres Volumen-Oberflächenverhältnis, viele Durchdringungen der Speicherdämmhülle durch Speicheranschlüsse, etc.) und zum anderen bestehen Probleme bei der Beladung der Pufferspeicher seitens der Fernwärme (alle vier Speicher werden auf Temperatur gehalten). Dieser Aspekt ist neben vergleichsweise hohen Rücklauftemperaturen aus den Raumheizungskreisläufen hauptverantwortlich für die nicht erfolgte Einspeisung der Kühlraumabwärme in die Pufferspeicher. Die nutzbare Abwärme liegt bei Temperaturen zwischen 35 und 40°C. Sind die Temperaturen der Pufferspeicher immer über 50°C, kann die Abwärme nicht in das System eingebunden werden. In den Sommermonaten erfolgte auch eine Rückeinspeisung in das Nahwärmenetz.

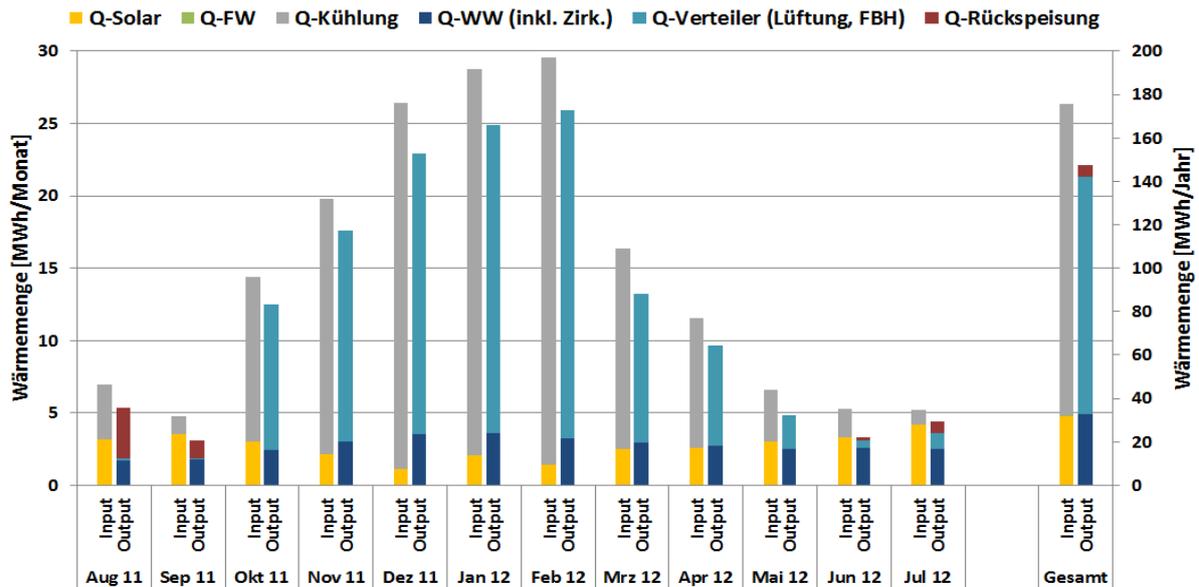


Abbildung 16: Energiebilanz der Anlage „Seniorenwohnheim Großklein“ (August 2011 bis Juli 2012)

#### 7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Zur richtigen Einschätzung des Solarertrages in der Monitoringphase, entschied sich das Projektteam für die Durchführung einer Anlagensimulation. Die Simulation, in T-SOL durchgeführt, basiert auf Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. In Abbildung 17 ist hierzu der Vergleich der Simulationsergebnisse (blau unterlegte Fläche) mit den Messergebnissen (rote Linie) zu sehen. Wie in Abbildung 17 ersichtlich, liegt der gemessene spezifische Solarertrag innerhalb des betrachteten Zeitraumes knapp unter dem Simulationswert. Der Simulationswert über ein Betriebsjahr liegt bei rund 341 kWh/m<sup>2</sup>a, der gemessene Solarertrag betrug am Ende des Betrachtungszeitraumes 309 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche).

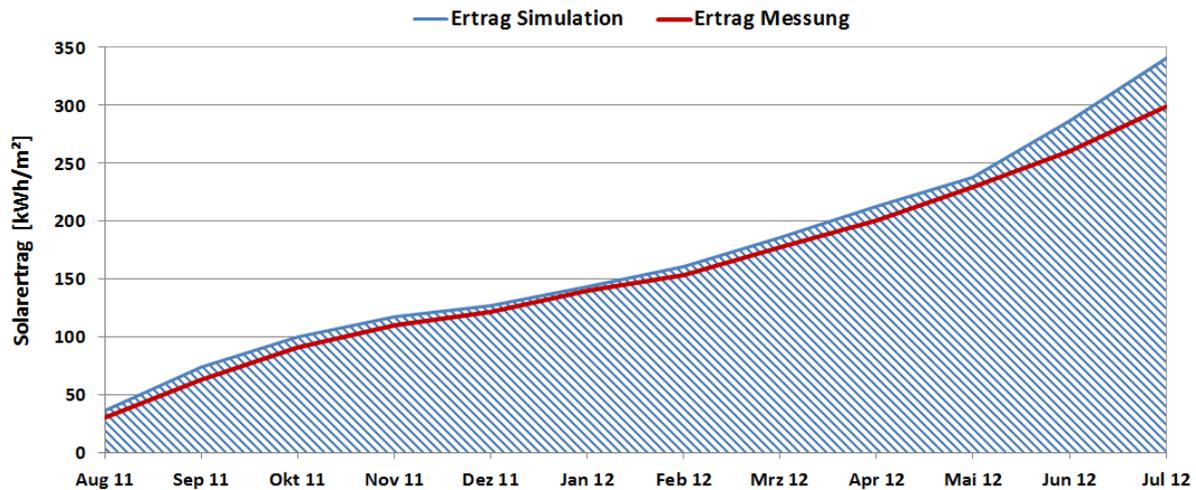


Abbildung 17: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Seniorenheim Großklein“ (August 2011 bis Juli 2012)

Auch die Vergleiche zwischen gemessenen und simulierten solaren Deckungsgraden (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) wurden in Monatswerten dargestellt (Abbildung 18, Messwerte in blauen Balken, Simulationswerte in roten Balken). Der simulierte solare Jahresdeckungsgrad beläuft sich dabei auf rund 20%. Wie schon vorhin erwähnt, basiert die in T-SOL durchgeführte Simulation auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Die relativ starken Abweichungen in den Monaten September 2011 sowie Mai bis Juli 2012 kommen aufgrund von zugrundeliegender Verbrauchsunterschiede (zwischen Messung und Prognose) zustande. Im Jahresvergleich zeigte sich, dass der gemessene solare Deckungsgrad mit 19,3 % knapp unter dem simulierten Jahresdeckungsgrad von 20,7 % lag.

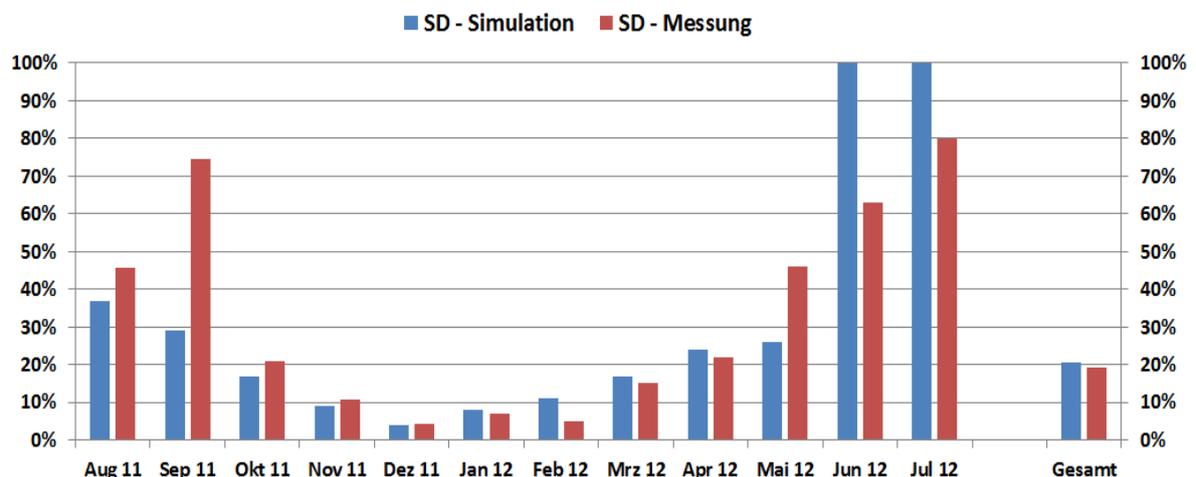


Abbildung 18: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Seniorenheim Großklein“ (August 2011 bis Juli 2012)

Ein Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wärmebedarf zeigt, dass im Betrachtungszeitraum in Summe um rund 16 % mehr Wärme für die Warmwasserbereitstellung sowie für die Raumheizung benötigt wurde als angenommen (siehe Abbildung 19).

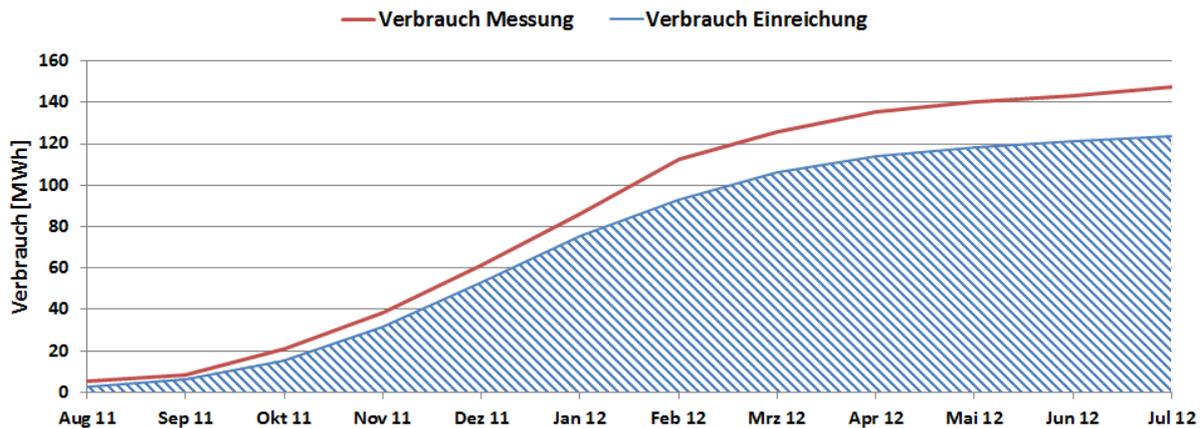


Abbildung 19: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Seniorenwohnheim Großklein“ (August 2011 bis Juli 2012)

### 7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Auswertungsarbeiten zu den Temperaturverläufen in allen hydraulischen Kreisläufen machten die bereits vorhin angesprochenen Mängel in der Anlage deutlich sichtbar, wie die nachfolgend zusammengefassten Auffälligkeiten zeigen.

Abbildung 20 zeigt hier beispielsweise den Verlauf der Temperaturen im Solarprimärkreis an einem wolkenlosen Tag im März 2012 (linker Teil, 14.03.2012). Deutlich kann eine zufriedenstellende Funktion des Solarsystems bis etwa 11:30 erkannt werden. Ab diesem Zeitpunkt wird aber die Solarkreispumpe ausgeschaltet, obwohl die höchste Speichertemperatur noch unter 80°C liegt. Die Folge ist, dass die Solaranlage ausgeschaltet wird und in weiterer Folge in Stagnation geht (Kollektortemperaturen über 140°C). Nach der Korrektur der Regelparameter (Erhöhung der Maximaltemperatur des Energiespeichers) konnte dieses Problem behoben werden (siehe Abbildung 20, rechter Teil, 26.03.2012).

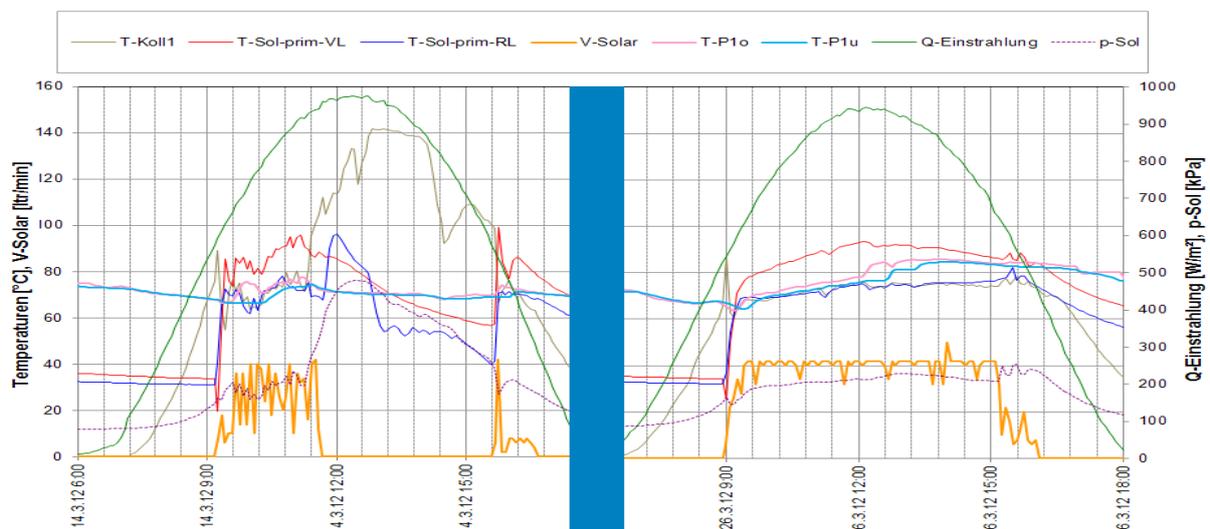


Abbildung 20: Vergleich des Temperaturverlaufs im Primärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Druckes im Primärkreis, Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung vor der Optimierung (14.03.2012, links) und nach der Optimierung (26.03.2012, rechts)

Ein weiteres Anlagenfehlverhalten konnte im Bereich der Fernwärme-Nachheizung detektiert werden. Aus Abbildung 21 (linker Teil, 14.03.2012) geht deutlich hervor, dass die Ladepumpe aus dem Nahwärmenetz praktisch 24 Stunden durchläuft und nur ca. alle 4 Stunden für knapp 30 Minuten ausschaltet (in Folge falscher Sensorbezüge, falsch

gewählter Maximaltemperaturen und unglücklich eingestellter Hysterese). Dies bringt vollgeladene Pufferspeicher mit kaum Temperaturunterschied zwischen Vorrangspeicher (1.500 l) und Nachrangspeichern (insgesamt 4.500 l) bzw. zwischen „Pufferspeicher oben“ und „Pufferspeicher unten“ mit sich. Erhöhte Speicherverluste und reduzierte Solarerträge sowie gänzlich verhinderte Einträge aus der Abwärme des Kühlraumes sind die logische Konsequenz.

Durch eine Änderung im Regelungsalgorithmus durch das Regelunternehmen konnte ein verbesserter Ladebetrieb erreicht werden, was zu deutlich reduzierten Temperaturen im Nachrangteil des Energiespeichers (T-P2u bis T-P2o) führte. Details zum Betrieb nach der getätigten Optimierungsmaßnahme können beispielhaft Abbildung 21 (rechter Teil, 28.04.2012) entnommen werden.

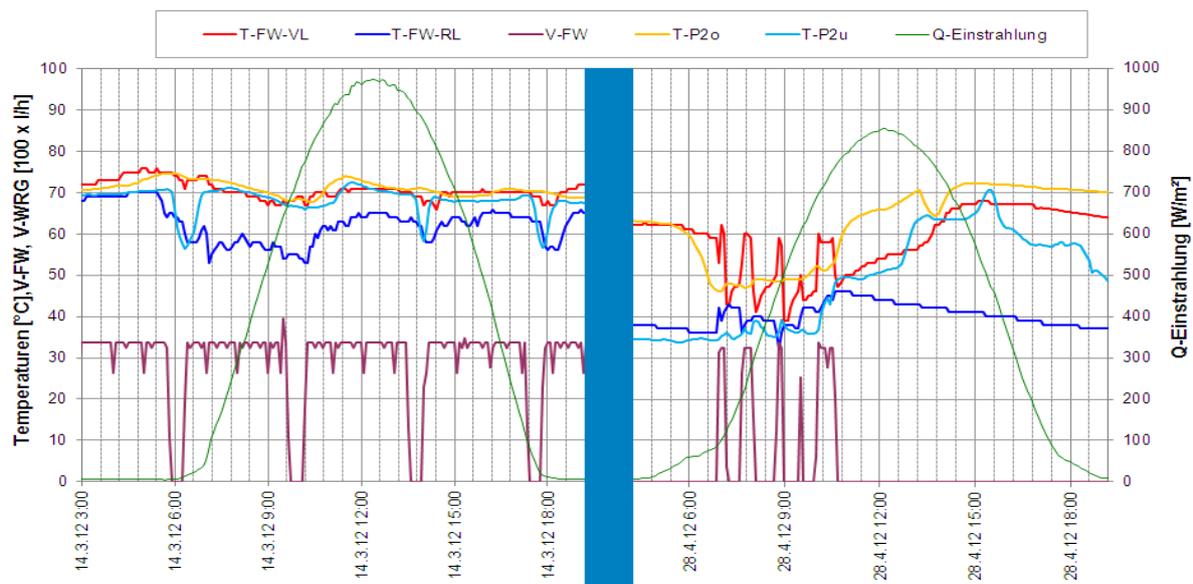


Abbildung 21: Vergleich des Temperaturverlaufs im Nahwärmeheizungskreis zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung vor der Optimierung (14.03.2012, links) und nach der Optimierung (28.04.2012, rechts)

In den Sommermonaten ist bei dieser Anlage eine Einspeisung der nicht unmittelbar im Seniorenwohnheim benötigten Wärme in das Fernwärmenetz vorgesehen. Neben der Vermeidung von Anlagenstagnation im Sommer erscheint dieser Betriebsfall auch wirtschaftlich interessant, da der Fernwärmenetzbetreiber für jede eingespeiste kWh gleich viel bezahlt wie er bei Bezug verrechnen würde. In Folge der messtechnischen Analysen musste festgestellt werden, dass die Rückspeisung aus den Energiespeichern in das FW-Netz nicht ordnungsgemäß funktionierte. War die Regelung zu Beginn der messtechnischen Begleitung im August 2011 so eingestellt, dass in Folge zu tiefer Freigabetemperaturen für die Einspeisung mehr in das Nahwärmenetz eingespeist wird als die Solaranlage im gleichen Zeitraum überhaupt lieferte (siehe Abbildung 16), so zeigt Abbildung 22, dass am 11. Mai 2012 trotz vollständig geladener Pufferspeicher (Temperaturen über 70°C) und Außentemperaturen um 20°C keine Freigabe der dezentralen FW-Einspeisung erfolgte. Nach Rücksprache mit dem Betreiber und dem zuständigen Regelungsunternehmen konnte eine wiederholt falsche Parametrierung der Regeleinstellungen (zu hohe Freigabetemperaturen an T-P2m bzw. Ausschalttemperaturen an T-P2o) festgestellt werden. In Kooperation mit dem Netzbetreiber und dem zuständigen Regelungsunternehmen konnte eine außentemperaturabhängige Freigaberegulierung für die Netzeinspeisung festgelegt werden. Bei einer Außentemperatur von -20°C beträgt die Freigabetemperatur 95°C. Bei einer Außentemperatur von 0°C liegt die Freigabetemperatur bei 72°C bzw. liegt diese bei 15°C Außentemperatur bei 70°C (Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes).

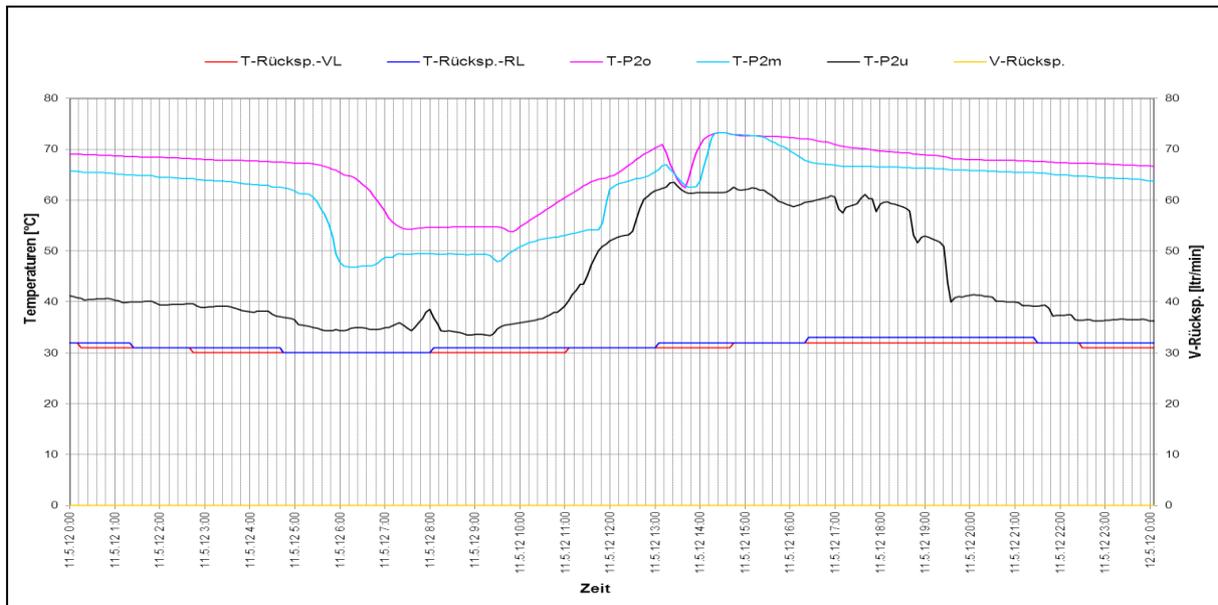


Abbildung 22: Temperaturverlauf im Netzeinspeisungskreislauf zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen vor der Optimierung der Einspeiseparameter (22.05.2012)

Abbildung 23 zeigt das Betriebsverhalten im Falle der Netzeinspeisung nach Optimierung der Freigabekriterien beispielhaft für den 30. Juni 2012. Die Einschalttemperatur beträgt dabei rund 70°C an T-P2m und die Ausschalttemperatur 67°C an T-P2o.

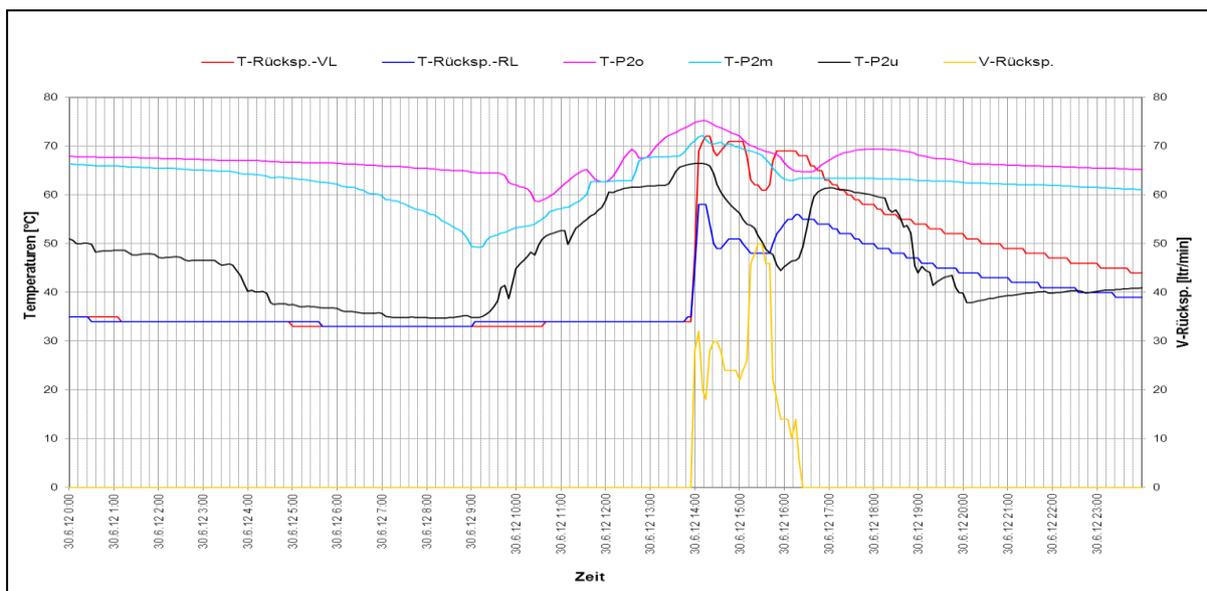


Abbildung 23: Temperaturverlauf im Netzeinspeisungskreislauf zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen nach der Optimierung der Einspeiseparameter (30.06.2012)

Im Zuge der messtechnischen Begleitung sind weiters vergleichsweise hohe Temperaturen im unteren Bereich der Energiespeicher auch in einstrahlungsarmen Zeiten aufgefallen, was mit den Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeabgabesystem zu tun hatte. Trotz eines hohen Anteils an Fußbodenheizung betragen die durchschnittlichen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeabgabesystem in der Heizperiode zwischen 50 und 60°C. Als Ursache dafür konnte ein Fehler in der Regelung des Nachheizkreislaufes für die Lüftungsanlage identifiziert werden. Wie in Abbildung 24 ersichtlich, wurde die Primärkreispumpe ständig betrieben, wobei hingegen die Sekundärkreispumpe auf die

tatsächlichen Betriebszeiten der Lüftungsanlage (3 Betriebsfenster) angepasst ist. Aufgrund dieses durchgehenden Pumpenbetriebs und der im Vergleich zur Fußbodenheizung hohen Auslegungstemperaturen (70/50) wurde der gesamte Rücklauf aus dem Wärmeabgabesystem auf hohe Temperaturen angehoben. Dies führte zu höheren Temperaturen im Energiespeicher (erhöhte Speicherverluste und reduzierte Energiedichte des Speichers), sowie gleichzeitig auch zu höheren Rücklauftemperaturen im Solarsystem, was wiederum geringere Kollektorwirkungsgrade zur Folge hatte.

In Kooperation mit dem Betreiber und dem verantwortlichen Regelungsunternehmen wurde zur Problemlösung eine elektrische Parallelschaltung der Primärpumpe mit der Sekundärpumpe definiert. Die Auswirkungen dieser Optimierungsmaßnahme führten zu den für Fußbodenheizungssysteme üblichen niedrigen Rücklauftemperaturen von etwa 30°C zu Zeiten außerhalb des Lüftungsbetriebs (siehe Abbildung 24 ).

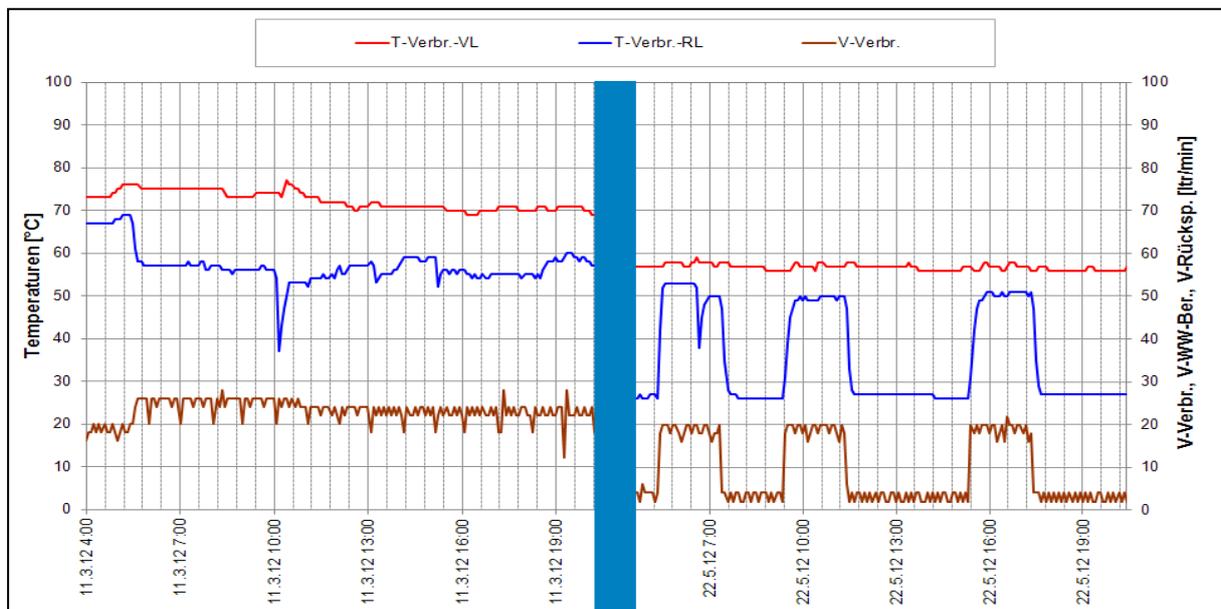


Abbildung 24: Vergleich der Temperatur- und Volumenstromverläufe im Kreislauf des Wärmeabgabesystems vor der Optimierung (11.03.2012, links) und nach der Optimierung (22.05.2012, rechts)

### 7.2.6 Anlagen Status Quo

Aufgrund der umgesetzten Optimierungsmaßnahmen zeigte das gesamte Wärmeabgabesystem nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase einen soliden Betriebszustand. Einzig die effiziente Einbindung der Abwärmenutzung aus dem Lebensmittelkühlraum konnte im Betrachtungszeitraum nicht nachgewiesen werden. Durchwegs hohe Speichertemperaturen und suboptimale Regelungseinstellungen bildeten hierfür die Ursache. Mehrfache Anregungen zur Problemlösung wurden seitens des Begleitforschungsteams an den Anlagenbetreiber kommuniziert, wurden aber bis zum Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht umgesetzt.

## 7.3 Beschlägefabrik Julius Blum, VlbG.

### 7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Beschlägefabrik Julius Blum
<u>Adresse:</u>	6973 Gaißau-Höchst
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Beschichtungsbecken und Raumwärmeversorgung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	460 m <sup>2</sup> , Vakuumröhrenkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 8 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	4 Gaskessel (3 x 1.750 kW, 1 x 1.300 kW); Abwärmenutzung von zwei Kompressoren (1 x 330 kW, 1 x 250 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	6,3 % (Messwert)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	442 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus</u>	Monitoringphase beendet mit September 2012
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem Projekt „Beschlägefabrik Blum“ handelt es sich um eine Einspeisung einer solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines produzierenden Betriebes (insbesondere Küchenbeschläge) in Vorarlberg. Die Solaranlage ist in die Erwärmung zweier Reinigungsbecken der Pulverbeschichtungsanlage, in die Erwärmung von Warmwasser für die Sanitäreinrichtungen und in die Heizungsunterstützung für Produktionshallen und Bürogebäude eingebunden. Die Reinigungsbecken der Pulverbeschichtungsanlage als Hauptwärmeabnehmer der solarthermischen Anlage erfordern eine max. Aufheizleistung von 500 kW bei einer Vorlauftemperatur von 70 °C. Zur Erhaltung des Temperaturniveaus im Produktionsbetrieb werden laut Betreiber 100 kW benötigt. Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um direkt durchströmte Vakuumkollektoren mit Reflektoren des Unternehmens Ritter XL Solar. Die Kollektoren (460 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) wurden am Dach des Betriebsgebäudes (39° Neigung und 19° Südabweichung nach Osten) montiert (siehe Abbildung 25). Eine zentrale Abwärmequelle (Abwärme aus zwei Druckluft-Kompressoren) steht in den Betriebszeiten durchgehend zur Verfügung und wurde in das Wärmeversorgungssystem integriert. Das Wärmeverteilsystem ist in 2 Verteilerstränge aufgeteilt. Über den Niedertemperaturverteiler (60/35°C) wird die Raumwärme sowie das Warmwasser versorgt, über den Hochtemperaturverteiler (80/55°C) erfolgt die Erwärmung der Reinigungsbecken.



Abbildung 25: Ansicht des Betriebsgebäudes (rechts, Bildquelle: AEE INTEC) und Ansicht des 460 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfeldes am Dach des Betriebsgebäudes der Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (links, Bildquelle: Ritter XL Solar)

Die Solaranlage ersetzt im Betrieb den Energieträger Erdgas. In Verbindung mit zwei Energiespeichern von je 8 m<sup>3</sup> liegt der vorhergesagte solare Deckungsgrad übers Jahr bei rund 8 %.

### 7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein spezielles Betriebssystem des Unternehmens Ritter XL Solar, das auch im Primärkreis auf Wasser als Wärmeträger setzt und Glykol als Frostschutzmittel als nicht notwendig erachtet („Aqua System“). Um einen Frostschutz auch an kalten Tagen ohne Einstrahlung gewährleisten zu können, wird temperaturgesteuert die Primärkreispumpe taktweise in Betrieb genommen und Wärme aus dem Energiespeicher in Richtung Kollektorfeld gepumpt. Laut Aussagen der Techniker von Ritter XL Solar wird die hierfür benötigte Wärmemenge durch die Vorteile einer höheren Wärmekapazität von Wasser im Vergleich zu einem Glykolgemisch leicht kompensiert. Somit speisen die 460 m<sup>2</sup> Vakuumkollektoren ohne Systemtrennung in einen 8 m<sup>3</sup> fassenden Energiespeicher. Erst zwischen diesem neuen Speicher und einem bereits bestehenden 8 m<sup>3</sup> Speicher wurde eine Systemtrennung installiert. Laut Aussagen des Unternehmens Ritter XL Solar wäre auch ein Verzicht dieses Wärmetauschers möglich gewesen, wogegen man sich aber schlussendlich ausgesprochen hat. Neben dem Solarsystem werden noch zwei Abwärmequellen aus dem Betrieb zweier Kompressoranlagen im System genutzt. Erst wenn durch Solarenergie und Abwärme die gewünschten Temperaturen nicht erreicht werden können, wird die Gaskesselanlage (4 Gaskessel) in Betrieb genommen. Aus der oberen Speicherhälfte heraus erfolgt dann die Versorgung der Verbraucher über eine Verteilerschiene mit höheren Temperaturen (80/55°C) und aus der unteren Speicherhälfte heraus die Versorgung der Verbraucher mit niedrigeren Temperaturen (60/35°C). Fünf Wärmemengenzähler, 22 Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung (siehe Abbildung 26).

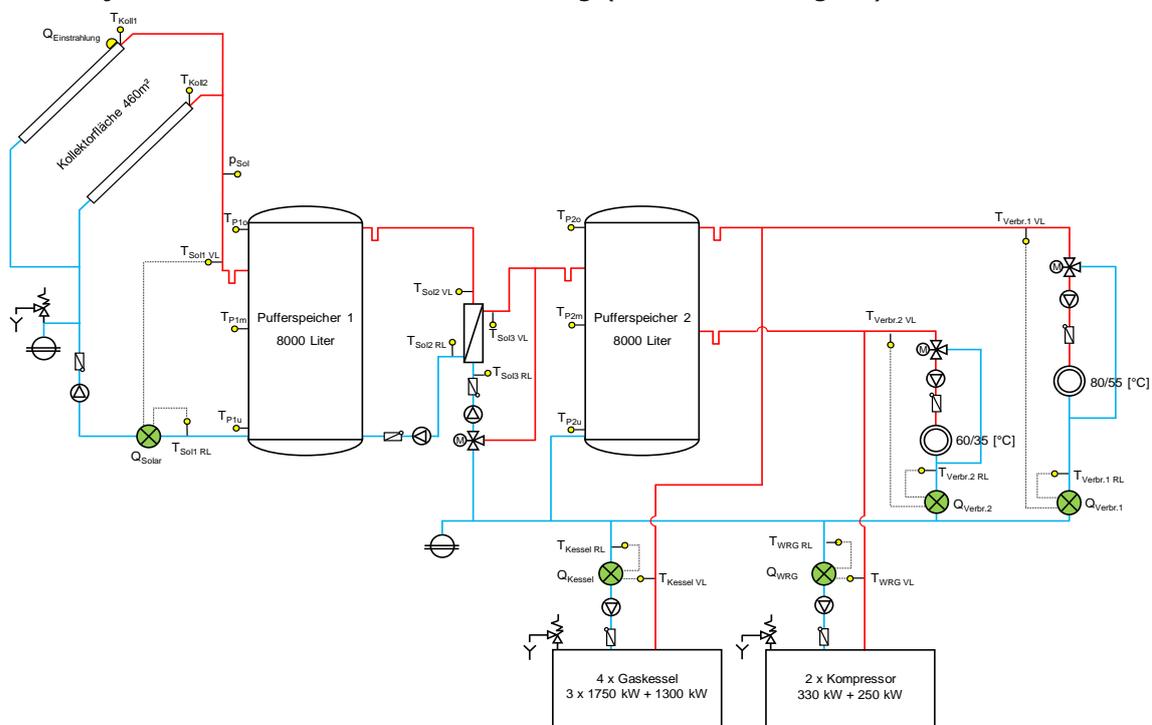


Abbildung 26: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$Q_{\text{Einstrahlung}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Koll1}}$	Kollektortemperatur Nr. 1
$T_{\text{Koll2}}$	Kollektortemperatur Nr. 2
$T_{\text{Sol1 VL}}$	Solarvorlauftemperatur vor Puffer 1
$T_{\text{Sol1 RL}}$	Solarrücklauftemperatur vor Puffer 1
$T_{\text{Sol2 VL}}$	Solarvorlauftemperatur nach Puffer 1
$T_{\text{Sol2 RL}}$	Solarrücklauftemperatur nach Puffer 1
$P_{\text{Sol}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$Q_{\text{Solar}}$	Wärmemengenzähler Solar-Primär

### Solar-Sekundärkreis

$T_{\text{Sol3 VL}}$	Solarvorlauftemperatur vor Puffer 2
$T_{\text{Sol3 RL}}$	Solarrücklauftemperatur vor Puffer 2

### Pufferspeicher

$T_{\text{P1o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{P1m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mittig
$T_{\text{P1u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten
$T_{\text{P2o}}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben
$T_{\text{P2m}}$	Pufferspeichertemperatur 2 mittig
$T_{\text{P2u}}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten

### Nachheizung

$Q_{\text{Kessel}}$	Wärmemengenzähler im Kesselkreis der vier Gaskessel
$T_{\text{Kessel VL}}$	Vorlauftemperatur im Kesselkreis
$T_{\text{Kessel RL}}$	Rücklauftemperatur im Kesselkreis
$Q_{\text{WRG}}$	Wärmemengenzähler, Wärmerückgewinnung der Kompressoren
$T_{\text{WRG VL}}$	Vorlauftemperatur - Wärmerückgewinnung der Kompressoren
$T_{\text{WRG RL}}$	Rücklauftemperatur - Wärmerückgewinnung der Kompressoren

### Verbraucher

$Q_{\text{Verbr.1}}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis 80/55°C
$T_{\text{Verbr.1 VL}}$	Vorlauftemperatur Verbraucherkreis 80/55°C
$T_{\text{Verbr.1 RL}}$	Rücklauftemperatur Verbraucherkreis 80/55°C
$Q_{\text{Verbr.2}}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis 60/35°C
$T_{\text{Verbr.2 VL}}$	Vorlauftemperatur im Verbraucherkreis 60/35°C
$T_{\text{Verbr.2 RL}}$	Rücklauftemperatur im Verbraucherkreis 60/35°C

## 7.3.3 Energiebilanz

Die Monitoringphase im Rahmen des Begleitforschungsprogramms startete im Oktober 2011 und endete im September 2012. Das gesamte Wärmeversorgungssystem zeigte in diesem Zeitraum ein weitgehend unproblematisches Betriebsverhalten. Die dargestellte Energiebilanz (Abbildung 27) zeigt die drei Wärmeinputs (gelb: Solarwärme; grau: Wärme aus Gaskessel; blau: Kompressorabwärme) der Anlage „Beschlägefabrik Blum“. Die Bilanzierung der Wärmeoutputs erwies sich aus messtechnischen Gründen in diesem Projekt als nicht möglich.

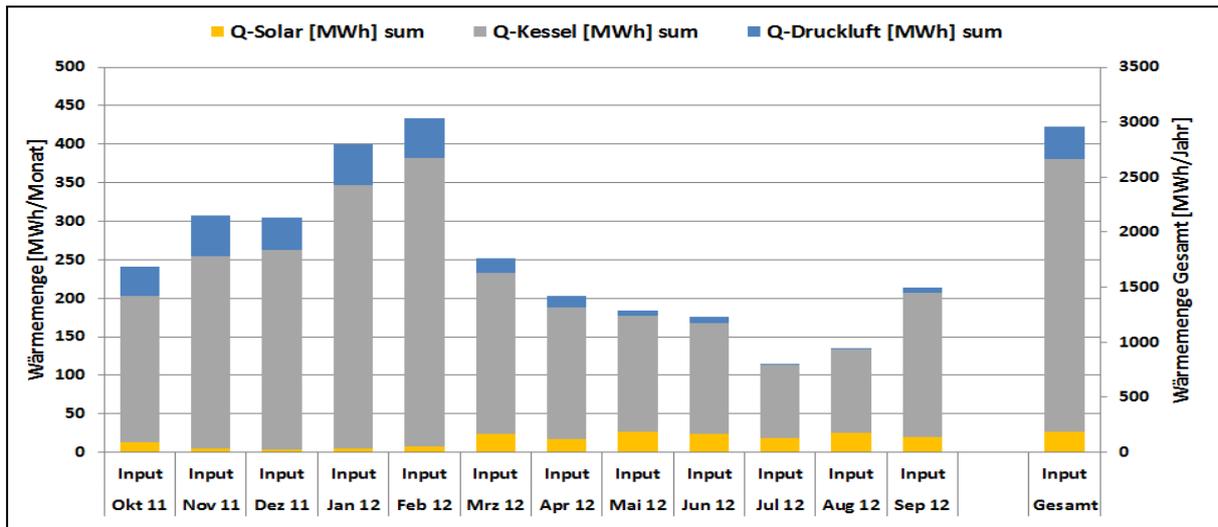


Abbildung 27: Wärmeeinput in die Energiespeicher der Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (Oktober 2011 bis September 2012)

### 7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Zur richtigen Einschätzung des Solarertrages in der Monitoringphase (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam für die Durchführung einer Anlagensimulation. Die Simulation, welche in T-SOL durchgeführte wurde, basierte auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort Lustenau. Der Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue schraffierte Fläche) mit den Messergebnissen (rote Linie) zeigt Abbildung 28. Im Laufe der einjährigen Monitoringphase ergab sich eine gute Übereinstimmung von simuliertem und gemessenem Ertrag. Der Simulations- sowie Messwert betrug im Betrachtungszeitraum, bezogen auf die Aperturfläche, rund 440 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche).

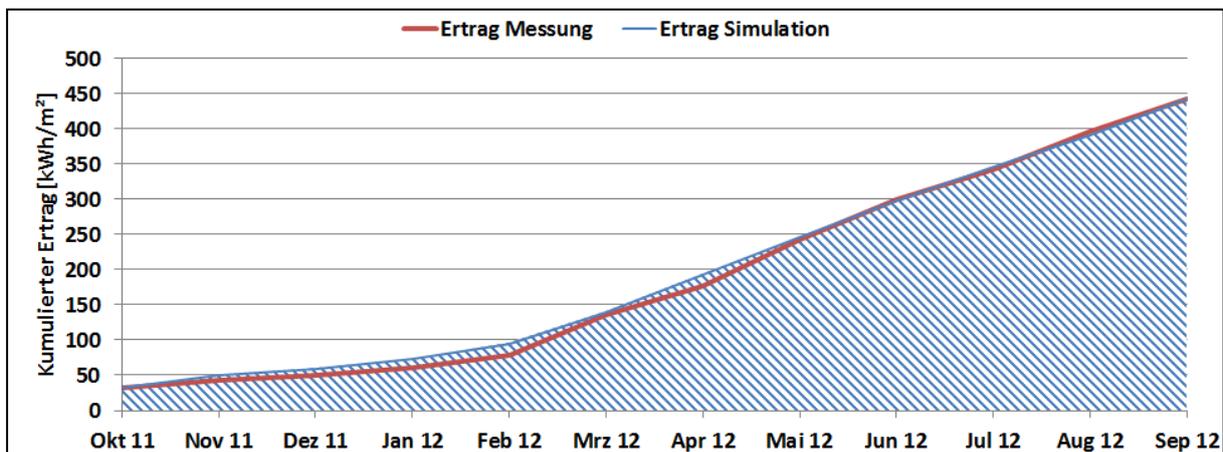


Abbildung 28: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (Oktober 2011 bis September 2012)

Auch die Vergleiche zwischen gemessenen und simulierten solaren Deckungsgraden (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) wurden in Monatswerten dargestellt. Abbildung 29 zeigt hierzu die Messwerte in roten und die Simulationswerte in blauen Balken. Der simulierte solare Jahresdeckungsgrad beläuft sich dabei auf rund 8%. Wie schon vorhin erwähnt, basiert die in T-SOL durchgeführte Simulation auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt.

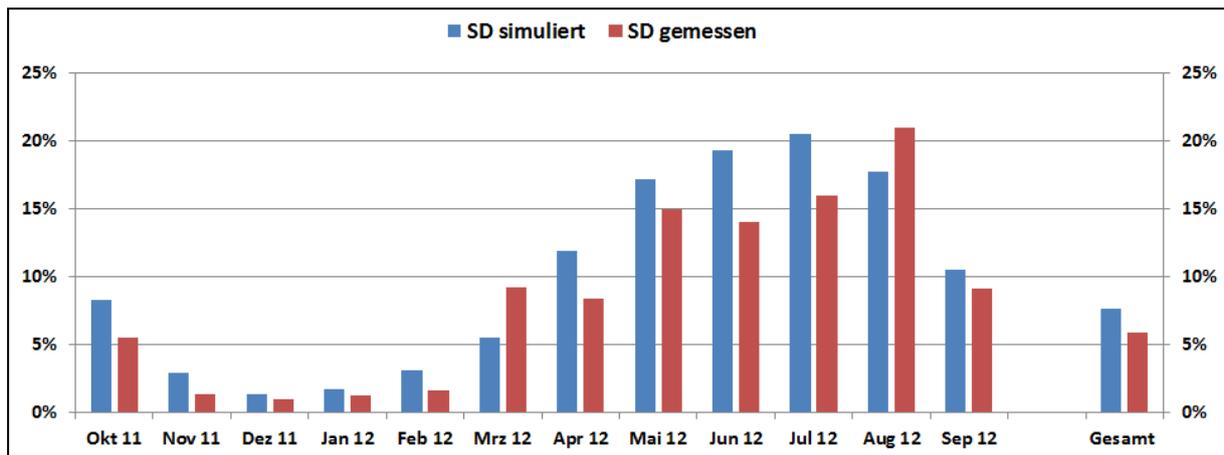


Abbildung 29: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (Oktober 2011 bis September 2012)

Der gemessene solare Deckungsgrad betrug für das Betrachtungsjahr 6,3 % und liegt damit nur knapp unter dem Simulationswert. Diese Unterschreitung kann auf den im gleichen Zeitraum deutlich höheren Gesamtwärmebedarf zurückgeführt werden (siehe hierzu Abbildung 30).

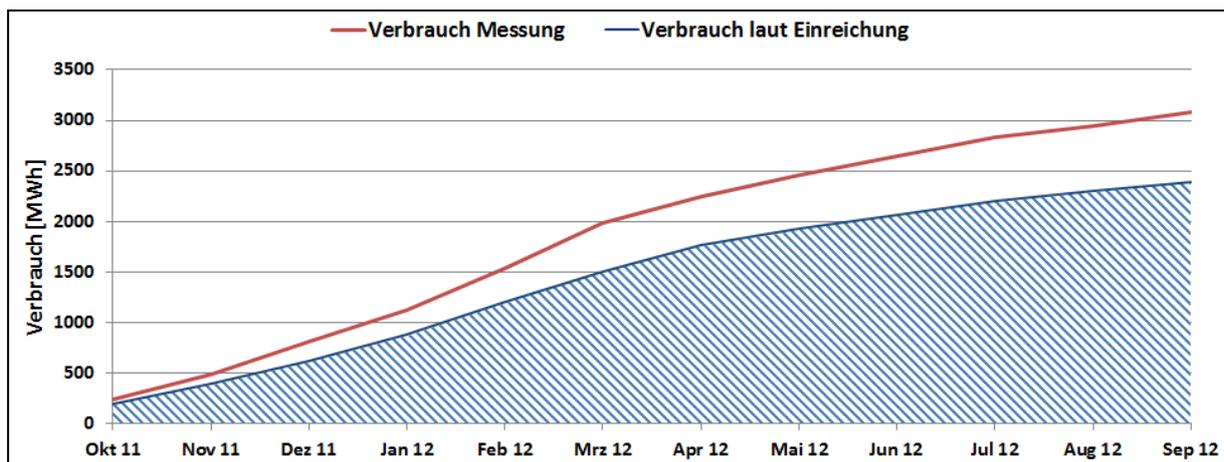


Abbildung 30: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Beschlägefabrik Julius Blum“ (Oktober 2011 bis September 2012)

### 7.3.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Analyse mittels Temperaturverläufe in allen hydraulischen Kreisläufen bestätigte bei der Anlage „Beschlägefabrik Blum“ einen soliden Betrieb. Beispielhaft zeigt Abbildung 31 hier den Verlauf der Temperaturen im Solar-Primärkreis an einem nahezu wolkenlosen Tag im Dezember 2011. Die Funktion der Frostschutzschaltung kann deutlich erkannt werden, denn praktisch stündlich wird im Zeitraum zwischen 19:00 Uhr und 09:00 Uhr die Solarpumpe kurz eingeschaltet und somit heißes Medium aus dem Speicher Richtung Kollektor gepumpt.

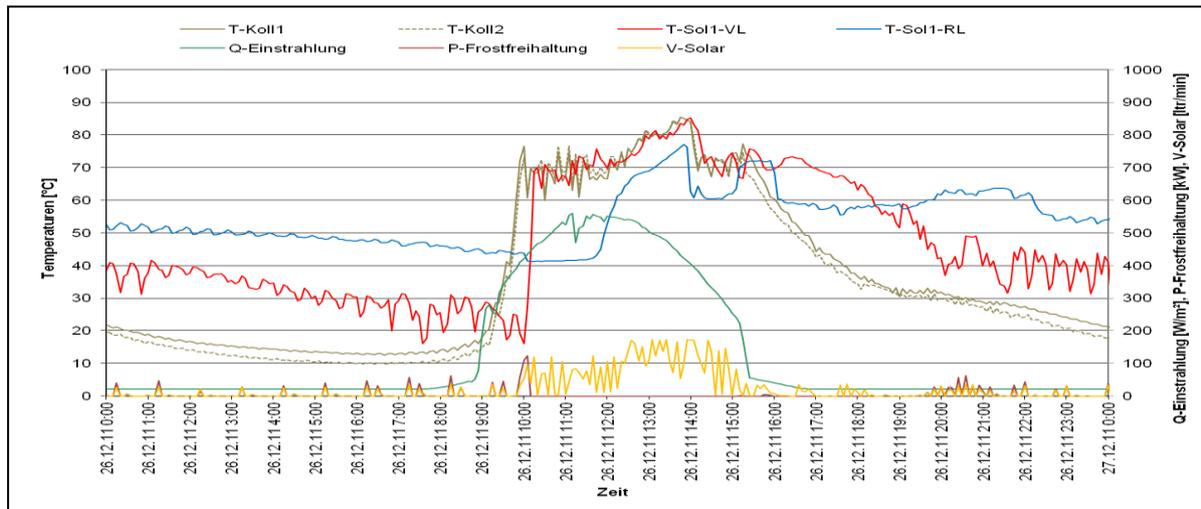


Abbildung 31: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Leistung der Frostschutzfreihaltung und der Globalstrahlung (26.12.2011)

Dabei ist die Temperatur des Vorlaufes (T-Sol1-VL) von 00:00 Uhr bis etwa 10:00 Uhr tiefer als die Temperatur des Rücklaufes (T-Sol1-RL). Da alternierend auch ein Volumenstrom vorliegt, tritt eine Verlustleistung (P-Frostfreihaltung, schwarze Linie) auf. Ab etwa 10:00 Uhr übersteigt die Temperatur des Vorlaufes die des Rücklaufes, was deutlich auf den Wechsel des Betriebsmodus (vom Modus „Frostfreihaltung“ auf „Normalbetrieb“) schließen lässt. Ab etwa 20:00 Uhr geht die Anlage dann wieder in den Modus „Frostfreihaltung“. Das hier Optimierungspotenzial besteht, zeigen die hohen Betriebstemperaturen (am Rücklauf 50 bis 60°C; am Vorlauf 20 bis 45°C). Aus diesem Grund wurden seitens des Begleitforschungsteams der Betreiber informiert, eine dahingehende Verbesserung ließ sich aber nicht rasch umsetzen, wie eine Jahresenergiebilanz der beiden Betriebsmodi in Abbildung 32 zeigt. Neben dem erheblichen Wärmebedarf für die Frostfreihaltung in den Wintermonaten ist dabei auch ein Wärmebedarf in der Übergangszeit als auch im Sommer zu erkennen. Alleine im Mai 2012 betrug der Wärmebedarf für die Frostschutzschaltung rund 5% (absolut ca. 2 MWh) des Solarertrags.

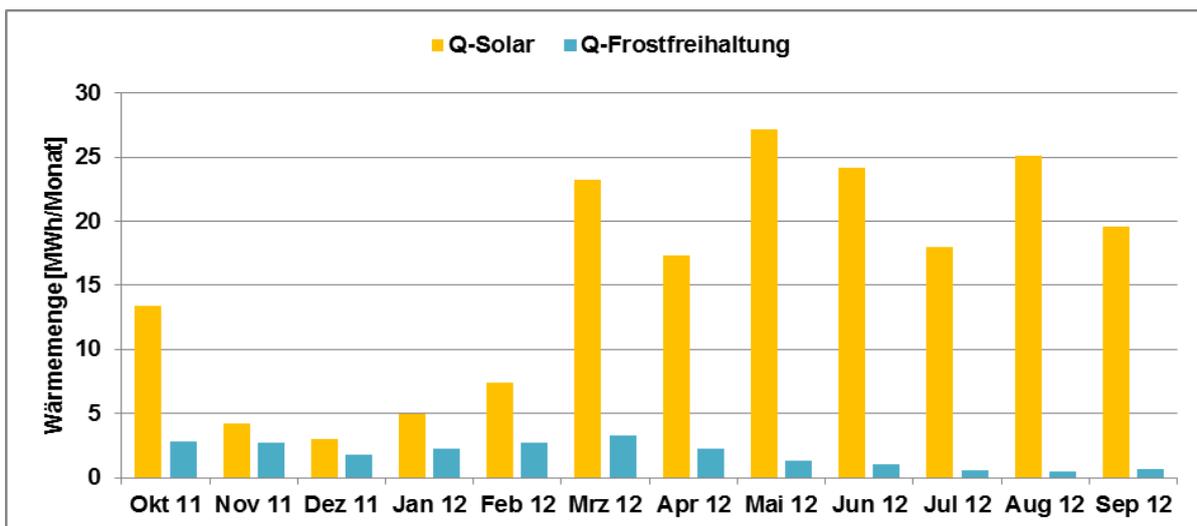


Abbildung 32: Gegenüberstellung der Wärmemengen „Solareintrag im Normalbetrieb“ und „Frostschutzschaltung“ (Oktober 2011 bis September 2012)

Nach mehrfachen Hinweisen durch das Begleitforschungsteam und Diskussionen mit dem Betreiber sowie dessen Partner, konnte die Ursache für das Fehlverhalten detektiert

werden. Aufgrund eines ungeschirmten Sensorkabels (Sensor für die Kollektortemperatur) kam es durch andere Teile der Elektroinstallation zu Beeinflussungen, weshalb nicht korrekte Kollektortemperaturen an den Regler übermittelt wurden. Dadurch schaltete die Regelung die Funktion der Frostfreihaltung ein, obwohl es aufgrund der tatsächlichen Kollektortemperaturen nicht notwendig gewesen wäre. Anfang August 2012 wurde das ungeschirmte Kabel durch ein geschirmtes Kabel ersetzt.

Um die Auswirkungen dieser Maßnahme in Monaten mit tieferen Außentemperaturen quantifizieren zu können, wurde trotz Ende des einjährigen Betrachtungszeitraums im September 2012 noch Messungen im Oktober und November durchgeführt und diese vergleichend mit den benötigten Wärmemengen in den gleichen Monaten im Jahr 2011 dargestellt

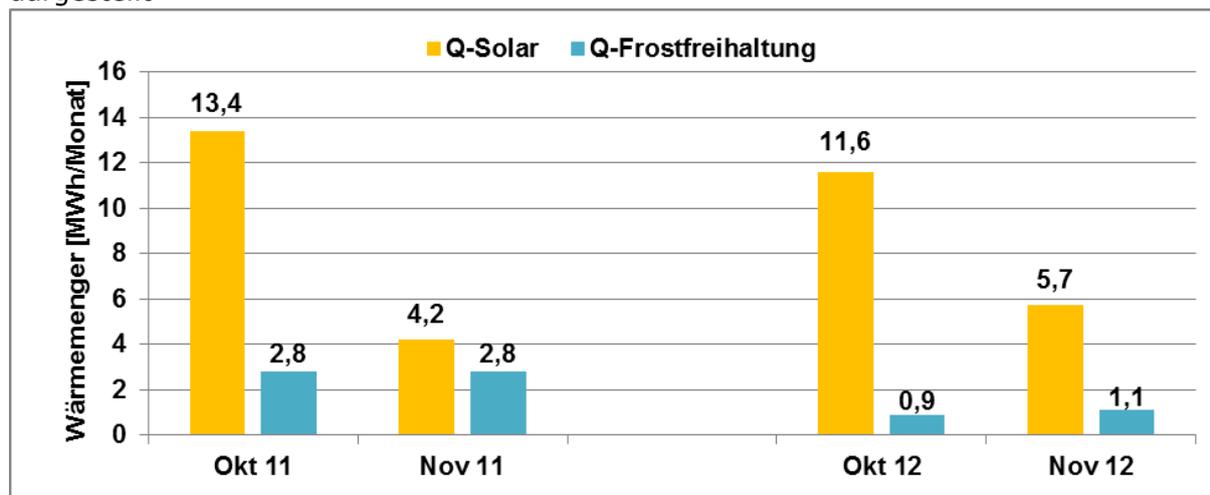


Abbildung 33: Gegenüberstellung der Wärmemengen „Solareintrag im Normalbetrieb“ und „Frostschuttschaltung“ (Oktober und November 2011; Oktober und November 2012)

Eine Verbesserung durch die getätigte Maßnahme ist deutlich ersichtlich, denn die für die Frostfreihaltung aufgewendete Wärme konnte für diese beiden Monate im Jahresvergleich um mehr als 65 % gesenkt werden. Rechnet man diese in zwei Monaten erzielten Reduktionen hoch auf ein ganzes Kalenderjahr, kann der Wärmebedarf für die Frostschuttschaltung von 26 MWh (rund 14% des Solarertrags) auf 8 MWh (rund 4,3% des Solarertrags) reduziert werden. Eine weitere Verbesserung könnte ev. mittels angepasster Regelungseinstellung erreicht werden, sodass zumindest in den Sommermonaten keine Wärme für die Frostschuttschaltung aufgewendet werden muss.

Von besonderem Interesse ist bei Solarintegrationen in produzierenden Betrieben das Systemverhalten zu Zeiten mit geringer Wärmeabnahme, sprich zu produktionsfreien Zeiten an Wochenenden oder Betriebsurlauben. Abbildung 34 zeigt hierzu das Anlagenverhalten im Primärkreis des Solarsystems an einem Samstag im Mai 2012 mit guter Solareinstrahlung. Abbildung 35 zeigt hierzu für den gleichen Tag die Wärmeabnahme. Wie in Abbildung 35 zu erkennen ist, schaltet sich ca. um 09:30 der Niedertemperaturverteiler (V-Verbr.2) weg. Ab etwa 13:30 Uhr folgt die Abschaltung des Hochtemperaturverteilers (V-Verbr.1). Da die Speicher im Projekt Beschlägefabrik Blum mit insgesamt 16 m<sup>3</sup> eher klein dimensioniert wurden, schaltet sich bereits kurze Zeit später (ca. um 13:45 Uhr) die Solarkreispumpe aus und das Solarsystem geht in Stagnation (zu erkennen am Anstieg der Kollektortemperaturen und des Systemdrucks).

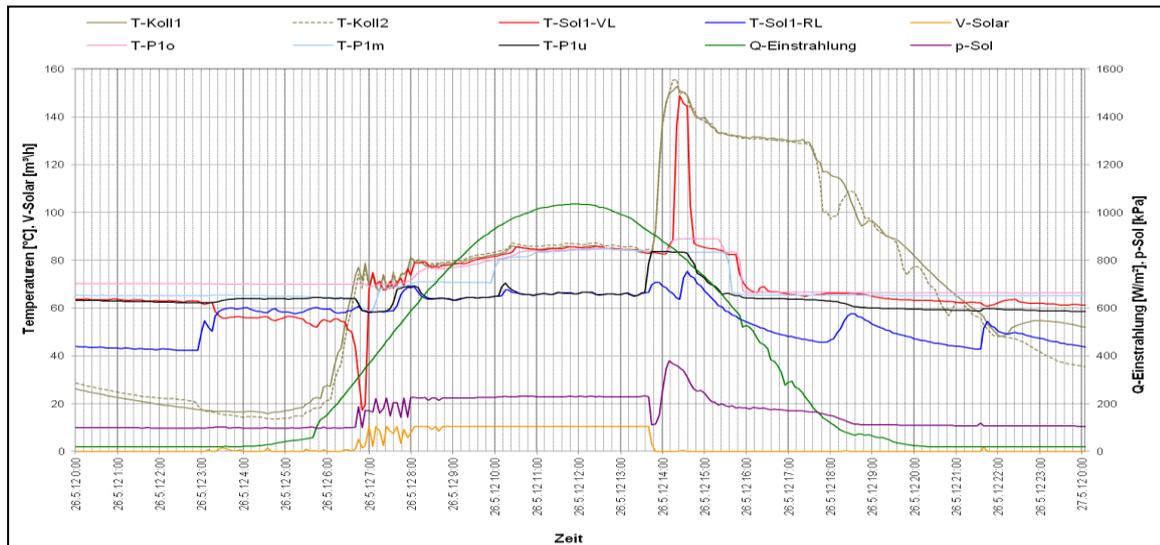


Abbildung 34: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarprimärkreises bei Anlagenstagnation zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem produktionsfreien Samstag im Mai (26.05.2012)

Allgemein kann trotz des vergleichsweise häufigen Auftretens aber von einem unauffälligen Stagnationsverhalten gesprochen werden, denn auch die Wiederaufnahme des Normalbetriebs in Folge von Anlagenstagnation erfolgte im Betrachtungszeitraum ohne Probleme. Da es sich beim verwendeten Wärmeträger um Wasser handelt, kann auch eine Degradation des Wärmeträgers ausgeschlossen werden.

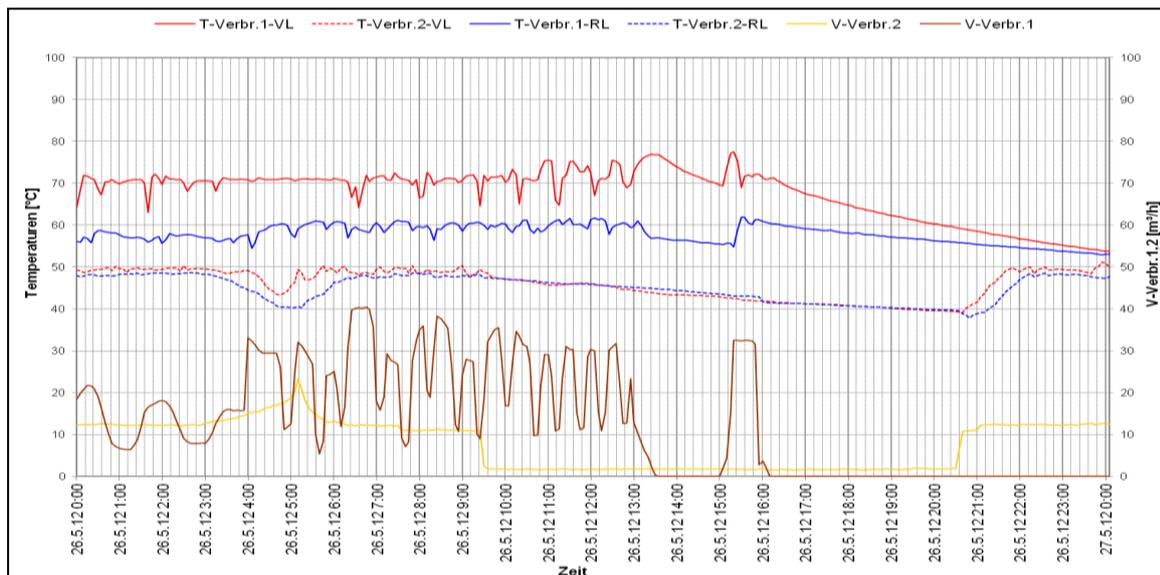


Abbildung 35: Beispielhafter Temperaturverlauf in zwei Wärmeverbraucherkreisen zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme an einem produktionsfreien Samstag im Mai (26.05.2012)

Um einen Eindruck über die Dynamik der Wärmeverbräuche an einem repräsentativen Produktionstag bei kalten Außentemperaturen zu geben, wurden in Abbildung 36 beispielhaft Temperaturverläufe und Volumenströme für den 24. Februar 2012 dargestellt. Dabei wurde der Vorlauf des Hochtemperaturverteilers mit 70 °C sowie der Vorlauf des Niedertemperaturverteilers mit 50-55 °C betrieben. Die Volumenströme schwanken dabei im Hochtemperaturkreis zwischen 5 und 50 m<sup>3</sup>/h sowie im Niedertemperaturkreis zwischen 10 und 30 m<sup>3</sup>/h.

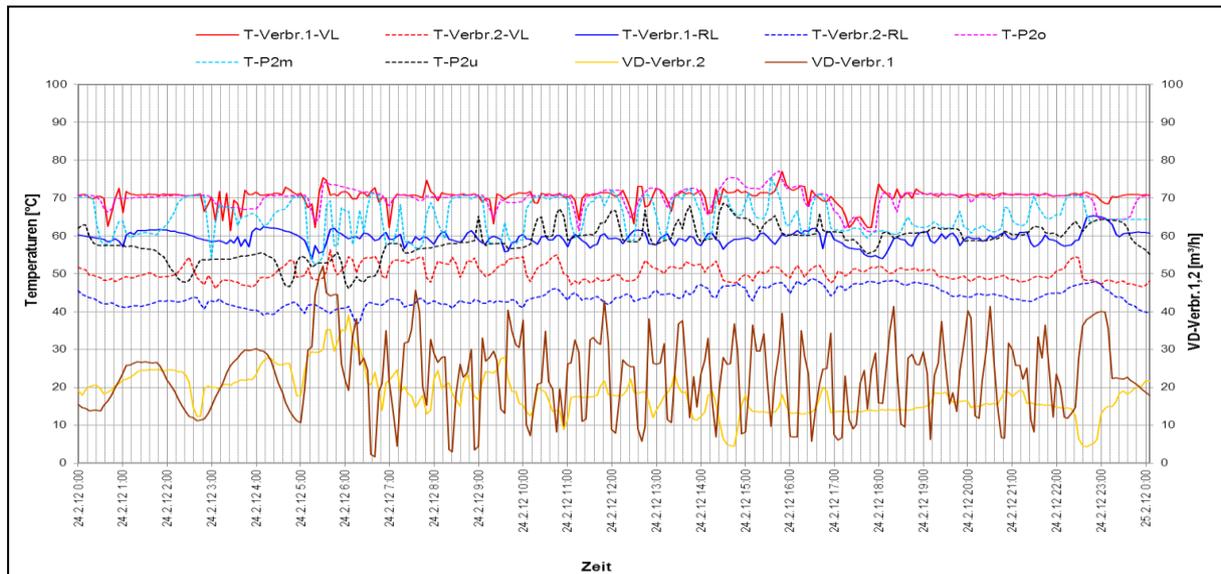


Abbildung 36: Beispielhafter Temperaturverlauf im Pufferspeicher 2 und in den Wärmeverteilkreisläufen zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme (24.02.2012)

Trotz der häufig auftretenden niedrigen Rücklauftemperaturen erreicht die Temperatur ganz unten im Pufferspeicher 2 nur selten tiefere Temperaturen als 55 °C, was auf die Dynamik im Pufferspeicher 2 (hohe Massenströme durch Nachheizung und Entladung bei gleichzeitig geringem Volumen) zurückgeführt werden kann.

### 7.3.6 Anlagen Status Quo

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Anlage „Beschlägefabrik Blum“ im Betrachtungszeitraum einen soliden Betrieb zeigte. Trotz erheblicher Verbesserungen im Bereich der Reduktion des Wärmebedarfs im Betriebsmodus „Frostschutzschaltung“ erscheinen weitere Optimierungen (ev. mittels angepasster Regelungseinstellung) möglich, sodass zumindest in den Sommermonaten keine Wärme für die Frostschutzschaltung aufgewendet werden muss. Der Betreiber wurde diesbezüglich seitens der Begleitforschung informiert.

## 7.4 Landgasthaus Schwab, Stmk.

### 7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Landgasthaus Schwab
<u>Adresse:</u>	8200 Gleisdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	101 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	6,2 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Ölkessel 85 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	37,1 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	352 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Oktober 2012
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem Projekt „Landgasthaus Schwab“ handelt es sich um die Einspeisung einer solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Gasthauses in der Steiermark. Konkret speist die Solaranlage in das Warmwasserbereitungssystem (inkl. Versorgung der Zirkulationsleitung) sowie in die Raumheizungskreisläufe (Fußbodenheizung 40/25°C, Radiatorheizung 60/40°C und Lüftungsregister 50/30 °C). Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um Flachkollektoren im Großflächenformat des Herstellers Ökotech. Wie in Abbildung 37 ersichtlich, übernehmen die Kollektoren (101 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) dabei teilweise die Überdachung eines neu errichteten Autoabstellplatzes. Die Ausrichtung erfolgte direkt nach Süden. Aufgrund erwarteter Überschüsse im Sommer wurde die Kollektorneigung mit 55°C eher steiler gewählt. Im Betrachtungszeitraum lag der Warmwasserverbrauch pro Tag bei rund 1.000 Liter.



Abbildung 37: Ansicht des Kollektorfeldes im Vordergrund des Landgasthaus Schwab (links) und der Konstruktion des überdachten Autoabstellplatzes (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

Die Solaranlage vermindert in der gegenständlichen Anlage die Laufzeit des neuen Ölkessels. Der zum Zeitpunkt der Einreichung prognostizierte solare Deckungsgrad, in Verbindung mit einem Energiespeicher von 6,2 m<sup>3</sup>, lag übers Jahr bei rund 29 %.

### 7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein klassisches Wärmeversorgungssystem für Warmwasserbereitung und Raumheizung. Dabei speist die thermische Solaranlage in einen Pufferspeicher mit 6,2 m<sup>3</sup>. Die Solaranlage verfügt über die Möglichkeit der Beladung des Pufferspeichers in zwei Ebenen. In den obersten Teil des Pufferspeichers ist auch die bestehende Ölkesselanlage eingebunden. Die Warmwasserbereitung erfolgt über zwei trinkwasserseitig in Serie geschaltete

Warmwasserspeicher (zu je 1.000 l), die aus dem Pufferspeicher über innenliegende Wärmetauscher wechselweise geladen werden. Die Zirkulationsleitung ist über die Warmwasserspeicher in das System eingebunden. Die Raumheizungsverbraucher (Radiatorheizung, Fußbodenheizung, Lüftung) sind, wie bei Bestandsanlagen üblich, über einen Vorlauf- und einen Rücklaufverteiler ohne Berücksichtigung der unterschiedlichen Temperaturniveaus eingebunden. Vier Wärmemengenzähler, 17 Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung (siehe Abbildung 38).

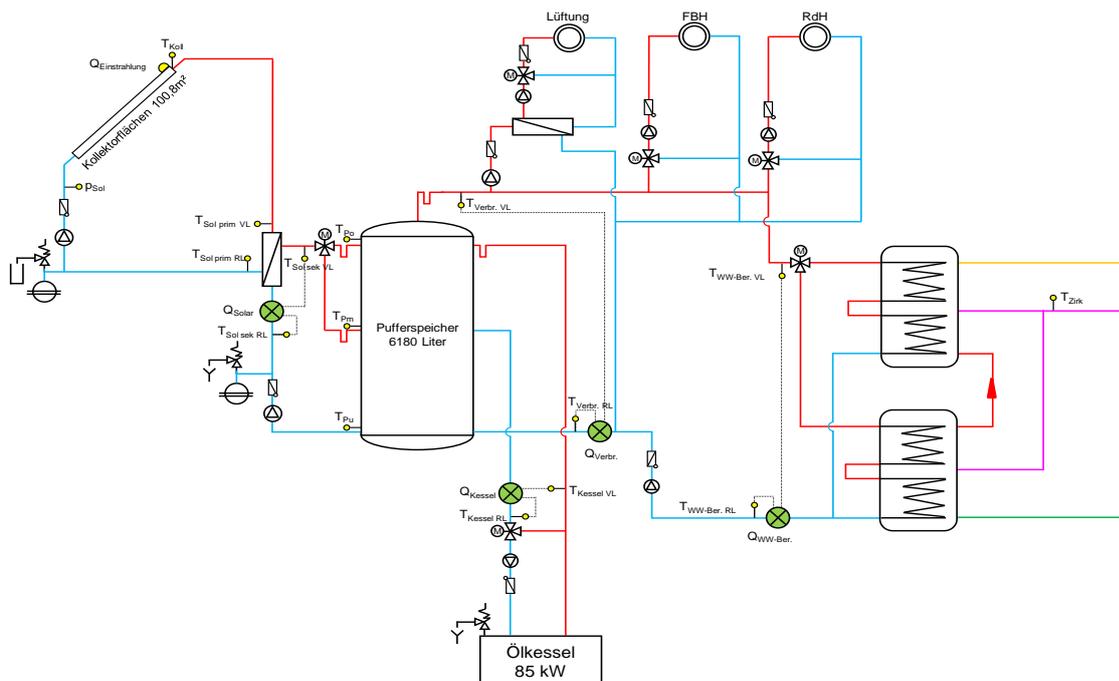


Abbildung 38: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Landgasthaus Schwab“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solar-Primärkreis

$Q_{\text{Einstrahlung}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Koll}}$	Kollektortemperatur
$T_{\text{Sol prim VL}}$	Solarvorlauftemperatur Primär
$T_{\text{Sol prim RL}}$	Solarrücklauftemperatur Primär
$P_{\text{Sol}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

#### Solar-Sekundärkreis

$Q_{\text{Solar}}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis)
$T_{\text{Sol sek VL}}$	Solarvorlauftemperatur Sekundär
$T_{\text{Sol sek RL}}$	Solarrücklauftemperatur Sekundär

#### Pufferspeicher

$T_{\text{Po}}$	Pufferspeichertemperatur oben
$T_{\text{Pm}}$	Pufferspeichertemperatur mittig
$T_{\text{Pu}}$	Pufferspeichertemperatur unten

#### Verbraucher - Raumheizung

$Q_{\text{Verbr.}}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis (Raumheizung und Warmwasserbereitung)
$T_{\text{Verbr. VL}}$	Vorlauftemperatur Verbraucherkreis

$T_{\text{Verbr. RL}}$  Rücklauf­temperatur Verbraucher­kreis

Verbraucher – Warmwasser

$Q_{\text{WW Ber.}}$  Wärmemengenzähler im Warmwasser­berei­tungskreis (inklusive Zirkulationsverluste)  
 $T_{\text{WW Ber. VL}}$  Vorlauf­temperatur WW-Ber. Kreis  
 $T_{\text{WW Ber. RL}}$  Rücklauf­temperatur WW-Ber. Kreis  
 $T_{\text{Zirk}}$  Temperatur Zirkulation

Nachheizung

$Q_{\text{Kessel}}$  Wärmemengenzähler im Nach­hei­zungskreis  
 $T_{\text{Kessel VL}}$  Vorlauf­temperatur im Nach­hei­zungskreis  
 $T_{\text{Kessel RL}}$  Rücklauf­temperatur im Nach­hei­zungskreis

**7.4.3 Energiebilanz**

Bei der Anlage Landgasthaus Schwab startete die Monitoringphase im November 2011 und endete mit Oktober 2012. In diesem Zeitraum zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem ein solides Betriebsverhalten. Die für den Monitoringzeitraum erstellte Energiebilanz ist in Abbildung 39 dargestellt und zeigt einerseits die beiden Wärmeinputs in das Gesamtsystem (gelb: Solarwärme; grau: Wärme aus dem Ölkessel) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (hellblau: Raumheizungsverteiler; blau: Warmwasserbereitung). Die Speicherverluste liegen in Monaten mit eher geringem Solaranteil deutlich unter 10 % (ungefähr die Differenz zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput). In Monaten mit hohen solaren Deckungsgraden von über 50 % (und daraus resultierend häufig vergleichsweise hohe Temperaturen im gesamten Speicher) stiegen die Speicherverluste signifikant auf über 30 % an. Wie in Abbildung 39 ersichtlich, wurde in den Monaten Mai, Juni, Juli und August die Raumheizung (Radiatoren, FBH, Lüftung für Küche) nicht mehr in Betrieb genommen. Ab 25.4.2012 kam aufgrund von geringfügigen hydraulischen Adaptierungen in der Auswertung eine Änderung der Wärmemengenzuordnung zum Tragen, sprich es wurden die Wärmeverluste für die Zirkulationsverluste in den Verbrauchsteil  $Q_{\text{Warmwasser}}$  integriert. Davor war dieser Verlustanteil in der Wärmemenge  $Q_{\text{Verbraucher}}$  inkludiert.

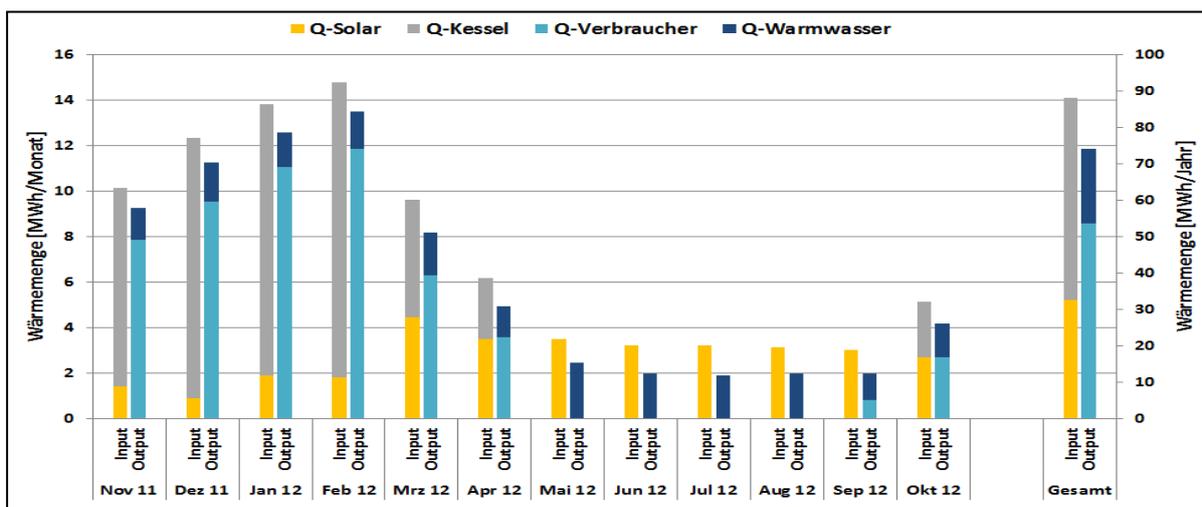


Abbildung 39: Energiebilanz der Anlage „Landgasthaus Schwab“ (November 2011 bis Oktober 2012)

#### 7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam für die Durchführung einer Anlagensimulation. Die in T-SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 40 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blau gestrichelte Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie). Der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis zeigte zu Anfang des Monitoring eine relativ gute Übereinstimmung. Beginnend mit Monat März liegt der gemessene Ertrag über dem Simulationsergebnis. Der Trend setzte sich bis zum Ende des Monitoringzeitraums fort und lag nach einem Jahr mit 352 kWh/m<sup>2</sup>a deutlich über den mittels Simulation prognostizierten 300 kWh/m<sup>2</sup>a (Bezug Aperturfläche).

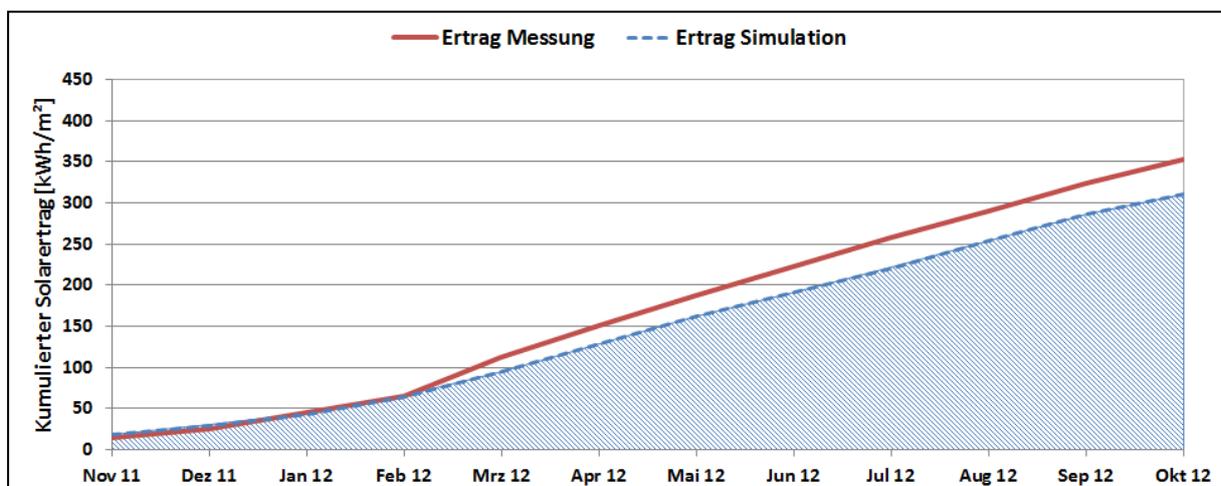


Abbildung 40: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Landgasthaus Schwab“ (November 2011 bis Oktober 2012)

Aufbauend auf den Ergebnissen der Simulation wurde in weiterer Folge ein Vergleich des simulierten mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) durchgeführt. Diese sind in Abbildung 41 ersichtlich, wobei die Messwerte in roten und die Simulationsergebnisse in blauen Balken dargestellt werden. Der simulierte solare Jahresdeckungsgrad beläuft sich dabei auf rund 29 %. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt mit 37,1% deutlich darüber. Wie schon vorhin erwähnt, basiert die in T-SOL durchgeführte Simulation auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt.

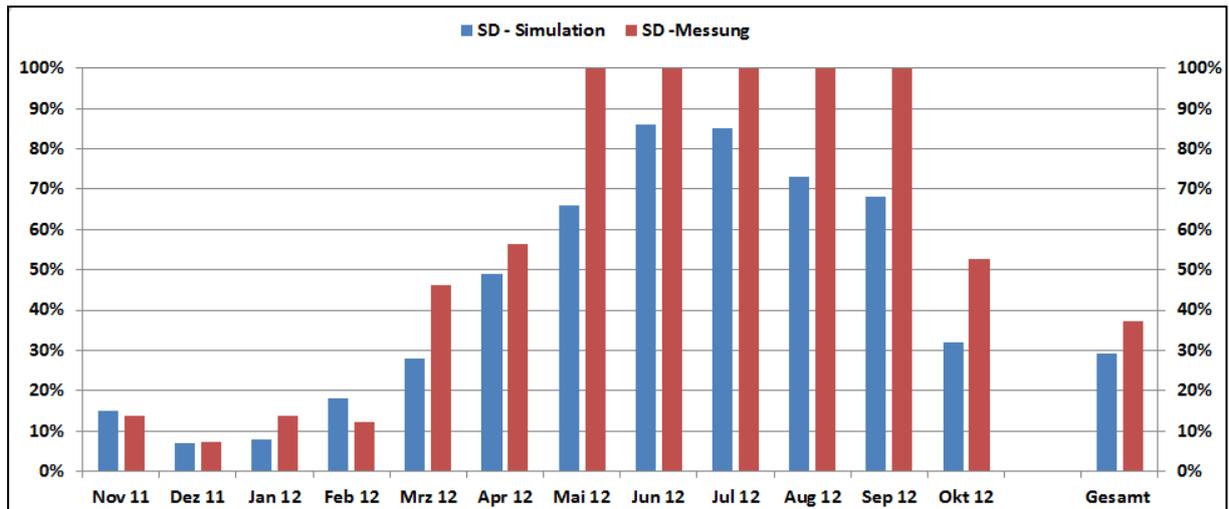


Abbildung 41: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Landgasthaus Schwab“ (November 2011 bis Oktober 2012)

Ein Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem zum Zeitpunkt der Einreichung erwarteten Verbrauch zeigt, dass im Betrachtungszeitraum in Summe um 45 % weniger an Wärmeenergie für die Warmwasserbereitstellung sowie Raumheizung benötigt wurde als angenommen (siehe Abbildung 42). Diese Verbrauchsdifferenz bildet auch die zentrale Ursache für den deutlich höheren solaren Deckungsgrad als prognostiziert.

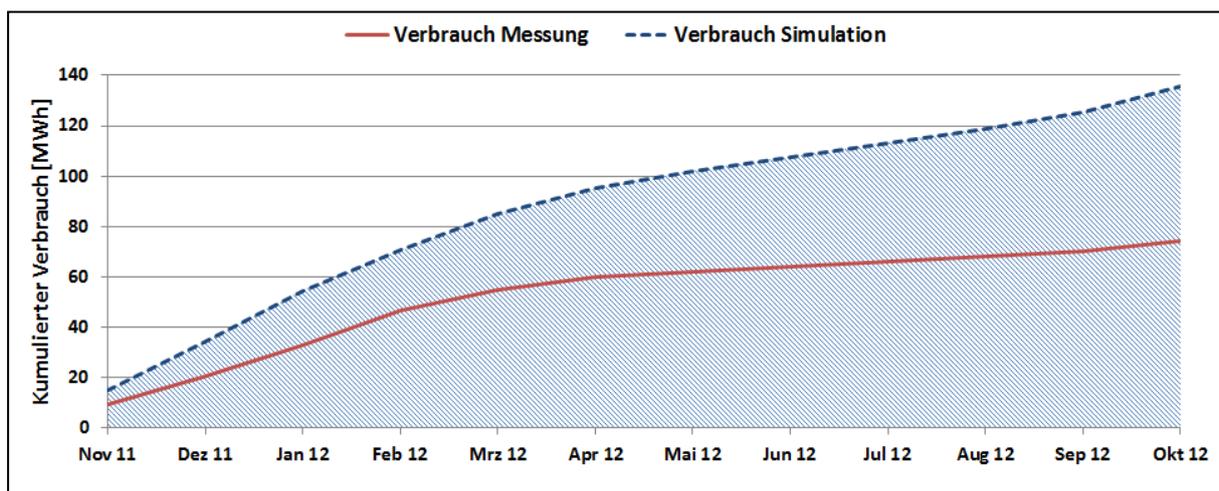


Abbildung 42: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage "Landgasthaus Schwab" (November 2011 bis Oktober 2012)

#### 7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Auswertungsarbeiten zu Temperaturverläufen in allen hydraulischen Kreisläufen bestätigten bei der Anlage „Landgasthaus Schwab“ einen unproblematischen Betrieb. Abbildung 43 zeigt hier beispielsweise den Verlauf der Temperaturen im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreis an einem nahezu wolkenlosen Tag im März 2012.

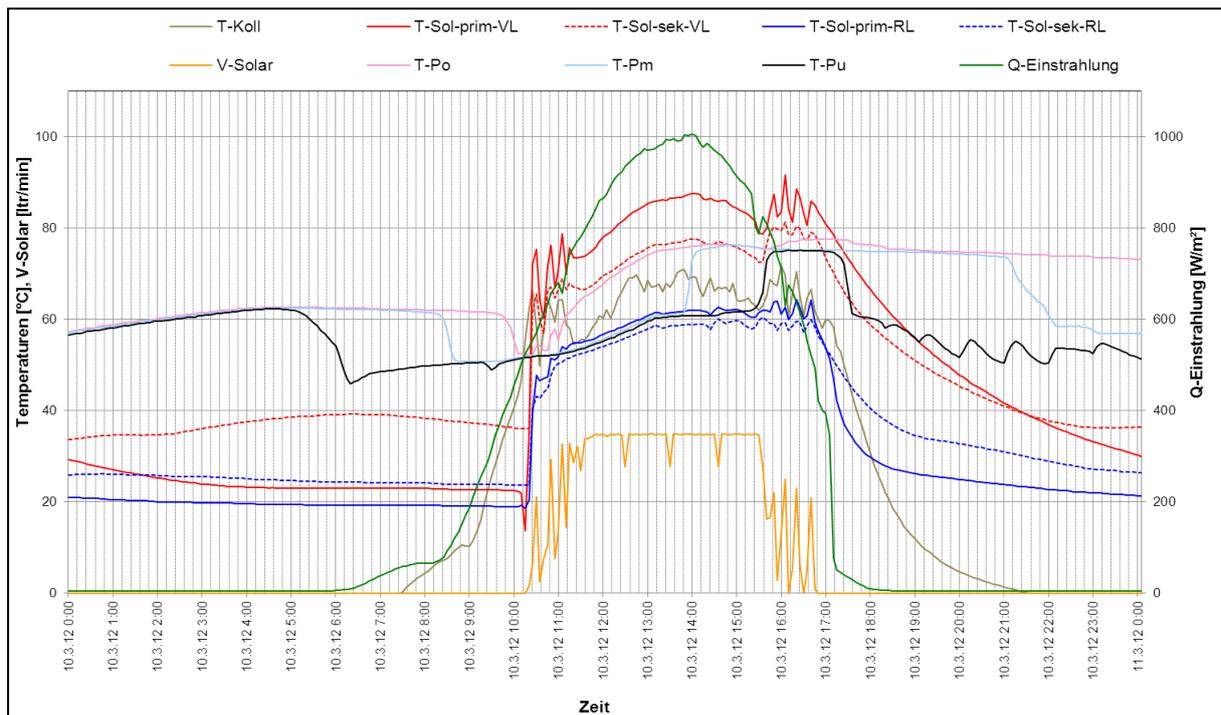


Abbildung 43: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (10.03.2012)

Diese Darstellung zeigt einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb des Solarsystems. Als einzige erwähnenswerte Verbesserungsmöglichkeit zeigt sich die relativ hohe Temperaturdifferenz zwischen den beiden Vorläufen am Solarwärmetauscher, die Werte um bis zu 10 K erreichen kann. An den Rückläufen hingegen stellen sich sehr geringe Temperaturdifferenzen (ca. 3K) ein, was grundsätzlich für einen ausreichend groß dimensionierten Wärmetauscher spricht. Zurückzuführen ist dieses Ergebnis wahrscheinlich auf nicht genau abgestimmte Volumenströme im Primär- und im Sekundärkreislauf, was durch eine Optimierung der Drehzahlregelung oder eine Anpassung der Drehzahlstufen aber durchwegs verbessert werden könnte. Eine unbedingte Handlung muss aber nicht gesetzt werden.

Abbildung 44 zeigt sowohl die Versorgungstemperaturen für Warmwasserbereitung und Raumheizung inkl. der zugehörigen Volumenströme als auch die auftretenden Speichertemperaturen an einem ausgewählten Tag im März 2012. Deutlich wird, dass die Temperaturen im Pufferspeicher seitens der Nachheizung auf knapp unter 70°C gehalten werden, aber durch die Solaranlage durchaus höhere Speichertemperaturen möglich sind (Anhebung des gesamten Speichers auf knapp unter 80°C an diesem Tag). Deutlich kann erkannt werden, dass die Betriebsweise der Wärmeverbraucher Optimierungspotenzial beinhaltet. Ein deutlicher Indikator dafür sind die teilweise sehr hohen Volumenströme (bei Heizungs- und Lüftungsbetrieb bis 2,5 m<sup>3</sup>/h), die in Verbindung mit den in diesen Betriebszeiten erreichten, sehr geringen Temperaturdifferenzen (zwischen Vor- und Rücklauf) von 4 bis 8 K auf ein nicht einreguliertes Verbrauchernetzwerk schließen lassen. Dadurch wird der Speicher auch im unteren Bereich auf vergleichsweise hoher Temperatur gehalten, was neben erhöhten Wärmeverlusten auch die Energiedichte des Speichers reduziert und aufgrund höherer Rücklauftemperaturen auch den Kollektorstufigungsgrad senkt. Einzig zu Zeiten in denen die Fußbodenheizung betrieben wird, bzw. die Warmwasserbereitung erfolgt, können Rücklauftemperaturen zwischen 40 und 45°C erreicht werden.

In Verbindung mit einem hydraulisch einregulierten Wärmeabgabesystem könnte auch die Beladung des Pufferspeichers durch den Ölkessel optimiert werden. Wie aus Abbildung 44 ersichtlich, ist es trotz Pufferspeichertemperaturen von durchwegs über über 60°C notwendig den Ölkessel zu betreiben (in den frühen Morgenstunden). Reduzierte Kesselstarts bei gleichzeitig längerer Laufzeit könnten erreicht werden und würden den Ölverbrauch weiter reduzieren.

Betrachtet man in Abbildung 44 den Verlauf der Temperatur an der Zirkulationsleitung, können einerseits Temperaturen zwischen 30 und 55°C und andererseits ein taktender Betrieb der Zirkulationspumpe festgestellt werden. Wäre diese Betriebsweise aus energetischer Sicht zu begrüßen (reduzierte Wärmeverluste), entspricht diese aber nicht den Vorgaben der österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019). Diese besagt, dass die Temperatur aus der Zirkulationsleitung 55°C nicht unterschreiten darf. Um diesen Vorgaben zu entsprechen, müsste im konkreten Projekt die Zirkulationspumpe durchgehend betrieben werden (ev. sogar mit einem höheren Massendurchsatz).

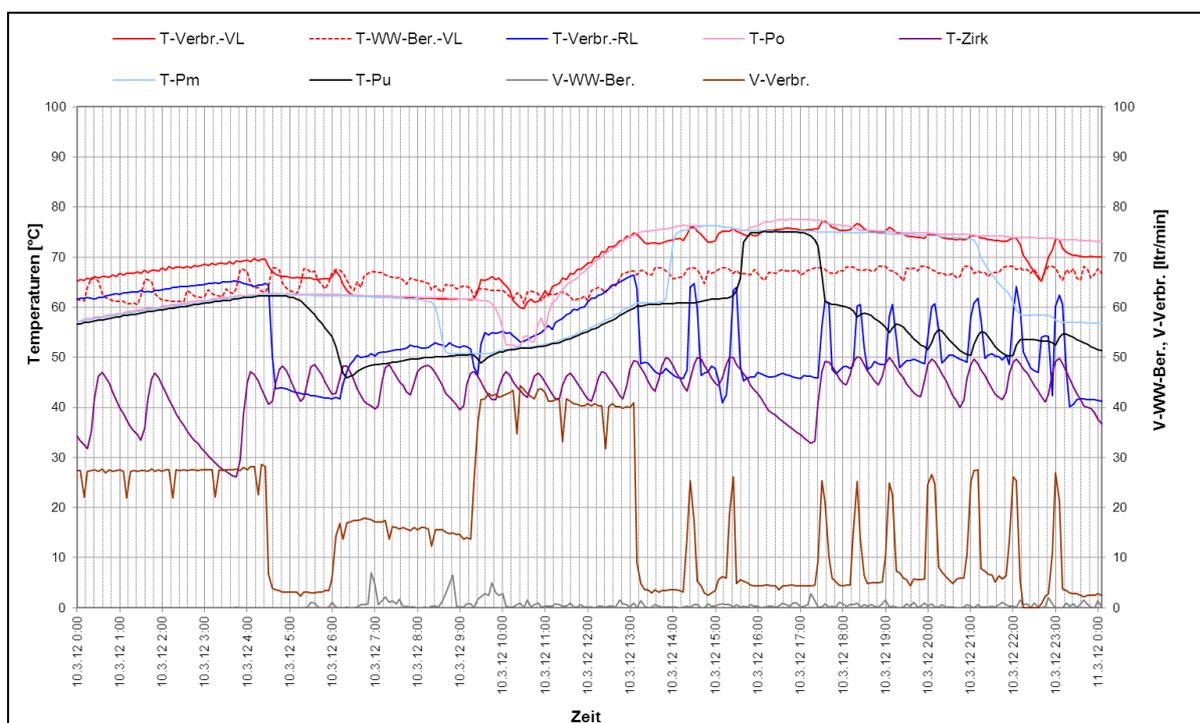


Abbildung 44: Beispielhafter Temperaturverlauf im Wärmeverbraucherkreis zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme und der Pufferspeichertemperaturen (10.03.2012)

Des Weiteren konnte im Rahmen des einjährigen Monitorings festgestellt werden, dass die Warmwasserbereitung ausreichend versorgt werden kann, wenn nur einer der beiden 1.000 l Trinkwasserspeicher im System aktiviert ist. Aus diesem Grund wurde dem Betreiber um die Wärmeverluste zu minimieren vorgeschlagen, in der Heizperiode einen der Warmwasserspeicher wegzuschalten und im Sommer, wenn Überschüsse aus der Solaranlage vorhanden sind, diesen wieder zu aktivieren.

#### 7.4.6 Anlagen Status Quo

Das einjährige Anlagenmonitoring zeigte einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb des Solarsystems. Auch der Betreiber der Anlage ist nach persönlichen Angaben aufgrund der erreichten Öleinsparungen sehr zufrieden.

Die detektierten Optimierungsmöglichkeiten (insbesondere in der Betriebsweise des Wärmeabgabesystems) lassen aber noch weiteres Einsparpotenzial erwarten. Diese wurden dem Betreiber durch Vertreter des Begleitforschungsteams zwar mehrfach

erläutert und kommuniziert, wurden im Betrachtungszeitraum aber nicht vollständig umgesetzt. Eine vorgeschlagene Optimierungsmaßnahme konnte aber umgesetzt werden und zwar das Wegschalten eines 1.000 l Warmwasserbereiters zur Wärmeverlustminimierung in Folge eines überdimensionierten Warmwasserbereitungssystems.

## 7.5 Sternen Hotel Wolfurt, Vbg.

### 7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sternen Hotel Wolfurt
<u>Adresse:</u>	6922 Wolfurt
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung, Gebläsekonvektoren, Torluftschleier
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	167 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 2,5 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Nahwärmenetz 240 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	15% (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	356 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Oktober 2012
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Sternen Hotel Wolfurt“ handelt es sich um die Einspeisung einer solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Hotels mit 71 Zimmer im Bundesland Vorarlberg (Gebäudeansicht siehe Abbildung 45). Weiters gehören zum Gebäude ein Restaurantbetrieb sowie eine Bankfiliale. Konkret unterstützt die Solaranlage die Warmwasserversorgung, die Abdeckung der Zirkulationsverluste sowie die Raumheizungsversorgung des Hotels, der Restauration als auch der Bankfiliale. Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um Flachkollektoren des Unternehmens Sonnenkraft. Wie in Abbildung 46 ersichtlich, sind die Kollektoren (167 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) dabei am Flachdach um 45° geneigt montiert und nach Süden ausgerichtet. Die Solaranlage reduziert in der gegenständlichen Anlage die Abnahme aus dem örtlichen Nahwärmenetz. In Verbindung mit zwei Energiespeichern zu je 2,5 m<sup>3</sup> liegt der gemessene solare Deckungsgrad übers Jahr bei rund 15%.



Abbildung 45: Ansicht des Gebäudes „Sternen Hotel Wolfurt“, Bildquelle: [www.sternenhotel.at](http://www.sternenhotel.at)



Abbildung 46: Ansicht des Kollektorfeldes am Flachdach des Gebäudes der Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“, Bildquelle: AIT

### 1.1.1 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein Wärmeversorgungssystem für Warmwasserbereitung und Raumheizung (Abbildung 47). Dabei speist die thermische Solaranlage in zwei hydraulischen Ebenen in zwei parallel geschaltete Pufferspeicher mit je 2,5 m<sup>3</sup>. Aus den beiden Pufferspeichern heraus erfolgt bei entsprechenden Speichertemperaturen die direkte Versorgung der Warmwasservorwärmung bzw. im Falle der Raumheizung eine Rücklauftemperaturanhebung für den Übergabewärmetauscher der Nahwärme.

Zur Warmwasserbereitung wird Solarwärme aus den Pufferspeichern über einen externen Wärmetauscher in einen 300 Liter fassenden Vorwärmespeicher übertragen, der in Serie mit einem 1 m<sup>3</sup> großen Warmwasserspeicher verschaltet ist und diesen geregelt erwärmt. Reicht die Solarenergie nicht aus, so erfolgt eine Nacherwärmung des 1 m<sup>3</sup> Speichers ebenfalls über einen externen Wärmetauscher mittels Nahwärme. Um Hygieneauflagen zu entsprechen, besteht für den Vorwärmespeicher eine Legionellenschutzschaltung. Zum Schutz vor Verkalkung wird der Wärmetauscher zwischen Puffer und Vorwärmespeicher mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 80°C beschickt. Zur Minimierung des Verrohrungsaufwandes entschied man sich, die wärmere Vorlaufleitung der solaren Einspeisung unten am Vorwärmespeicher anzuschließen.

Die Raumwärmeversorgung erfolgt über einen Vorlauf- und einen Rücklaufverteiler, wobei die Rücklauftemperaturen im Auslegungspunkt mit 40°C bewusst niedrig gehalten wurden.

Bei allen Wärmetauschern (Gegenstromprinzip), außer bei der nicht veränderbaren Nahwärmeübergabestation, ist darauf geachtet worden, dass die beiden wärmeren Leitungen der Primär- und Sekundärseite im unteren und die beiden kälteren Leitungen im oberen Bereich des Apparates angeschlossen worden sind. Nach der Erfahrung des Planers fällt im Wärmetauscher dadurch weniger Kalk im Stillstand aus.

Sieben Wärmemengenzähler, 36 Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung (siehe Abbildung 47).

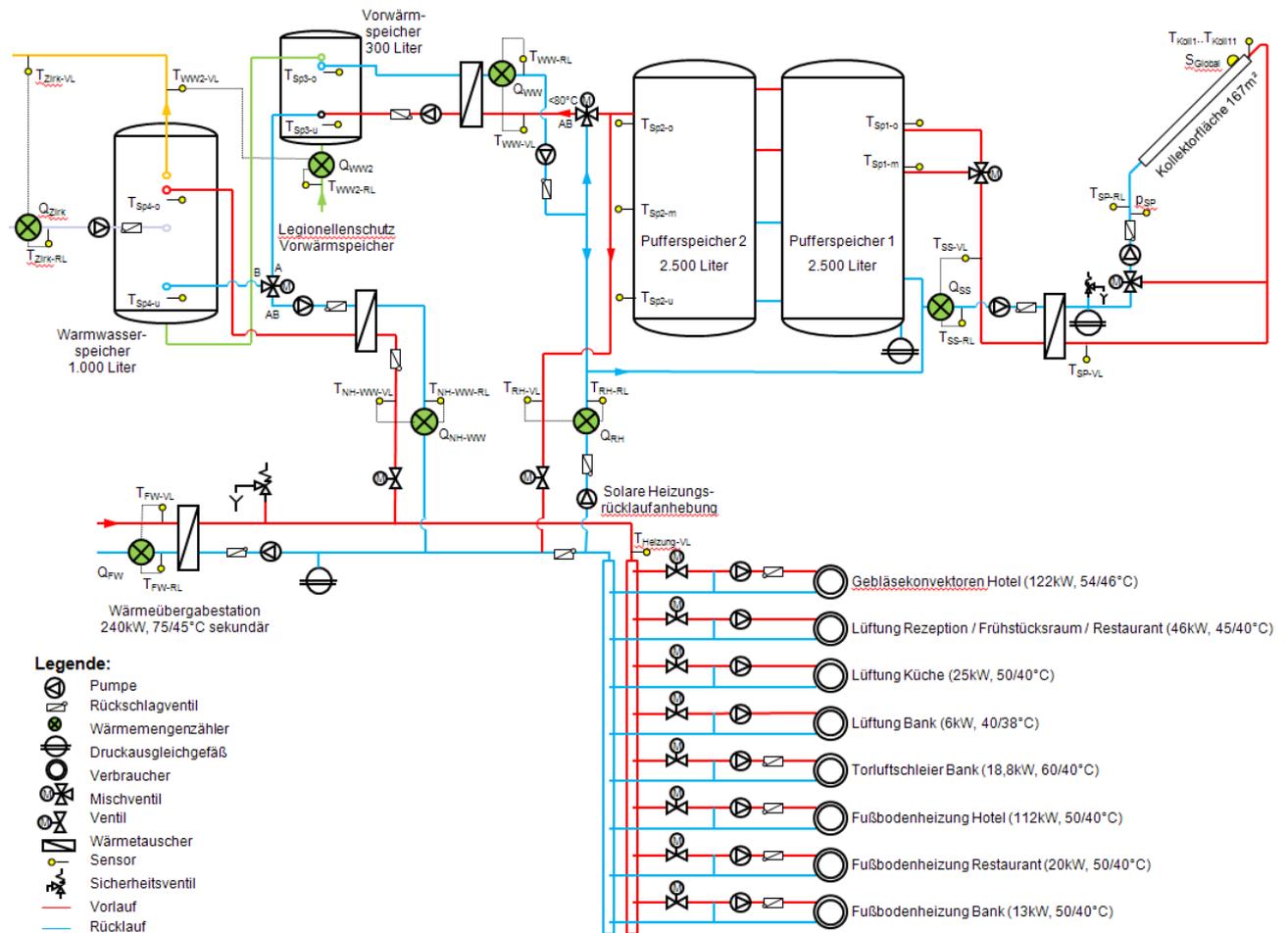


Abbildung 47: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $S_{Global}$  Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- $T_{Koll1} \dots T_{Koll11}$  Kollektortemperaturen 1 bis 11
- $T_{SP-VL}$  Solarvorlauftemperatur Primär
- $T_{SP-RL}$  Solarrücklauftemperatur Primär
- $p_{SP}$  Drucksensor im Solar-Primärkreis

**Solar-Sekundärkreis**

- $Q_{SS}$  Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis)
- $\dot{V}_{SS}$  Volumenstrom im Solarsekundärkreis
- $T_{SS-VL}$  Solarvorlauftemperatur Sekundär
- $T_{SS-RL}$  Solarrücklauftemperatur Sekundär

**Pufferspeicher**

- $T_{Sp1-o}$  Pufferspeichertemperatur Solareinspeisung oben
- $T_{Sp1-m}$  Pufferspeichertemperatur Solareinspeisung mittig
- $T_{Sp2-o}$  Pufferspeichertemperatur oben
- $T_{Sp2-m}$  Pufferspeichertemperatur Mitte
- $T_{Sp2-u}$  Pufferspeichertemperatur unten

### Verbraucher – Warmwasser

$Q_{WW}$	Wärmemengenzähler solare Warmwasserbereitung
$\dot{V}_{WW}$	Volumenstrom solare Warmwasserbereitung
$T_{WW-VL}$	Vorlauftemperatur sol. WW-Bereitung
$T_{WW-RL}$	Rücklauftemperatur sol. WW-Bereitung
$Q_{WW2}$	Wärmemengenzähler Warmwasserverbrauch
$\dot{V}_{WW2}$	Volumenstrom Warmwasserverbrauch
$T_{WW2-VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasserverbrauch
$T_{WW2-RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasserverbrauch
$Q_{Zirk}$	Wärmemengenzähler im Zirkulationskreis
$\dot{V}_{Zirk}$	Volumenstrom Zirkulationskreis
$T_{Zirk-VL}$	Temperatur Zirkulation ab Speicher
$T_{Zirk-RL}$	Temperatur Zirkulation vor Eintritt Speicher
$T_{Sp3-o}$	Temperatur Vorwärm Speicher oben
$T_{Sp3-u}$	Temperatur Vorwärm Speicher unten
$T_{Sp4-o}$	Temperatur Warmwasserspeicher oben
$T_{Sp4-u}$	Temperatur Warmwasserspeicher unten

### Nachheizung mittels Nahwärme und solare Heizungsrücklaufanhebung

$Q_{FW}$	Wärmemengenzähler gesamte Nachheizung mittels Nahwärme
$\dot{V}_{FW}$	Volumenstrom Nachheizung mittels Nahwärme
$T_{FW-VL}$	Vorlauftemperatur der Nachheizung mittels Nahwärme
$T_{FW-RL}$	Rücklauftemperatur der Nachheizung mittels Nahwärme
$Q_{NH-WW}$	Wärmemengenzähler Nachheizung Warmwasserbereitung
$\dot{V}_{NW-WW}$	Volumenstrom Nachheizung Warmwasserbereitung
$T_{NH-WW-VL}$	Vorlauftemperatur Nachheizung Warmwasserbereitung
$T_{NH-WW-RL}$	Rücklauftemperatur Nachheizung Warmwasserbereitung
$Q_{RH}$	Wärmemengenzähler solare Heizungsrücklaufanhebung
$\dot{V}_{RH}$	Volumenstrom solare Heizungsrücklaufanhebung
$T_{RH-VL}$	Vorlauftemperatur solare Heizungsrücklaufanhebung
$T_{RH-RL}$	Rücklauftemperatur solare Heizungsrücklaufanhebung
$T_{Heizung-VL}$	Vorlauftemperatur am Heizungsverteiler

#### **1.1.2 Energiebilanz**

Beim Projekt „Sternen Hotel Wolfurt“ startete der Monitoringzeitraum im November 2011 und endete mit Oktober 2012. Nach anfänglichen Problemen im Bereich der Messwerte beim Warmwasserzähler zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem in diesem Zeitraum ein solides Betriebsverhalten. Die in Abbildung 48 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die beiden Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme; rot: Wärme aus dem Nahwärmenetz) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün: Raumheizung gesamt; hellblau: Zirkulationsverluste; violett: Warmwasserverbrauch). Deutlich wird, dass die Speicher- und Rohrleitungsverluste mit 4% im gesamten Monitoringjahr sehr gering ausfallen, was im Wesentlichen damit zu tun haben dürfte, dass die Nachheizung nicht die Pufferspeicher belädt. Auffallend ist auch, dass in diesem Projekt die Zirkulationsverluste den eigentlichen Warmwasserverbrauch übersteigen.

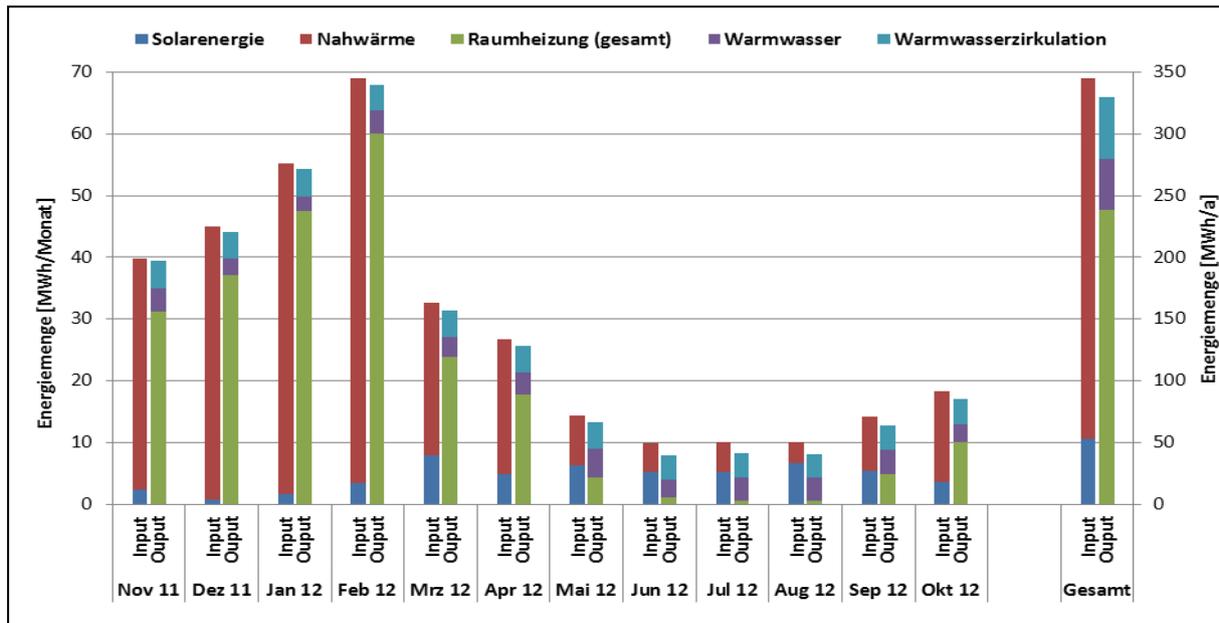


Abbildung 48: Energiebilanz der Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ (November 2011 bis Oktober 2012)

### 7.5.2 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können, entschied sich das Projektteam in diesem Fall für das Heranziehen der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase. Die im Programm Polysun durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 49 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie).

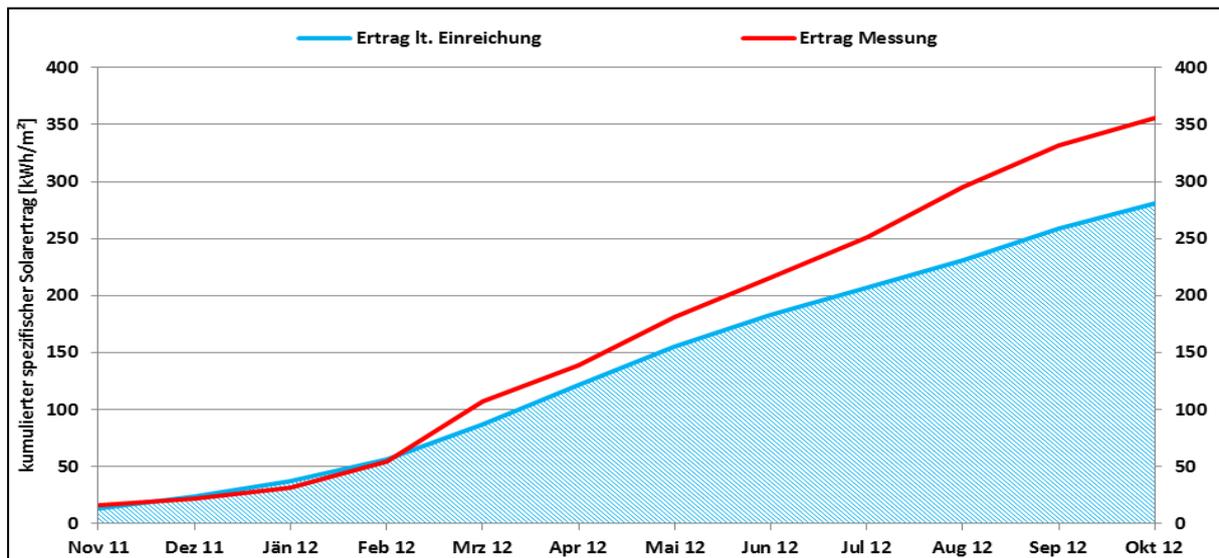


Abbildung 49: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ (November 2011 bis Oktober 2012)

Der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 281 kWh/m<sup>2</sup> berechnet) ist tendenziell höher als der Simulationsergebnis. Bis zum Ende des Monitoringzeitraums konnte der prognostizierte Jahresertrag um 27% übertroffen werden und liegt nach Ende der einjährigen Monitoringphase bei rund 356 kWh/m<sup>2</sup>.

Der mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf die Summe der Inputs) im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 50 dargestellt. Der gemessene solare Deckungsgrad ist durchwegs geringer als die Simulation prognostiziert, was auf den weit höheren Verbrauch im Vergleich zur Simulation (mehr als 100%) zurückzuführen ist.

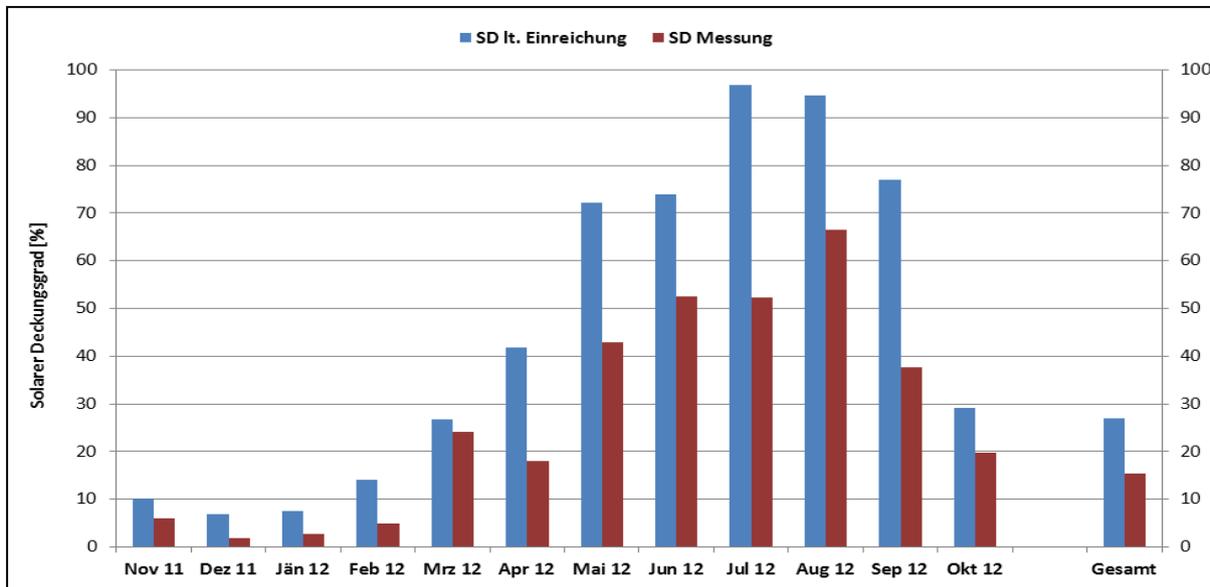


Abbildung 50: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ (November 2011 bis Oktober 2012)

Der Verlauf des gemessenen Verbrauchs (der Jahresverbrauch liegt bei rund 340 MWh) ist über den gesamten Messzeitraum deutlich höher als der Simulationswert (siehe Abbildung 51). Dadurch erhöhte sich der Anteil aus dem Fernwärmenetz, wodurch der solare Deckungsgrad über das gesamte Messjahr unter 20 % gefallen ist. Für den Planer war vor allem der hohe Wärmebedarf für die Zirkulationsleitung überraschend.

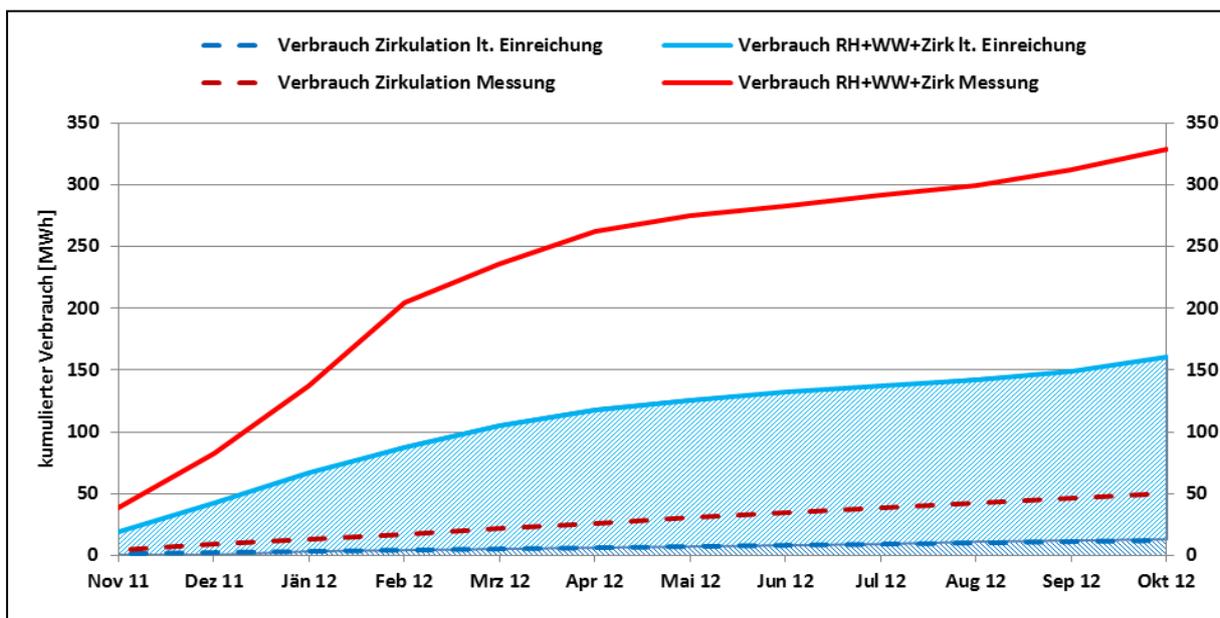


Abbildung 51: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ (November 2011 bis Oktober 2012)

### 7.5.3 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Auswertungsarbeiten zu Temperaturverläufen in den hydraulischen Kreisläufen zeigten bei der Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ im Großen und Ganzen einen soliden Betrieb.

Im Solarprimärkreis zeigte sich an Tagen mit guter Einstrahlung folgendes Phänomen: Entsprechend der Auswertung der in dieser Anlage zur Verfügung stehenden Kollektortemperaturfühler für jede parallele Gruppe, erscheint ein Kollektorfeld hydraulisch schlechter durchströmt, was sich in wesentlich höheren Austrittstemperaturen zeigt. An Tagen mit hoher Einstrahlung und nahezu durchgeladenen Speichern (führt zu hohen Rücklauftemperaturen zum Kollektor) kann das sogar bis zum Überschreiten der Siedetemperatur (in Abbildung 52 zeigt dieses Feld am 8. September 2012 Temperaturen über 170°C) und zum außer Betrieb setzen dieses Kollektorfeldes führen (partielle Stagnation). Dabei konnte festgestellt werden, dass die anderen parallelen Felder in dieser Zeit Solarertrag liefern (Maximaltemperatur von etwa 110°C). Das betroffene Kollektorfeld war nicht wie geplant durchströmt. Neben dem dadurch verursachten Ertragsentgang bleibt auch eine beschleunigte Degradation des Wärmeträgers in Folge der partiell vorherrschenden höheren Temperaturen zu erwarten. Innerhalb des Monitoringzeitraums ist dieser Fehler nicht mehr behoben worden.

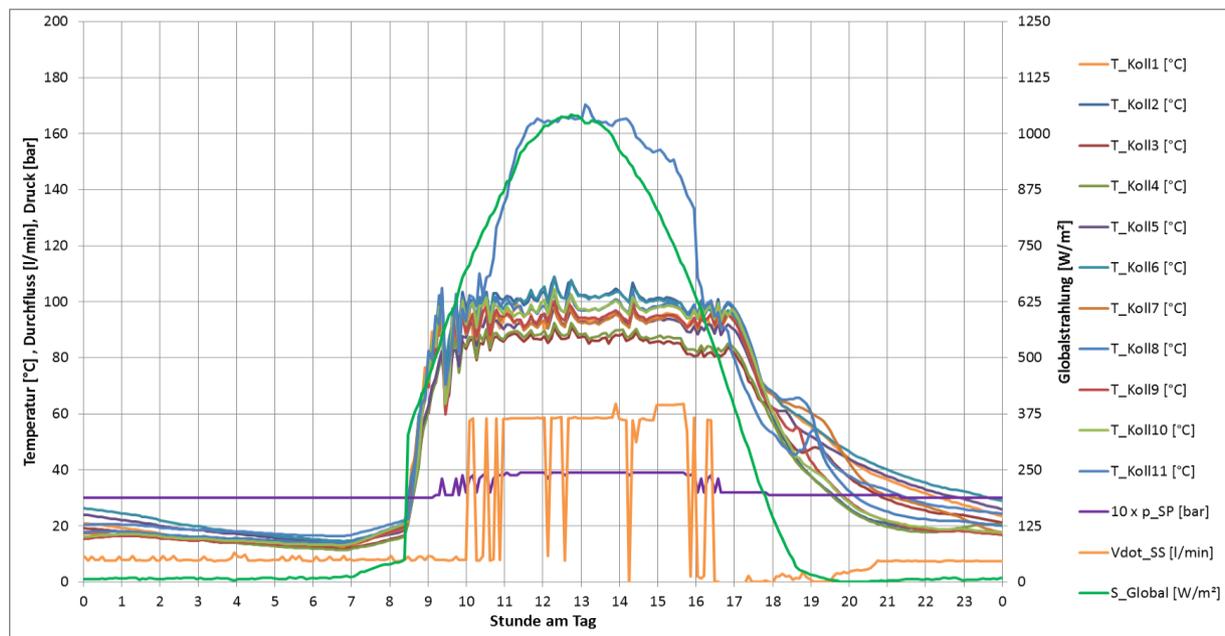


Abbildung 52: Beispielhafte Druck- und Temperaturverläufe im Primär- sowie Durchfluss im Sekundärkreis des Solarsystems und Globalstrahlung in Kollektorebene (08.09.2012)

Abbildung 53 zeigt beispielhaft den Verlauf der Temperaturen in den beiden Pufferspeichern als auch in den Warmwasserspeichern. Die Temperaturen im Warmwasserspeicher weisen konstant Werte um 60 °C auf. Hingegen schwanken die Temperaturen im Vorwärmerspeicher, bedingt durch die Beladung aus dem Pufferspeicher stark. Klar zu erkennen ist auch die täglich durchgeführte Legionellenschaltung (zwischen 3 Uhr und 5 Uhr in der Früh), während dieser der Vorwärmerspeicher auf 60 °C erwärmt wird. Es bleibt festzuhalten, dass trotz dieser Schaltung der Systemabschnitt des Warmwasservorwärmerspeichers nicht der österreichischen Hygienenorm für zentrale Warmwasserversorgungsanlagen (ÖNORM B5019) entspricht. Innerhalb des Monitoringzeitraums ist dieser Fehler nicht mehr behoben worden.

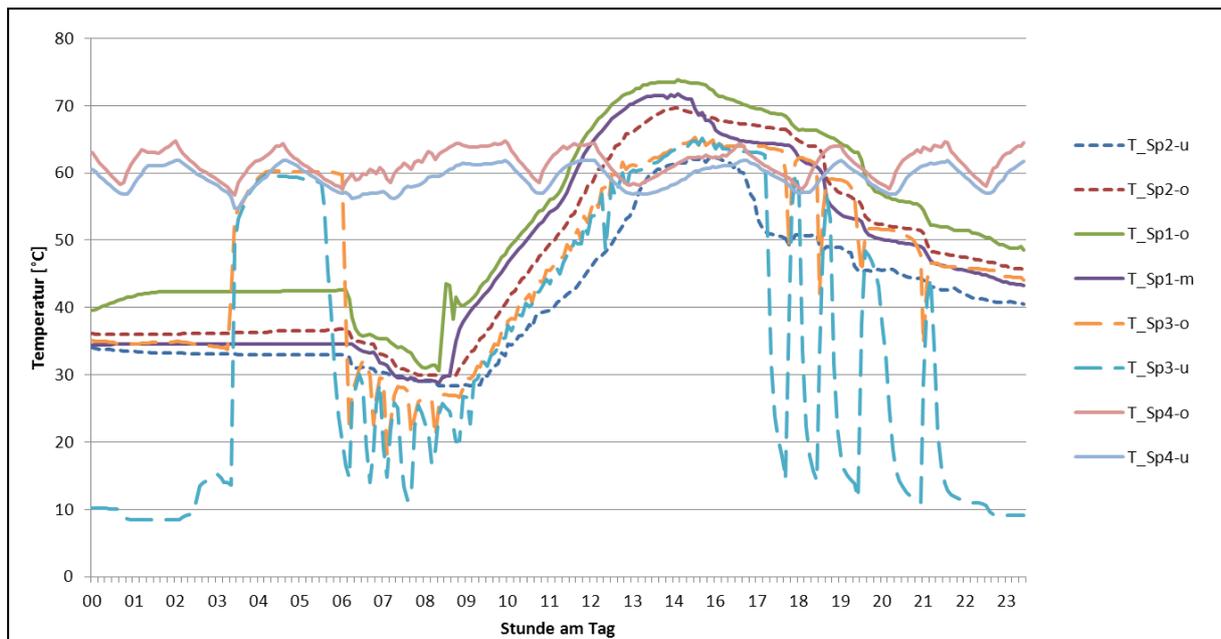


Abbildung 53: Beispielhafter Temperaturverlauf in den beiden Pufferspeichern als auch in den beiden Warmwasserspeichern (01.03.2012)

Die Pufferspeichertemperaturen betragen vor dem Beginn der Warmwasserzapfungen rund 35°C, fallen dann durch die Morgenzapfungen auf etwa 30°C. An dem ausgewählten Tag (1. März 2012) mit hoher Solareinstrahlung werden die Pufferspeicher im oberen Bereich auf über 70°C und im unteren Bereich auf über 60°C erwärmt.

Abbildung 54 zeigt die Übertragung der Solarenergie in die Pufferspeicher. In der Abbildung ist für bessere Übersichtlichkeit der arithmetische Mittelwert der elf Kollektortemperaturen aufgetragen. Sobald die Kollektoren Energie über den Solarwärmetauscher in die Pufferspeicher liefern, beträgt der Durchfluss im Solarsekundärkreis um 60 l/min und das Mischventil im Solarprimärkreis ist vollständig geöffnet. Aus den Temperaturen  $T_{SP-VL}$ ,  $T_{SP-RL}$ ,  $T_{SS-VL}$  und  $T_{SS-RL}$ , lässt sich in diesem Fall die sogenannte Grädigkeit<sup>1</sup> des Solarwärmetauschers berechnen, die mit mehr als 10 K sehr hohe Werte erreicht (z. B. 7.9.2012, 10:00-12:00 Uhr). Die Grädigkeit ist ein Maß für die Dimensionierung des Wärmetauschers. Jedes Kelvin an höherer Grädigkeit bedeutet eine um das gleiche Ausmaß höhere Kollektormitteltemperatur, was sich in ungünstigeren Kollektorwirkungsgraden bemerkbar macht. Eine Grädigkeit von 5-6 K wird als Optimum zwischen Kosten- und Energieeffizienz angesehen, weshalb hier eine Möglichkeit für Verbesserungen gegeben ist. Ein dringender Handlungsbedarf besteht allerdings nicht.

Der geringe Durchfluss im Solarsekundärkreis in der Nacht stellt eine ungeplante Parallelströmung dar. Da der Temperaturunterschied zwischen Vor- und Rücklauf verschwindend gering ist, sind die Wärmeverluste zum Solarprimärkreis vernachlässigbar. Ein Durchgangsventil, das in der Nacht geschlossen gehalten wird, kann diese Strömung verhindern. Da kein dringender Handlungsbedarf gegeben war, ist diese Optimierung im Monitoringzeitraum nicht durchgeführt worden.

<sup>1</sup> Vereinfacht wird der arithmetische Mittelwert angewendet (Gegenstromwärmetauscher):

$$\text{Grädigkeit} = \frac{(T_{SP-VL} - T_{SS-VL}) + (T_{SP-RL} - T_{SS-RL})}{2}$$

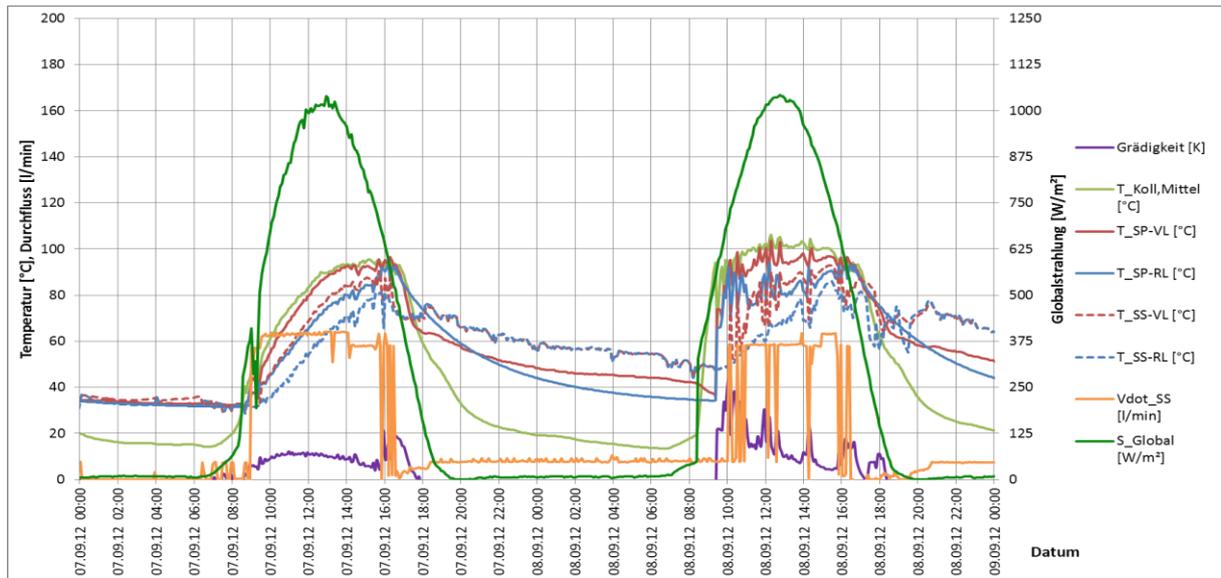


Abbildung 54: Beispielhafte Temperaturverläufe im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems sowie arithmetisches Mittel der Kollektortemperaturen, Durchfluss im Sekundärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene (07.09.2012 und 08.09.2012)

Abbildung 55 zeigt beispielhaft die Vorgänge bei der Nachheizung mittels Nahwärme sowie die solare Heizungsrücklaufanhebung am 15.9.2012. Zwischen 18:10 und 19:30 Uhr besteht nur Raumwärmebedarf, der sich im Durchfluss  $\dot{V}_{RH}$  widerspiegelt (grüne Linie). Anhand der Temperaturverläufe  $T_{RH-RL}$  (dunkelblaue Linie) und  $T_{RH-VL}$  (dunkelrote Linie) ist deutlich zu erkennen, wie das Temperaturniveau mit der Energie aus den Pufferspeichern von im Schnitt 48 auf etwa 65 °C angehoben wird. Ab 19:30 Uhr schaltet sich die Nachheizung des Warmwasserspeichers ein, wie am Verlauf des Durchflusses  $\dot{V}_{NH-WW}$  (hellblaue Linie) sichtbar wird. Da das Temperaturniveau für die Nachheizung nicht ausreicht, wird die Wärmeübergabestation der Nahwärme zugeschaltet, siehe Durchfluss  $\dot{V}_{FW}$  (dunkelgrüne Linie). Dadurch steigt auch das Temperaturniveau von  $T_{NH-WW-VL}$  und von  $T_{Heizung-VL}$  auf etwa 68 °C. Die solare Rücklaufanhebung wird nur in diesem Fall auch für die Nachheizung des Warmwasserspeichers wirksam, ansonsten wirkt sie nur auf die Raumheizung.

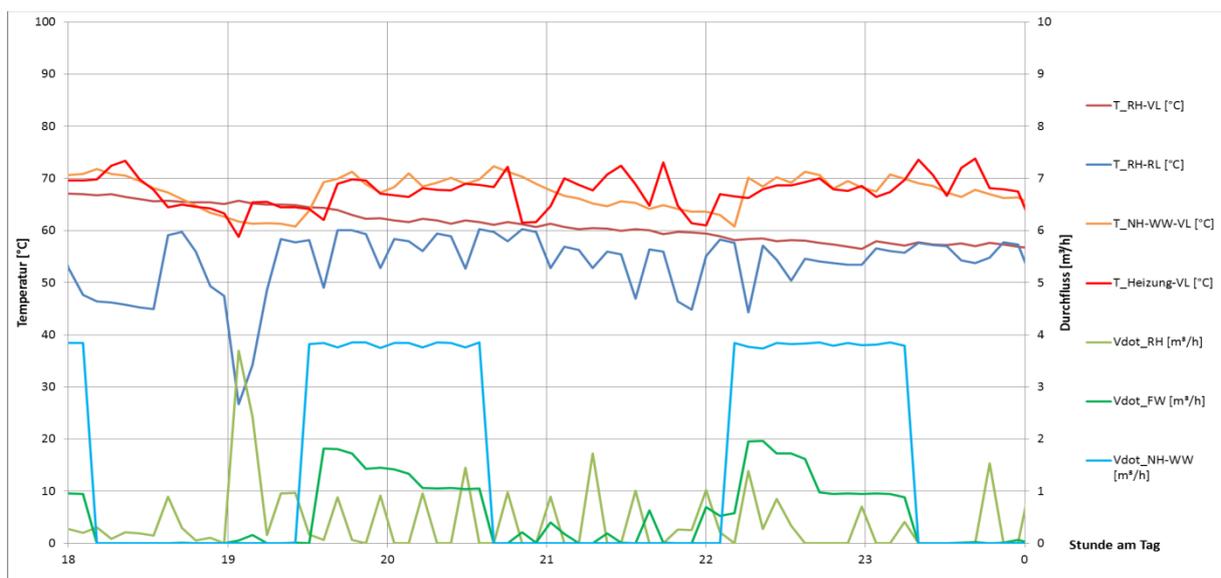


Abbildung 55: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse der solaren Heizungsrücklaufanhebung, der Nachheizung des Warmwasserspeichers und Vorlauftemperatur am Heizungsverteiler (15.09.2012)

#### **7.5.4 Anlagen Status Quo**

Das einjährige Anlagenmonitoring ist abgeschlossen, das Betriebsverhalten der Anlage „Sternen Hotel Wolfurt“ ist prinzipiell zufriedenstellend. Wie vorhin beschrieben, konnten im Rahmen der Begleitforschung diverse Optimierungspotentiale (partielle Stagnation in einem Kollektorfeld in Folge eines zu geringen Feldvolumenstroms; ein knapp dimensionierter Wärmetauscher zwischen Solarprimär- und Sekundärkreislauf; nächtliche Parallelströmung über den Solarsekundärkreis; Anpassung der Betriebsweise des Vorwärmerspeichers auf die ÖNORM B5019) detektiert werden, die an den Anlagenbetreiber kommuniziert wurden. Innerhalb des einjährigen Betrachtungszeitraums sind jedoch keine Veränderungen betreffend die angeführten Punkte festgestellt worden.

## 7.6 Bundessportzentrum Faaker See, Ktn.

### 7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Bundessportzentrum Faaker See
<u>Adresse:</u>	9583 Faak
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetz (Mikronetz des Bundessportzentrums)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung für vier Gebäude (Haus Österreich, Haus Kärnten, Wirtschaftsgebäude und Turnsaal)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	250 m <sup>2</sup> , davon Neuanlage mit 150 m <sup>2</sup> , Flachkollektor und Bestandsanlage mit 100 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Ausrichtung:</u>	40° nach Osten (Neuanlage)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	insg. 25 m <sup>3</sup> (6 Speicher), davon Neuerrichtung 12 m <sup>3</sup> (2 Speicher)
<u>Hauptheizungssystem</u>	2 Ölkessel (1 x 200 kW, 1 x 500 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	8% (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	324 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Januar 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Es handelt sich bei dem Projekt „Bundessportzentrum Faaker See“ um die Einspeisung zweier Solarsysteme in die Wärmeversorgung (Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung über ein Mikronetz) des gesamten Sportzentrums. Dabei übernehmen die Hauptwärmeversorgung zwei Ölkessel, die in der Heizzentrale im Haus Österreich (insgesamt 141 Betten Haus Österreich und Haus Kärnten) positioniert sind. In dieser Zentrale sind auch die 2x6 m<sup>3</sup> umfassenden Pufferspeicher des neuen 150 m<sup>2</sup> großen Solarsystems (integriert in das Dach des Hauses Österreich, siehe Abbildung 56 links) untergebracht. Die Dachneigung des Hauses Österreich beträgt 45°, die Abweichung von Süden beträgt 40° in Richtung Ost. Die bestehende 100 m<sup>2</sup> große Anlage ist am Flachdach des Hauses Kärnten (siehe Abbildung 56 rechts) montiert. Diese speist drei Pufferspeicher zu je 3,8 m<sup>3</sup>. Die Neigung der Kollektoren am Haus Kärnten beträgt 45°, die Ausrichtung erfolgte direkt nach Süden.



Abbildung 56: Ansicht der beiden Häuser des Bundessportzentrums Faaker See (rechts: Haus Kärnten mit der bestehenden Anlage; links: Haus Österreich mit der neuen Anlage), Bildquelle: AEE INTEC

## 7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Zentrum der gesamten Wärmeversorgungsanlage bilden die  $2 \times 6 \text{ m}^3$  Pufferspeicher im Haus Österreich. Diese werden einerseits von der neuen  $150 \text{ m}^2$  großen Solaranlage als auch von den beiden Ölkesseln gespeist. Aus den Pufferspeichern heraus werden jetzt einerseits die Raumheizung und die Warmwasserbereitung im Haus Österreich (neu installierte Frischwassermodule,  $1 \times 150 \text{ ltr/min}$  und  $1 \times 250 \text{ ltr/min}$ ) und andererseits die restlichen Gebäude des Bundessportzentrums über ein Mikronetz versorgt. Konkret wird ein Turnsaal (mit ebenfalls neu installiertem Frischwassermodul,  $1 \times 150 \text{ ltr/min}$ ) ein Wirtschaftsgebäude und das Haus Kärnten versorgt. Speziell ist, dass die bestehende Anlage am Haus Kärnten nur in die  $3 \times 3,8 \text{ m}^3$  fassenden Pufferspeicher speist, aus welchen die Warmwasserbereitung (über ein neu installiertes Frischwassermodul,  $2 \times 250 \text{ ltr/min}$ ) im Haus Kärnten versorgt wird.

Grundsätzlich handelt es sich um eine komplexe Wärmeversorgungsanlage, in der es gilt, die Temperaturniveaus so weit wie möglich abzusenken, die Volumenströme auf das Nötigste zu reduzieren und von den insgesamt  $25 \text{ m}^3$  Pufferspeichervolumen nur geringste Bereitschaftsanteile auf Temperatur zu halten. Dreizehn Wärmemengenzähler, 38 Temperatursensoren sowie insgesamt zwei Globalstrahlungssensoren (Kollektorfeld am Haus Österreich und am Haus Kärnten) und zwei Drucksensoren (einer in jedem Solarprimärkreis) bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung (siehe Abbildung 57).

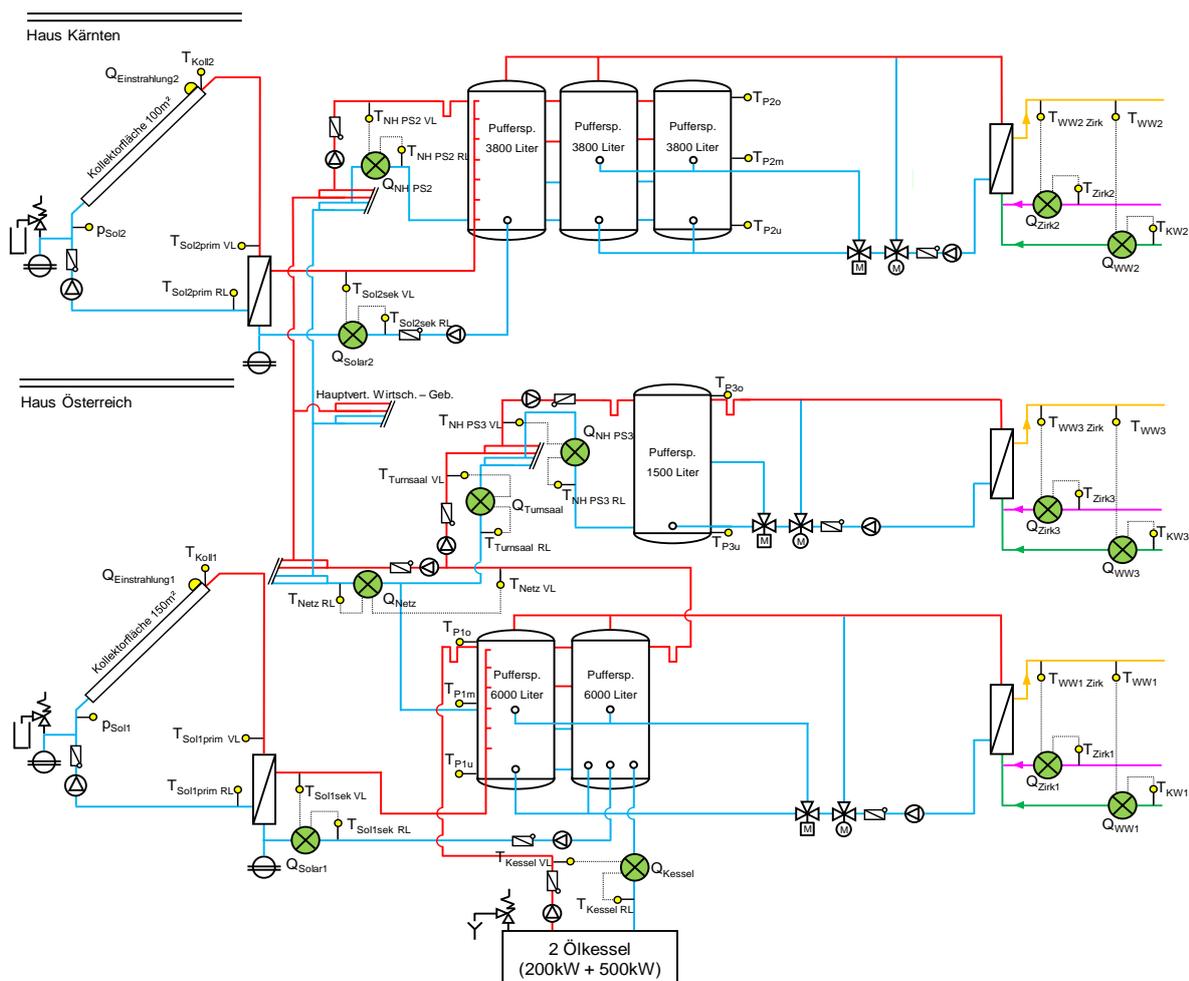


Abbildung 57: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Bundessportzentrum FaakerSee“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis Haus Österreich

$Q_{\text{Einstrahlung1}}$	Globalstrahlungssensor Kollektorebene Nr. 1 [W/m <sup>2</sup> ]
$T_{\text{Koll1}}$	Kollektortemperatur Nr. 1 [°C]
$T_{\text{Sol1 prim VL}}$	Solarvorlauftemperatur 1 zwischen Kollektorfeld und Solarwärmetauscher [°C]
$T_{\text{Sol1 prim RL}}$	Solarrücklauftemperatur 1 zwischen Kollektorfeld und Solarwärmetauscher [°C]
$p_{\text{Sol1}}$	Drucksensor 1 im Solar-Primärkreis [bar]

### Solar-Primärkreis Haus Kärnten

$Q_{\text{Einstrahlung2}}$	Globalstrahlungssensor Kollektorebene Nr. 2 [W/m <sup>2</sup> ]
$T_{\text{Koll2}}$	Kollektortemperatur Nr. 2 [°C]
$T_{\text{Sol2 prim VL}}$	Solarvorlauftemperatur 2 zwischen Kollektorfeld und Solarwärmetauscher [°C]
$T_{\text{Sol2 prim RL}}$	Solarrücklauftemperatur 2 zwischen Kollektorfeld und Solarwärmetauscher [°C]
$p_{\text{Sol2}}$	Drucksensor 2 im Solar-Primärkreis [bar]

### Solar-Sekundärkreis Haus Österreich

$Q_{\text{Solar1}}$	Wärmemengenzähler 1 im Solar-Sekundär-kreis 1
$T_{\text{Sol1sek VL}}$	Solarvorlauftemperatur 1 zwischen Solarwärmetauscher 1 und Pufferspeicher 1 [°C]
$T_{\text{Sol1sek RL}}$	Solarrücklauftemperatur 1 zwischen Solarwärmetauscher 1 und Pufferspeicher 1 [°C]

### Solar-Sekundärkreis Haus Kärnten

$Q_{\text{Solar2}}$	Wärmemengenzähler 2 im Solar-Sekundär-kreis 2 (zwischen Solarwärmetauscher 2 und Pufferspeicher 2)
$T_{\text{Sol2sek VL}}$	Solarvorlauftemperatur 2 zwischen Solarwärmetauscher 2 und Pufferspeicher 2 [°C]
$T_{\text{Sol2sek RL}}$	Solarrücklauftemperatur 2 zwischen Solarwärmetauscher 2 und Pufferspeicher 2 [°C]

### Pufferspeicher 1

$T_{\text{P1o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben [°C]
$T_{\text{P1m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mittig [°C]
$T_{\text{P1u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten [°C]

### Pufferspeicher 2

$T_{\text{P2o}}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben [°C]
$T_{\text{P2m}}$	Pufferspeichertemperatur 2 mittig [°C]
$T_{\text{P2u}}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten [°C]

### Pufferspeicher 3 (WW)

$T_{\text{P3o}}$	Pufferspeichertemperatur 3 oben [°C]
$T_{\text{P3u}}$	Pufferspeichertemperatur 3 unten [°C]

### Verteiler

$Q_{\text{Netz}}$	Wärmemengenzähler Netzverteiler (zwischen Pufferspeicher 1 und Netzverteiler) [kWh]
$T_{\text{Netz VL}}$	Vorlauftemperatur Netzverteiler (zwischen Pufferspeicher 1 und Netzverteiler) [°C]
$T_{\text{Netz RL}}$	Rücklauftemperatur Netzverteiler (zwischen Pufferspeicher 1 und Netzverteiler) [°C]

### Unterverteiler Turnhalle

$Q_{\text{Turnsaal}}$	Wärmemengenzähler Turnsaal (zwischen Pufferspeicher 1 und Verteiler Turnsaal) [kWh]
$T_{\text{Turnsaal VL}}$	Vorlauftemperatur Turnsaal (zwischen Pufferspeicher 1 und Verteiler Turnsaal) [°C]
$T_{\text{Turnsaal RL}}$	Rücklauftemperatur Turnsaal (zwischen Pufferspeicher 1 und Verteiler Turnsaal) [°C]

### Haus Österreich

$Q_{\text{WW1}}$	Wärmemengenzähler 1 im WW-Kreis 1 [kWh]
$T_{\text{WW1}}$	Warmwassertemperatur 1 im WW-Kreis 1 [°C]
$T_{\text{KW1}}$	Kaltwassertemperatur 1 im WW-Kreis 1 [°C]
$Q_{\text{Zirk1}}$	Wärmemengenzähler Zirk1 im Zirkulationskreis 1 des WW-Kreises 1 [kWh]
$T_{\text{WW1 Zirk}}$	Warmwassertemperatur 1 im WW-Kreis 1 [°C]
$T_{\text{Zirk1}}$	Zirkulationstemperatur 1 im Zirkulationskreis 1 des WW-Kreises 1 [°C]

### Turnhalle

$Q_{\text{NH PS3}}$	Wärmemengenzähler Nachheizung Turnsaal (zwischen Verteiler Turnsaal und Puffer-speicher 3) [kWh]
$T_{\text{NH PS3 VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung Turnsaal (zwischen Verteiler Turnsaal und Puffer-speicher 3) [°C]
$T_{\text{NH PS3 RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung Turnsaal (zwischen Verteiler Turnsaal und Puffer-speicher 3) [°C]
$Q_{\text{WW3}}$	Wärmemengenzähler 3 im WW-Kreis 3 [kWh]
$T_{\text{WW3}}$	Warmwassertemperatur 3 im WW-Kreis 3 [°C]
$T_{\text{KW3}}$	Kaltwassertemperatur 3 im WW-Kreis 3 [°C]
$Q_{\text{Zirk3}}$	Wärmemengenzähler Zirk3 im Zirk-ulationskreis 3 des WW-Kreises 3 [kWh]
$T_{\text{WW3 Zirk}}$	Warmwassertemperatur 3 im WW-Kreis 3 [°C]
$T_{\text{Zirk3}}$	Zirkulationstemperatur 3 im Zirkulationskreis 3 des WW-Kreises 3 [°C]

### Haus Kärnten

$Q_{\text{NH PS2}}$	Wärmemengenzähler Nachheizung Haus Kärnten (zwischen Verteiler Kärnten und Pufferspeicher 2)
$T_{\text{NH PS2 VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung Haus Kärnten (zwischen Verteiler Kärnten und Pufferspeicher 2) [°C]
$T_{\text{NH PS2 RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung Haus Kärnten (zwischen Verteiler Kärnten und Pufferspeicher 2) [°C]
$Q_{\text{WW2}}$	Wärmemengenzähler 2 im WW-Kreis 2 [kWh]
$T_{\text{WW2}}$	Warmwassertemperatur 2 im WW-Kreis 2 [°C]
$T_{\text{KW2}}$	Kaltwassertemperatur 2 im WW-Kreis 2 [°C]
$Q_{\text{Zirk2}}$	Wärmemengenzähler Zirk2 im Zirk-ulationskreis 2 des WW-Kreises 2 [kWh]
$T_{\text{WW2 Zirk}}$	Warmwassertemperatur 2 im WW-Kreis 2 [°C]
$T_{\text{Zirk2}}$	Zirkulationstemperatur 2 im Zirkulationskreis 2 des WW-Kreises 2 [°C]

### Öl-Kessel

$Q_{\text{Kessel}}$	Wärmemengenzähler im Kesselkreis der Ölkessel [kWh]
$T_{\text{Kessel VL}}$	Vorlauftemperatur im Kesselkreis der Ölkessel [°C]
$T_{\text{Kessel RL}}$	Rücklauftemperatur im Kesselkreis der Ölkessel [°C]

### 7.6.3 Energiebilanz

Bei der Anlage „Bundessportzentrum Faaker See“ startete die Monitoringphase im Februar 2012. Im Betrachtungszeitraum zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem ein solides Betriebsverhalten. Die in Abbildung 58 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die beiden Wärmeinputs in das Gesamtsystem (gelb: Solarwärme; grau: Wärme aus den beiden Ölkesseln) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (orange: Raumheizungsanteil; hellblau: Warmwasserbereitung; violett: Zirkulationsverluste). Die Wärmeverluste zwischen den Messstellen auf der Input- und auf der Output-Seite (größtenteils Speicherverluste, aber auch Rohrleitungsverluste) betragen über den Betrachtungszeitraum etwas mehr als 20%. Auf den ersten Blick erscheinen die Wärmeverluste hoch, aber angesichts der komplexen Systemhydraulik und einer Vielzahl von Einzelspeicher erscheinen die Ergebnisse nachvollziehbar. Trotzdem besitzt die Anlage durchaus Optimierungspotenzial. Deutlich bleibt auch zu erkennen, dass die Zirkulationsverluste etwas über dem eigentlichen Warmwasserwärmebedarf liegen.

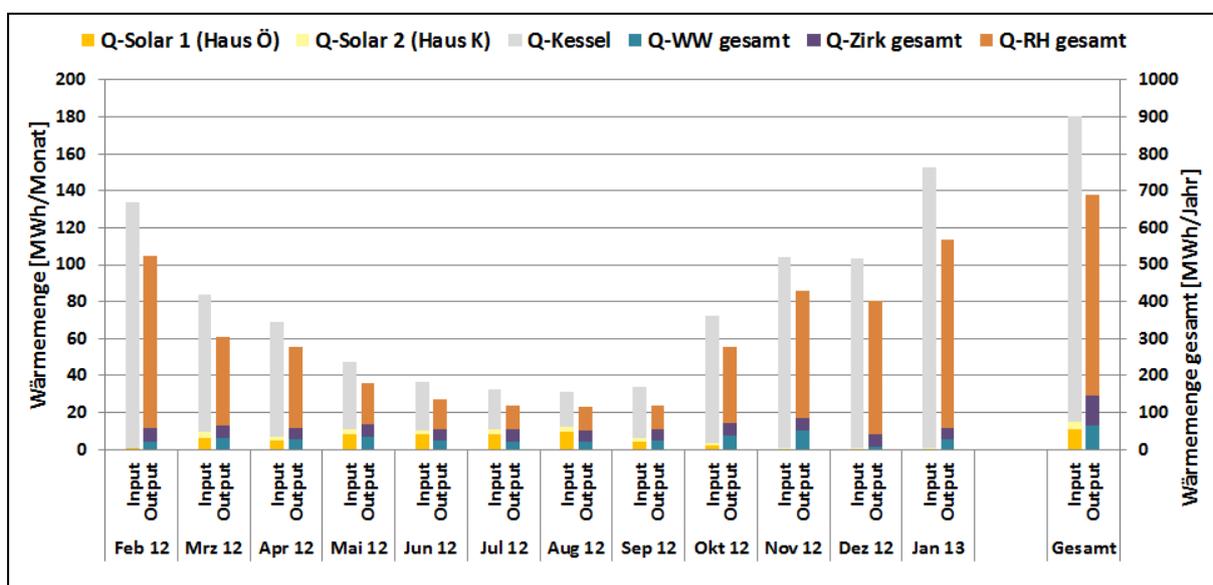


Abbildung 58: Energiebilanz der Anlage „Bundessportzentrum Faaker See“ – (Februar 2012 bis Januar 2013)

### 7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam für die Durchführung einer Anlagensimulation. Die in T-SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 59 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blau gestrichelte Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie).

Der Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 401 kWh/m<sup>2</sup> berechnet) zeigt, dass der theoretische Wert nicht erreicht werden konnte. Wurde in den ersten sieben Betriebsmonaten der Anlage eine gute Übereinstimmung mit dem Prognosewert erzielt, musste ab dem Monat August 2012 eine Verminderung des tatsächlichen solaren Ertrags beobachtet werden. Eine genauere Betrachtung führte zur Erkenntnis, dass insbesondere der Solarertrag der bereits seit mehr als 15 Jahren in Betrieb befindlichen Anlage am „Haus Kärnten“, mit einem kumulierten solaren Ertrag von 221 kWh/m<sup>2</sup>a, unter den Erwartungen blieb. Als einer der Gründe für den verminderten Solarertrag wurde unter

anderem Luft im Kollektorfeld der Anlage detektiert (in Folge der Behebung eines Lecks im Solarprimärkreislaufes und einer nachfolgend nicht ausreichenden Anlagenspülung und Entlüftung). Trotz rascher und mehrfacher Rücksprache mit dem Betreiber zögerte sich die Problemlösung zeitlich soweit hinaus, dass der Solarertrag der Anlage „Haus Kärnten“ bis zum Ende der Monitoringphase deutlich unter den Erwartungen blieb. Im Gegensatz dazu kann der Solarertrag der neu errichteten Anlage „Haus Österreich“ (als eigentlicher Gegenstand des Förderprogramms) als sehr zufriedenstellend bezeichnet werden. Mit einem gemessenen Solarertrag von 398 kWh/m<sup>2</sup>a liegt er für diese Anlage etwas über dem prognostizierten Wert.

Für beide Anlagen zusammen konnte schlussendlich ein spezifischer Solarertrag von 324 kWh/m<sup>2</sup>a erreicht werden.

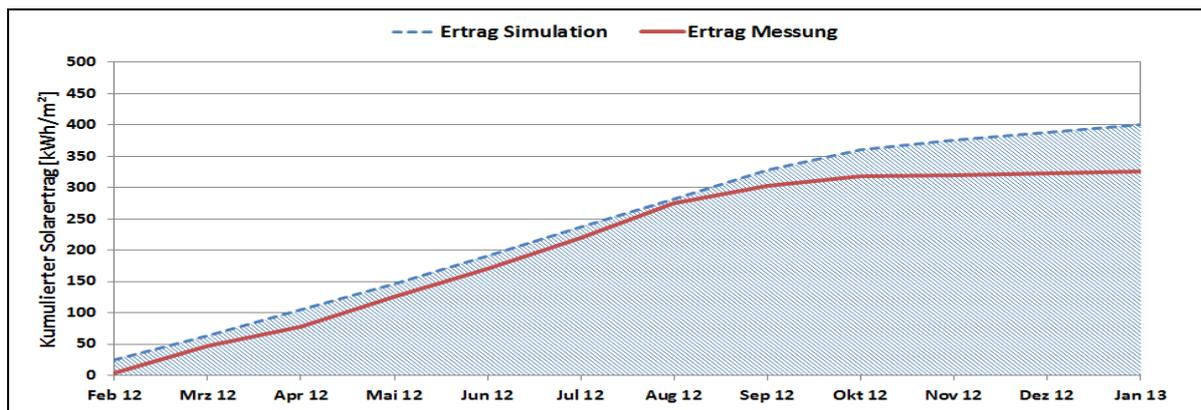


Abbildung 59: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags (Neu- und Bestandsanlage) mit dem Simulationwert für die Anlage „Bundessportzentrum Faaker See“ (Februar 2012 bis Januar 2013)

Auch die Vergleiche zwischen gemessenen und simulierten solaren Deckungsgraden (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) wurden in Monatswerten dargestellt. Abbildung 60 zeigt hierzu die Messwerte in roten und die Simulationswerte in blauen Balken. Der gemessene solare Deckungsgrad beträgt für die gesamte Anlage über den einjährigen Beobachtungszeitraum rund 8 % und liegt somit deutlich unter dem prognostizierten Wert von 20%.

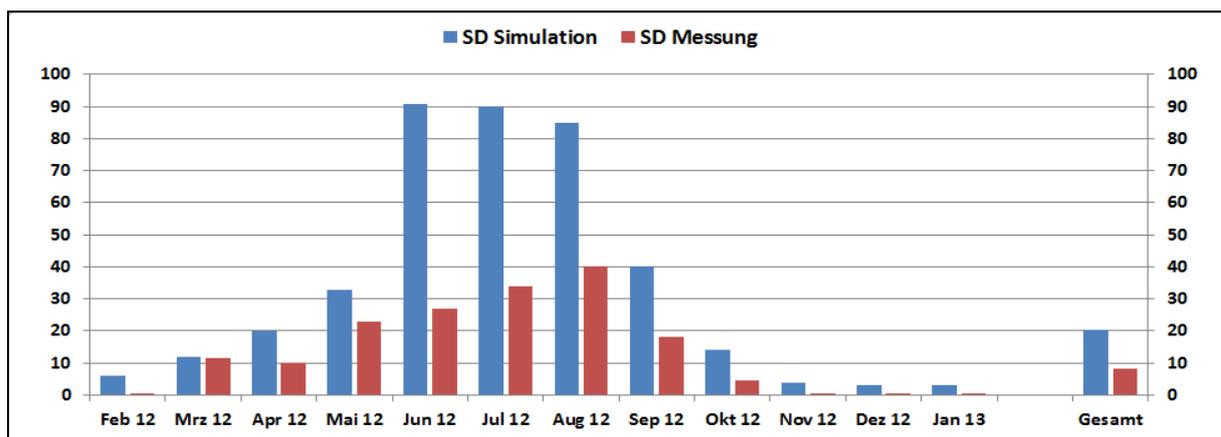


Abbildung 60: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (Neu- und Bestandsanlage) mit dem Simulationwert für die Anlage „Bundessportzentrum Faaker See“ (Februar 2012 bis Januar 2013)

Ein wesentlich höherer tatsächlicher jährlicher Wärmebedarf von rund 14% als prognostiziert und ein geringerer spezifischer Solarertrag sind dabei die zentralen Ursachen (siehe Abbildung 59 und Abbildung 61). Insbesondere die in der Simulation

prognostizierten hohen Sommerdeckungsgrade von rund 90% konnten in der Praxis nicht annähernd erreicht werden.

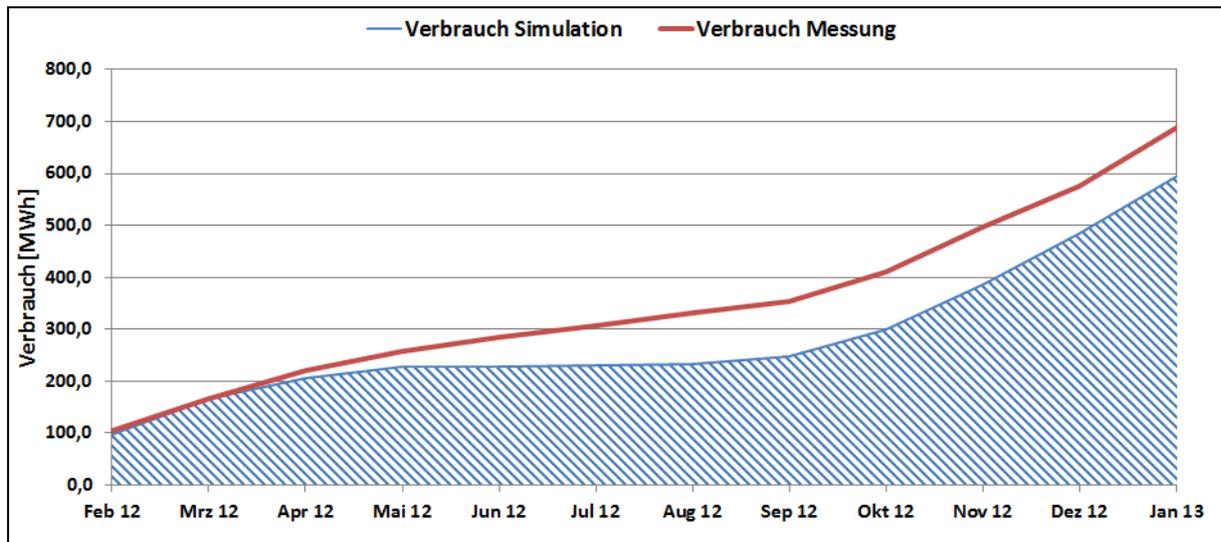


Abbildung 61: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für das Projekt „Bundessportzentrum Faaker See“ (Februar 2012 bis Januar 2013)

### 7.6.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Auswertungsarbeiten zu Temperaturverläufen in allen hydraulischen Kreisläufen zeigten zwar einen soliden Anlagenbetrieb, ließen aber durchaus Optimierungspotenzial erkennen. Abbildung 62 zeigt hier beispielsweise für die Anlage im Haus Österreich den Verlauf der Temperaturen im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreis vor (links) und nach getätigten Optimierungsarbeiten (rechts). Kann in der linken Abbildung (am 22. Februar 2012) ein starkes Schwingen in den Temperaturen des Solarprimär- und Sekundärkreises erkannt werden, so zeigt die Abbildung rechts (15.03. 2012) einen nahezu optimalen Verlauf der Temperaturen in den beiden Solarkreisläufen. Der schwingende Zustand (und somit ungünstigere mittlere Kollektortemperaturen) ergab sich durch ungünstige Einstellungen an der Regelung, was nach Rückmeldung des Begleitforschungsteams und Gesprächen mit der Regelungsfirma rasch verbessert werden konnte. An diesem Beispiel wird deutlich, wie schnell und effektiv einzelne Optimierungsmaßnahmen in Folge der detaillierten Analyse von Messdaten durchgeführt werden können. Deutlich ist in Abbildung 62 auch die günstige Wärmetauschergrädigkeit (arithmetisches Mittel aus den Temperaturdifferenzen zwischen primär- und sekundärseitigen Vor- bzw. Rücklauftemperaturen) von kleiner 3 K zu erkennen, was auf einen gut dimensionierten Wärmetauscher schließen lässt.

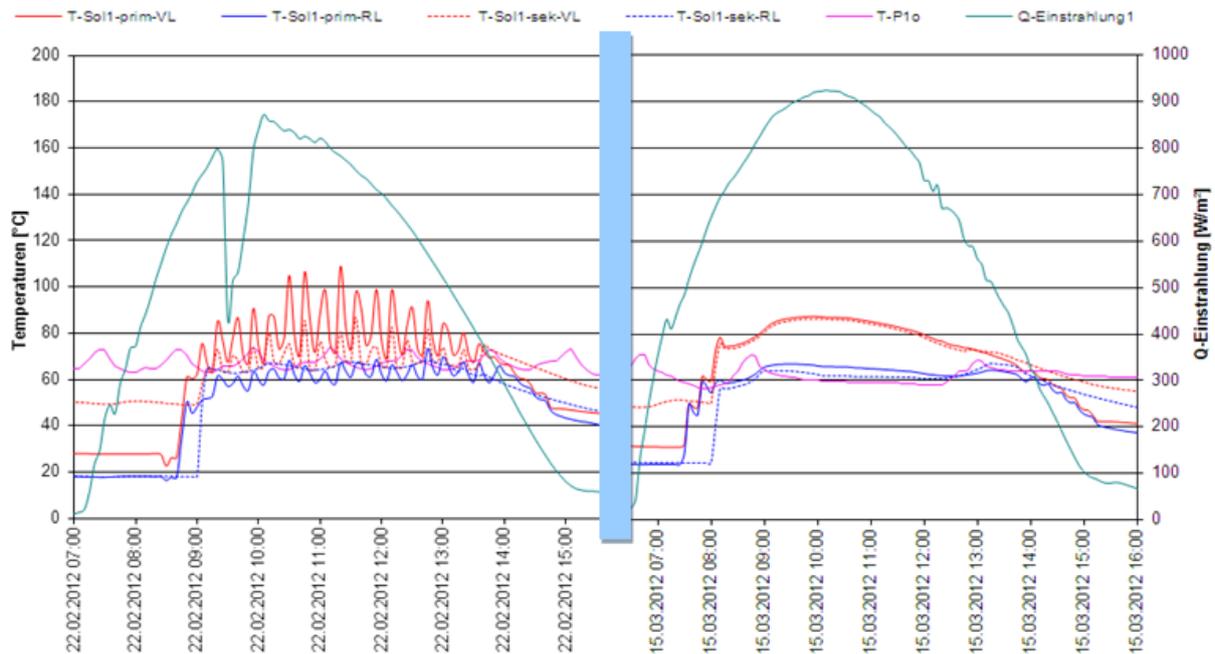


Abbildung 62: Haus Österreich: Vergleich des Temperaturverlaufs im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlauf der Globalstrahlung und der Pufferspeichertemperatur (Speicher 2) vor der Optimierung der Regelung (links, 22.02.2012) und nach der Optimierung der Regelung (rechts, 15.03.2012). Durch die Optimierung konnten die Temperaturschwankungen geglättet werden.

Aber es konnten auch Optimierungspotenziale detektiert werden, deren Umsetzung sich nicht ganz so einfach zeigte. Beispielsweise stellen sich in allen Häusern sehr hohe Pufferspeichertemperaturen, verursacht von der Nachheizung und vom Rücklauf aus dem Wärmeabgabesystem, ein.

Abbildung 63 zeigt hier beispielhaft für den 6. März 2012 die Betriebstemperaturen des Ölkessels, die Speichertemperaturen als auch die Versorgungstemperaturen für Warmwasser und Raumheizung. Deutlich wird, dass die Temperaturen im Pufferspeicher im oberen Bereich durch die Nachheizung zwischen 68 und 74°C gehalten werden. Aber auch im unteren Bereich des 2x6 m<sup>3</sup> umfassenden Pufferspeichers herrschen konstant Temperaturen von über 60°C vor.

Die Ursache liegt darin begründet, dass zum einen bei jedem Ladezyklus durch den Ölkessel auch die unteren Speicherbereiche mitaufgeheizt werden (Schichten mit Temperaturen unter der Ölkesselsolltemperatur werden bei jedem Ladevorgang weiter nach unten geschoben) und zum anderen die Rücklauftemperaturen aus den Wärmeverbrauchern durchwegs hohe Temperaturniveaus aufweisen. So liegen beispielsweise die Netzurücklauftemperaturen (aus der Raumwärmeversorgung des Hauses Österreich und der gesamten Wärmeversorgung aus den restlichen Gebäuden) nie unter 60°C. Ein weiteres Problem liegt darin begründet, dass die neu installierten Frischwassermodule auf den Spitzenverbrauch ausgelegt werden mussten. Die meiste Zeit liegt der Warmwasserverbrauch aber deutlich unter diesem Maximalwert, was negative Auswirkungen auf die Rücklauftemperatur (sprich wesentlich höhere) mit sich bringt.

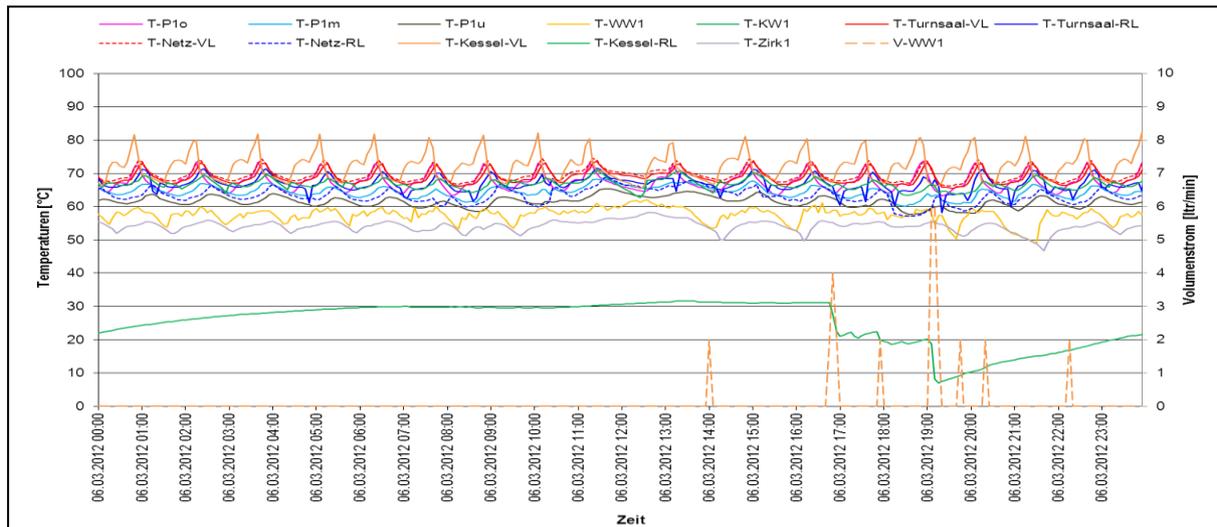


Abbildung 63: Haus Österreich: Beispielhafter Temperaturverlauf in den Nachheizungs- und Wärmeverteilungskreisen zuzüglich des Verlaufs des Warmwasser-Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (Speicher 1) (06.03.2012)

Dieser ständige Teillastbetrieb erwies sich aus energetischer für die Frischwassermodule als äußerst ungünstiger Betriebspunkt. Es konnten zwar die Warmwasseranforderungen und auch die Komfortansprüche seitens der Bewohner erfüllt werden, doch hatte dieser hohe Rücklauftemperaturen zum Pufferspeicher zur Folge. Dabei liegt die Problemstellung darin, dass der Regelbereich der Drehzahlregelung auf der Primärseite der Frischwassermodule weit oberhalb des häufig vorliegenden Teillastbetriebes endet. In Abbildung 64, Abbildung 65 und Abbildung 66 wird diese Problemstellung anhand eines beispielhaften Tages mit typischen Warmwasserverbräuchen erläutert. Deutlich kann aus den Volumenstromverläufen erkannt werden, dass die Verbräuche bei maximal 40 l/min (Haus Österreich), maximal 25 l/min (Haus Kärnten) und maximal 15 l/min (Turnsaal) liegen. Zum Vergleich sah die Dimensionierung der Frischwassermodule beispielsweise für das Haus Österreich eine Maximalleistung von 1x150 l/min und 1 x 250 l/min (beide zur Warmwasserbereitung und für die Zirkulation) vor. Der tatsächliche Verbrauch im Haus Österreich (sowie auch in den anderen Objekten) wich jedoch beträchtlich von diesem Auslegungsannahmen ab. Die Folge daraus ist, dass der Volumenstrom auf der Primärseite des Frischwassermoduls viel höher ist als auf der Zapfseite und daraus resultierend nicht annähernd die theoretisch möglichen, tiefen Rücklauftemperaturen (nahezu Kaltwassertemperatur) erreicht werden können. In den drei nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 64, Abbildung 65 und Abbildung 66) ist genau diese Problemstellung für alle in diesem Projekt verwendeten Warmwasserbereiter dargestellt.

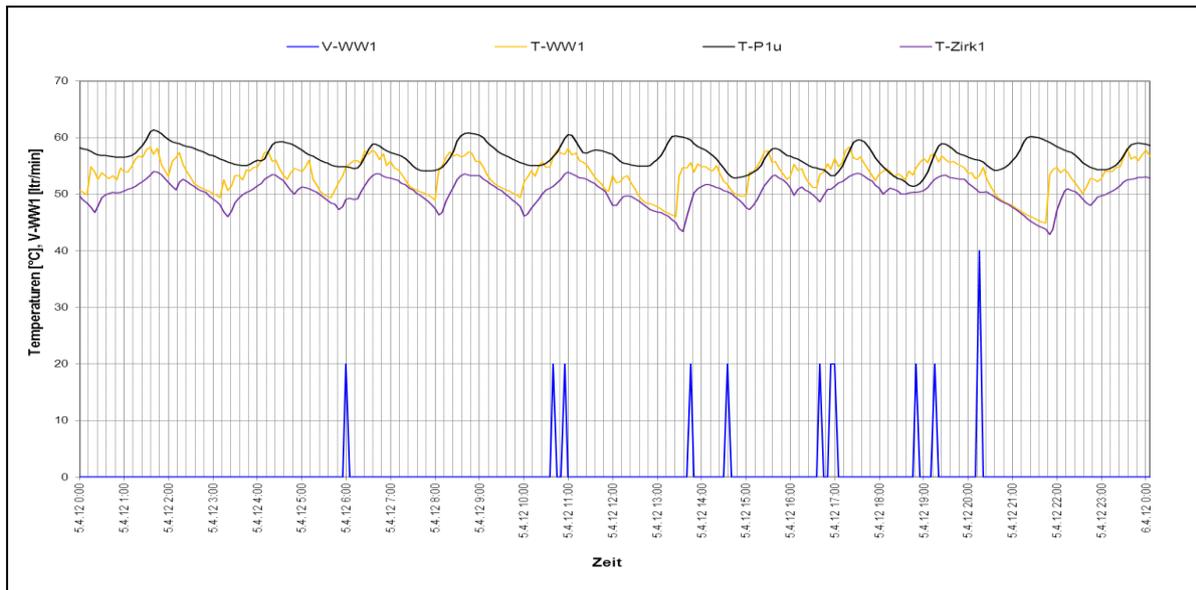


Abbildung 64: Haus Österreich: Verlauf der WW- und Zirkulationstemperaturen zuzüglich des Verlaufs des Warmwasser-Volumenstroms und der Pufferspeichertemperatur (Speicher 1) (05.04.2012)

Konkret bleibt zu erkennen, dass bei den Frischwassermodulsystemen im Haus Österreich bzw. im Haus Kärnten Warmwasserzapfungen die Temperatur im unteren Bereich des jeweiligen Pufferspeichers in keinsten Weise reduzieren. Diese liegen nahezu konstant bei Temperaturen um 50 bis 60°C.

Einzig das Frischwassermodul im Bereich des Turnsaals ermöglicht bei größeren Zapfmengen Temperaturen im unteren Bereich des Pufferspeichers um die 45°C.

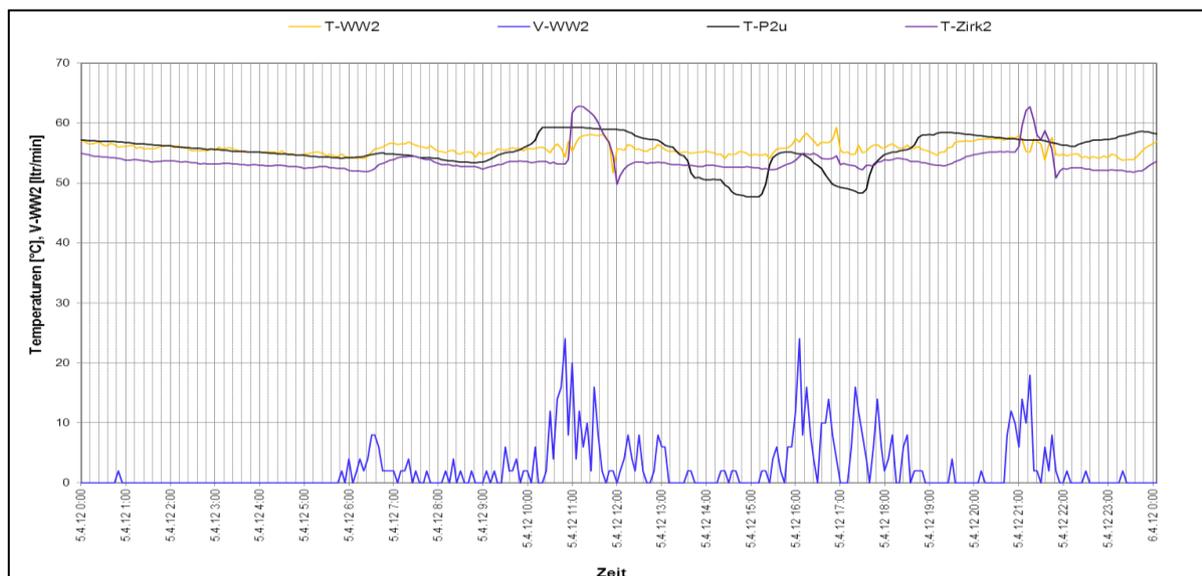


Abbildung 65: Haus Kärnten. Verlauf der WW- und Zirkulationstemperaturen zuzüglich des Verlaufs des Warmwasser-Volumenstroms und der Pufferspeichertemperatur (Speicher 2) (05.04.2012)

Abhilfe könnte eine angepasste Festlegung der Leistungsaufteilung von Frischwassermodulen, sprich zumindest ein kleines zusätzliches Frischwassermodul mit Nennschüttleistungen, die den jeweiligen Teillastbereichen entsprechen. Eine andere Variante wären schaltbare Strangregulierventile, die im Teillastbereich aktiviert werden und somit den Volumenstrom auf ein bestimmtes Maß begrenzen.

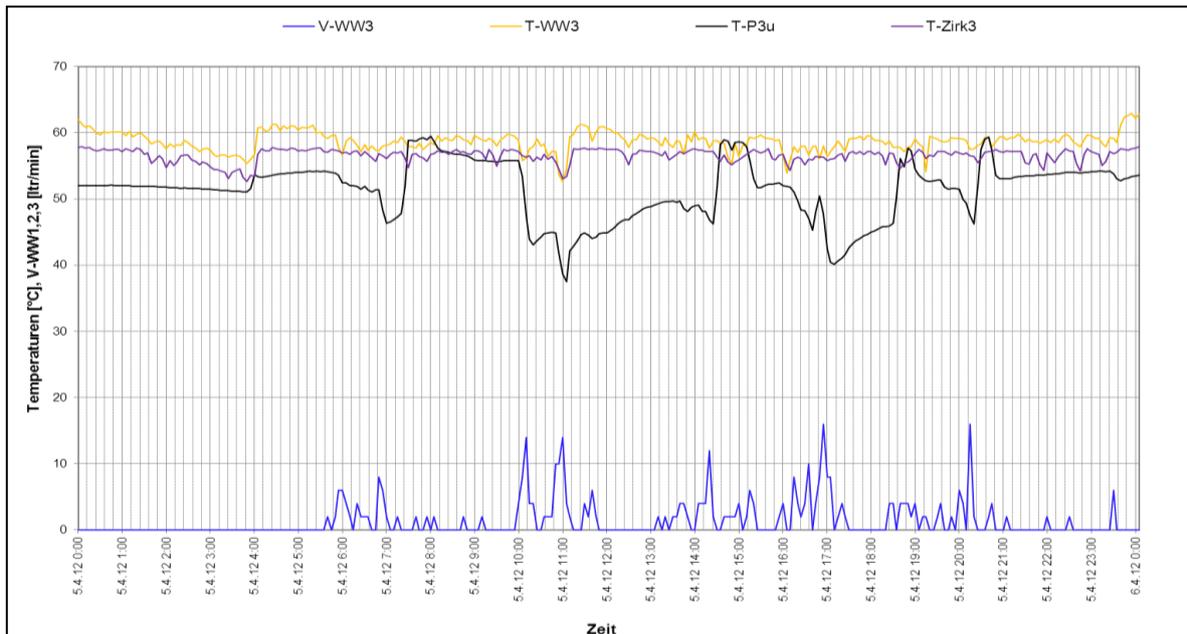


Abbildung 66: Turnsaal: Verlauf der WW- und Zirkulationstemperaturen zuzüglich des Verlaufs des Warmwasser-Volumenstroms und der Pufferspeichertemperatur (Speicher 3) (05.04.2012)

Aufgrund der zu erwartenden Kosten, wurde trotz mehrfacher Information durch das Begleitforschungsteam diesbezüglich seitens des Betreibers mit Ende des einjährigen Betrachtungszeitraums noch keine Entscheidung getroffen. Auch die generelle Umsetzung eines angepassten Betriebes des Wärmeabgabesystems (hydraulische Einregulierung, Regelalgorithmus und Einstellungen) wurde seitens des Betreibers noch nicht entschieden.

Aus Abbildung 67 kann deutlich die Betriebsweise des Ölkessels erkannt werden. Aufgrund der sehr hohen Temperaturen auch im unteren Bereich des Pufferspeichers (durchwegs Temperaturen zwischen 60 und 65°C) und einer Begrenzung der Temperatur im oberen Bereich des Pufferspeichers auf 72°C muss der Ölkessel relativ häufig takten (an einem Tag im März ca. stündlich).

uf

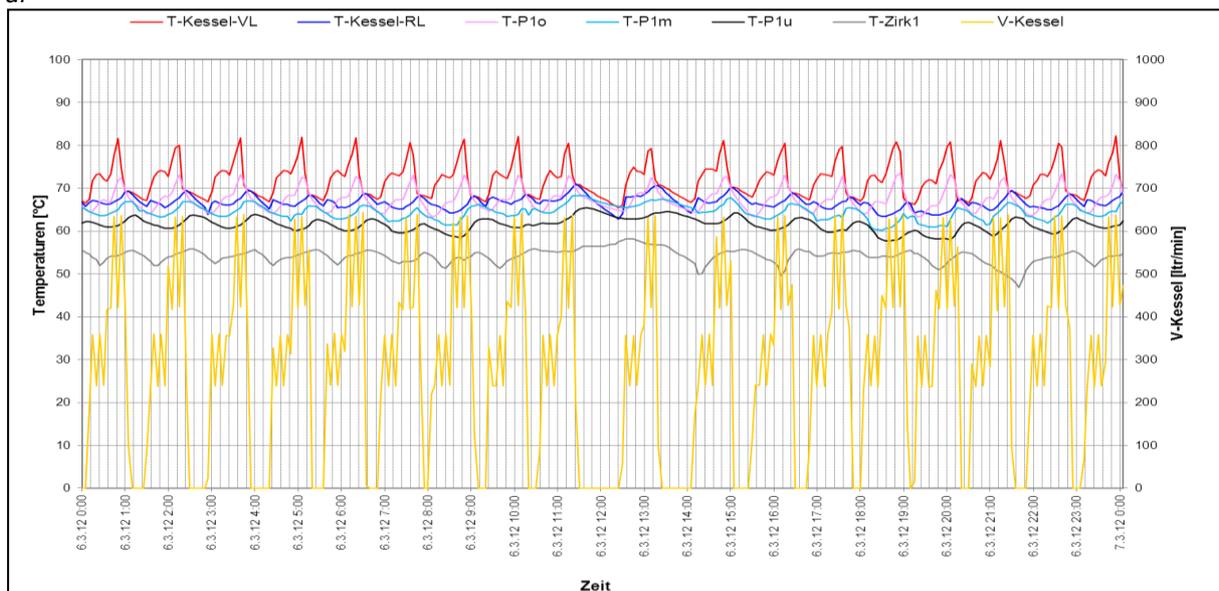


Abbildung 67: Fast stündliche Ladezyklen des Pufferspeichers aufgrund der Beladung durch den Ölkessel vor der Optimierung (06.03.2012)

Durch Änderungen in der Regelungseinstellung (Senkung der Anforderungstemperatur für die Pufferspeicherladung durch den Ölkessel um 5 K und Anpassung der Hysterese) konnte die Takthäufigkeit etwas reduziert werden, was in weiterer Folge auch die Temperaturschichtung im Pufferspeicher verbesserte und Rücklauftemperaturen auch unter 60°C ermöglichte (siehe Abbildung 68). Wie deutlich ersichtlich, konnte im gleichen Optimierungsschritt durch eine weitere Änderung in der Regelungseinstellung die Temperatur im oberen Pufferspeicherbereich von 72°C auf 68°C reduziert werden, was ebenso zur Minimierung der Wärmeverluste beitrug.

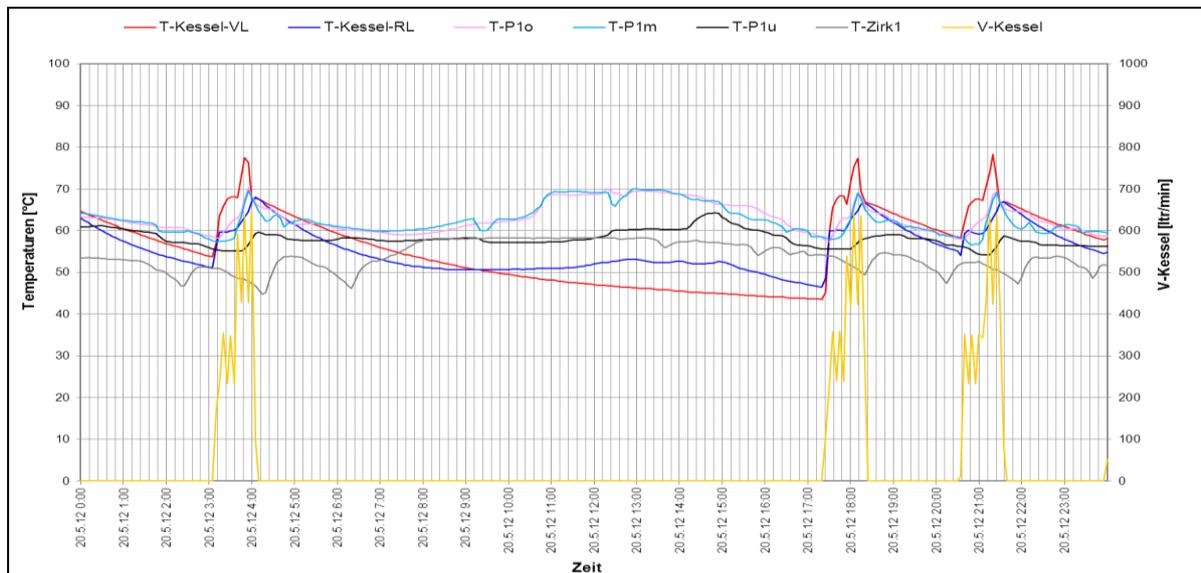


Abbildung 68: Deutlich reduzierte Anzahl an Ladezyklen des Pufferspeichers und gleichzeitig reduzierte Temperaturniveaus im Pufferspeicher nach der Optimierung (20.05.2012)

### 7.6.6 Anlagen Status Quo

Nach dem abgeschlossenen Monitoring kann der Anlage „Bundessportzentrum Faaker See“ grundsätzlich ein solider Betrieb bescheinigt werden. Trotz der umgesetzten Optimierungen im Bereich der Regelung der solarthermischen Anlage als auch der Regelung der Pufferspeicherbeladung seitens des Ölkessels besteht aktuell noch Optimierungspotenzial. Einerseits muss die Funktionsfähigkeit der 15 Jahre alten Bestandsanlage (100 m<sup>2</sup> Kollektorfläche) sichergestellt werden und andererseits könnte der Ölverbrauch durch ein Absenken des für eine Bestandsanlage typischen Temperaturniveaus im Wärmeverteilnetz, insbesondere der Rücklauftemperaturen, deutlich reduziert werden. Dabei müsste eine der angeführten Maßnahmen für eine angepasste Betriebsweise der Frischwassermodule zur Trinkwassererwärmung als auch eine generelle Überarbeitung der Wärmeverteilung und Wärmeabgabe (hydraulische Einregulierung, verbraucherseitige Anpassungen, Regelalgorithmus und Reglereinstellungen) vorgenommen werden.

Vertreter des Begleitforschungsteams haben die noch verbleibenden Optimierungsmaßnahmen mehrfach mit dem Betreiber besprochen, eine definitive Entscheidung über die weitere Vorgangsweise ist mit Ende der Monitoringphase (Jänner 2013) noch nicht gefallen.

## 7.7 Dorfvilla – alles anders, Sbg.

### 7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Dorfvilla – alles anders
<u>Adresse:</u>	5751 Maishofen
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	120 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Neigung:</u>	23°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	20 m <sup>3</sup> Pufferspeicher, ca. 550 m <sup>3</sup> Erdspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Wärmepumpe 25 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Untergrenze: 37 %, Obergrenze: 57% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	577 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Dorfvilla – alles anders“ handelt es sich um die Einspeisung einer 120 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines neu errichteten Hotels mit 4 Zimmern, 6 Apartments und Restaurantbetrieb im Bundesland Salzburg. Speziell ist bei diesem Projekt, dass neben eigentlich zwei schon großen Wasserwärmespeichern (2x10 m<sup>3</sup>) ein isolierter Erdspeicher mit insgesamt rund 550 m<sup>3</sup> als saisonaler Speicher Verwendung findet. Damit soll die Wärmeversorgung (Warmwasserbereitung und Raumheizung) der rund 620 m<sup>2</sup> umfassenden Nutzfläche größtenteils über Solarwärme erfolgen. Wie in Abbildung 69 (Foto links) ersichtlich, sind die Kollektoren zum größten Teil (95 m<sup>2</sup>) in die nach Süden orientierten Dachflächen (Neigung von 23°) integriert. Die restlichen 25 m<sup>2</sup> sind am Flachdach des Verbindungsbaus aufgeständert, was in Abbildung 69 (Foto rechts) zu erkennen ist. Die Solaranlage reduziert in der gegenständlichen Anlage die Laufzeit einer Wärmepumpe, die als Wärmequelle den Erdspeicher nutzt.



Abbildung 69: Ansicht des Gebäudes „Dorfvilla – alles anders“ mit Blick auf die in die Süddachflächen integrierten Kollektoren (links, Bildquelle: <http://www.diedorfvilla.at>) und der am Flachdach aufgeständerten Kollektoren am Verbindungsbau (rechts, Bildquelle: AIT)

### 7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein Wärmeversorgungssystem für Warmwasserbereitung und Raumheizung. Dabei besitzt das Solarsystem die Möglichkeit einerseits in zwei hydraulischen Ebenen in zwei parallel geschaltete Pufferspeicher mit je 10 m<sup>3</sup> einzuspeisen. Andererseits kann der 550 m<sup>3</sup>

umfassende Erdspeicher in drei hydraulischen Ebenen durch die Solaranlage geladen werden. Der Erdspeicher ist allseitig mit etwa 30 cm PU-Hartschaum gedämmt. Reichen die Temperaturen im Erdspeicher aus, kann aus diesem direkt die Raumwärmeverversorgung erfolgen. Ansonsten dient der Erdspeicher als Wärmequelle für die Wärmepumpe, die hydraulisch so eingebunden ist, dass bei zu geringer Solareinstrahlung der obere Bereich der Pufferspeicher auf Solltemperatur gebracht werden kann. Sollte im Extremfall die Temperatur im Erdspeicher auf knapp über 0 °C sinken, so kann auf einen konventionellen Erdkollektor, der sich unter dem Erdspeicher befindet, als Quelle für die Wärmepumpe umgeschaltet werden.

Aus dem 2x10 m<sup>3</sup> umfassenden Pufferspeichervolumen erfolgt sowohl die Warmwasserbereitung (über dezentrale Frischwassermodule) als auch die Versorgung der Raumheizungskreisläufe.

Zehn Wärmemengenzähler, 27 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Ventilstatus, ein Pumpenstatus und ein relativer Feuchtesensor bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung.

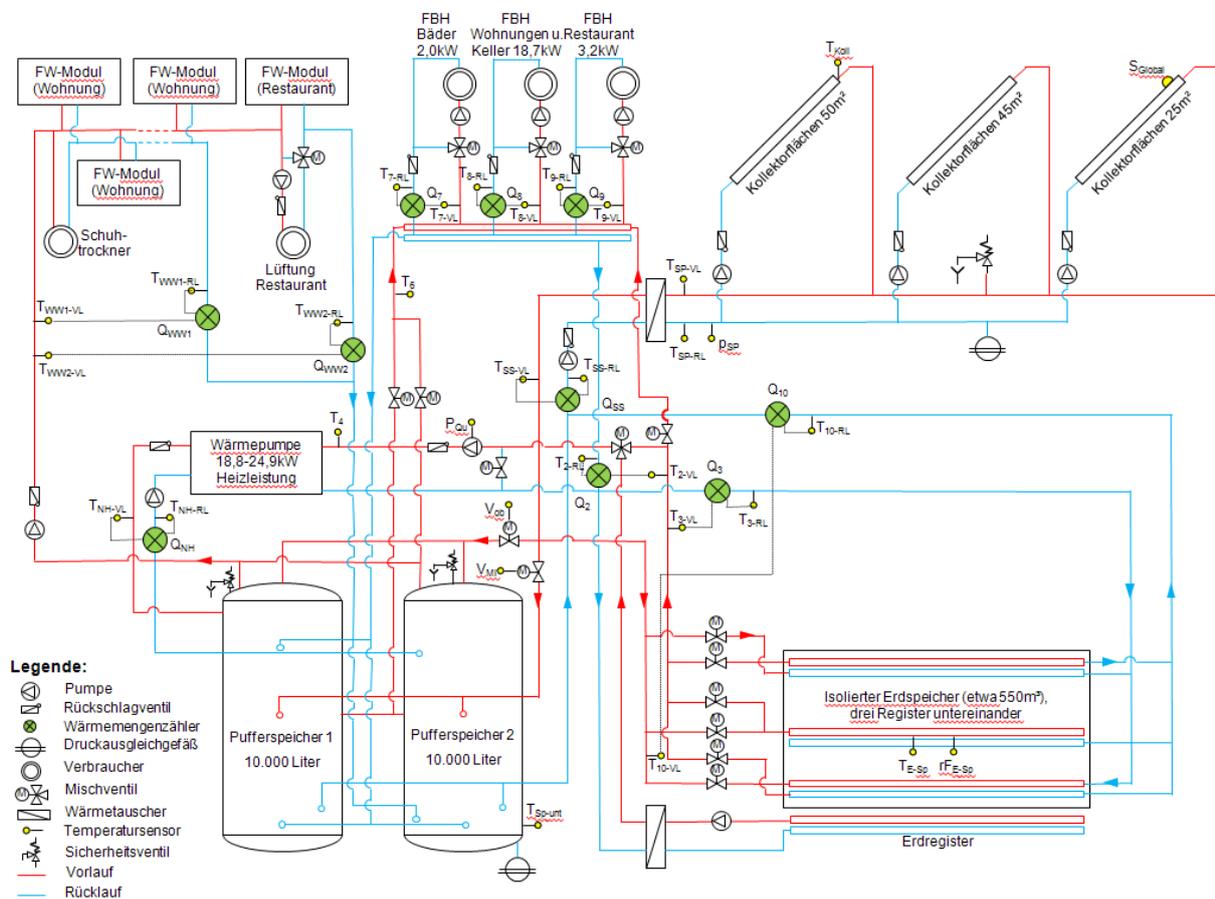


Abbildung 70: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- S<sub>Global</sub> Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- T<sub>Koll</sub> Kollektortemperatur
- T<sub>SP-VL</sub> Solarvorlauftemperatur primär
- T<sub>SP-RL</sub> Solarrücklauftemperatur primär
- p<sub>SP</sub> Drucksensor im Solar-Primärkreis

### Solar-Sekundärkreis

$Q_{SS}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis gesamt)
$\dot{V}_{SS}$	Volumenstrom Solar (Sekundärkreis gesamt)
$T_{SS-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär
$T_{SS-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär
$Q_{10}$	Wärmemengenzähler Solar (Erdspeicher)
$\dot{V}_{10}$	Volumenstrom Solar (Erdspeicher)
$T_{10-VL}$	Vorlauftemperatur Solar (Erdspeicher)
$T_{10-RL}$	Rücklauftemperatur Solar (Erdspeicher)
$V_{ob}$	Status des Ventils „Ladung Puffer oben“
$V_{Mi}$	Status des Ventils „Ladung Puffer Mitte“

### Speicher

$T_{E-Sp}$	Referenztemperatur im Erdspeicher (Mittelwert aus drei Sensoren)
$rF_{E-Sp}$	Referenzfeuchte (relativ) im Erdspeicher
$T_{Sp-unt}$	Referenztemperatur im Stahlspeicher

### Verbraucher – Warmwasser

$Q_{WW1}$	Wärmemengenzähler Versorgung Frischwassermodul Wohnungen und Schuhtrockner
$\dot{V}_{WW1}$	Volumenstrom Frischwassermodul Wohnungen und Schuhtrockner
$T_{WW1-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgung Frischwassermodul Wohnungen und Schuhtrockner
$T_{WW1-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgung Frischwassermodul Wohnungen und Schuhtrockner
$Q_{WW2}$	Wärmemengenzähler Versorgung Frischwassermodul und Lüftung Restaurant
$\dot{V}_{WW2}$	Volumenstrom Versorgung Frischwassermodul und Lüftung Restaurant
$T_{WW2-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgung Frischwassermodul und Lüftung Restaurant
$T_{WW2-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgung Frischwassermodul und Lüftung Restaurant

### Nachheizung

$Q_{NH}$	Wärmemengenzähler im Nachheizungskreis Wärmepumpe
$\dot{V}_{NH}$	Volumenstrom im Nachheizungskreis Wärmepumpe
$T_{NH-VL}$	Vorlauftemperatur im Nachheizungskreis Wärmepumpe
$T_{NH-RL}$	Rücklauftemperatur im Nachheizungskreis Wärmepumpe
$Q_3$	Wärmemengenzähler – Wärmequelle Erdspeicher für Wärmepumpe
$\dot{V}_3$	Volumenstrom Wärmequelle Erdspeicher für Wärmepumpe
$T_{3-VL}$	Vorlauftemperatur Wärmequelle Erdspeicher für Wärmepumpe
$T_{3-RL}$	Rücklauftemperatur Wärmequelle Erdspeicher für Wärmepumpe
$P_{Qu}$	Status der Umwälzpumpe direkt vor der Wärmepumpe (Quellenseite)
$T_4$	Quellentemperatur unmittelbar vor Wärmepumpe

### Verbraucher – Raumheizung (direkt aus Erdspeicher)

$Q_2$	Wärmemengenzähler im Versorgungskreis Raumheizung (direkt aus Erdspeicher)
$\dot{V}_2$	Volumenstrom im Versorgungskreis Raumheizung (direkt aus Erdspeicher)
$T_{2-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgungskreis Raumheizung (direkt aus Erdspeicher)

$T_{2-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgungskreis Raumheizung (direkt aus Erdspeicher)
$T_6$	Vorlauftemperatur im Versorgungskreis Raumheizung (direkt aus Pufferspeicher)
$Q_7$	Wärmemengenzähler Raumheizung „Bäder“
$\dot{V}_7$	Volumenstrom Raumheizung „Bäder“
$T_{7-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung „Bäder“
$T_{7-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung „Bäder“
$Q_8$	Wärmemengenzähler Raumheizung „Wohnungen und Keller“
$\dot{V}_8$	Volumenstrom Raumheizung „Wohnungen und Keller“
$T_{8-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung „Wohnungen und Keller“
$T_{8-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung „Wohnungen und Keller“
$Q_9$	Wärmemengenzähler Raumheizung „Restaurant“
$\dot{V}_9$	Volumenstrom Raumheizung „Restaurant“
$T_{9-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung „Restaurant“
$T_{9-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung „Restaurant“

### 7.7.3 Energiebilanz

Beim Projekt „Dorfvilla – alles anders“ startete der Monitoringzeitraum im März 2012. Die in Abbildung 71 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die Wärmeinputs in das Gesamtsystem (dunkelblau: Solarertrag in den Pufferspeicher; hellblau: Abgabe Erdspeicher an die Raumheizung; grün: Abgabe Erdspeicher an die Wärmepumpe; braun: Zusatzenergie an die Wärmepumpe) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (rot: Raumheizung; orange: Frischwassermodule und Nachheizung in der Lüftung des Restaurants). Aus dem Unterschied zwischen Input und Output können die Rohrleitungs- und Pufferspeicherverluste abgeschätzt werden, die insgesamt etwa 27% betragen.

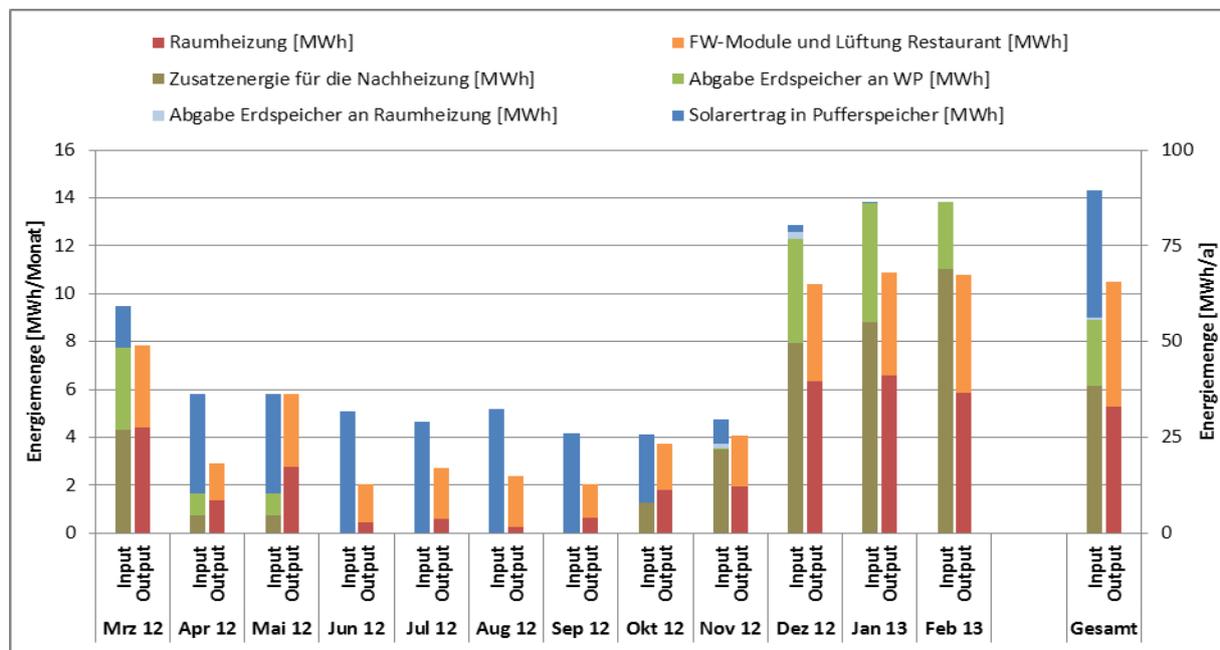


Abbildung 71: Energiebilanz der Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (März 2012 bis Januar 2013)

Der Erdspeicher wird durch die Solaranlage beladen und direkt durch die Fußbodenheizung entladen bzw. dient der Wärmepumpe als Wärmequelle. In Abbildung 72 ist die Energiebilanz des Erdspeichers dargestellt, die den Input in den Erdspeicher und die Entnahme aus ihm in jedem Monat zeigt (blau: Solarwärme in den Erdspeicher; grün:

Energieabgabe aus dem Erdspeicher). Die monatlichen Mittelwerte der mittleren Speichertemperatur erreichten im September einen Höchstwert von etwa 55 °C, die mittlere Speichertemperatur betrug nach einem Messjahr im Februar 2013 durchschnittlich 5 °C.

Bei gleichem Speicherinhalt am Anfang und Ende eines Betrachtungszeitraums entspricht der Unterschied zwischen Einspeisung und Entnahme den Speicher- und Rohrleitungsverlusten. Da die tatsächliche Wärmekapazität des Speichers samt seiner Umgebung nicht bekannt ist, wird der Erdspeicherladezustand über die mittlere Erdspeichertemperatur angegeben. Die mittlere Erdspeichertemperatur ist im Jänner 2013 etwas höher als zu Beginn des Messzeitraums, daher stellt der Unterschied zwischen Einspeisung und Entnahme von 44% eine Obergrenze für die Speicher- und Rohrleitungsverluste nach elf Monaten dar. Die mittlere Erdspeichertemperatur ist im Februar 2013 etwas tiefer als zu Beginn des Messzeitraums, daher stellt der Unterschied zwischen Einspeisung und Entnahme von 39% eine Untergrenze für die Speicher- und Rohrleitungsverluste nach einem Jahr dar.

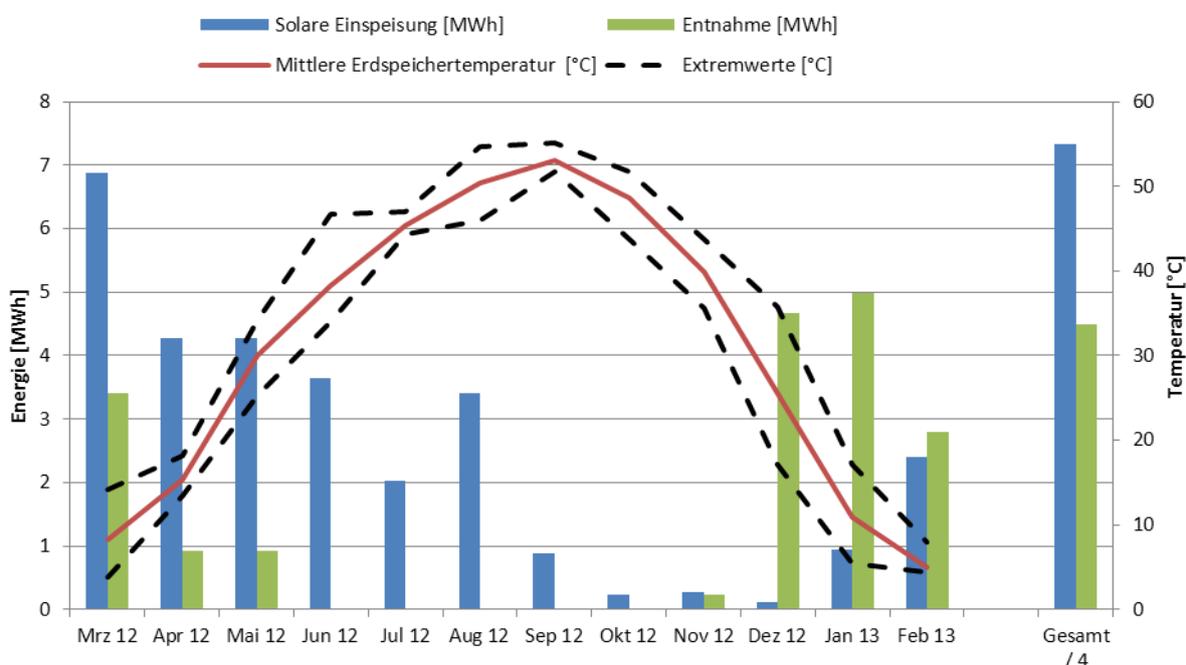


Abbildung 72: Energiebilanz und mittlere Temperatur des Erdspeichers der Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (März 2012 bis Januar 2013)

#### 7.7.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam in diesem Fall für das Heranziehen der Auslegungsrechnung des Förderwerbers aus der Einreichphase. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 73 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie). Der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 510 kWh/m<sup>2</sup>a berechnet) übertrifft mit 577,33 kWh/m<sup>2</sup>a den Planungswert um 13%.

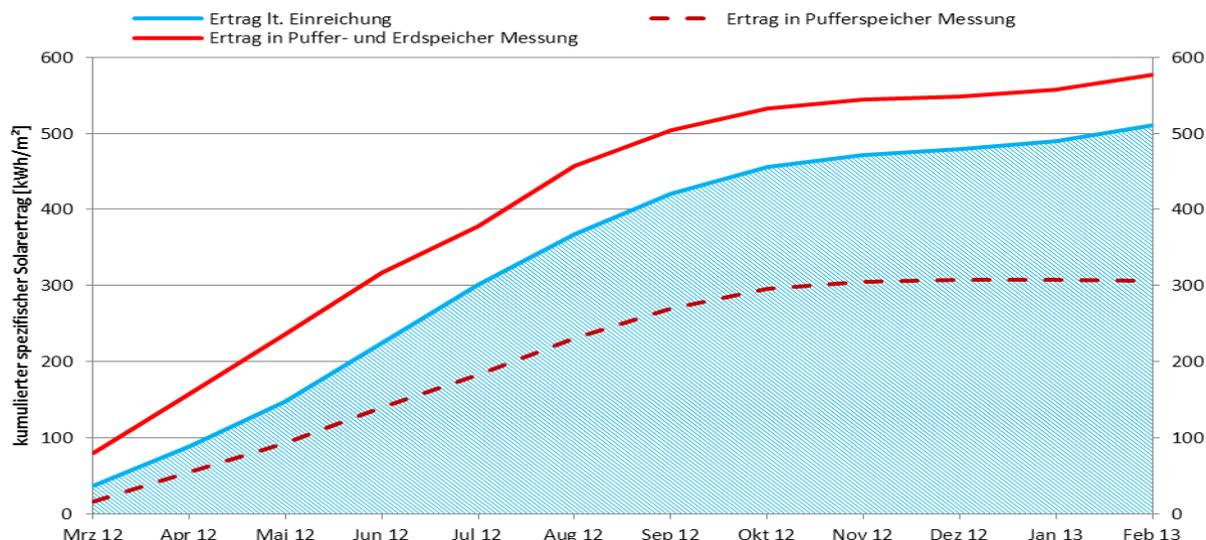


Abbildung 73: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (März 2012 bis Januar 2013)

Der aus den Messdaten ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 74 dargestellt (blau: Wert lt. Einreichung; hellrot: Messung Obergrenze; dunkelrot: Messung Untergrenze). Da die Wärmeübertragung zwischen Erdspeicher und seiner Umgebung (Parkgarage und Erdreich) messtechnisch nicht erfasst wird, können für den solaren Deckungsgrad nur Grenzen angegeben werden. Zur Bestimmung der Obergrenze wird angenommen, dass die gesamte aus dem Erdspeicher entzogene Energie von der Solaranlage eingespeist worden ist und der Erdspeicher keine Energie aus der Umgebung aufgenommen hat. Zur Ermittlung der Untergrenze für den aus den Messdaten ermittelten solaren Deckungsgrad wird angenommen, dass die gesamte dem Erdspeicher entnommene Energie aus der Umgebung des Erdspeichers und nicht aus der Solaranlage stammt. Die Energie aus der Solaranlage würde umgekehrt sofort an die Umgebung des Erdspeichers verloren gegangen sein. Der aus den Messdaten ermittelte solare Jahresdeckungsgrad liegt im Bereich von 37-57%, der Planungswert von 65% ist im Monitoringzeitraum nicht erreicht worden.

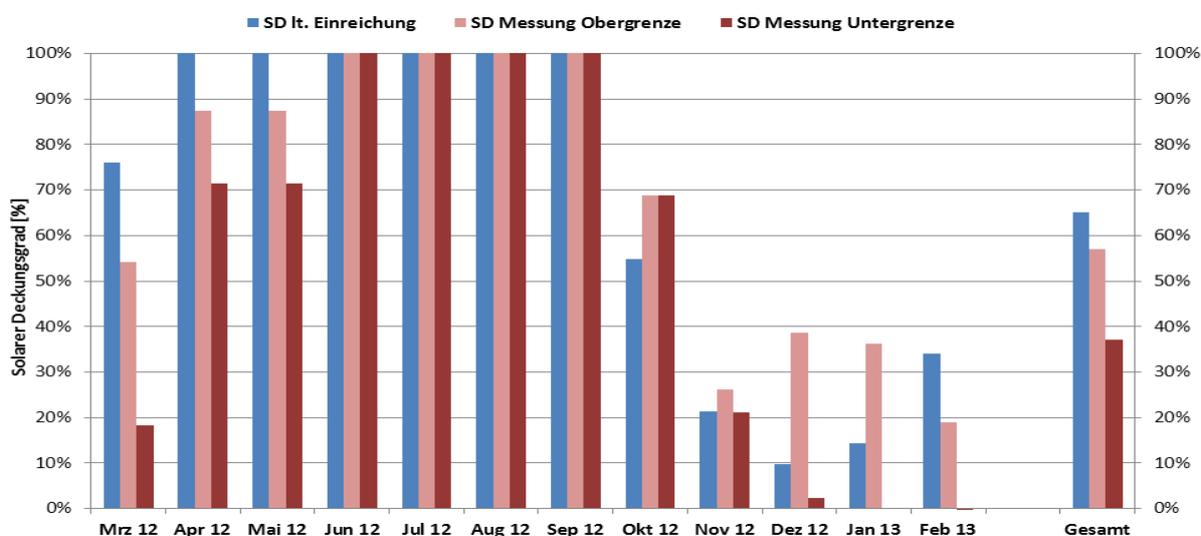


Abbildung 74: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (März 2012 bis Januar 2013)

Die gemessenen Energieverbräuche für die Raumheizung und Warmwasserbereitung stimmen mit den Planungsdaten (der Jahresverbrauch wurde mit rund 46 MWh berechnet) relativ gut überein und liegen nach Ende der einjährigen Monitoringphase bei 49 MWh, wie Abbildung 75 zeigt.

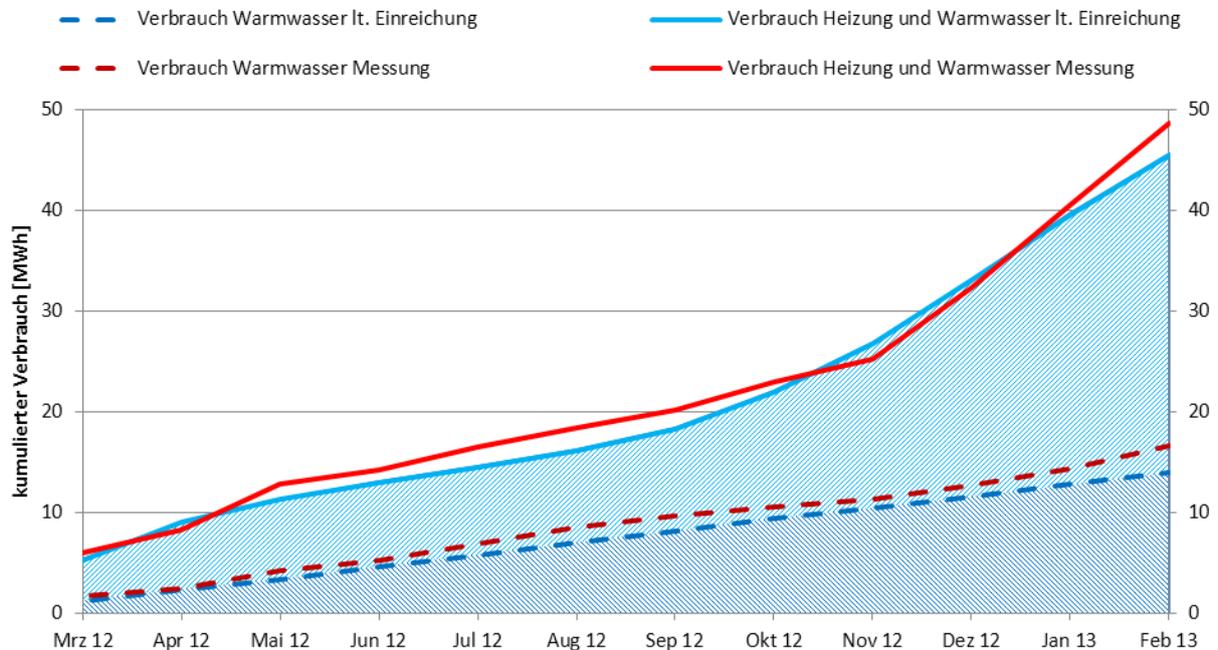


Abbildung 75: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Dorfvilla – alles anders“ (März 2012 bis Januar 2013)

### 7.7.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die messdatengestützten Analysen des Betriebs in allen hydraulischen Kreisläufen brachten zahlreiche interessante Erkenntnisse und auch Optimierungspotenziale zu Tage. Abbildung 76 zeigt hierzu einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb des Solarsystems. Als einzige erwähnenswerte Verbesserungsmöglichkeit zeigt sich die relativ hohe Temperaturdifferenz zwischen den beiden Vorläufen am Solarwärmetauscher, die Werte um bis zu 10 K erreichen kann. An den Rückläufen hingegen stellen sich sehr geringe Temperaturdifferenzen (ca. 4 K) ein, was grundsätzlich für einen ausreichend groß dimensionierten Wärmetauscher spricht. Zurückzuführen ist dieses Ergebnis auf nicht genau abgestimmte Volumenströme im Primär- und im Sekundärkreislauf, was durch eine Optimierung der Drehzahlregelung oder eine Anpassung der Drehzahlstufen aber verbessert werden könnte. Diese Verbesserungsmaßnahme ist im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden.

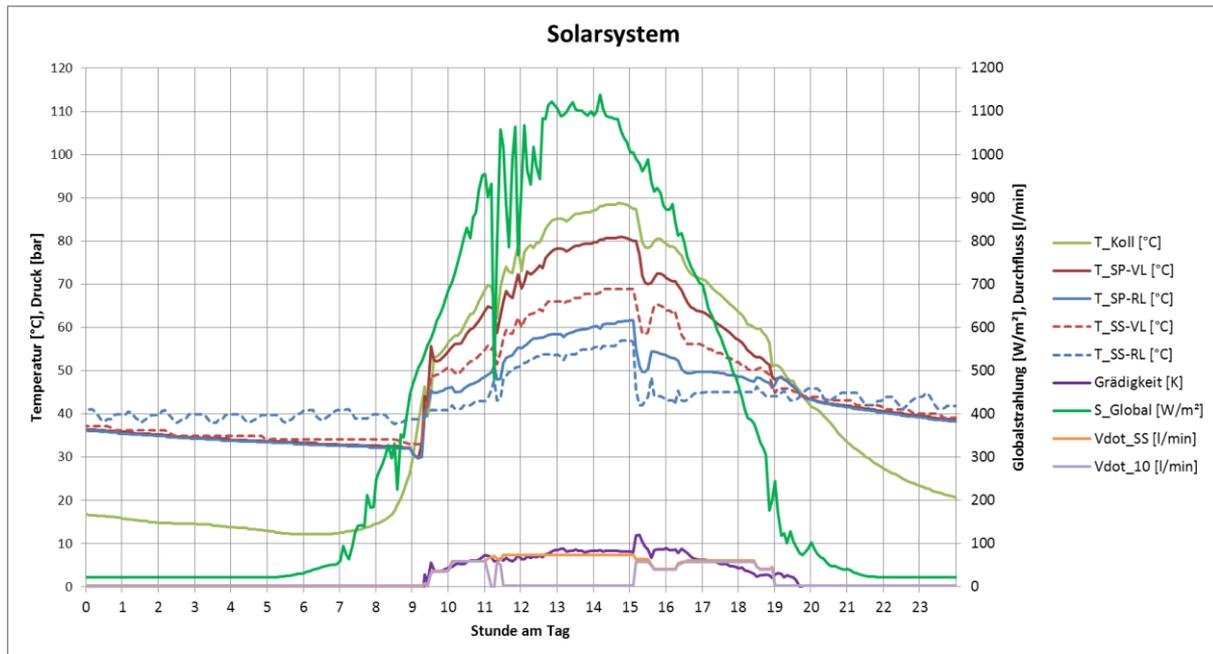


Abbildung 76: Beispielhafte Temperaturverläufe im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems sowie Durchflüsse im Sekundärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene (26.06.2012)

In Stillstandszeiten der Solaranlage zeigten sich periodische Schwankungen der Rücklauftemperaturen der beiden Zähler  $T_{SS-RL}$  und  $T_{10-RL}$ : Beide Temperaturen schwingen parallel im Stundentakt mit einer Amplitude von bis zu 8 K im Erdspeicherkreis und bis zu 3 K am Solarwärmetauscher. In Abbildung 77 sind die ersten Tage, an denen die Schwankungen auftreten (ab 15.6.2012) dargestellt.

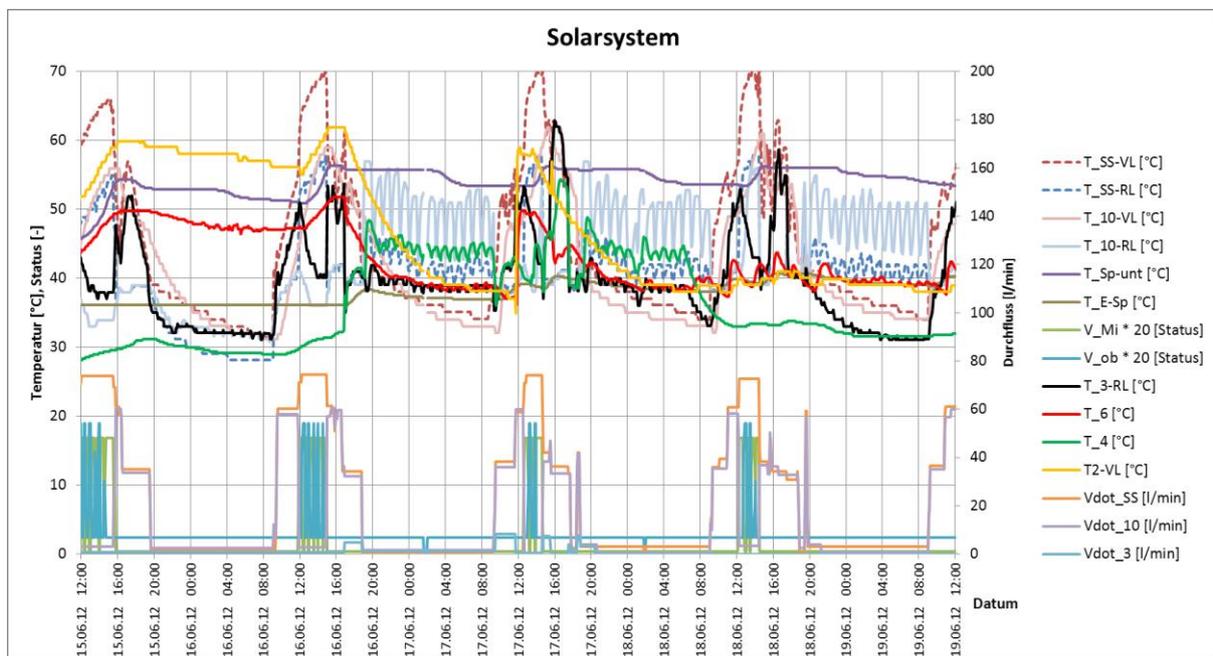


Abbildung 77: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse sowie Status der Pufferladeventile zu Beginn der Temperaturschwankungen (15.06.2012 12:00 bis 19.06.2012 12:00)

Man erkennt, dass nach Abschalten der Solarpumpe  $T_{10-RL}$  und  $T_{SS-RL}$  rasch ansteigen und dann Schwankungen von etwa 10 K gemessen werden. Die ersten beiden Nächte schwanken außerdem vor allem noch  $T_{2-VL}$  und  $T_4$  mit. Die letzten Juli-Tage sind in Abbildung 80 dargestellt. Es sind keine Schwankungen mehr erkennbar.

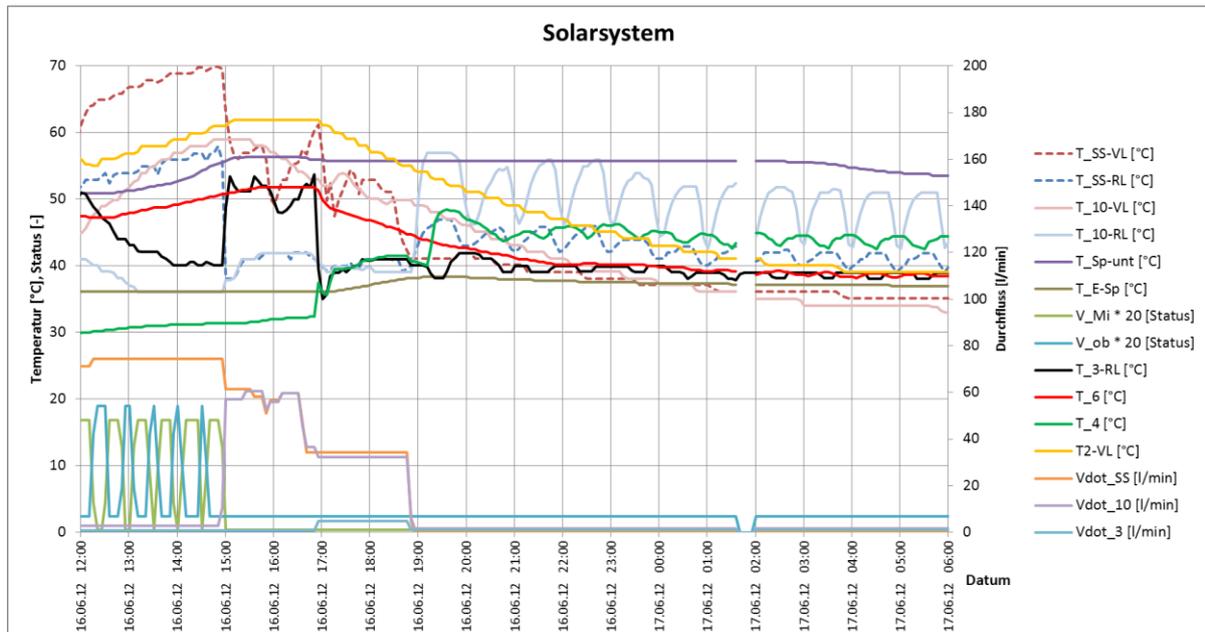


Abbildung 78: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse sowie Status der Pufferladeventile in der ersten Nacht der Temperaturschwankungen (16.06.2012 12:00 bis 17.06.2012 6:00)

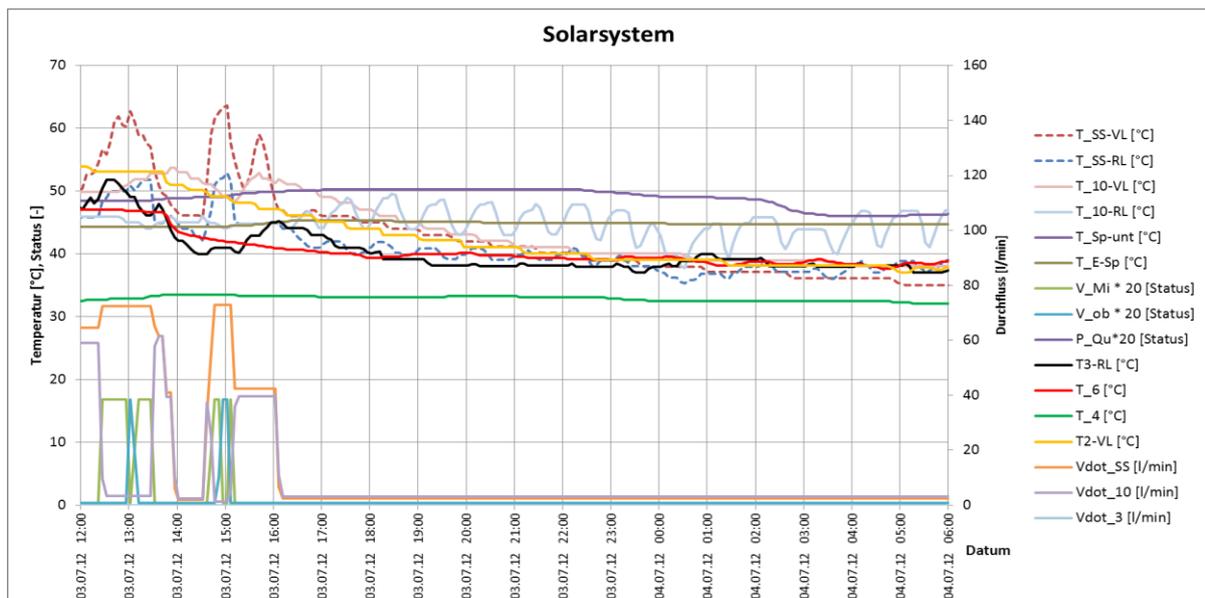


Abbildung 79: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse sowie Status der Pufferladeventile beim Wiedereinsetzen der Temperaturschwankungen (03.07.2012 12:00 bis 04.07.2012 6:00)

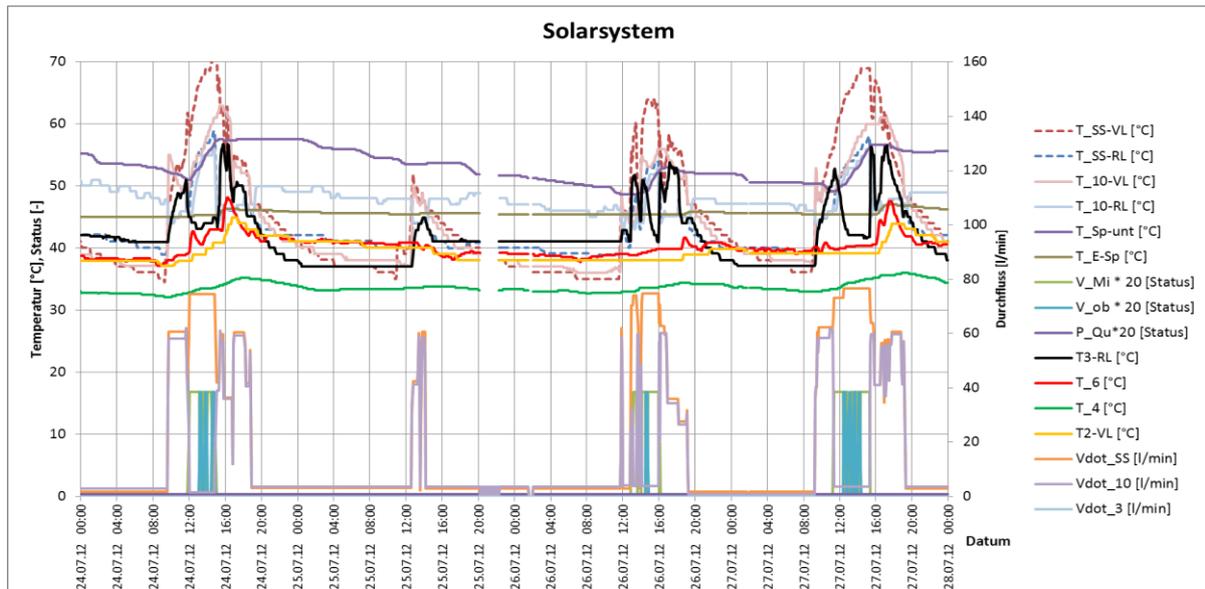


Abbildung 80: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse sowie Status der Pufferladeventile nach den Temperaturschwankungen (24.07.2012 bis 28.07.2012)

Das Betriebsverhalten des Verbraucherkreis „FW-Module, Schuhtrockner und Lüftung Restaurant“ zeigt beispielhaft Abbildung 81. Die Vorlauftemperaturen der beiden Wärmezähler  $T_{WW1-VL}$  und  $T_{WW2-VL}$  stimmen erwartungsgemäß überein und steigen mit der solarthermischen Einspeisung zu Mittag in den Speicher um etwa 5 K. Der unterschiedlichen hohen Rücklauftemperaturen  $T_{WW1-RL}$  und  $T_{WW2-RL}$  ergeben sich durch die unterschiedlich langen Zirkulationsleitungen und die unterschiedlich eingestellten Durchflüsse sowie durch die Warmwasserzapfungen durch die Nutzer.

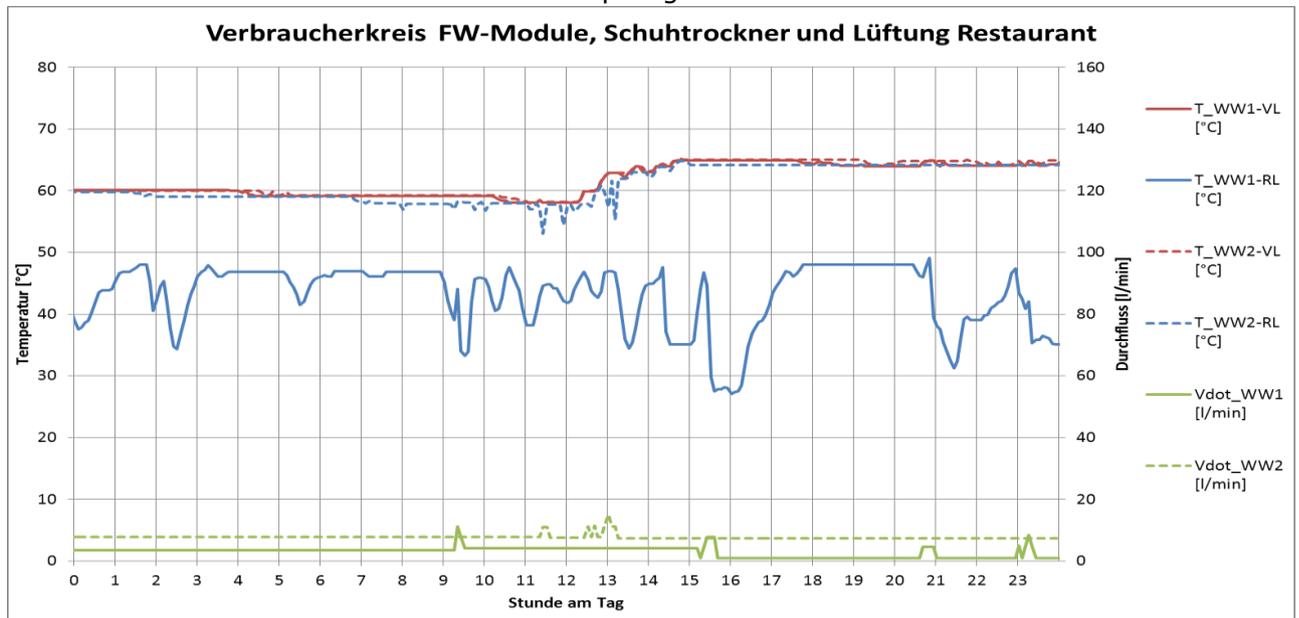


Abbildung 81: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse im Verbraucherkreis FW-Module, Schuhtrockner und Lüftung Restaurant (26.06.2012). Durchgezogene Linien (WW1): Wohnungen und Schuhtrockner; Strichlierte Linien (WW2): Restaurant

Zum Verbraucherkreis Fußbodenheizung sind einige Betriebstage (beispielhaft für April 2012) in Abbildung 82 dargestellt. Die Beimischschaltung des Abnehmerkreises „Bäder“ (7) dürfte am meisten und auch ohne ersichtliche Tag/Nacht-Umschaltung in Betrieb gewesen sein, da dessen Vorlauftemperatur  $T_{7-VL}$  im Schnitt höher liegt als die Vorlauftemperaturen der anderen beiden Heizungskreise  $T_{8-VL}$  und  $T_{9-VL}$ . Scheinbar unabhängig von allen anderen Temperaturen hält  $T_{7-RL}$  über Wochen praktisch konstant

einen Wert von etwa 32°C. Deutlich sind hingegen Sprünge bei den beiden anderen Kreisen „Wohnungen und Keller“ sowie „Restaurant“ zu erkennen. Deren Vorlauftemperaturen haben kurz nach 5:00 Uhr morgens fast täglich einen Temperatursprung von bis zu 20 K (Nachtabsenkung). Die zugehörigen Rücklauftemperaturen folgen gedämpft und leicht verzögert.

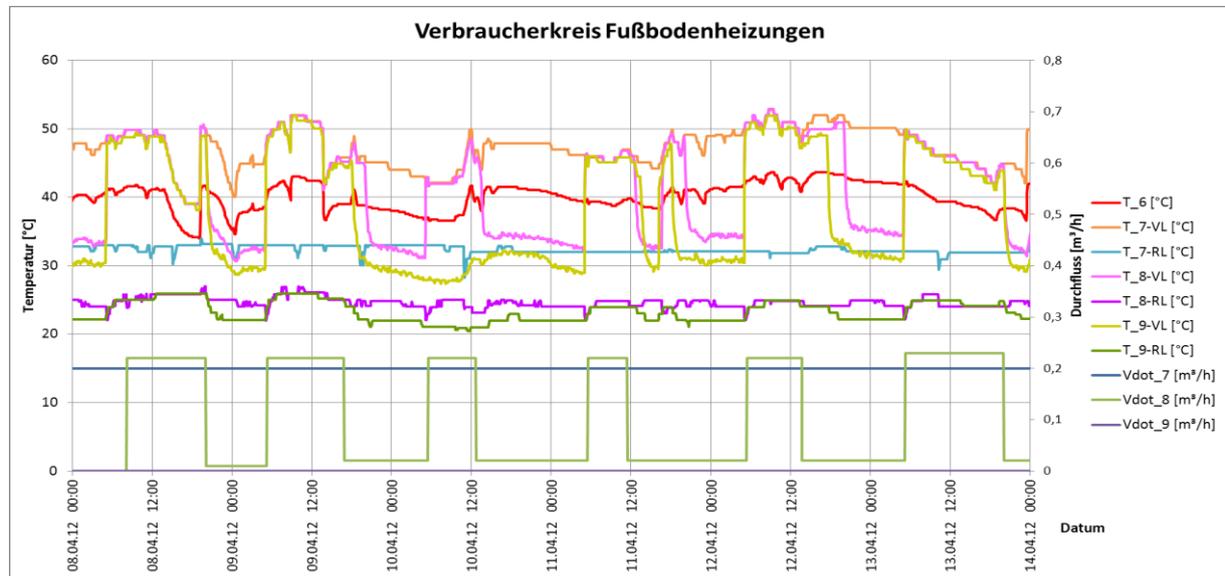


Abbildung 82: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse im Verbraucherkreis Fußbodenheizung (08.04.2012 bis 14.04.2012). 2: Erdspeicher an FBH; 6: Puffer an FBH; 7: Bäder; 8: Wohnungen und Keller; 9: Restaurant

In Abbildung 83 ist der Betrieb der Wärmepumpe am 8.4.2012 dargestellt. Die Volumenströme auf der Quellen- ( $\dot{V}_3$ ) und der Nutzerseite ( $\dot{V}_{NH}$ ) der Wärmepumpe stimmen zeitlich überein (zwischen Erdspeicher und FBH war kein Durchfluss). Die Steigerung der Temperatur in den Pufferspeichern von 0:00 bis 8:00 Uhr beträgt am Sensor  $T_{Sp-unt}$  etwa 2 K. Die Absenkung der durchschnittlichen Temperatur im Erdspeicher ( $T_{E-Sp}$ ) beträgt im gleichen Zeitraum 0,5 K. Wie man am Verlauf von  $T_{3-VL}$  und  $T_4$  erkennen kann, wurde die Vorlauftemperatur auf der Quellenseite der Wärmepumpe nicht herunter gemischt. Da die zur Verfügung stehenden Messdaten keine Momentanleistungen beinhalten, kann die Leistungszahl der Wärmepumpe nur grob abgeschätzt werden (Sensorwerte für Volumenstrom, Vor- und Rücklauftemperatur im 5-Minuten-Intervall). Weiters wurden zur Berechnung der Leistungszahl die aufgenommene elektrische Energie als die Differenz aus „Wärme auf der Nutzerseite“ und „Wärme aus dem Erdspeicher“ angenommen. An dem in Abbildung 83 dargestellten Tag nimmt sie Werte zwischen 2,8 und 8 an und liegt im Schnitt etwa bei 4,5.

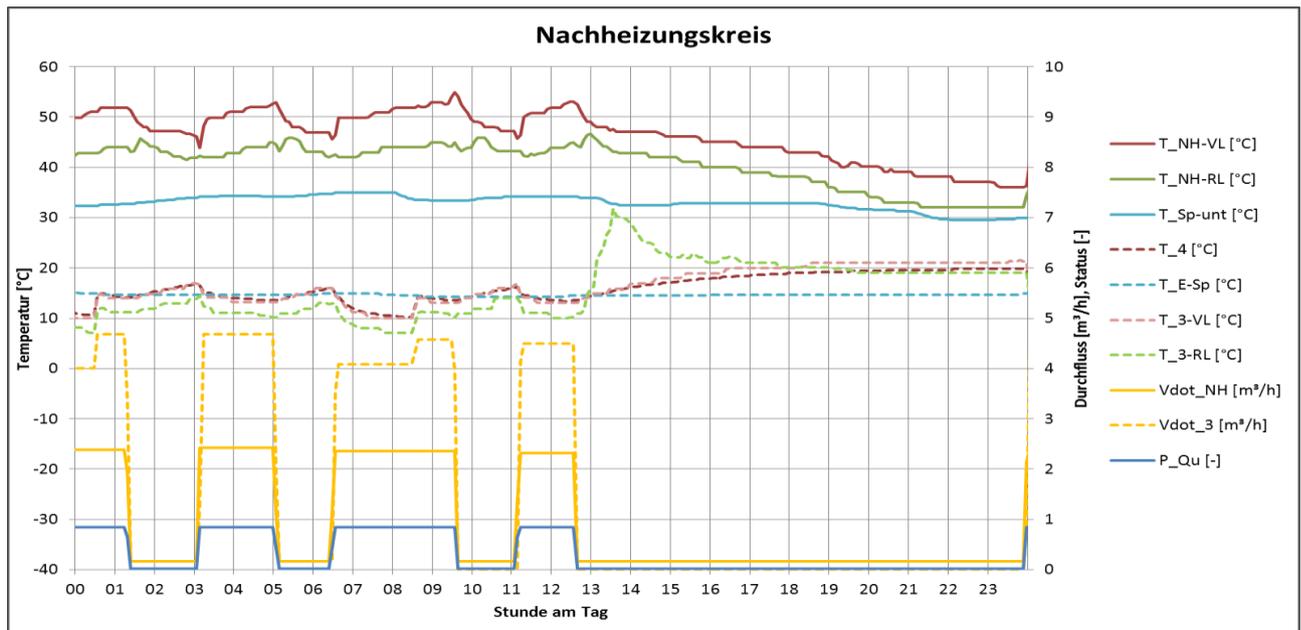


Abbildung 83: Beispielhafte Temperaturverläufe und Durchflüsse im Nachheizungskreis (08.04.2012)

### 7.7.6 Anlagen Status Quo

Das überaus komplexe Wärmeversorgungssystem funktionierte im Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme, wenngleich mit einem wesentlich geringeren solaren Deckungsgrad als geplant als Ergebnis. Zahlreiche Rückmeldungen bzw. Fragen zur weiteren Erläuterung des komplexen Anlagensystems sind an den Fördernehmer und Betreiber ergangen, teilweise konnten einzelne Punkte auch geklärt und umgesetzt werden. Alles in allem ist die Anlage so komplex, dass mit vertretbarem Aufwand nicht alle Vorgänge gänzlich geklärt werden können (Fehlströmungen, etc.). Bedauerlich ist, dass kein eigener Stromzähler für die Wärmepumpenanalyse zur Verfügung steht.

Da einige Durchflusszähler sehr häufig unter ihrem Mindestdurchfluss betrieben werden, ist die Unsicherheit der Messergebnisse erhöht.

Entgegen den Annahmen des Planers müssen alle Erdspeicherregister beladen werden, um aus ihnen Energie entnehmen zu können (kein ausreichender Wärmetransfer zwischen den Registern). Daher wurden nachträglich weitere Ventile installiert, die auch in die Regelungstechnik implementiert werden müssen. Eine einfache Parallelschaltung der Register ohne aufwändige Ventilschaltungen und Regelalgorithmen wäre die aus heutiger Sicht bessere Variante.

## 7.8 Nahwärme Düringer, Vbg.

### 7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Düringer
<u>Adresse:</u>	6867 Schwarzenberg
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Düringer)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit aktuell 9 Abnehmern
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	100 m <sup>2</sup> , Vakuumröhrenkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	66° nach Osten (75 m <sup>2</sup> ), 114° nach Westen (25 m <sup>2</sup> )
<u>Neigung:</u>	20°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	2 Hackgutkessel (2 x 150 kW), Ölkessel 150 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	9,7% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	257 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit April 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Fernwärme Düringer“ handelt es sich um die Einspeisung einer 100 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes im Bundesland Vorarlberg. Versorgt werden über das Fernwärmenetz aktuell 9 Verbraucher (5 Mehrfamilienhäuser, 2 Einfamilienhäuser und 2 Gewerbebetriebe) mit einer Anschlussleistung von etwa 120 kW.

Ein Ausbau der Versorgung auf weitere 10 Abnehmer ist seitens des Fernwärmebetreibers geplant. Die erste Ausbaustufe, die fünf weitere Abnehmer umfasst, ist im Sommer 2013 umgesetzt worden. Eine Vergrößerung des Speichervolumens ist für 2014 geplant. Wie in Abbildung 84 (rechts) ersichtlich, sind die Kollektoren auf zwei unterschiedlich ausgerichteten Dachflächen des Gebäudes montiert. Das Kollektorfeld mit 75 m<sup>2</sup> ist um 66° aus der Südrichtung nach Süd-Ost orientiert, das Kollektorfeld mit 25 m<sup>2</sup> ist um 114° aus der Südrichtung nach Nord-West orientiert. Der Hersteller empfiehlt einen minimalen Aufstellwinkel von 30°. Bei der umgesetzten Kollektorneigung von 20° werden Schmutz und Schnee auf den Kollektoren liegen bleiben. Aufgrund der umliegenden Berge wird die Direktstrahlung auf die Kollektoren vor allem im Winter stark reduziert. Das Kollektorfeld besteht aus durchströmten Vakuumröhrenkollektoren. Die Solaranlage substituiert dabei den Energieträger Hackgut. Aktuell besteht die Anlage aus zwei selbstzündenden, jeweils 150 kW großen Hackgutkesseln. Ein Ölkessel, der ursprünglich als Notheizungssystem vorgesehen war, ist mittlerweile als Schwach- bzw. Spitzenlastkessel in Verwendung.



Abbildung 84: Ansicht des Gebäudes „Fernwärme Düringer“ (links) auf dessen Dach die beiden nach Süd-Ost bzw. Nord-West orientierten Röhrenkollektorfelder montiert sind (rechts)

## 7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept entspricht dem klassischen Konzept für die Integration von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze. Die beiden Kollektorfelder speisen dabei im Parallelbetrieb mit den beiden Hackgutkesseln einen zentralen Energiespeicher. Als Schwach- bzw. Spitzenlastkessel liefert zusätzlich der Ölkessel Energie in den Pufferspeicher. Aus dem Energiespeicher erfolgt die Versorgung der Wärmeverbraucher über ein Zwei-Leiter-Netz.

Der auf mindestens 80°C geladene Energiespeicher kann eine Netz-Spitzenlast von 120 kW bei Netztemperaturen 80/40 °C für etwa eine Stunde decken (ca. 138 kWh). Dann ist das Puffervolumen rechnerisch ausgetauscht und spätestens dann ist der Einsatz der Nachheizung notwendig. Für die Solaranlage ist das Pufferspeichervolumen mit 30 l/m<sup>2</sup> ohnehin sehr knapp dimensioniert. Hinzu kommt, dass kein Pufferbereich exklusiv für die Solaranlage reserviert ist und der Puffer durch die Nachheizung vollständig geladen werden kann. Da auch der Verbrauch noch nicht dem Endausbau des Wärmenetzes entspricht, ist mit Stagnation der Solaranlage im Sommer zu rechnen, die vom Anlagenbetreiber in Kauf genommen wird.

Das Monitoringkonzept dieser Anlage ist relativ einfach. Fünf Wärmemengenzähler, fünfzehn Temperatursensoren sowie zwei Globalstrahlungssensoren und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung (Abbildung 85).

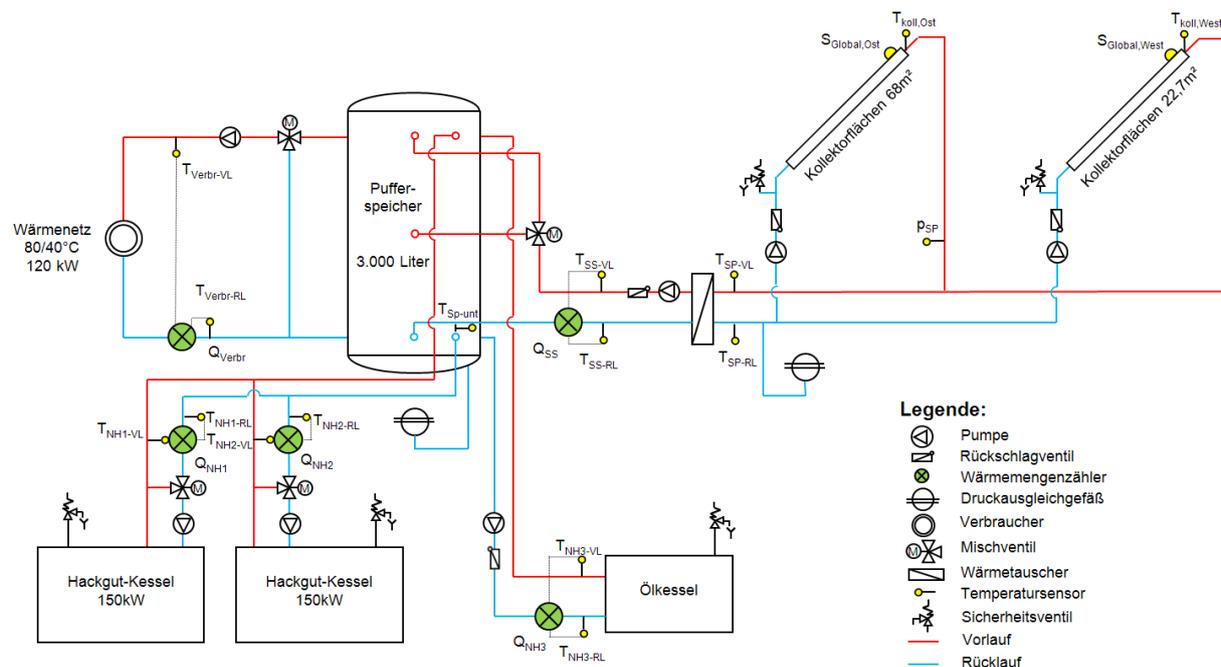


Abbildung 85: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Fernwärme Düringer“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$S_{\text{Global,Ost}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Feld Ost
$S_{\text{Global,West}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Feld West
$T_{\text{Koll,Ost}}$	Kollektortemperatur Feld Ost
$T_{\text{Koll,West}}$	Kollektortemperatur Feld West
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur Primär
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur Primär
$p_{\text{SP}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

### Solar-Sekundärkreis

$Q_{SS}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis- gesamt )
$T_{SS-VL}$	Solarvorlauftemperatur Sekundär
$T_{SS-RL}$	Solarrücklauftemperatur Sekundär

### Speicher

$T_{Sp-unt}$	Referenztemperatur im Stahlspeicher (unteres Drittel)
--------------	---

### Verbraucher – Fernwärmenetz

$Q_{Verbr}$	Wärmemengenzähler im Verbraucher Fernwärmenetz
$T_{Verbr-VL}$	Vorlauftemperatur Fernwärmenetz
$T_{Verbr-RL}$	Rücklauftemperatur Fernwärmenetz

### Nachheizung

$Q_{NH1}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel 1
$Q_{NH2}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel 2
$Q_{NH3}$	Wärmemengenzähler Ölkessel (Nachgerüstet im November 2012)
$T_{NH1-VL}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel 1
$T_{NH1-RL}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel 1
$T_{NH2-VL}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel 2
$T_{NH2-RL}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel 2
$T_{NH3-VL}$	Vorlauftemperatur Ölkessel (Nachgerüstet im November 2012)
$T_{NH3-RL}$	Rücklauftemperatur Ölkessel (Nachgerüstet im November 2012)

## **7.8.3 Energiebilanz**

Beim Projekt „Fernwärme Düringer“ startete der Monitoringzeitraum im Mai 2012. Während des Monitoringzeitraums (Mai 2012 – April 2013) zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem ein weitgehend unproblematisches Betriebsverhalten. Die in Abbildung 86 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die vier Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellrot: Nachheizung Biomassekessel 1; dunkelrot: Nachheizung Biomassekessel 2; schwarz: Nachheizung Ölkessel; blau: Solarwärme) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün: Verbraucher im Fernwärmenetz). Der Wärmeoutput zeigt sich bei dieser Anlage bis zum Oktober (vor allem Mai, Juli, Oktober) geringfügig höher als der Wärmeinput. Der Grund dafür war ein Ölkessel, der als Notfallnachheizung vorgesehen war und im ursprünglichen Monitoringkonzept nicht erfasst und wurde. Da die Biomassekessel thermisch eine deutlich höhere Trägheit aufweisen als der Ölkessel, wird in Schwachlastzeiten (Sommer und Übergangszeiten) der flexiblere Ölkessel zur notwendigen Nachheizung herangezogen. Um das Monitoringsystem zu vervollständigen, wurde vom Betreiber der Anlage im Oktober der Wärmezähler NH3 (Nachheizung 3) zwischen Ölkessel und Pufferspeicher nachgerüstet.

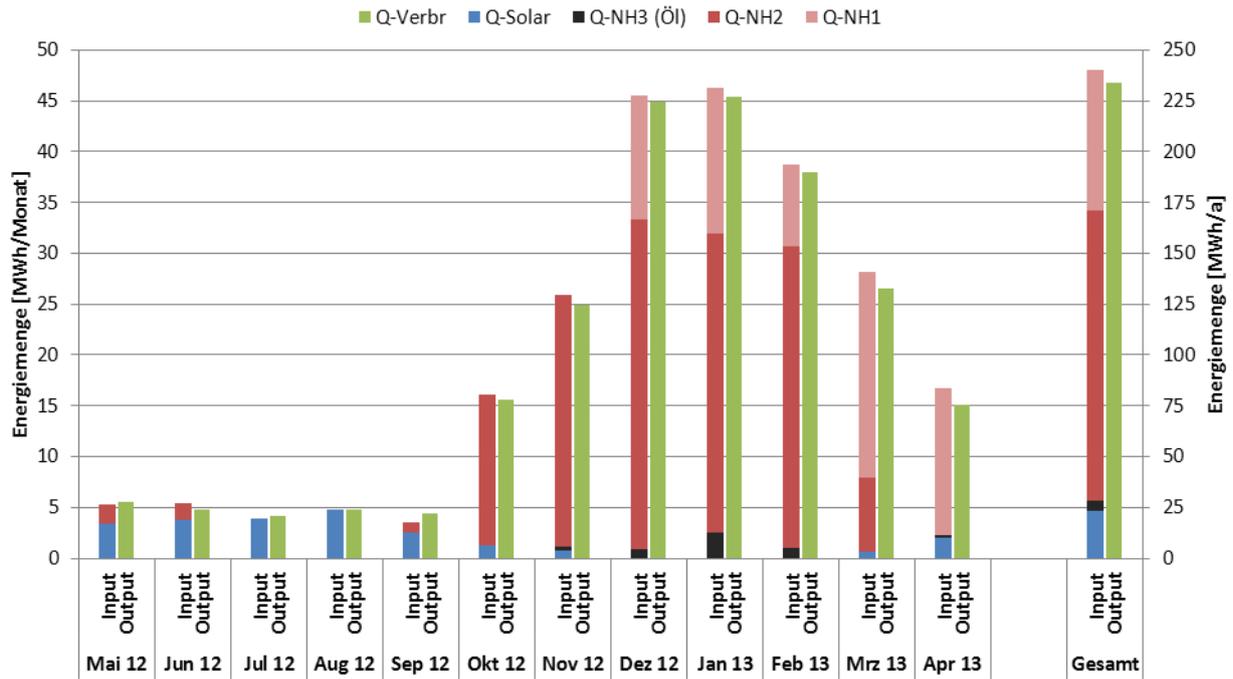


Abbildung 86: Energiebilanz zum Projekt „Düringer Fernwärme“ (Zeitraum Mai 2012 bis April 2013)

### 7.8.4 Vergleich von Messung und Planung

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam in diesem Fall für das Heranziehen der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase. Die im Programm T\*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 87 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie).

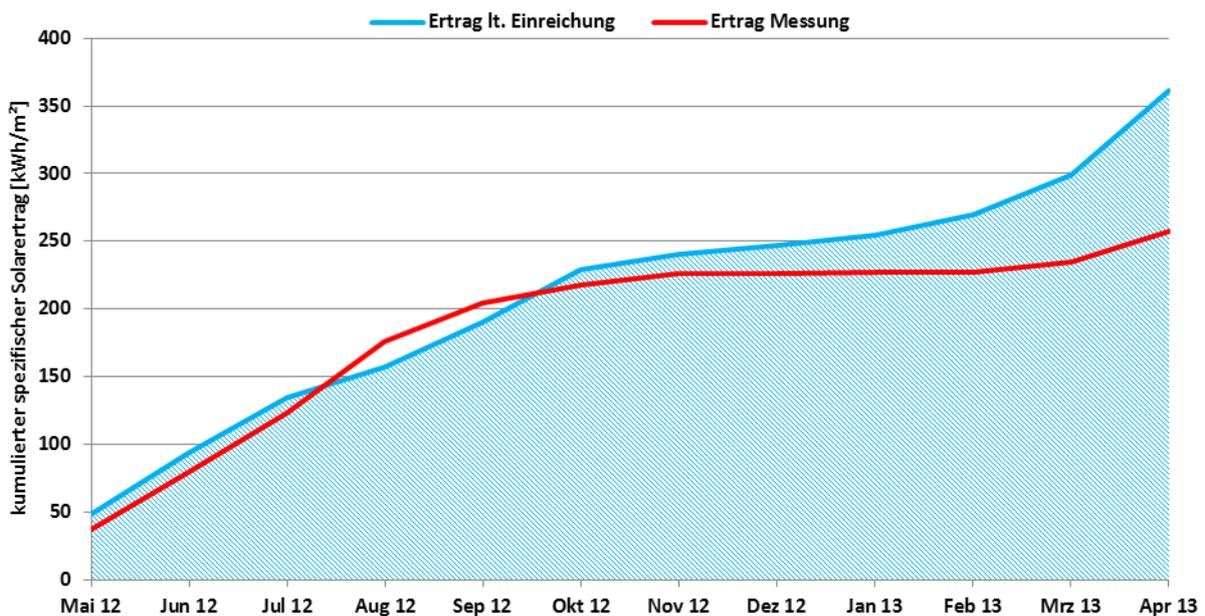


Abbildung 87: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Düringer Fernwärme“

Der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 361 kWh/m<sup>2</sup> berechnet) zeigt eine relativ gute Übereinstimmung mit dem Simulationswert. Auf Grund des sehr schneereichen Winters bleiben die Erträge in diesem Zeitraum unter den Simulationswerten. Der gemessene spezifische Jahresertrag beträgt 257,1 kWh/m<sup>2</sup>.

Dieser geringe Wert hat mehrere Gründe. Vor allem im Sommer bewirken das relativ kleine Pufferspeichervolumen von nur 30 l/m<sup>2</sup> bezogen auf die Bruttokollektorfläche, und der geringe Wärmeverbrauch des Netzes sehr häufig einen Stillstand der Solaranlage.

Der fehlende Solarertrag im Winter entsteht durch die sehr geringe Einstrahlung. Die Sonne fällt sehr flach ein, Direktstrahlung auf die Kollektoren wird von den umliegenden Bergen stark reduziert. Die Kollektoren sind mit 20° Neigung aufgestellt, daher bleibt Schnee auf den Kollektoren liegen. Auch aus diesem Grund empfiehlt der Hersteller eine Neigung von mindestens 30°.

Im Oktober liegen die Einstrahlungswerte auf dem nach Osten ausgerichteten Kollektorfeld maximal um 600 W/m<sup>2</sup>, im November nur um 500 W/m<sup>2</sup>. Die Messwerte der Globalstrahlung liegen ab Dezember teilweise für ganze Wochen um 0, jedoch maximal um 400 W/m<sup>2</sup> (Schnee auf den Kollektoren, Schlechtwetter). Erst mit März zeigen sich wieder Schönwettertage in den Messdaten. Am nordwestlich ausgerichteten Kollektorfeld werden durchgängig geringere Einstrahlungswerte gemessen.

Der mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Gesamtverbrauch) im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 88 dargestellt. Diese Form der Berechnung des solaren Deckungsgrades schreibt die auftretenden Verluste der Nachheizung zu, sie werden daher in Bezug auf den Solarertrag nicht wirksam.

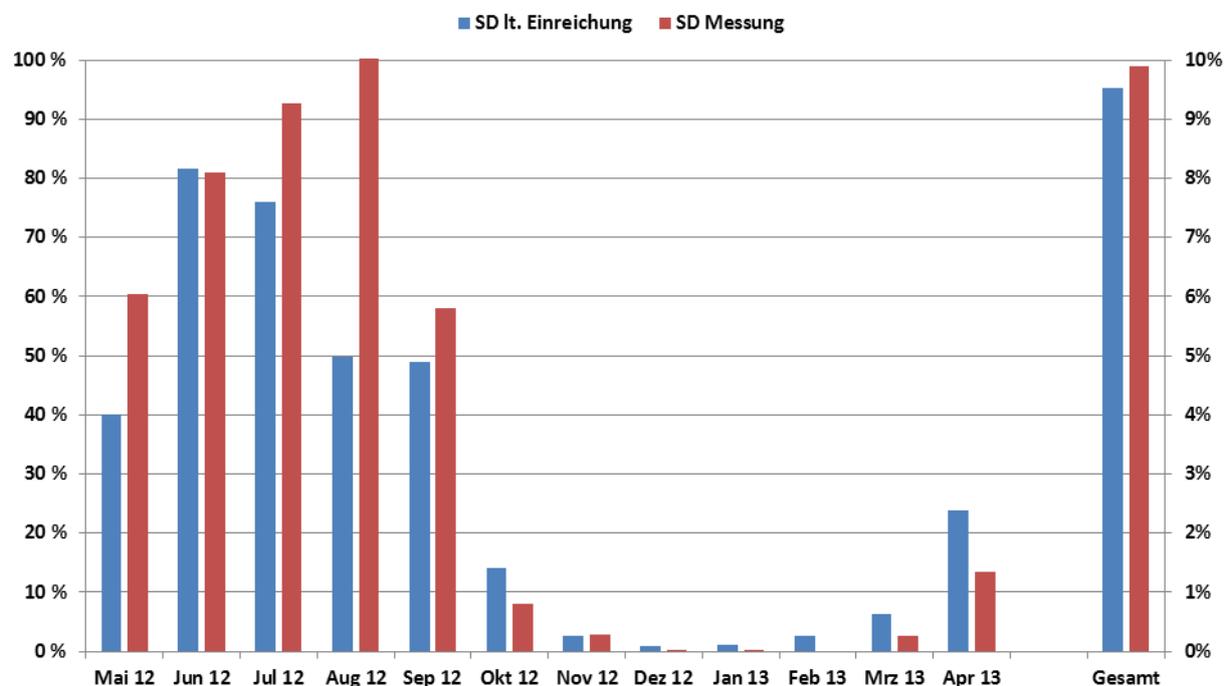


Abbildung 88: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades im Vergleich mit dem Simulationswert für die Anlage „Düringer Fernwärme“

Die monatlichen Deckungsgrade weichen teilweise stark von den Planungsdaten ab. Die Ursache hierfür ist einerseits die nicht erfasste Zuheizung durch den Ölkessel vor

November 2012. Der gemessene Jahresdeckungsgrad von rund 10% stellt demnach eine Obergrenze dar, da der Umfang des Ölkesselbeitrags nicht vollständig bekannt ist. Andererseits liegt der gemessene Verbrauch unter dem Plan. Dies wird in Abbildung 89 sichtbar, in der ein Vergleich zwischen den gemessenen und den simulierten Verbräuchen angestellt ist.

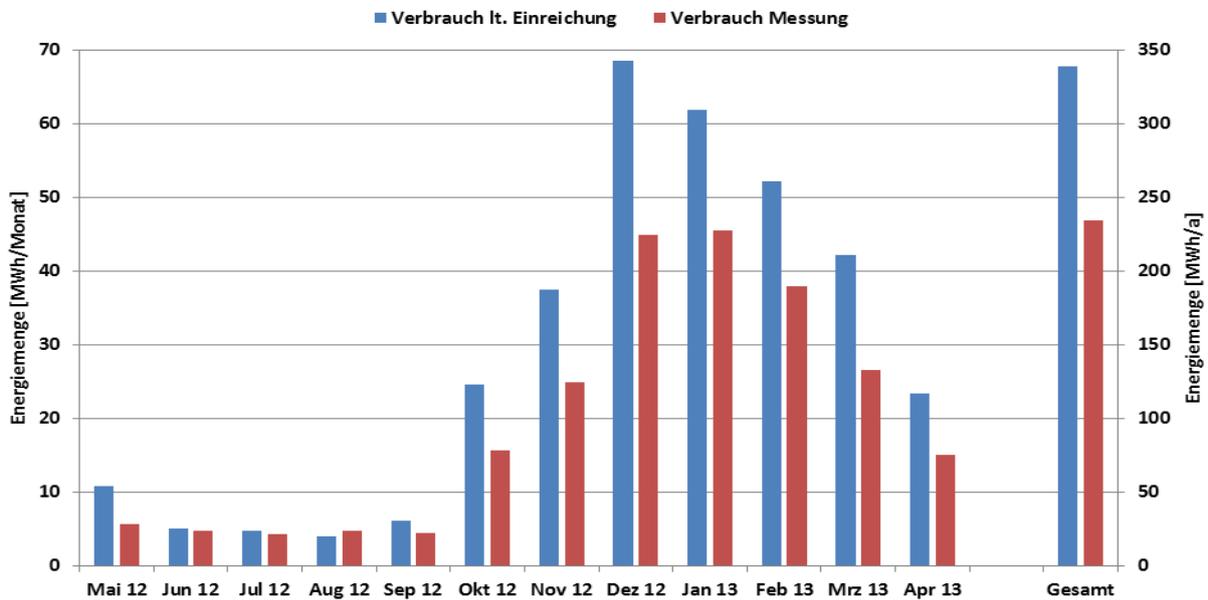


Abbildung 89: Vergleich des gemessenen monatlichen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Düringer Fernwärme“

Der Verlauf des gemessenen Verbrauchs (der Jahresverbrauch wurde mit rund 340 MWh berechnet) ist geringer als der Simulationswert, siehe Abbildung 90. Der gemessene Jahresverbrauch erreicht mit rund 234 MWh nur etwa 70 % des Planungswerts.

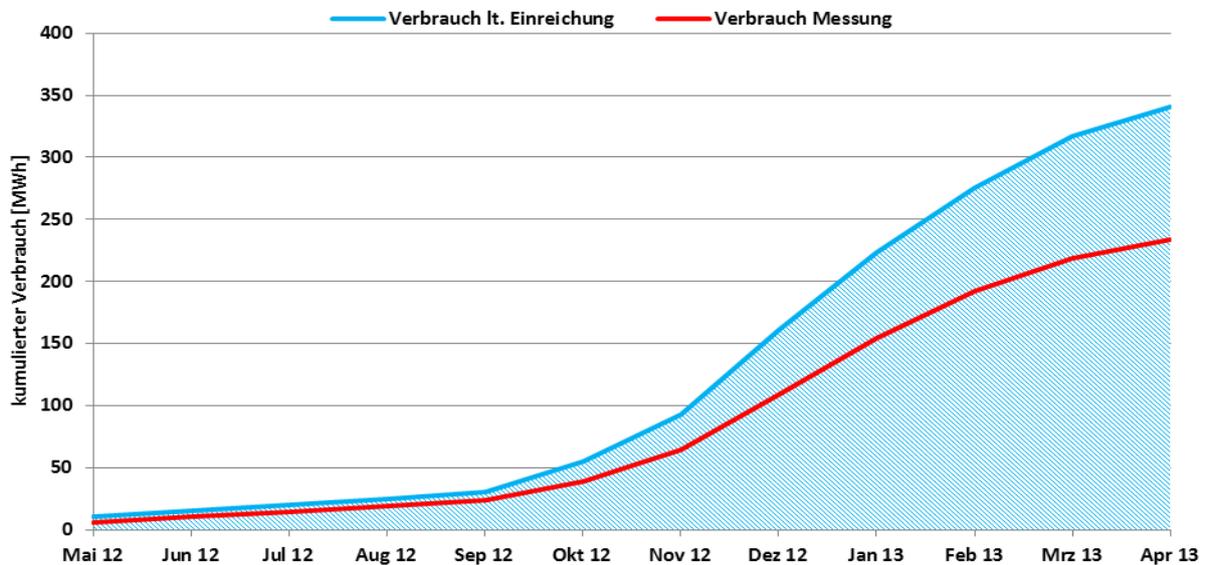


Abbildung 90: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Düringer Fernwärme“

### 7.8.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Abbildung 174 zeigt beispielhaft das Verhalten der Solaranlage an fünf Tagen im Juli 2012. Die Messwerte der Globalstrahlung (grüne Linien) auf die beiden Kollektorfelder zeigen vier sehr klare Sonnentage und einen Tag mit durchziehenden Wolken an.

Wenn die Kollektortemperaturen (violette Linien) mit der Globalstrahlung steigen, schaltet sich die Solaranlage ein, was an steigenden Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreis erkennbar ist (rote und blaue Linie). Beide Kollektortemperaturen liegen im Betrieb unterhalb der Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis, da die Temperaturfühler nicht in den heißesten Kollektoren eingebaut sind.

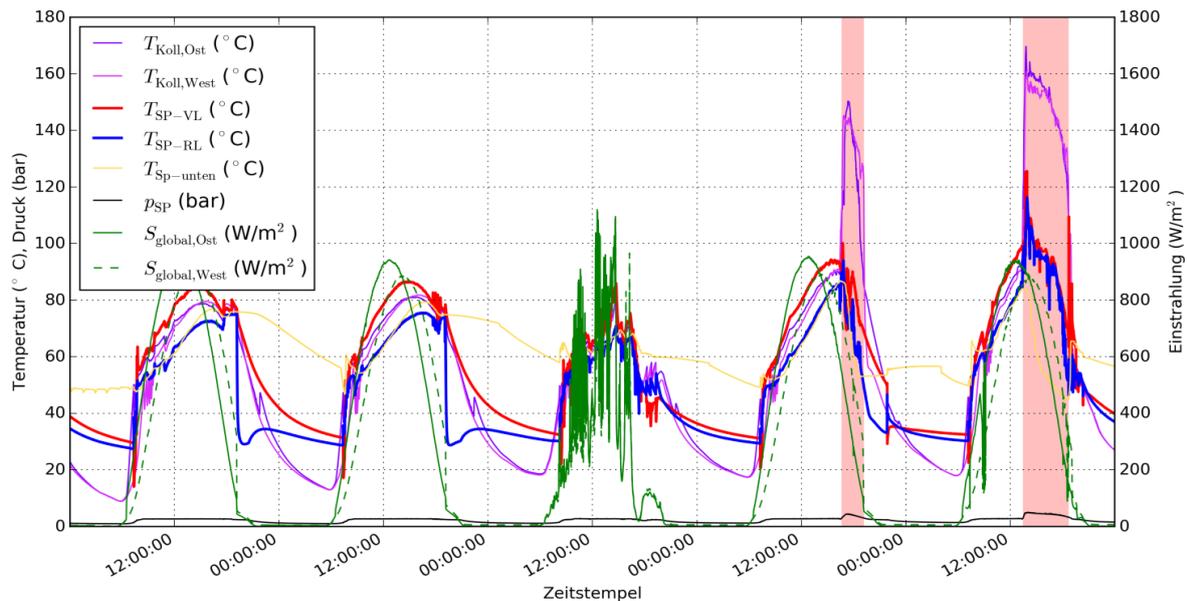


Abbildung 91: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene für östliches und westliches Kollektorfeld. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei extrem hohen Kollektortemperaturen (Zeitraum: 23.-28.7.2012)

Der Betrieb der Solaranlage erhöht die Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers (gelbe Linie in Abbildung 174). Ist die Temperatur im Speicher hoch genug, wird die Solaranlage abgeschaltet. Je nach Einstrahlung und Umgebungstemperatur steigen durch die ausbleibende Kühlung die Kollektortemperaturen auf Werte von über 140 °C und über 160 °C am 26. und 27.7.2012. Dabei steigt auch der Druck im Solarprimärkreis (schwarze Linie). Dieser Stagnationszustand stellt eine starke Belastung für die Solaranlage dar und sollte vermieden werden. Laut Herstellerangaben können die Kollektoren durch das unten angeordnete Sammelrohr schnell und vollständig entleert werden, wodurch das Wärmeträgermedium im Gegensatz zu herkömmlichen Konstruktionen geschont wird. Stagnation bedeutet, dass der Speicher bzw. das Wärmenetz nicht die ganze von der Solaranlage zur Verfügung gestellte Wärmeenergie aufnimmt und die Kollektoren daher nicht mehr gekühlt werden. Es kommt zu Einbußen beim Solarertrag. Ein größerer Pufferspeicher könnte das Problem im Stundenbereich lösen. Hauptursache für die Stagnation ist jedoch der vergleichsweise geringe Wärmeverbrauch im Sommer.

Die Energie der Globalstrahlung wird teilweise von den Kollektoren in den Primärkreis übertragen. Über den Solarwärmeübertrager wird ein Teil dieser Solarenergie weiter in den Sekundärkreis und damit in den Pufferspeicher übertragen. In Abbildung 92 sind die gesamte Einstrahlung auf die Kollektorflächen (grün) sowie die in den Pufferspeicher

(rot) übertragene Wärmeleistung exemplarisch für die betrachteten fünf Tage im Juli 2012 dargestellt. Die schwarzen Punkte stellen den berechneten Wirkungsgrad von der Globalstrahlung bis in den Solarsekundärkreis dar.

Wirkungsgradwerte, die für die Solaranlage für diese Zeiträume berechnet werden, ergeben teilweise unphysikalische Werte von um 100%. Diese Rechenwerte entstehen hauptsächlich, wenn sich die Messgrößen sehr schnell ändern (Schaltvorgänge, durchziehende Wolken), und sind für die Analyse nicht relevant. Der berechnete Wirkungsgrad liegt an den dargestellten klaren Tagen bei gleichmäßigen Bedingungen bei etwa 40%. Ein echter Vergleich mit dem Laborwirkungsgrad ist nur möglich, wenn man auch weitere Messgrößen (v. a. Außentemperatur) kennt. Diese sind jedoch nicht im Monitoring-Konzept enthalten.

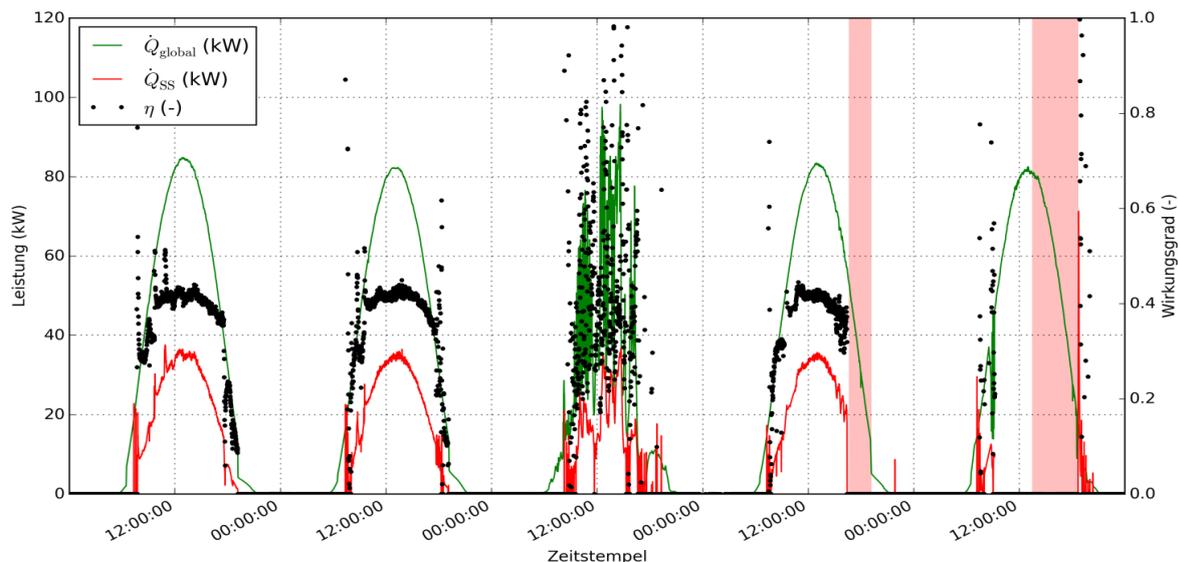


Abbildung 92: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grün) und Einspeicherung (rot) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung (schwarz). Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei extrem hohen Kollektortemperaturen (Zeitraum: 23.-28.7.2012)

Im Solarsekundärkreis ist eine Pumpe mit fester Drehzahl eingesetzt, wie die orange-farbene Linie in Abbildung 93 zeigt. In der Abbildung sind die Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und -sekundärkreis sowie die Grädigkeit des Solarwärmeübertragers dargestellt.

Die Grädigkeit des Solarwärmeübertragers (und generell eines jeden Wärmeübertragers) ist ein Maß für die Dimensionierung des Wärmeübertragers im Auslegungspunkt, der durch die gewünschten Ein- und Austrittstemperaturen sowie die Durchflüsse auf Primär- und Sekundärseite definiert wird. Je kleiner die Grädigkeit des Solarwärmeübertragers ist, desto geringer ist der Exergieverlust bei der Energieübertragung vom Primär- in den Sekundärkreis. Das heißt, dass das hohe Temperaturniveau der Energie vom Kollektorausstritt bis in den Pufferspeicher besser erhalten bleibt. Analog bleibt das tiefe Temperaturniveau des Pufferausstritts bis zum Kollektoreintritt besser erhalten, wodurch die Kollektormitteltemperatur geringer bleibt und die Kollektoren mit besserem Wirkungsgrad arbeiten. Dadurch steigt der Solarertrag.

Um die Grädigkeit bei gleicher Übertragungsleistung verringern und damit die Exergieeffizienz steigern zu können, muss im Allgemeinen die Wärmeübertragungsfläche erhöht werden. Dadurch wird der Wärmeübertrager teurer und mitunter steigen auch die Strömungswiderstände, was die notwendige Pumpenergie erhöht. Aus Erfahrung wird bei Solarwärmeübertragern 5-6 K als Optimum zwischen Kosten- und Exergieeffizienz angesehen.

Die berechnete Grädigkeit des Solarwärmeübertragers ist in Abbildung 93 dargestellt (magenta-farbene Linie). Aufgrund der wechselnden Einstrahlung, wechselnden

Temperaturen und Durchflüssen (bei drehzahlregulierten Pumpen), arbeitet der Wärmeübertrager im Allgemeinen nicht in seinem Auslegungspunkt, wodurch sich stark unterschiedliche Werte für die momentane Grädigkeit ergeben. Sie bleibt bei Betrieb der Solaranlage zu 90 % unter 6,1 K, die Auslegung des Wärmeübertragers ist demnach ideal.

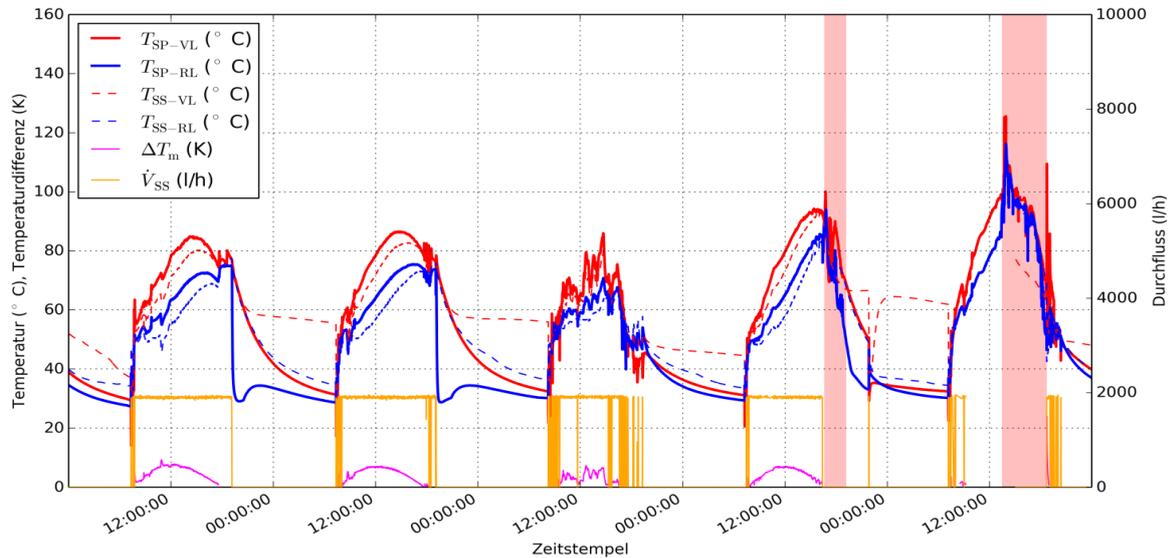


Abbildung 93: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und -sekundärkreis, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager und Durchfluss im Solarsekundärkreis. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei extrem hohen Kollektortemperaturen (Zeitraum: 23.-28.7.2012)

Anhand von Abbildung 94 und Abbildung 95 zeigt sich: Stimmen Wärmeeinspeisung durch die Solaranlage (rote Linie in Abbildung 95) und Wärmebedarf im Wärmenetz (grüne Linie in Abbildung 95) zeitlich überein, so funktioniert das System auch an einem klaren Sonnentag einwandfrei (1.8.2012). Andernfalls kommt es auch bei Bewölkung zu Stagnation (31.7.2012), sobald der knapp dimensionierte Pufferspeicher geladen ist.

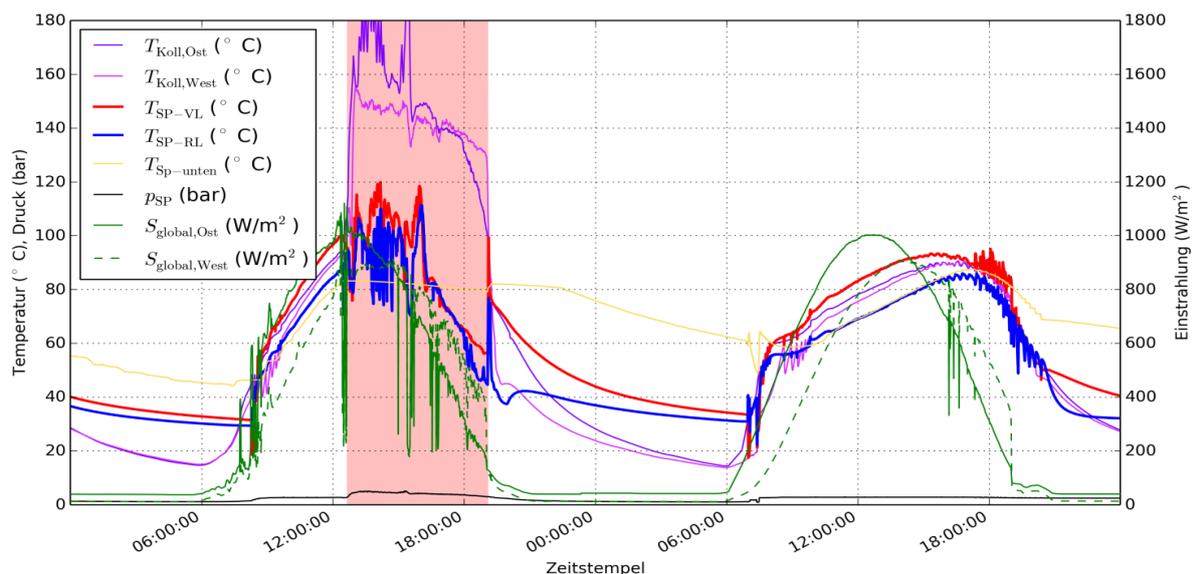


Abbildung 94: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene für östliches und westliches Kollektorfeld. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei extrem hohen Kollektortemperaturen (Zeitraum: 31.7.-2.8.2012)

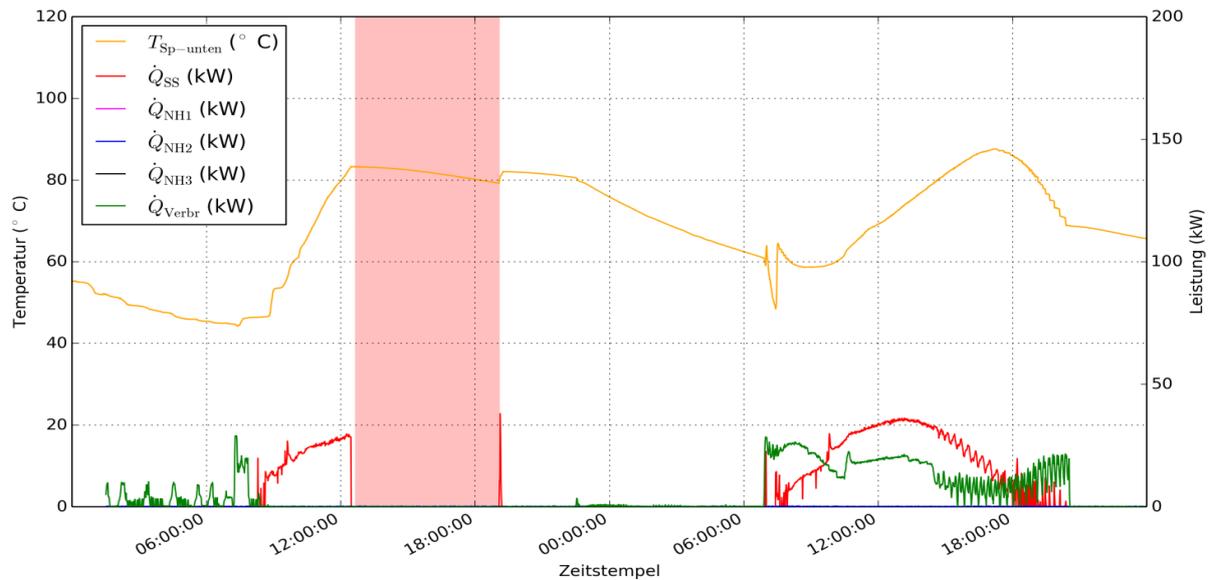


Abbildung 95: Beispielhafte Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers, sowie in den Pufferspeicher zugeführte Leistung aus dem Solarsekundärkreis, aus den Hackgutkesseln und von der Ölheizung, sowie in das Wärmenetz eingespeiste Leistung. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei extrem hohen Kollektortemperaturen (Zeitraum: 31.7.-2.8.2012)

Das Verhalten der Hackgutkessel ist anhand Abbildung 96 exemplarisch für den 14.11.2012 und den Hackgutkessel 2 dargestellt. An diesem Tag ist der Kessel vier Mal für jeweils etwa zweieinhalb bis drei Stunden in Betrieb (blau hinterlegt). Die Vorlauftemperatur (magenta-farbene Linie) bewegt sich aufgrund der Regelung zwischen etwa 70 °C beim Hochfahren der Heizung und etwa 90 °C eine halbe Stunde nach dem Start. Danach wird die Vorlauftemperatur mit einem gewissen Schwankungsbereich auf etwa 85 °C gehalten. Aufgrund des Drei-Wege-Ventils, das die schwankende Rücklauftemperatur (cyan-farbene Linie) anheben soll, ändern sich der Durchfluss zwischen Puffer und Hackgutkessel sowie die Abgabeleistung des Hackgutkessels (blaue Linie). Die Abgabeleistung liegt bei maximal 115 kW, also im Teillastbereich. Ein langer Betrieb bei hoher Leistung deutet auf einen zu kleinen Kessel hin. Häufiges Schalten und kurze Betriebszeiten zeigen einen zu groß dimensionierten Kessel an. Der Betrieb des Hackgutkessels 2 am gezeigten Novembertag zeigt optimalen Betrieb an, weil der Verbrauch (grüne Linie) in Verbindung mit dem Pufferspeicher und der Solaranlage (rote Linie) gut bedient werden kann.

Zwischen den eigentlichen Betriebszeiten glüht das Brennmaterial im Hackgutkessel weiter und gibt damit weiterhin Wärme ab. Um Überhitzung des Kessels zu vermeiden, wird immer wieder für etwa 3 bis 5 Minuten automatisch die Umwälzpumpe aktiviert und das Drei-Wege-Ventil geöffnet. Die Intervalle zwischen diesen Abkühlphasen steigern sich von 10 bis auf 90 Minuten.

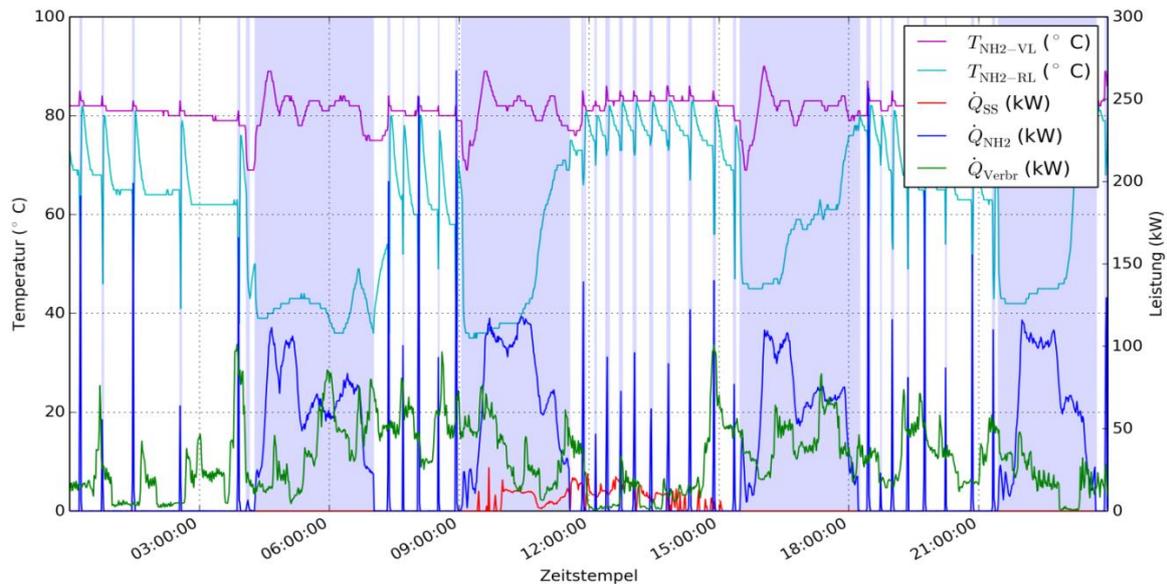


Abbildung 96: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen des Hackgutkessels 2, thermische Leistungen vom Solarsekundärkreis, vom Hackgutkessel 2 und in das Wärmenetz. Blau hinterlegt: Hackgutkessel 2 in Betrieb (Zeitraum: 14.11.2012)

Knapp ein Monat später, am 11.12.2012, ist der Wärmebedarf im Wärmenetz bereits höher und die Unterstützung durch die Solaranlage bleibt aus. Dadurch verlängert sich die Betriebsdauer des Hackgutkessels auf fast den ganzen Tag, siehe Abbildung 97. Der Pufferspeicher wird dabei kaum noch bedient, die vom Hackgutkessel erzeugte Wärme wird zum Großteil direkt ins Wärmenetz weitergeleitet.

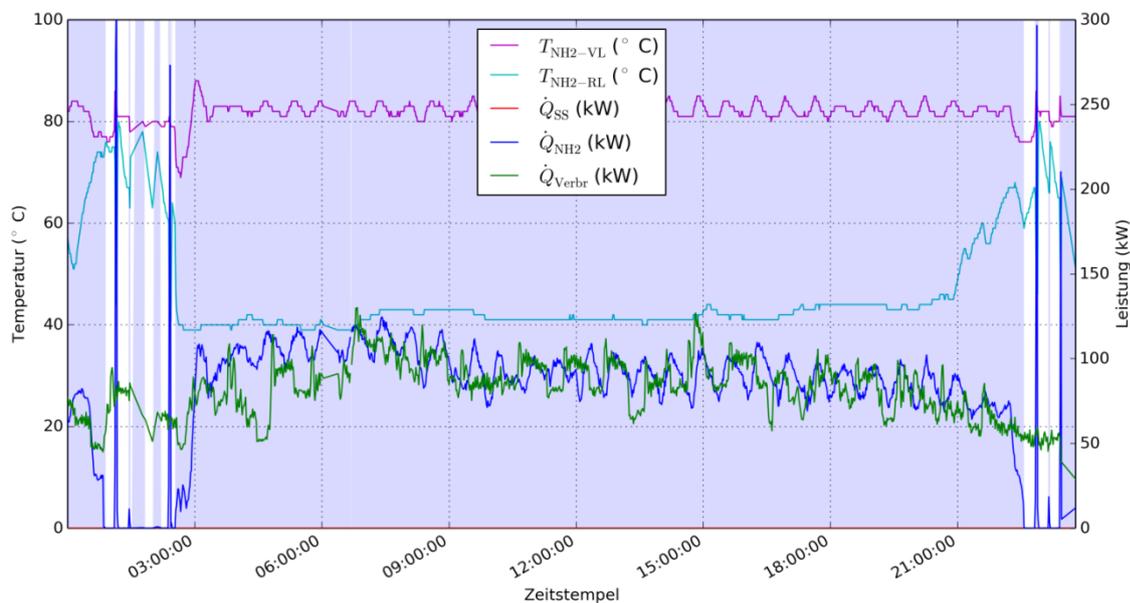


Abbildung 97: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen des Hackgutkessels 2, thermische Leistungen vom Solarsekundärkreis, vom Hackgutkessel 2 und in das Wärmenetz. Blau hinterlegt: Hackgutkessel 2 in Betrieb (Zeitraum: 11.12.2012)

Knapp einen weiteren Monat später, am 16.1.2013, übersteigt der Wärmebedarf der Verbraucher (grüne Linie) die Leistung des Hackgutkessels 2 (blaue Linie), obwohl dieser nicht seine Nennleistung von 150 kW abgibt, siehe Abbildung 98. Daher musste zusätzlich auch der Hackgutkessel 1 (rosa Linie) in Betrieb genommen werden. Dieser Kessel wurde aber nur zeitweise zugeschaltet, während der Kessel 2 den Großteil des Tages in Betrieb war.

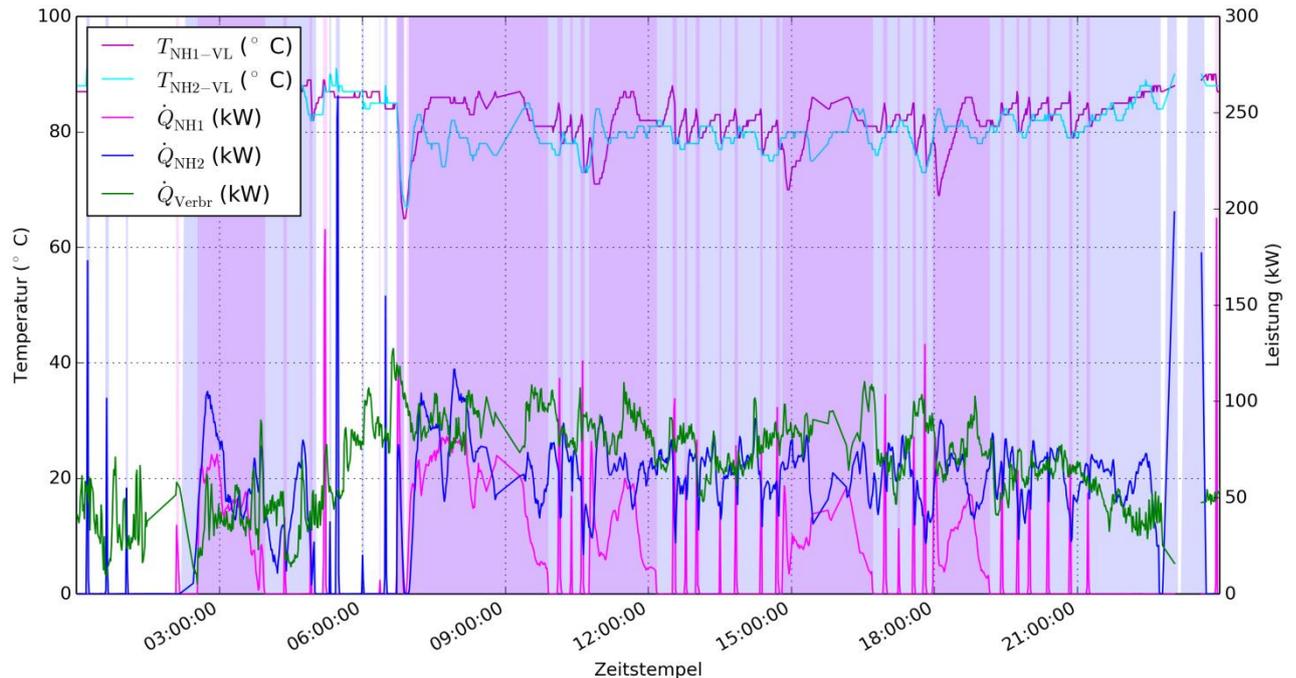


Abbildung 98: Beispielhafte Vorlauftemperaturen und Leistungen der beiden Hackgutkessel sowie Leistung in das Wärmenetz. Rosa und blau hinterlegt: Hackgutkessel 1 und 2 in Betrieb (Zeitraum: 16.1.2013)

Von 9. bis 11.1.2013 hat es einen Defekt bei den Hackgutkesseln gegeben. Deshalb ist der Ölkessel als Hauptheizungssystem in Betrieb gegangen, siehe Abbildung 99. Er liefert eine Leistung von etwa 200 kW (schwarze Linie), wobei der Wärmeverbrauch im Wärmenetz maximal etwa 100 kW beträgt (grüne Linie). Dadurch schaltet sich die Ölheizung im Schnitt etwa einmal alle zwei Stunden ein und läuft für etwa 30 Minuten. Die Vorlauftemperatur steigt dabei von 70 auf über 80 °C an.

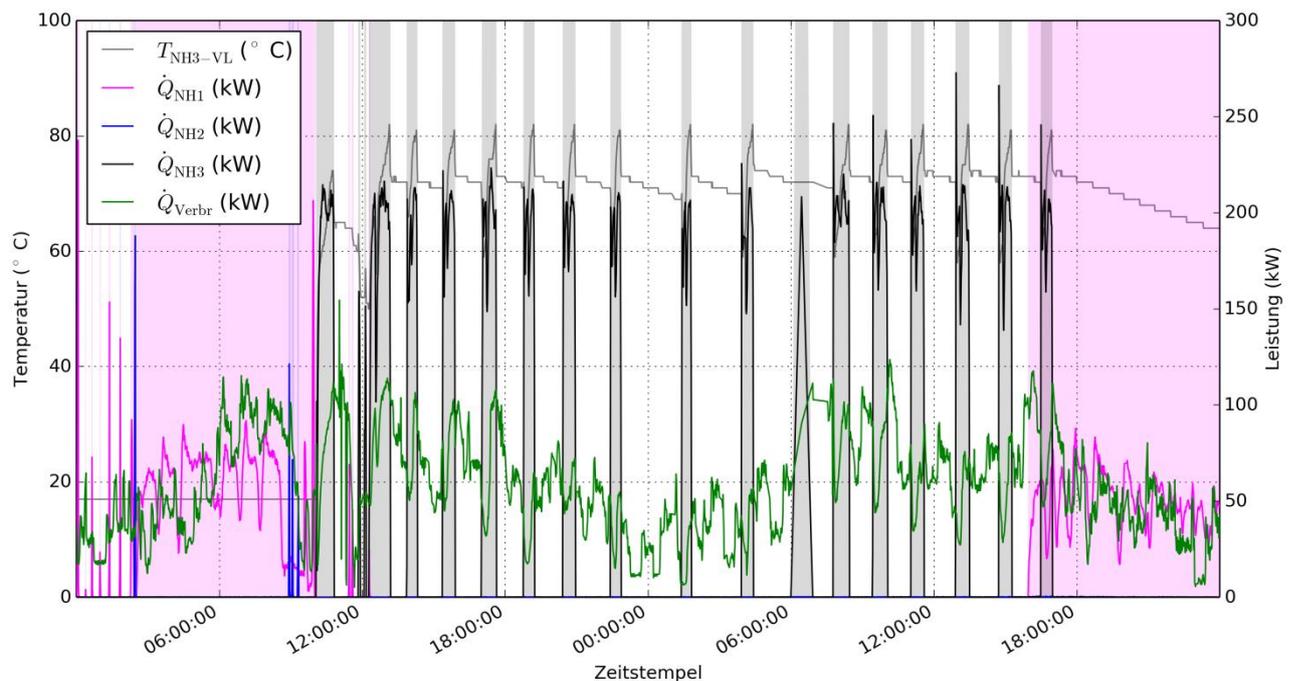


Abbildung 99: Beispielhafte Vorlauftemperaturen der Ölheizung sowie Leistungen von den beiden Hackgutkesseln, vom Ölkessel und in das Wärmenetz. Rosa, blau und schwarz hinterlegt: Hackgutkessel 1 und 2 sowie Ölkessel in Betrieb (Zeitraum: 9.-11.1.2013)

Vor- und Rücklauf­temperatur (rot und blau), Durchfluss (gelb) und Leistung (grün) im Verbraucher­kreis sind für den gesamten Monitoring-Zeitraum in Abbildung 100 dargestellt (Stunden­mittel­werte). Während der Heizperiode hält die Netz­vorlauf­temperatur bei etwa 80 °C, im Sommer ist sie auch deutlich geringer. Die Rück­lauf­temperatur steigt im Sommer auf über 60 °C an und liegt im Winter teilweise unter 30 °C.

Anhand der Jahresdauerlinie (sortiert nach der Leistung im Netz) in Abbildung 101 zeigt, dass der Wärmebedarf im Netz mit einem maximalen Stunden­mittel­wert von 128 kW kurzzeitig die Auslegungsleistung überschreitet.

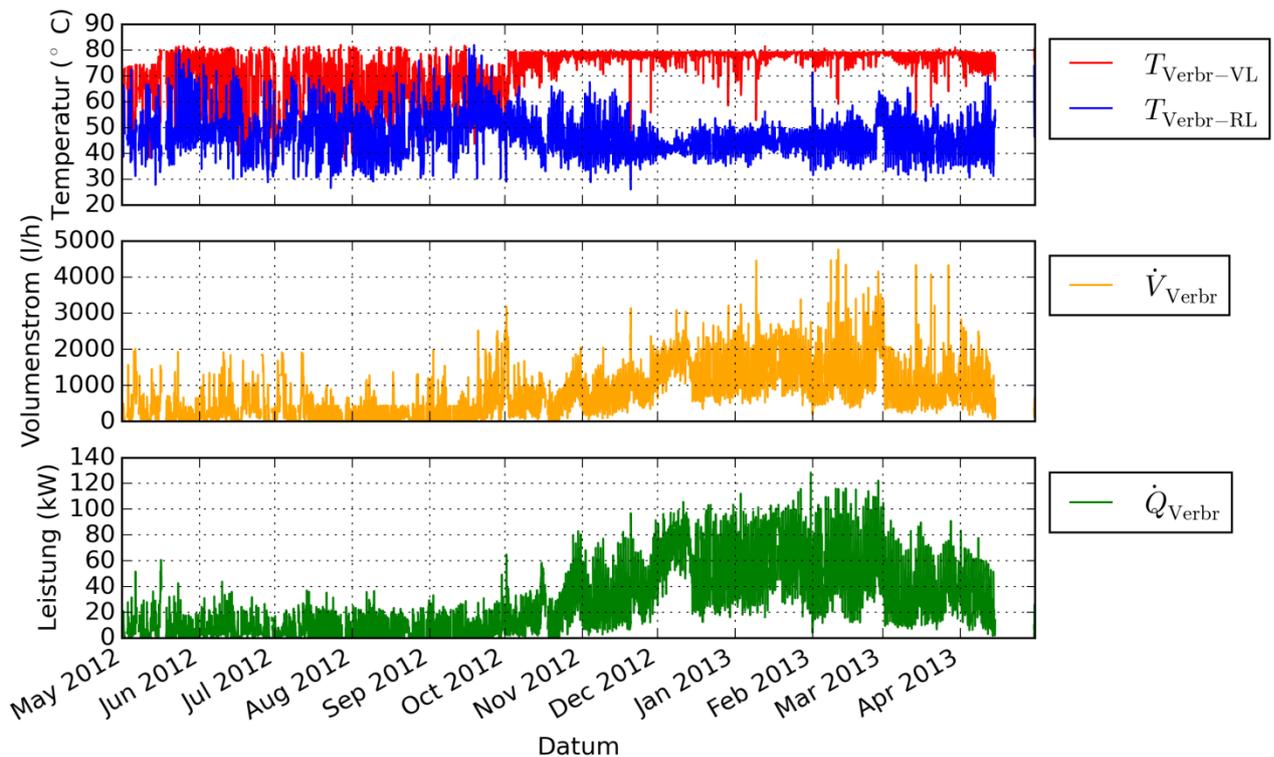


Abbildung 100: Vor- und Rücklauf­temperatur, Durchfluss und Leistung im Verbraucher­kreis (Stunden­mittel­werte, Zeitraum: Mai 2012 bis Mai 2013)

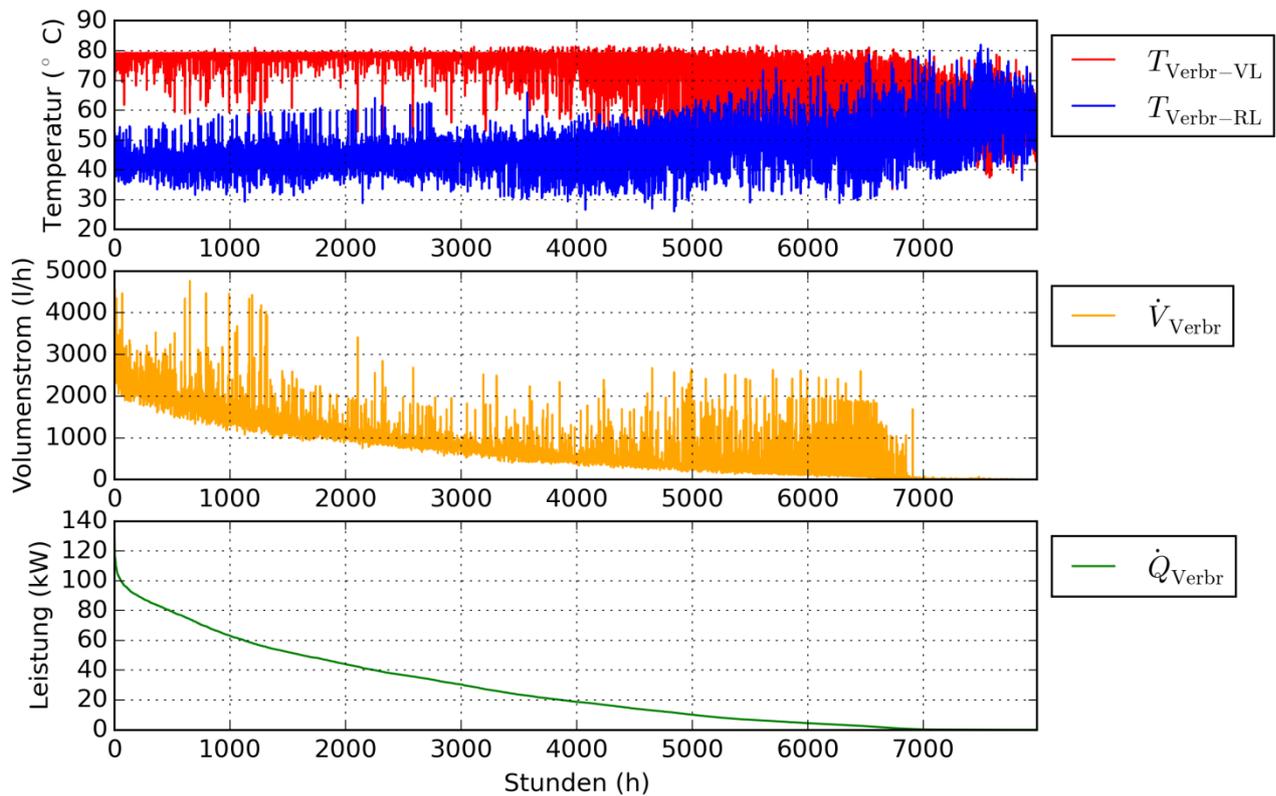


Abbildung 101: Vor- und Rücklauftemperatur, Durchfluss und Leistung im Verbraucherkreis, sortiert nach der Leistung (Stundenmittelwerte, Zeitraum: Mai 2012 bis Mai 2013)

Das Zusammenspiel der Erzeuger zeigt Abbildung 102 für den gesamten Monitoring-Zeitraum (Tagesmittelwerte). Im oben dargestellten Zeitverlauf sieht man, dass der im Winter besonders hohe Verbrauch hauptsächlich von den beiden Biomasse-Heizkesseln (NH1 und NH2) gedeckt wird. Die Solaranlage kann den geringen Verbrauch im Sommer gut decken. Der Ölkessel kommt nur selten zum Einsatz.

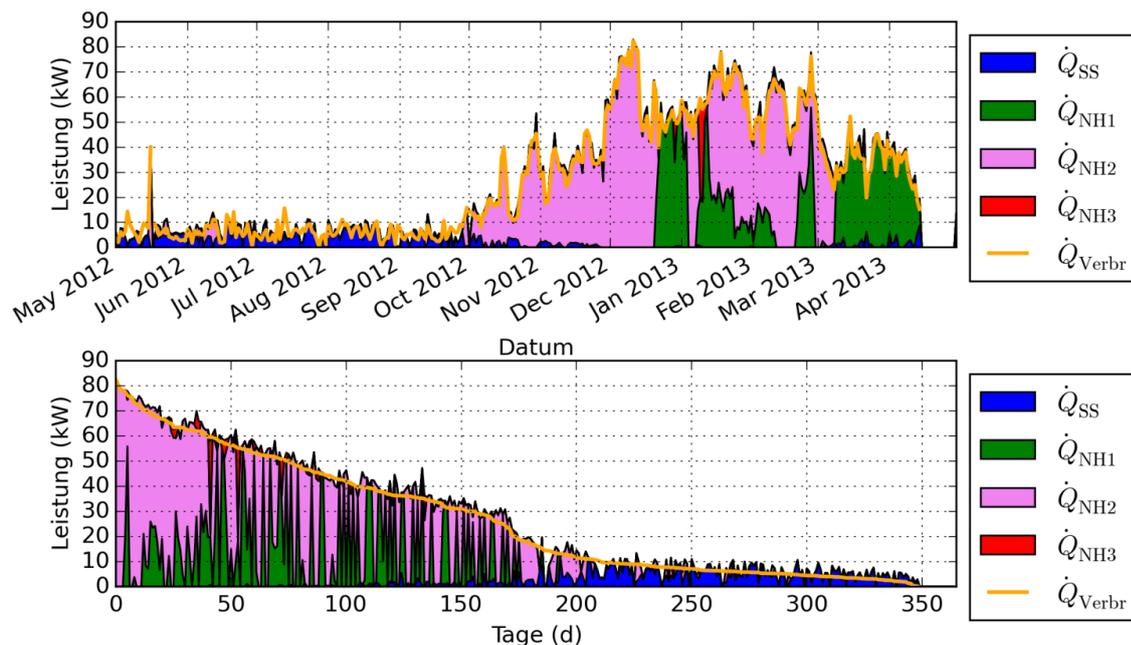


Abbildung 102: Oben: Leistungen der Erzeuger (gestapelt) sowie Leistung im Verbraucherkreis (Linie). Unten: Wie oben, sortiert nach der Leistung im Verbraucherkreis (Tagesmittelwerte, Zeitraum: Mai 2012 bis Mai 2013)

### **7.8.6 Anlagen Status Quo**

Die Solaranlage ist für die Nutzung im Sommer konzipiert worden, das zeigt sich auch an der sehr geringen Neigung der Kollektorfelder. Der Pufferspeicher, der prinzipiell für die beiden Biomassekessel ausgelegt ist, ist für die Solaranlage zu klein. In Verbindung mit dem geringen Wärmeverbrauch im Sommer, der noch nicht dem Endausbau des Wärmenetzes entspricht, kommt es häufig zu Stagnation der Solaranlage im Sommer. Mit dem weiteren Ausbau des Wärmenetzes und der geplanten Vergrößerung des Pufferspeichervolumens wird der Solarertrag im Sommer weiter steigen. Im Winter wird die geringe Neigung der Kollektoren zum Problem, da Schnee auf den Kollektoren liegen bleibt. Dadurch wird die ohnehin sehr geringe solare Einstrahlung, die allein schon durch die umliegenden Berge stark eingeschränkt ist, nicht genutzt. Der Wirkungsgradvorteil der Röhrenkollektoren gegenüber Flachkollektoren kann nicht realisiert werden. Daher stellt sich der Solarertrag im Winter als relativ gering dar.

## 7.9 OBI Graz Nord, Stmk.

### 7.9.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	OBI Graz Nord
<u>Adresse:</u>	8051 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	332m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Südwest
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 5 m <sup>3</sup> Pufferspeicher, 3.240 m <sup>2</sup> Erdspeicher
<u>Hauptheizungssystem:</u>	2 Wärmepumpen (2 x 356 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Untergrenze: 7 %, Obergrenze: 55% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	407 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Mai 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „OBI Graz Nord“ handelt es sich um die Einspeisung einer 311 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Baumarktes am Standort Graz (Abbildung 103). Speziell ist bei diesem Projekt, dass neben zwei Wasserwärmespeichern (2x5 m<sup>3</sup>) eine solare Einspeisung in die Bodenplatte des Gebäudes mit insgesamt rund 3.240 m<sup>2</sup> und das darunter liegende Erdreich mit dem Ziel der saisonalen Speicherung Verwendung findet. Damit soll die Wärmeversorgung (größtenteils Raumheizung, aber auch Warmwasserbereitung) der rund 7500 m<sup>2</sup> umfassenden Nutzfläche größtenteils über Solarwärme erfolgen. Abbildung 104 (linkes Bild) zeigt die in einem Winkel von 45° geneigt aufgeständerten Kollektorfelder, die nach Südwesten orientiert sind, eine Detailaufnahme des Globalstrahlungssensors ist in Abbildung 105 (rechtes Bild) zu sehen.

Gemäß dem Energiekonzept, das zum Zeitpunkt des Beratungsgesprächs (4.10.2010) vorlag, reduzierte bis November 2012 die Solaranlage die Laufzeit zweier Wärmepumpen, die als Wärmequelle den Erdspeicher nutzten. Im Zuge der Detailplanung der Haustechnikanlage ist gemäß den Vorgaben der VDI 4640 Thermische Nutzung des Untergrundes durch erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen, eine Simulationsberechnung in Auftrag gegeben worden. Als Ergebnis wurde am 6.10.2011 zusammengefasst, dass die Ausbeute aus dem Erdkollektor für eine ganzjährige Beheizung des OBI-Marktes samt angrenzender Halle nicht ausreichen wird. Durch diese Prognose wurde im November 2012 eine der beiden Wärmepumpen auf Flusswassernutzung (Mühlgang) umgebaut.



Abbildung 103: Außenansicht mit den teilweise von der Attika verdeckten Kollektoren links oben der Anlage „OBI Graz Nord“, Bildquelle: AIT



Abbildung 104: Linkes Bild: Seitenansicht der drei aufgeständerten Kollektorfelder sowie Leitungsführung durch die Gebäudedecke der Anlage „OBI Graz Nord“. Rechtes Bild: Detail Globalstrahlungssensor und Kollektortemperaturfühler am mittleren Kollektorfeld

In der Heizsaison 2011 ist eine Notheizung (mobile Ölheizstation) installiert worden, um eine zu starke Abkühlung des Erdspeichers durch die Wärmepumpen zu verhindern und damit der Frostgefahr im Fundamentbereich vorzubeugen. Der Abbau der Notheizung wurde im April 2012 bestätigt mit dem Hinweis, dass eine Notheizung nicht mehr notwendig sein werde.

Dennoch ist Mitte Dezember 2012 eine gleichartige Notheizung installiert worden. Diesmal allerdings, weil die Wärmepumpe, die als Quelle den Mühlgang nutzt, aufgrund eines technischen Gebrechens nicht einsatzbereit war.

Das in der Umbauphase 2011 als provisorischer Verkaufsraum genutzte Baustofflager wird derzeit lediglich frostfrei gehalten. Im Endausbau soll diese Halle jedoch zusätzliche Verkaufsflächen bieten, wodurch sich aufgrund der höheren Raumtemperatur die Heizlast weiter erhöhen wird. Ziel ist es, in Zukunft dennoch ohne Notheizung auszukommen.

### 7.9.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein komplexes Wärmeversorgungssystem für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Dabei besitzt das Solarsystem die Möglichkeit, in zwei in Serie geschaltete Wasserpufferspeicher mit je 5 m<sup>3</sup> einzuspeisen, oder bei zu geringer Temperatur des Solarsystems nur den weniger warmen Wasserpufferspeicher zu beladen. Solarerträge, die nicht mehr in die Wasserpufferspeicher geladen werden können, werden in die Bodenplatte des Gebäudes und dadurch auch in das darunter liegende Erdreich eingespeist (Ziel: Saisonspeicher). Reichen die Temperaturen in den 2x5 m<sup>3</sup> Wasserpufferspeichern aus, werden aus ihnen die Raumheizungskreise und die Warmwasserbereitung versorgt. Andernfalls werden bei Bedarf die Wärmepumpen aktiviert, denen bis November 2012 nur der Erdspeicher als Quelle diente. Eine vor Beginn der Monitoringphase am Pufferspeicher 1 angeschlossene Notheizung (mobile Ölheizstation) ist im April 2011 abgebaut worden. Der dezentrale 300 l Warmwasserboiler kann auch elektrisch beheizt werden. Das bis November 2012 gültige Hydraulikschema zeigt Abbildung 105.

Seit November 2012 ist das in Abbildung 106 dargestellte Hydraulikschema gültig. Eine der beiden Wärmepumpen ist auf Flusswassernutzung (Mühlgang) umgebaut worden. Aufgrund eines technischen Gebrechens war diese Wärmepumpe ab Mitte Dezember 2012 nicht einsatzbereit, weshalb eine mobile Ölheizstation als Notheizung angeschlossen wurde.

Acht Wärmemengenzähler, zwei Durchflusszähler, ein Stromzähler, 33 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene sowie ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung.

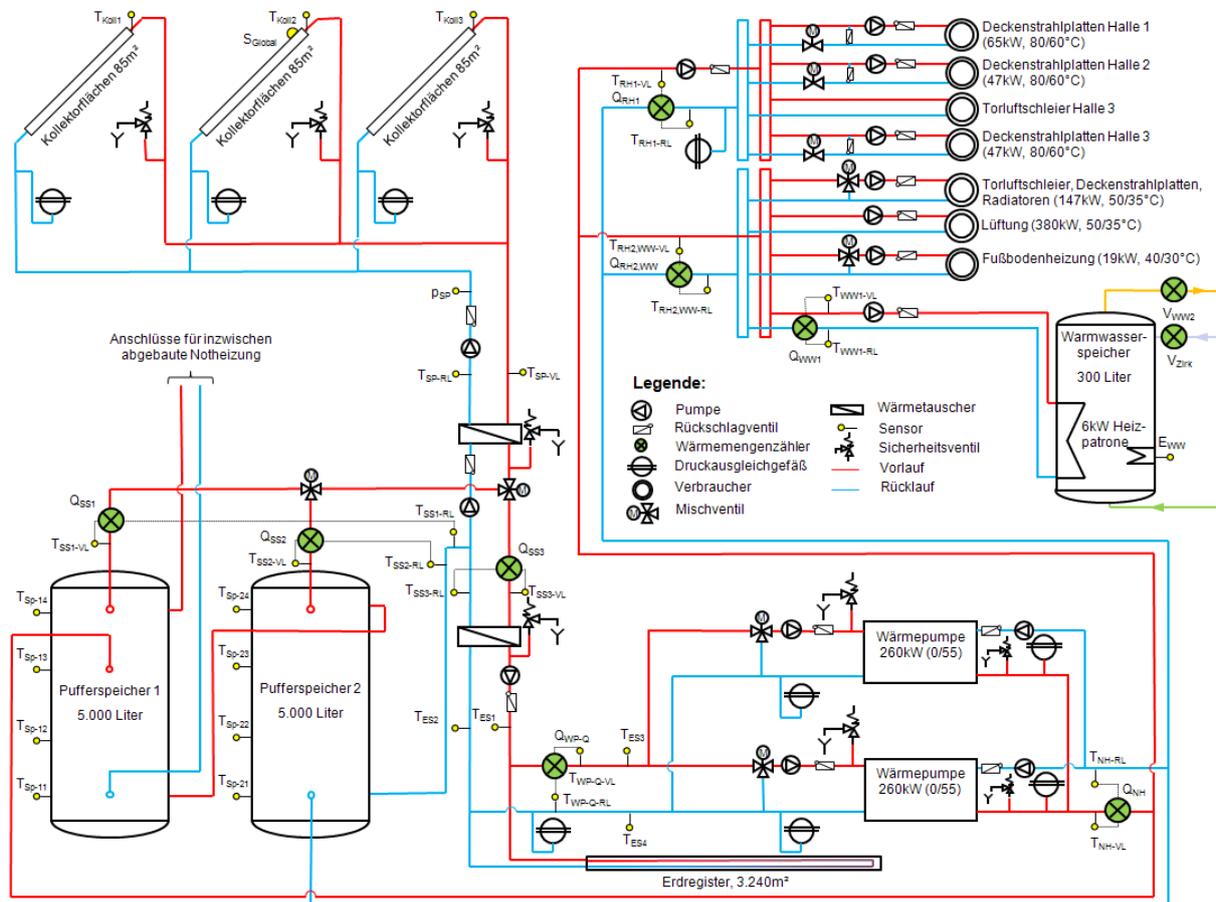


Abbildung 105: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „OBI Graz Nord“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler). Gültig bis November 2012: Quelle der Wärmepumpen ist nur der Erdspeicher; es ist keine Notheizung angeschlossen.

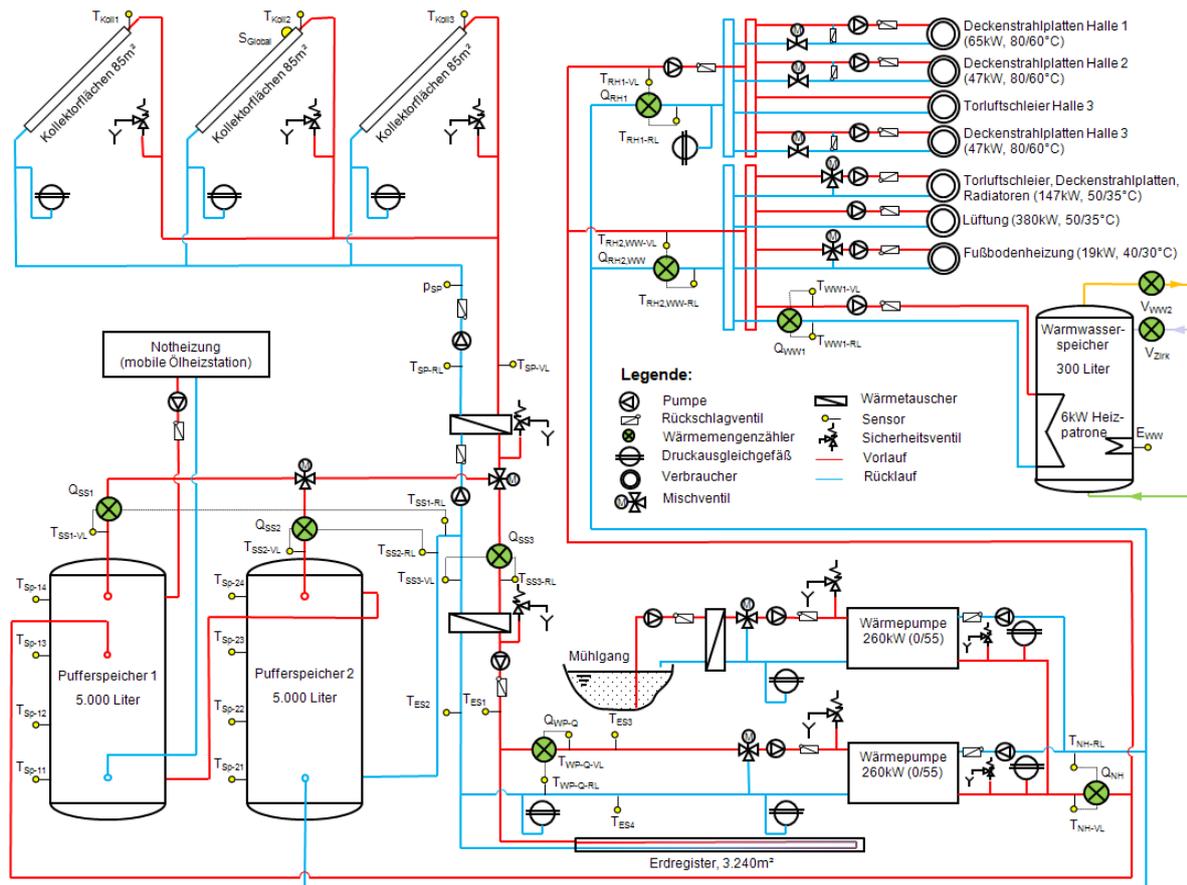


Abbildung 106: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „OBI Graz Nord“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler). Gültig ab November 2012: Quelle der Wärmepumpen ist auch der Mühlgang; eine Notheizung war teilweise in Betrieb.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $S_{Global}$  Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- $T_{Koll1}$  Kollektortemperatur im letzten Kollektor von Strang 1
- $T_{Koll2}$  Kollektortemperatur im letzten Kollektor von Strang 2
- $T_{Koll3}$  Kollektortemperatur im letzten Kollektor von Strang 3
- $T_{SP-VL}$  Solarvorlauftemperatur in der Nähe des Wärmetauschers
- $T_{SP-RL}$  Solarvorlauftemperatur in der Nähe des Wärmetauschers
- $p_{SP}$  Absolutdrucksensor im Solar-Primärkreis

**Solar-Sekundärkreis**

- $Q_{SS1}$  Wärmemengenzähler Solar in Pufferspeicher 1
- $Q_{SS2}$  Wärmemengenzähler Solar in Pufferspeicher 2
- $Q_{SS3}$  Wärmemengenzähler Solar in Erdspeicher
- $T_{SS1-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär 1
- $T_{SS1-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär 1
- $T_{SS2-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär 2
- $T_{SS2-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär 2
- $T_{SS3-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär 3
- $T_{SS3-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär 3
- $T_{ES1}$  Vorlauftemperatur Solarladung Erdspeicher
- $T_{ES2}$  Rücklauftemperatur Solarladung Erdspeicher

### Pufferspeicher (jeweils 3m hoch)

T <sub>Sp-11</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 1 (0,5m)
T <sub>Sp-12</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 1 (1,3m)
T <sub>Sp-13</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 1 (1,9m)
T <sub>Sp-14</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 1 (2,5m)
T <sub>Sp-21</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 2 (0,5m)
T <sub>Sp-22</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 2 (1,3m)
T <sub>Sp-23</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 2 (1,9m)
T <sub>Sp-24</sub>	Temperatur im Pufferspeicher 2 (2,5m)

### Nachheizung – Wärmepumpen

Q <sub>WP-Q</sub>	Wärmemengenzähler auf der Quellenseite
T <sub>WP-Q-VL</sub>	Vorlauftemperatur auf der Quellenseite
T <sub>WP-Q-RL</sub>	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite
T <sub>ES3</sub>	Vorlauftemperatur Entladung Erdspeicher
T <sub>ES4</sub>	Rücklauftemperatur Entladung Erdspeicher
Q <sub>NH</sub>	Wärmemengenzähler auf der Nutzerseite
T <sub>NH-VL</sub>	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite
T <sub>N1-RL</sub>	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite

### Nachheizung – Heizstab

E <sub>WW</sub>	elektrische Nachheizung im Warmwasserboiler
-----------------	---

### Verbraucher – Raumheizung Baustofflager (Frostfreihaltung)

Q <sub>RH1</sub>	Wärmemengenzähler Versorgung Baustofflager
T <sub>RH1</sub>	Temperatur Versorgung Baustofflager

### Verbraucher – Raumheizung und Warmwasserboiler Verkaufsräume, Büros

Q <sub>RH2-WW</sub>	Wärmemengenzähler Versorgung Raumheizung und Warmwasser
T <sub>RH2-WW</sub>	Temperatur Versorgung Raumheizung und Warmwasser
Q <sub>WW1</sub>	Wärmemengenzähler Versorgung Warmwasser
T <sub>WW1</sub>	Temperatur Versorgung Warmwasser
V <sub>WW2</sub>	Zapfvolumen am Warmwasserboiler
V <sub>Zirk</sub>	Zirkulationsvolumen am Warmwasserboiler

## **7.9.3 Energiebilanz**

Zur Deckung des Wärmebedarfs stehen die beiden Wasserpufferspeicher und als Nachheizung die Wärmepumpen sowie die elektrische Nachheizung im Warmwasserboiler zur Verfügung. Die in Abbildung 107 dargestellte Energiebilanz des Gesamtsystems zeigt einerseits die drei Inputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in beide Wasserpufferspeicher; mittelblau: Solarwärme in den kühleren Wasserpufferspeicher; grün: Wärmeabgabe aus dem Erdspeicher; braun: Von den Wärmepumpen zusätzlich aufgenommene Energie; violett: Elektrische Nachheizung im Warmwasserboiler) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellten Wärmemengen (himmelblau: Wärmeabgabe an die Raumheizungskreise; orange: Wärmeabgabe an die Raumheizungskreise 1; 2; rosa: Einspeisung in den Warmwasserboiler).

Anhand der Bilanz im Dezember ist deutlich zu erkennen, dass die Outputs des Systems die Inputs um etwa 40 MWh übersteigen. Dieser Fehlbetrag wird durch die Notheizung (mobile Ölheizstation) aufgebracht, die im Dezember in Betrieb genommen worden ist.

Ein Wärmezähler ist für die Notheizung nicht installiert worden, weil ein Einsatz der Notheizung vor Beginn der Monitoringphase vom Betreiber ausgeschlossen worden ist.

Die Energiemenge, die die Wärmepumpen abgeben, setzt sich aus elektrischer Energie und der Energie zusammen, die dem Erdspeicher und seit Mitte November 2012 auch dem Mühlgang entzogen wird. Im Dezember zeigt sich die Umstellung einer der Wärmepumpen auf Flusswassernutzung (Mitte November), da dem Erdspeicher deutlich weniger Energie entzogen worden ist als im November und der Anteil der Zusatzenergie für die Wärmepumpen gestiegen ist. Letzterer beinhaltet auch die Energie, die dem Mühlgang entzogen worden ist.

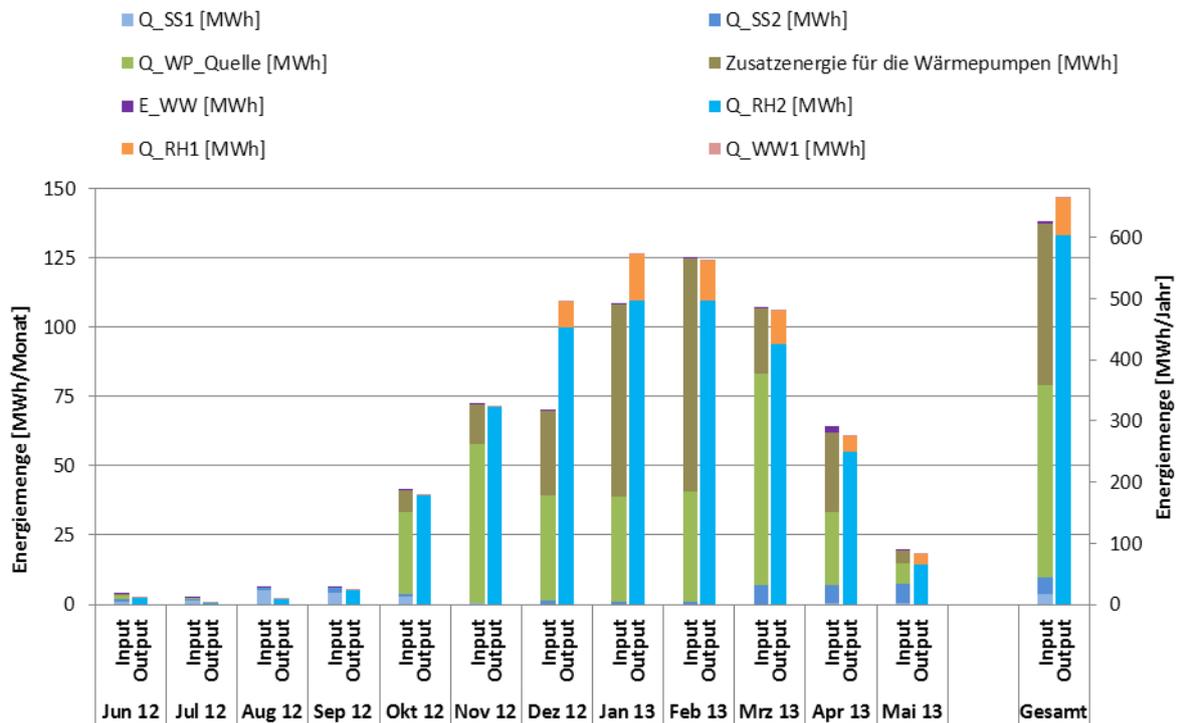


Abbildung 107: Energiebilanz der Anlage „OBI Graz Nord“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

Die beiden Wasserpufferspeicher werden durch die Solaranlage sowie die seit Dezember 2012 vorhandene Notheizung beladen und durch die Verbraucher an den beiden Heizungsverteilern entladen. Die von den Wärmepumpen abgegebene Energie wird je nach Stellung der Mischventile in den Verbraucherkreisen direkt verbraucht bzw. in die beiden Pufferspeicher geladen. In Abbildung 108 ist die Energiebilanz der Pufferspeicher dargestellt, die die Inputs in die Pufferspeicher und die Netto-Entnahme aus ihnen in jedem Monat zeigt (hellblau: Solarwärme in beide Wasserpufferspeicher; mittelblau: Solarwärme in den kühleren Wasserpufferspeicher; grün: Differenz aus der verbrauchten Wärmeenergie und der Energieabgabe der Wärmepumpen). Im November 2012 zeigt sich am Output, dass in Summe sogar Energie durch die Wärmepumpen in die Pufferspeicher eingespeist worden ist. Im Dezember 2012 und Jänner 2013 zeigt sich der Einsatz der Notheizung, die abgesehen von Speicher- und Rohrleitungsverlusten zumindest den Energieunterschied zwischen Input und Output gedeckt haben muss.

Um die durchschnittliche Verlustleistung eines Monats, die über die Oberfläche des Speichers und der angeschlossenen Rohrleitungen abgegeben wird (Speicher- und Rohrleitungsverluste), abschätzen zu können, wird die Differenz zwischen Input und Output sowie der Unterschied der in den Puffern gespeicherten Energie zu Anfang und Ende eines Monats bilanziert. Dabei wird die mittlere Puffertemperatur als Indikator für

die im Speicher vorhandene Energie eingesetzt. Die so ermittelte durchschnittliche Verlustleistung ist ebenfalls in Abbildung 108 dargestellt (schwarz). In den Monaten ohne Notheizung ist der Betrag wie erwartet positiv. Ab Dezember 2012 sind die Werte nicht dargestellt, da die Notheizung von keinem eigenen Wärmezähler gemessen worden. Die starke Schwankung in den Ergebnissen liegt unter anderem an den relativ unsicheren Messdaten, die sich aus sehr geringen Durchflusswerten an den Wärmezählern ergeben. Davon abgesehen sind die Differenz zur Umgebungstemperatur der Speicher und der Rohrleitungen sowie das darin umgewälzte Wasservolumen maßgeblich für die Verlustleistung. Das umgewälzte Wasservolumen ergibt sich aus dem Unterschied zwischen den Volumenströmen des Verbrauchs an den Heizungsverteilern und der Bereitstellung durch die Wärmepumpen. Nähern sich diese Volumenströme einander an, verringert sich die Umwälzung in den Pufferspeichern, damit sinkt aufgrund der schlechteren Wärmeübertragung die Verlustleistung. Im August 2012 war die Umwälzung über viermal höher als in den anderen Monaten, daher sind die durchschnittlichen Verluste am höchsten.

Verursacht wurde diese hohe Umwälzung durch Heizwärmeverbraucher am Heizungsverteiler RH2. Am zugehörigen Wärmezähler RH2, WW wurde im August ein Volumen von 9635 m<sup>3</sup> umgesetzt, ein Wert, der rund siebenmal höher ist als im September und in dieser Größenordnung erst wieder in der Heizsaison im November gemessen worden ist. Es wird von einem unerwünschten Betriebszustand ausgegangen, da der Wärmeverbrauch in derselben Zeit nicht gestiegen ist. Bezieht man das umgewälzte Volumen des Wärmezählers auf die übertragene Energie, so beträgt dieser Wert im August etwa 4610 m<sup>3</sup>/MWh, das Maximum aller anderen Monate beträgt 270 m<sup>3</sup>/MWh (im September).

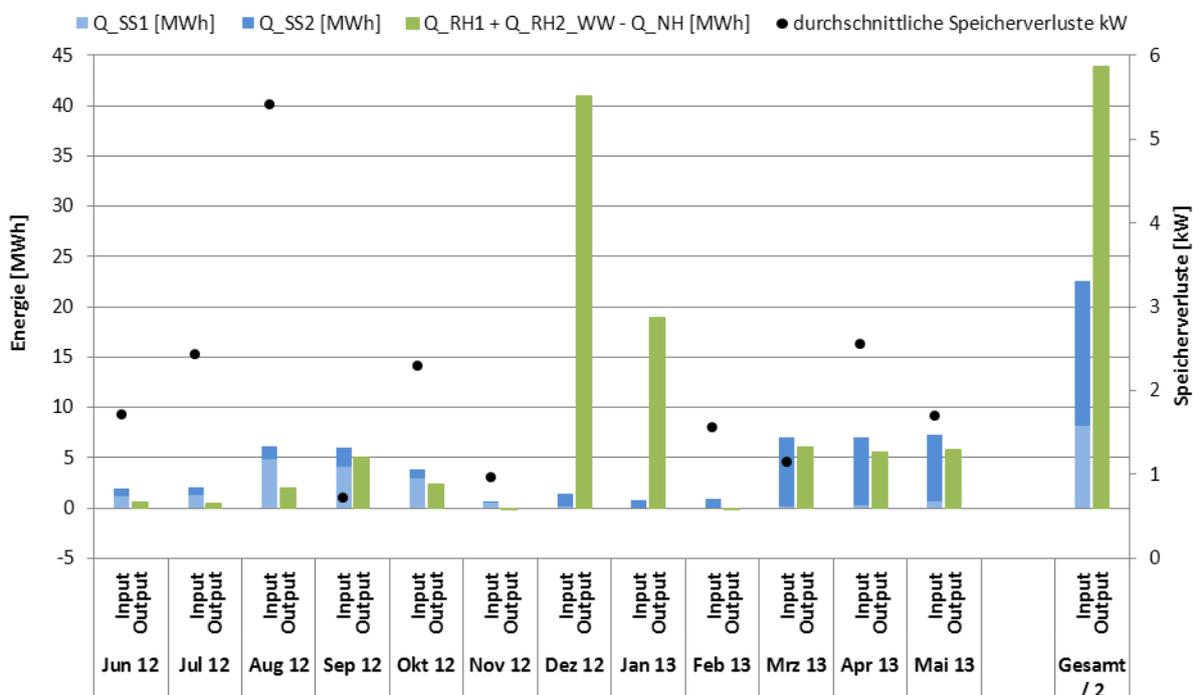


Abbildung 108: Energiebilanz der Pufferspeicher der Anlage „OBI Graz Nord“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

Der Erdspeicher wird durch die Solaranlage beladen und durch beide Wärmepumpen bzw. seit November 2012 nur mehr durch eine Wärmepumpe entladen. In Abbildung 109 ist die Energiebilanz des Erdspeichers dargestellt, die den Input in den Erdspeicher und die Entnahme aus ihm in jedem Monat zeigt (blau: Solarwärme in den Erdspeicher; grün:

Energieabgabe zu den Wärmepumpen). Man erkennt, dass die Wärmepumpen in nur zwei Monaten (Okt. und Nov. 2012) mehr Energie aus dem Erdspeicher entzogen als in sechs Monaten (Juni bis November 2012) an Solarenergie eingespeist wurde. Zwischen August und September 2012 wurde aufgrund von Problemen mit der Regelungstechnik ein Teil des Solarenergiedargebots nicht in die Speicher geleitet. Die mittlere Entnahmetemperatur aus dem Speicher liegt im Oktober niedriger als im Juli, obwohl keine Energie aktiv entnommen wurde. Im Dezember, März und April betrug die Entnahmetemperatur nur noch knapp über 0°C. Als Hauptgrund für die schlechte Langzeitspeicherwirkung wird die fehlende Dämmung angesehen, wodurch der Erdspeicher mit etwa der Hälfte seiner großen Oberfläche in Kontakt mit der Außenluft bzw. der Luft in den Innenräumen ist.

Die Energiemengen, die dem Erdspeicher entzogen werden können, werden nur zum Teil durch Solarerträge generiert, weil der Erdspeicher trotz teilweiser Wärmedämmung über seine Oberfläche ständig mit seiner Umgebung (Erdreich, Parkdeck, Innenräume,...) Wärme austauscht. Ob dieser Austausch den Erdspeicher über ein Monat gesehen belädt oder entlädt, bzw. wie hoch dieser Austausch ist, kann mit den vorhandenen Messdaten nicht sicher ermittelt werden. Über den gesamten Beobachtungszeitraum konnte knapp viermal mehr Energie entzogen werden, als Solarenergie eingespeist worden ist, wobei die Entnahmetemperatur noch nicht ganz auf demselben Niveau ist, wie zu Beginn des Jahres.

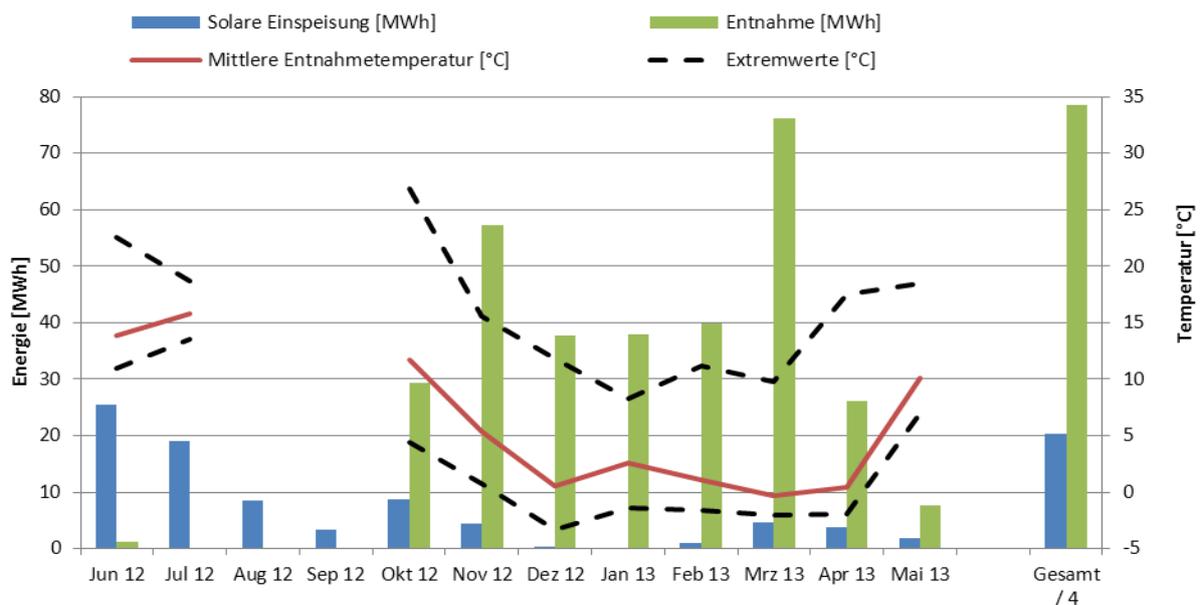


Abbildung 109: Energiebilanz und Entnahmetemperatur des Erdspeichers der Anlage „OBI Graz Nord“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

Die in Abbildung 110 dargestellten Energieströme an den Wärmepumpen umfassen einerseits die Wärme aus dem Erdspeicher (grün) und andererseits den messbaren Nutzen (rot: Wärmeabgabe der Wärmepumpen). Der Unterschied zwischen diesen beiden wird als elektrische Zusatzenergie interpretiert. Das Verhältnis von Nutzen zu elektrischem Aufwand ist die Arbeitszahl (schwarz). Im November 2012 ist die Quelle einer der Wärmepumpen auf Flusswassernutzung umgestellt worden, allerdings steht dafür kein eigener Wärmezähler zur Verfügung. Durch den Einsatz dieser parallelen Wärmequelle steigt die thermische Quellenleistung und die tatsächliche elektrische Leistungsaufnahme sinkt. Ab November 2012 liegt die reale Arbeitszahl daher höher als die dargestellte Arbeitszahl. Ab November 2012 ist die dargestellte Arbeitszahl daher die Mindestarbeitszahl der Wärmepumpen.

Von Juni bis Oktober 2012 liegt die gemessene Arbeitszahl bei 4,5. Von November 2012 bis Mai 2013 liegt die Mindestarbeitszahl bei 2,1. Über den gesamten Beobachtungszeitraum ergibt sich eine Mindestarbeitszahl von 2,19.

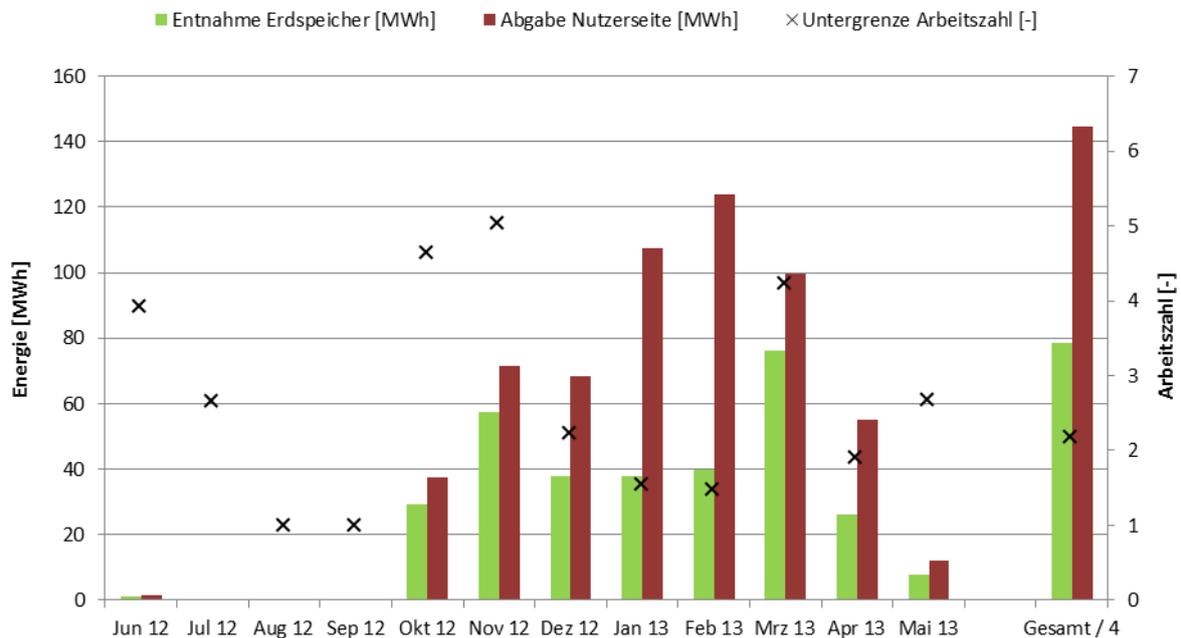


Abbildung 110: Wärmeabgabe des Erdspeichers und auf der Nutzerseite der Wärmepumpen sowie Arbeitszahl (bis Oktober 2012) und Mindestarbeitszahl (ab November 2012) im Projekt „OBI Graz Nord“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

#### 7.9.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam in diesem Fall für das Heranziehen der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase. Die im Programm GetSolar durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 111 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie). Der gemessene spezifische Jahressolarertrag beträgt  $407 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ , der prognostizierte Wert von rund  $564 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  konnte demnach nicht ganz erreicht werden.

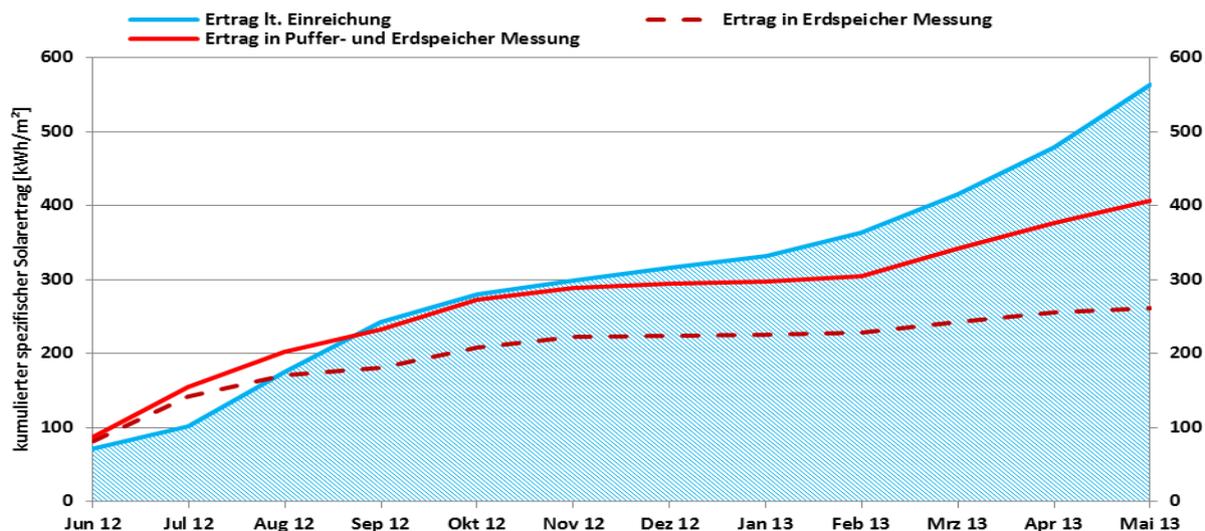


Abbildung 111: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „OBI Graz Nord“

Die mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelten Schranken für den solaren Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Gesamtverbrauch) im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 112 dargestellt (blau: Simulation; hellrot: Messung Obergrenze; dunkelrot: Messung Untergrenze). Diese Form der Berechnung des solaren Deckungsgrades schreibt die auftretenden Verluste der Nachheizung zu, sie werden daher in Bezug auf den Solarertrag nicht wirksam. Die Schranken ergeben sich aus der Bewertung der aus dem Erdspeicher entzogenen Wärme. Wird sie als Solarertrag der Solaranlage gezählt, ergibt sich die Obergrenze. Wird sie als Wärme gewertet, die nur aus der Umgebung und nicht von der Solaranlage stammt, ergibt sich die Untergrenze für den gemessenen solaren Deckungsgrad. In Monaten, in denen die Wärmepumpen aktiv Wärme aus dem Erdspeicher entnommen haben, sind Ober- und Untergrenze stark voneinander verschieden. Der Jahresdeckungsgrad liegt zwischen 7 und 55% (Simulationswert: 21%). Eine genauere Aussage über den solaren Deckungsgrad ist nicht möglich, da der Wärmeaustausch des Erdspeichers mit seiner Umgebung praktisch nicht gemessen werden kann.

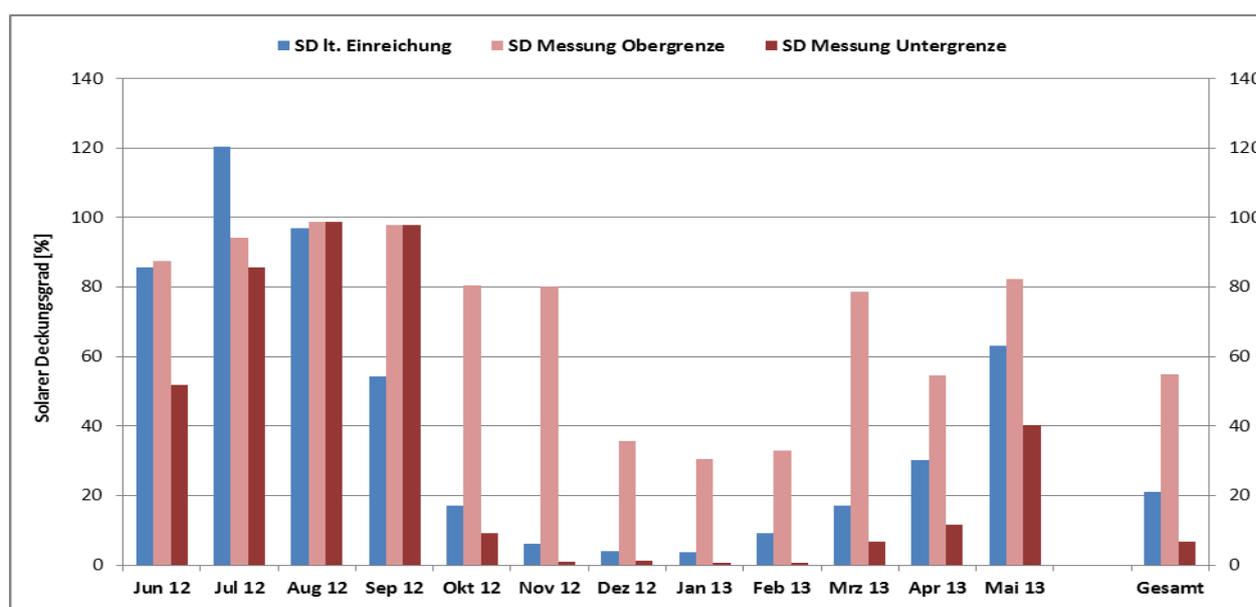


Abbildung 112: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades im Vergleich mit dem Simulationswert für die Anlage „OBI Graz Nord“

Die gemessenen Energieverbräuche stimmen mit den Planungsdaten (der Jahresverbrauch wurde mit rund 800 MWh berechnet) bisher nur qualitativ überein, wie Abbildung 113 zeigt. Der Wärmebedarf für die Raumheizung beträgt um rund 16% weniger als in der Planung angenommen. Diese Differenz entsteht auch dadurch, dass die Simulation für den Endausbau gemacht worden ist, eine Halle momentan jedoch nur frostfrei gehalten wird. Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung ist in der Realität knapp dreimal so hoch, allerdings ist dieser Betrag sowohl in der Planung als auch in der Realität im Verhältnis zum Gesamtwärmebedarf vernachlässigbar.

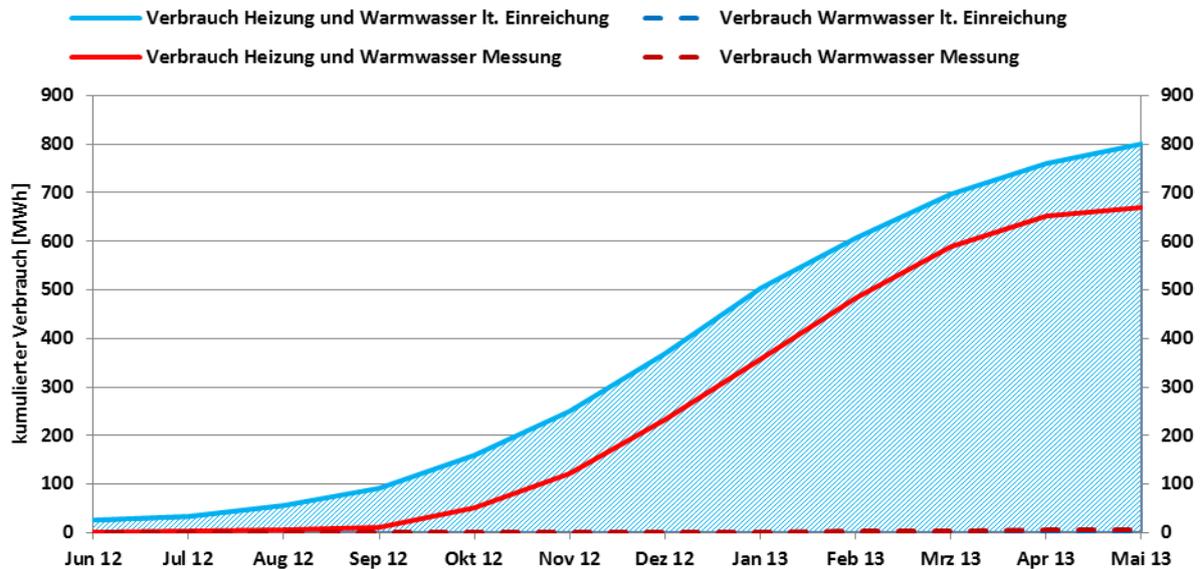


Abbildung 113: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „OBI Graz Nord“

### 7.9.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Anhand Abbildung 114 und Abbildung 115 wird die Funktion der Solaranlage an einem sonnigen Tag (7.7.2012) erläutert. Nach einer Startphase, die kurz vor 10:00 Uhr beginnt, wird bis kurz vor 14:00 Uhr Energie in den Erdspeicher geleitet (ca. 480 kWh), dabei steigt die Erdspeichertemperatur (entspricht bei Durchfluss  $T_{ES2}$ ) um 4 K. Danach werden abwechselnd die beiden Pufferspeicher beladen, wobei über den Wärmetauscher am Erdspeicher eine Parallelströmung besteht. Diese Parallelströmung verursacht geringe Energieverluste, die mithilfe eines Durchgangsventils verhindert werden können. Ein Handlungsbedarf ist allerdings nicht gegeben. Ab 16:00 Uhr wird wieder der Erdspeicher beladen, ehe sich kurz vor 20:00 Uhr die Solaranlage ausschaltet. Das Verhältnis der im Sekundärkreis übertragenen Leistung zu der Leistung, die als Globalstrahlung auf die Kollektoren auftrifft, ist als Wirkungsgrad in Abbildung 115 aufgetragen (schwarz). Man erkennt, dass der Wirkungsgrad bei der Ladung der Pufferspeicher hauptsächlich aufgrund der höheren Mediumstemperaturen geringer ist als bei der Ladung des Erdspeichers.

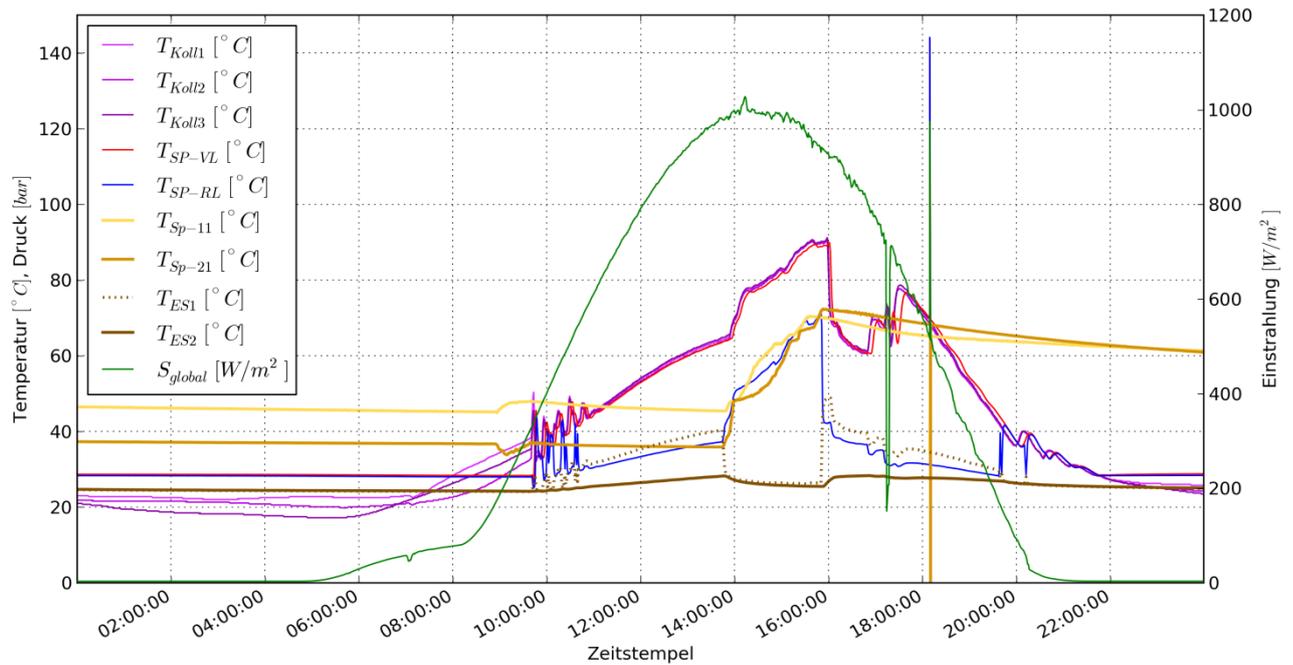


Abbildung 114: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Temperaturverläufe im Primärkreis, in den unteren Bereichen der Pufferspeicher sowie in den Rohrleitungen zum Erdspeicher, und Globalstrahlung in Kollektorebene (07.07.2012)

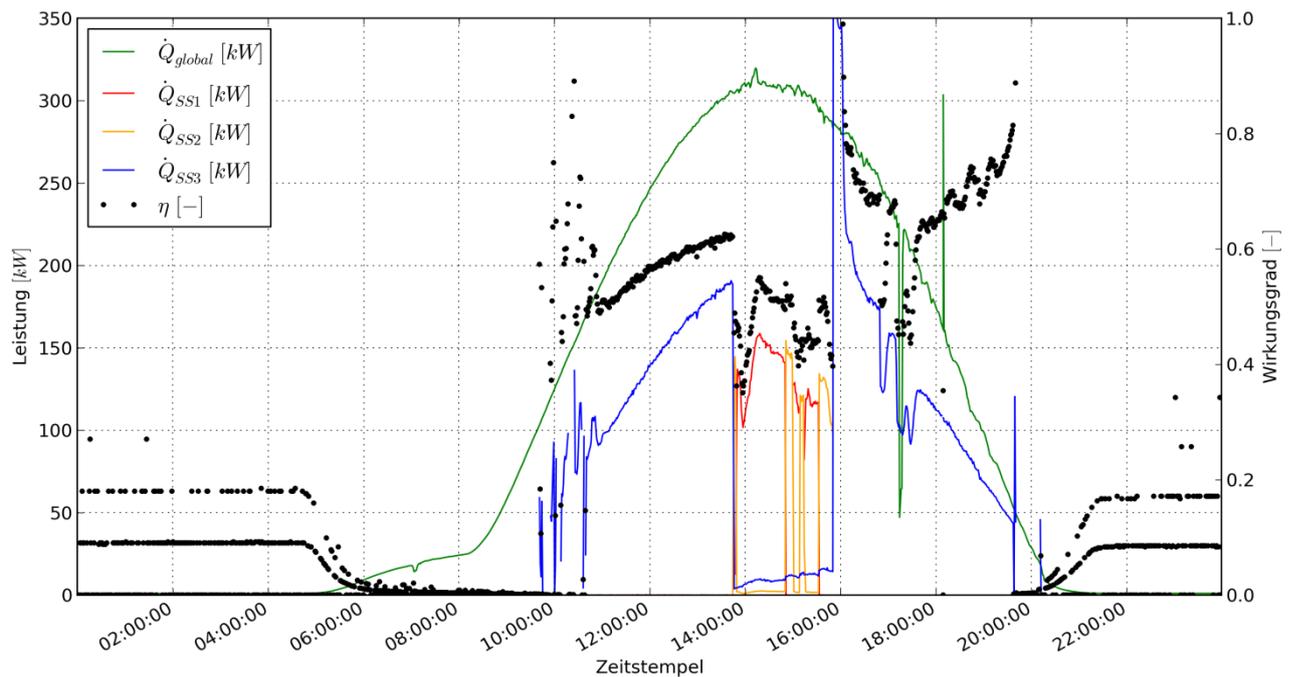


Abbildung 115: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grüne Linie) und Einspeicherung (rot: Pufferspeicher 1; orange: Pufferspeicher 2; blau: Erdspeicher) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung (07.07.2012)

Die Betriebsweise des Erdspeichers ist exemplarisch für den 6. August 2012 dargestellt. An diesem Tag ist Solarertrag nur in den Erdspeicher geladen worden (1,3 MWh am Wärmehähler SS3), der sich dabei um etwa 5,7 K erwärmt hat, siehe Abbildung 116 und Abbildung 117 eine Grädigkeit des Erdspeicherwärmetauschers von maximal 6,5 K, was einen guten Betriebspunkt des Wärmetauschers bedeutet. Im Gegensatz dazu erreicht die Grädigkeit des Solarwärmetauschers knapp 10 K, wodurch sich das Temperaturniveau

im Solarprimärkreis höher als notwendig einstellt und die Kollektoren bei einem geringeren Wirkungsgrad betrieben werden.

Die Aufwärmung des Erdspeichers ist unmittelbar vom aktuellen Wärmeaustausch des Erdspeichers mit seiner Umgebung abhängig, der wiederum eine Funktion der Außentemperatur und der aktuellen mittleren Speichertemperatur ist und daher den Speicher auch beladen kann. Bis zum nächsten Einschalten der Solaranlage am darauffolgenden Tag ergibt sich eine Abkühlung von 5,1 K, also nahezu gleich viel wie die Aufwärmung am Tag zuvor. Ein Grund für die starke Abkühlung könnte die Regelung sein: Um den Ladezustand des Erdspeichers zu ermitteln und wenn möglich Solarertrag einzuspeichern, stehen der Regelung nur Fühler zur Verfügung, die den beiden Sensoren  $T_{ES1}$  und  $T_{ES2}$  entsprechen. Diese Fühler befinden sich nicht im Erdspeicher, sondern in den Rohrleitungen am Erdspeicher-Wärmetauscher. Um aktuelle Temperaturwerte aus dem Inneren des Erdspeichers zu erhalten, wird laut Regelungstechniker von der Regelung ständig Durchfluss zwischen dem Erdspeicher und dem Wärmetauscher am Solarsekundärkreis gefordert. Die zugehörige Pumpe ist nicht drehzahl geregelt und liefert daher immer den gleichen Durchfluss. In Zeiten, in denen der Erdspeicher weder durch die Solaranlage beladen, noch von der Wärmepumpe entladen wird, begünstigt dieser ständige Durchfluss den Energieaustausch zwischen den Rohrleitungen und ihrer Umgebung (Technikräume, durch die die Leitungen geführt werden). Ist das Temperaturniveau der Rohrleitungen höher als jenes ihrer Umgebung, wird der Erdspeicher entladen. Der Erdspeicher wird nur dann beladen, wenn wärmeres Medium in ihn einströmt, als ihn verlässt. Unabhängig davon, ob der Erdspeicher durch den verstärkten Energieaustausch über die Rohrleitungen und den Wärmetauscher be- oder entladen wird, bewirkt dieses Vorgehen einen Verbrauch elektrischer Energie für die Umwälzpumpe und sollte daher nicht generell, sondern gezielt eingesetzt werden. Diese Optimierungsmaßnahme ist im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden.

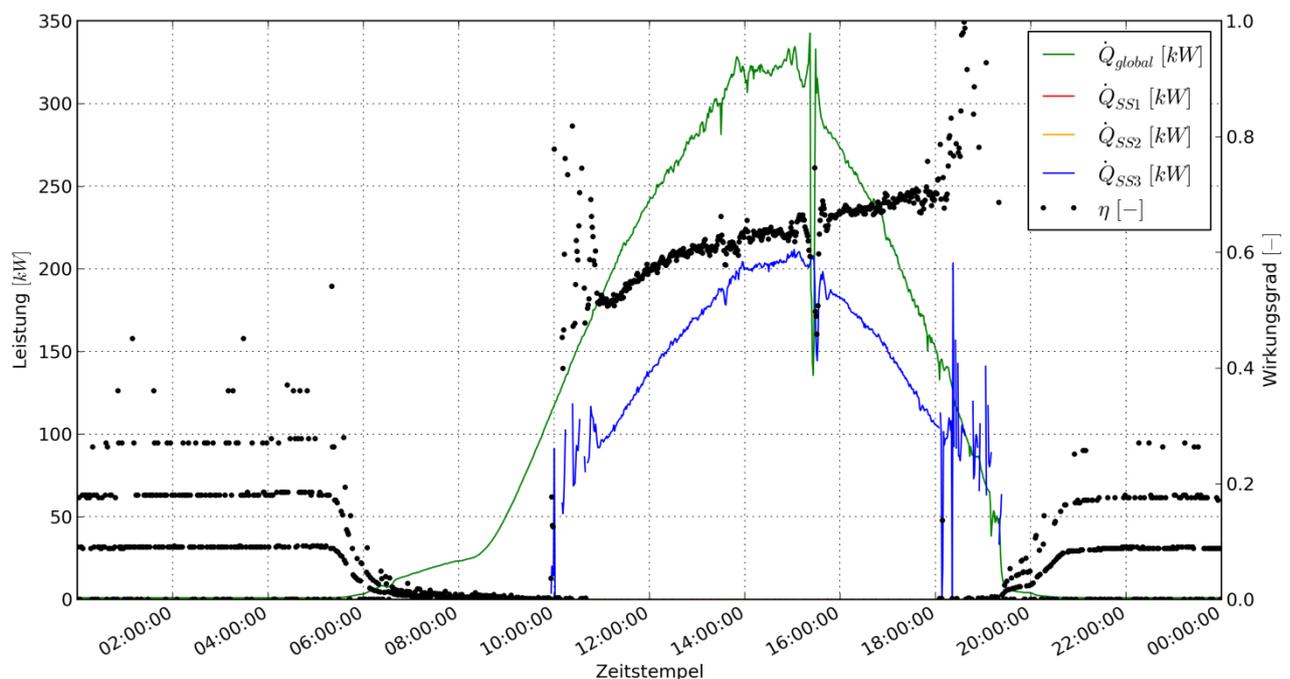


Abbildung 116: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grüne Linie) und Einspeicherung (rot: Pufferspeicher 1; orange: Pufferspeicher 2; blau: Erdspeicher) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung (06.08.2012)

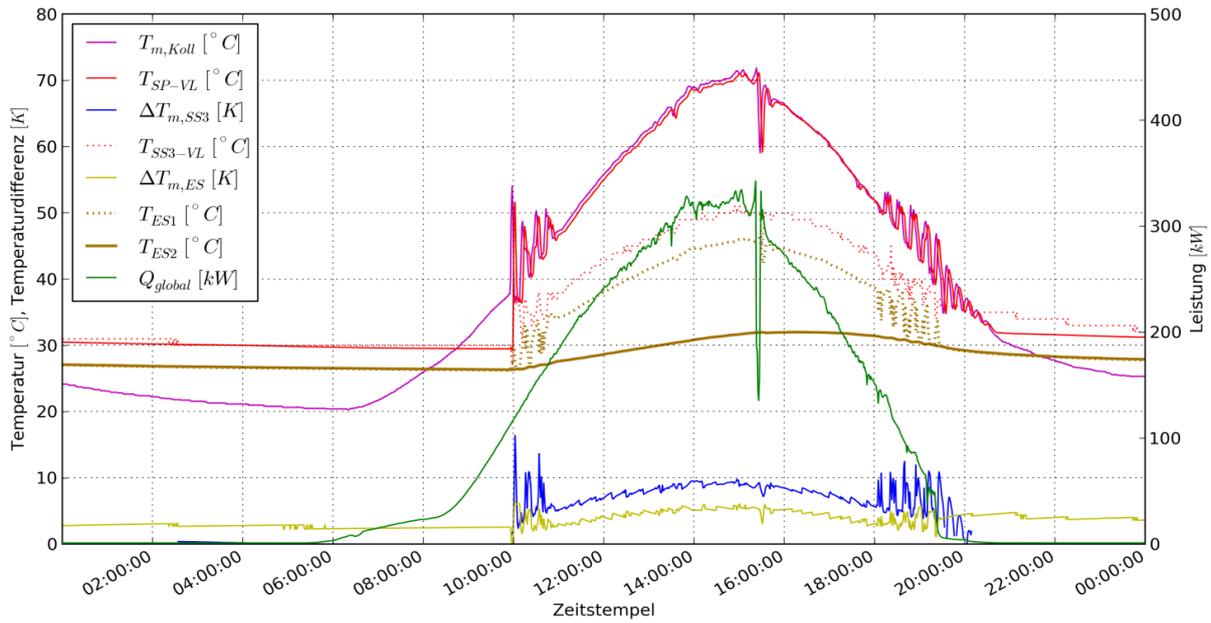


Abbildung 117: Beispielhafte Verläufe der mittleren Kollektortemperatur, der Vorlauftemperaturen im Solarprimärkreis und -sekundärkreis, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenzen (Grädigkeiten) am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher, der Temperaturen in den Rohrleitungen zum Erdspeicher sowie des Strahlungsangebots auf die Kollektoren (06.08.2012)

Vor allem die Temperaturverläufe von  $T_{ES1}$  und  $T_{ES2}$  (Vor- und Rücklauf zwischen Wärmetauscher und Erdspeicher) deuten darauf hin, dass im Erdspeicherkreis zwischen 11. August und 19. September kein Durchfluss vorhanden war: Obwohl am 11. August nur 80 kWh vom Solarsekundärkreis in Richtung Erdspeicher abgegeben worden sind, zeigt sich eine Temperaturerhöhung des Erdspeichers von 12,4 K (6 kWh/K), siehe Abbildung 118. Zum Vergleich: Am 6. August wurden 1,3 MWh eingespeist, wobei sich der Speicher um 5,7 K erwärmt hat (228 kWh/K).

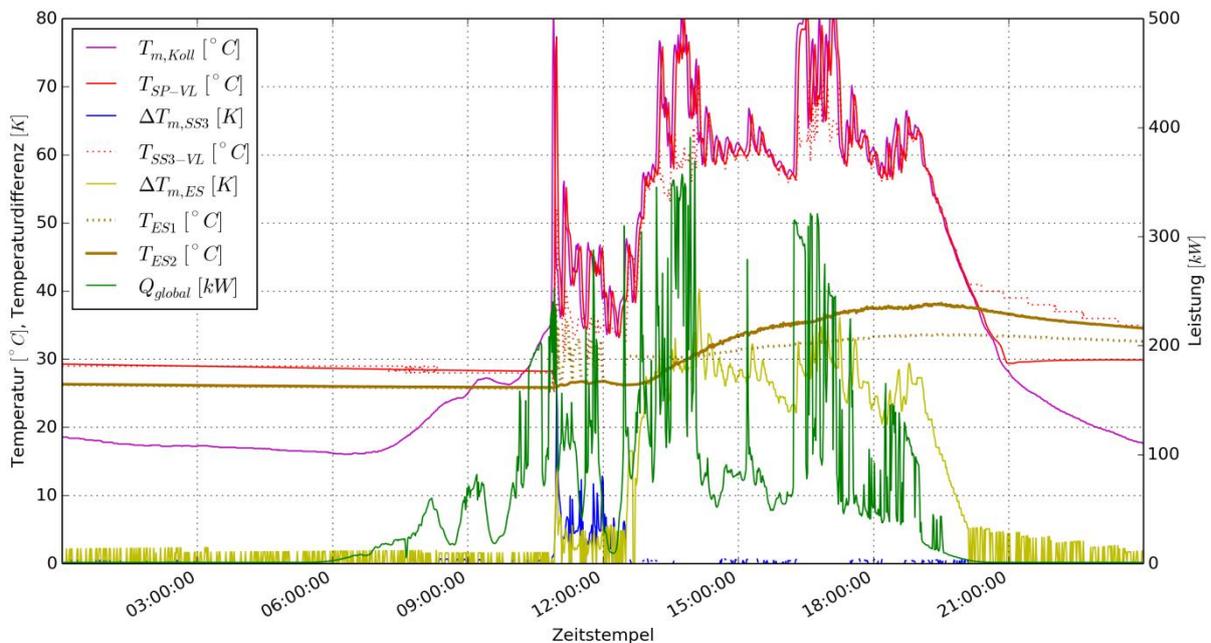


Abbildung 118: Beispielhafte Verläufe der mittleren Kollektortemperatur, der Vorlauftemperaturen im Solarprimärkreis und -sekundärkreis, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenzen (Grädigkeiten) am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher, der Temperaturen in den Rohrleitungen zum Erdspeicher sowie des Strahlungsangebots auf die Kollektoren (11.08.2012)

Die Temperaturen dieser Sensoren stellen sich aufgrund von Wärmeleitung und Konvektion in den Rohrleitungen in Abhängigkeit der Temperaturen im Solarsekundärkreis ein, die aufgrund der fehlenden Wärmeabgabe in den Erdspeicher immer weiter steigen. Da die Regelung mithilfe der Temperatur, die  $T_{ES2}$  entspricht, auf den Ladezustand des Erdspeichers schließt, wird aufgrund dieser hohen Temperaturen ein scheinbar voller Erdspeicher vorgetäuscht und kaum Solarertrag mehr eingespeist: Von 8,6 MWh im August sind nur 0,3 MWh ab dem 11. August eingespeist worden.

Umgekehrt zeigt sich am 19. September um etwa 23:15 Uhr ein Temperatursprung von  $T_{ES1}$  und  $T_{ES2}$  von -8 K innerhalb von 3 Minuten, was auf ein Einschalten der Pumpe schließen lässt, siehe Abbildung 119. Durch diesen Umstand ist die Solaranlage im kritischen Zeitraum zwischen 11. August und 20. September immer wieder still gestanden.

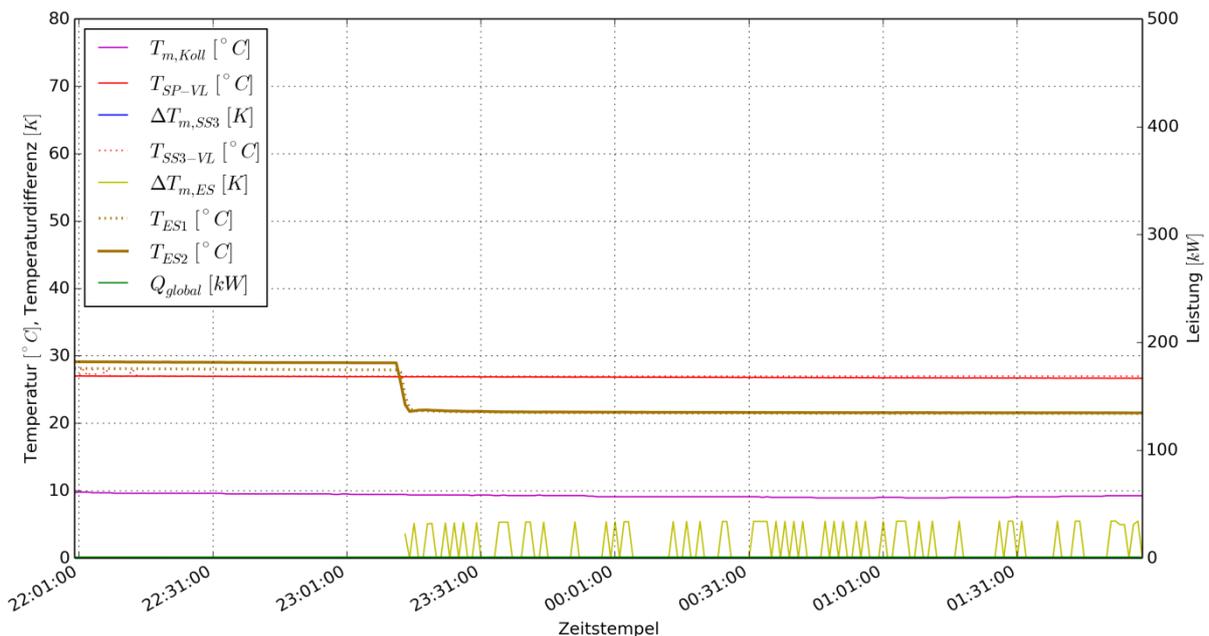


Abbildung 119: Beispielhafte Verläufe der mittleren Kollektortemperatur, der Vorlauftemperaturen im Solarprimärkreis und -sekundärkreis, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenzen (Grädigkeiten) am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher, der Temperaturen in den Rohrleitungen zum Erdspeicher sowie des Strahlungsdargebots auf die Kollektoren (19.9.2012, 22:00 bis 20.9.2012, 2:00 Uhr)

In Abbildung 120 ist der Stillstand der Solaranlage an einem sonnigen Tag (24.8.2012) dargestellt. Nachdem die Solaranlage bis nach 14:00 Uhr beide Pufferspeicher auf knapp 80 °C aufgewärmt hat, wird keine nennenswerte Leistung mehr im Solarsekundärkreis übertragen (rot hinterlegt), siehe auch Abbildung 121.

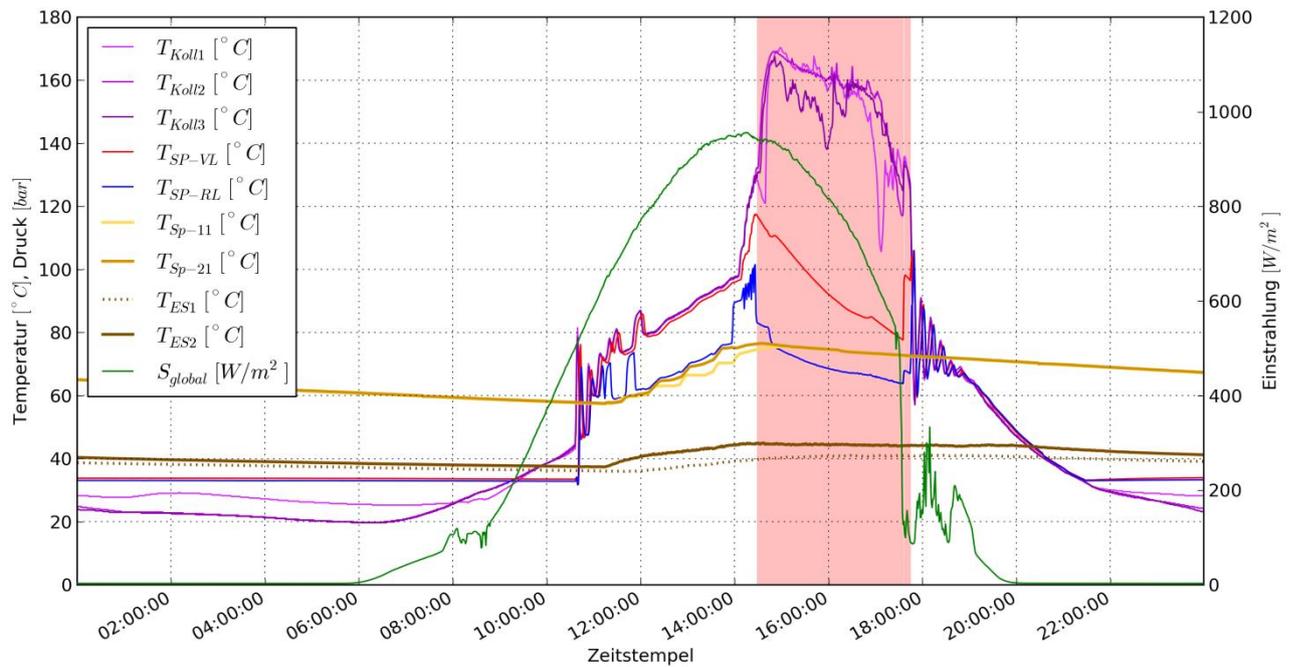


Abbildung 120: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Temperaturverläufe im Primärkreis, in den unteren Bereichen der Pufferspeicher sowie in den Rohrleitungen zum Erdspeicher, und Globalstrahlung in Kollektorebene. Rot hinterlegt: Solarenergie wird nicht gespeichert (24.08.2012)

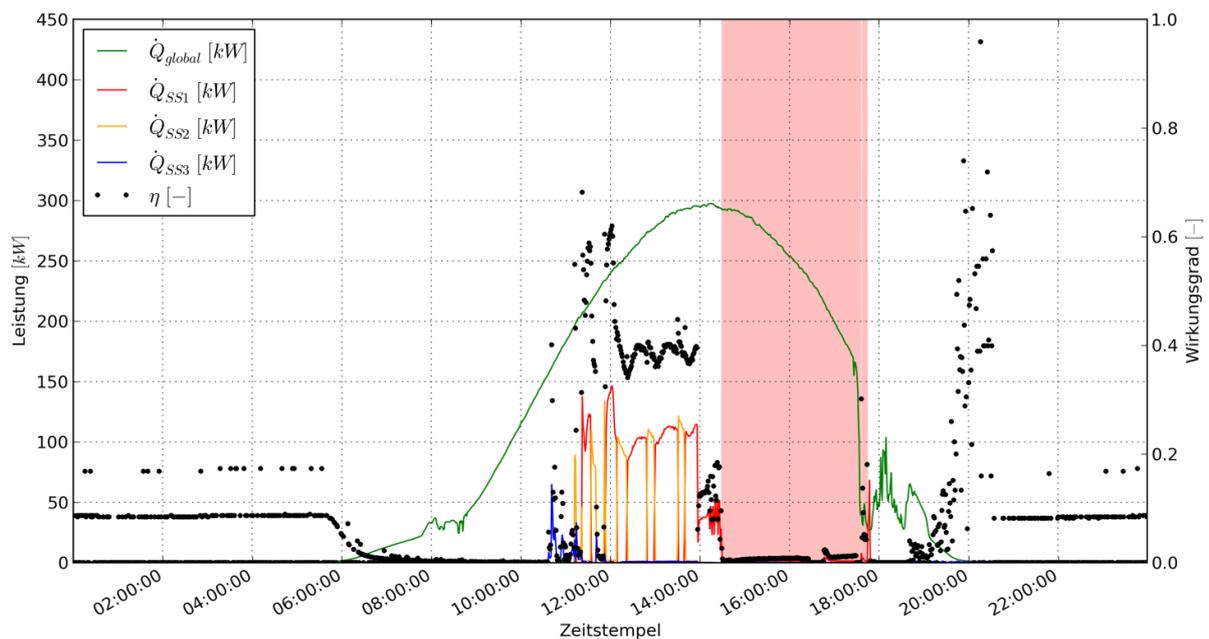


Abbildung 121: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grüne Linie) und Einspeicherung (rot: Pufferspeicher 1; orange: Pufferspeicher 2; blau: Erdspeicher) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung. Rot hinterlegt: Solarenergie wird nicht gespeichert (24.08.2012)

Die sinkenden Temperaturen im Primärkreis der Solaranlage bei gleichzeitig sehr hohen Kollektortemperaturen zeigen, dass die Solarpumpe im Primärkreis bis auf kürzere Wiedereinschaltversuche abgeschaltet war. Wie Abbildung 122 zeigt hat es im Solarsekundärkreis dennoch messbare Volumenströme gegeben, die die Leitungs- und Speicherverluste erhöht und den Verbrauch elektrischer Energie erhöht haben. Eine Optimierung ist innerhalb des Monitoringzeitraums nicht durchgeführt worden.

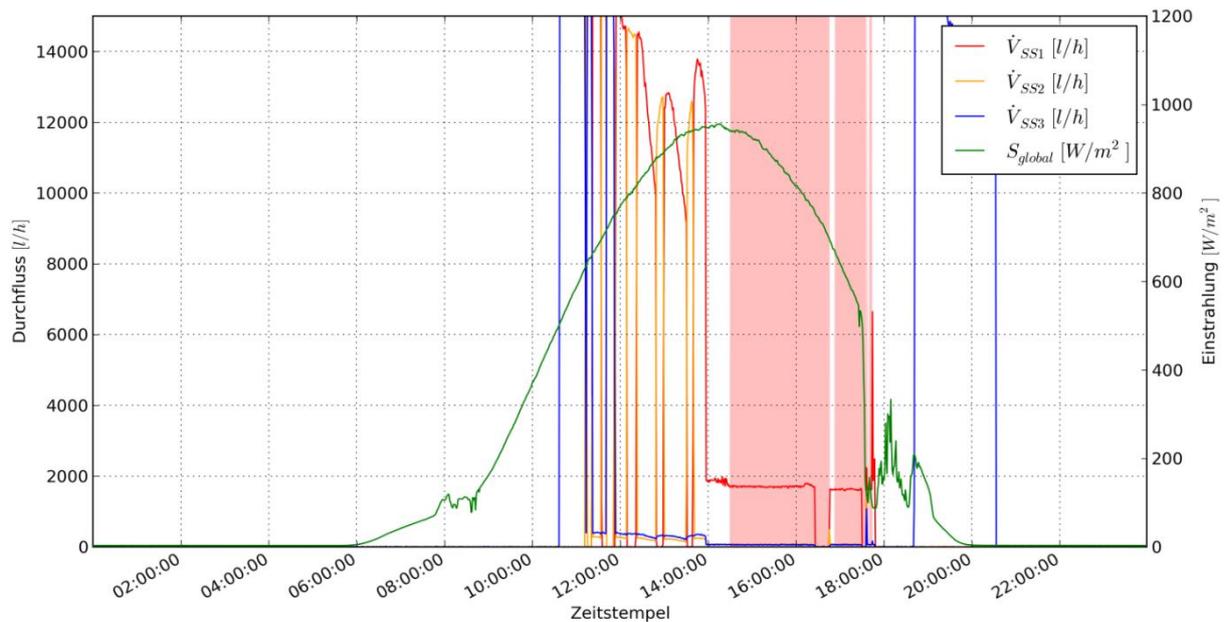


Abbildung 122: Beispielhafte Verläufe von Globalstrahlung auf die Kollektoren (grüne Linie) und den Volumenströmen im Solarsekundärkreis (rot: Pufferspeicher 1; orange: Pufferspeicher 2; blau: Erdspeicher). Rot hinterlegt: Solarenergie wird nicht gespeichert (24.08.2012)

### 7.9.6 Anlagen Status Quo

Es hat sich gezeigt, dass die Solaranlage oft in Stagnation geht – zwischen Mitte August und Mitte September war die Anlage fast täglich in Stagnation. Grund ist die Platzierung der Sensoren, mit denen die Regelung auf das Temperaturniveau im Erdspeicher schließt. Die Sensoren sind außerhalb des Erdspeichers montiert, wurden nicht regelmäßig vom Medium im Erdspeicher umspült und maßen daher ein zu hohes Temperaturniveau. Der Regelung wurde damit ein geladener Erdspeicher vorgetäuscht und die Solaranlage ging in Stagnation.

Hinsichtlich Effizienz ist das Hauptproblem dieser Anlage der Erdspeicher, dessen Wärmeaustausch mit der Umgebung viel zu stark ist. Aufgrund der Statik ist die zulässige Maximaltemperatur des Erdreichspeichers auf 30-35°C begrenzt. Andererseits ist ein Betrieb des Erdreichspeichers unter 0°C nicht zulässig wegen der Gefahr von Kondenswasser- bzw. Frostbildung. Unter diesen Randbedingungen sind einige Optimierungsmaßnahmen betrachtet worden, von denen jedoch keine umsetzbar ist.

Auch abseits des Erdspeichers sind einige umsetzbare Maßnahmen identifiziert worden. Diese betreffen beispielsweise eine Parallelströmung über den Wärmetauscher am Erdspeicher, wenn die Pufferspeicher beladen werden. Diese Parallelströmung verursacht unkritische Energieverluste. Eine der Wärmepumpen wurde auf Flusswassernutzung (Mühlgang) umgebaut, sodass die Quelltemperatur relativ konstant etwa 4 °C beträgt. An der Nutzung der Solarenergie direkt an der Quellenseite der Wärmepumpe (ohne Erdspeicher dazwischen) wird gearbeitet.

Weitere Optimierungen sind im Bereich der Mess- und Regelungstechnik identifiziert worden. Die Kollektortemperaturfühler lieferten bei Überschreitung eines gewissen Maximalwerts einen sehr kleinen Standardwert, wodurch Solarertrag nicht gespeichert wurde. Dieser Fehler ist behoben worden. Teilweise sind Umwälzpumpen in Betrieb, obwohl keine Energie übertragen wird. Um Strom zu sparen und Rohrleitungsverluste zu minimieren, müssten diese Fehler in der Regelungstechnik behoben werden. Der solare

Deckungsgrad ist selbst in den Sommermonaten nicht 100%. Das lässt auf weiteres Optimierungspotential schließen. Optimierungen sind vor allem in Hinblick auf den Endausbau des Verkaufsmarktes wichtig, da die Wärmeversorgung ohne erneuten Einsatz einer Notheizung angestrebt wird.

## 7.10 Hotel Metbräu, Stmk.

### 7.10.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Hotel Metbräu
<u>Adresse:</u>	8200 Brodersdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Solarunterstützte Klimatisierung (Kühlung, Warmwasserbereitung und Raumheizung)
<u>Verbraucher:</u>	Kühlung und Raumheizung Gästezimmer, Gruppenschlafräume
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	102 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 x 2 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	Stückholzkessel 80 kW, seit Jänner 2013 Anschluss an ein Nahwärmenetz (Hackgutkessel 150 kW)
<u>Kältemaschine:</u>	Absorptionskältemaschine 19 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	keine Prognose vorhanden
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	382 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Mai 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die „Metbräu GmbH“ betreibt auf Ihrem Firmensitz in Brodersdorf einen Gastronomiebetrieb inklusive Nächtigungsmöglichkeiten. Der Betreiber der „Metbräu GmbH“ braut und vermarktet Bier selbst und zu diesem Zweck wurde vor einigen Jahren eine 25 m<sup>2</sup> große Solaranlage errichtet und in den Brauprozess integriert. Im Zusammenhang mit einer Vergrößerung des Küchenbetriebs sowie der Neuerrichtung von Gästezimmern und zwei Gruppenschlafräumen wurde nach einem Konzept gesucht, welches die wirtschaftliche Nutzung einer solarthermischen Anlage für die Warmwasserbereitung, für den Heizbetrieb aber auch für die Kühlung zulässt. Auf Basis dieser Erfordernisse wurde eine solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von insgesamt 102 m<sup>2</sup>, verteilt auf zwei Kollektorflächen zu 70 m<sup>2</sup> und 32 m<sup>2</sup>, auf den Dächern des Betriebs installiert (siehe Abbildung 123). Für die solarthermische Kühlung wurde eine 19 kW Absorptionskältemaschine der Fa. Pink (Pink Chiller PC19) in Betrieb genommen.

Bedingt durch die leichte Bauweise und der prognostizierten großen Anzahl an Personen in den Sommermonaten wurde mit einer Überhitzung der neu errichteten Gruppenschlafräume im Dachgeschoß gerechnet. Um dem entgegenzuwirken, wurde eine Raumkonditionierung vorgesehen. Sollten die Gruppenschlafräume nicht belegt sein bzw. steht genügend Energie zur Verfügung, können auch die Gästezimmer bzw. auch die Gasträume konditioniert werden. Als notwendiges Backup System dient ein 80 kW Stückholzkessel bzw. ein mit Jänner 2013 zusätzlich installierter 150 kW Hackgutkessel. Sowohl die Wärme- als auch die Kälteabgabe erfolgt in den neu errichteten Räumen über die Fußböden.



Abbildung 123: Ansicht des 70 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfelds am Dach der Anlage „Hotel Metbräu“, Bildquelle: [www.steirischesprung.at](http://www.steirischesprung.at)

### 7.10.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 124 zeigt das Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Metbräu“. Die von der Kollektorfläche 1 (70 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) gewonnene Solarenergie wird in zwei parallel miteinander verbundene Pufferspeicher eingespeist. Die Pufferspeicher 1 und 2 verfügen jeweils über ein Speichervolumen von 2.000 Liter. Aus diesen beiden Speichern erfolgt die Versorgung der neu errichteten Räumlichkeiten mit Wärme und Kälte. Die zweite solarthermische Anlage (Kollektorfläche 2, 30 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) speist in einen Bestandsspeicher (Pufferspeicher 3), aus diesem die Wärmeversorgung für den Gebäudebestand erfolgt. Als Zusatzheizung dient ein Holzvergaserkessel (speist in Pufferspeicher 3) bzw. ein im Jänner 2013 neu errichteter Hackgutkessel (speist in Pufferspeicher 1 und 2). Eine Verbindungsleitung zwischen Neubau und Gebäudebestand macht einen Ausgleich von Wärmeflüssen möglich. Die für den Antrieb der Absorptionskältemaschine notwendige Wärmeenergie wird aus den Pufferspeichern 1 und 2 entnommen. Über einen der Absorptionskältemaschine nachgeschalteten Kältespeicher werden die verschiedenen Fußbodenkreise versorgt. Im Heizbetrieb betragen die Auslegungstemperaturen für den Vor- bzw. Rücklauf 39 °C bzw. 32 °C, im Kühlfall 17 °C bzw. 20 °C. Die Warmwasserbereitung erfolgt im Gebäudebestand über einen 300 Liter großen Trinkwasserspeicher. Im Neubautrakt wurden zwei Frischwassermodule installiert.

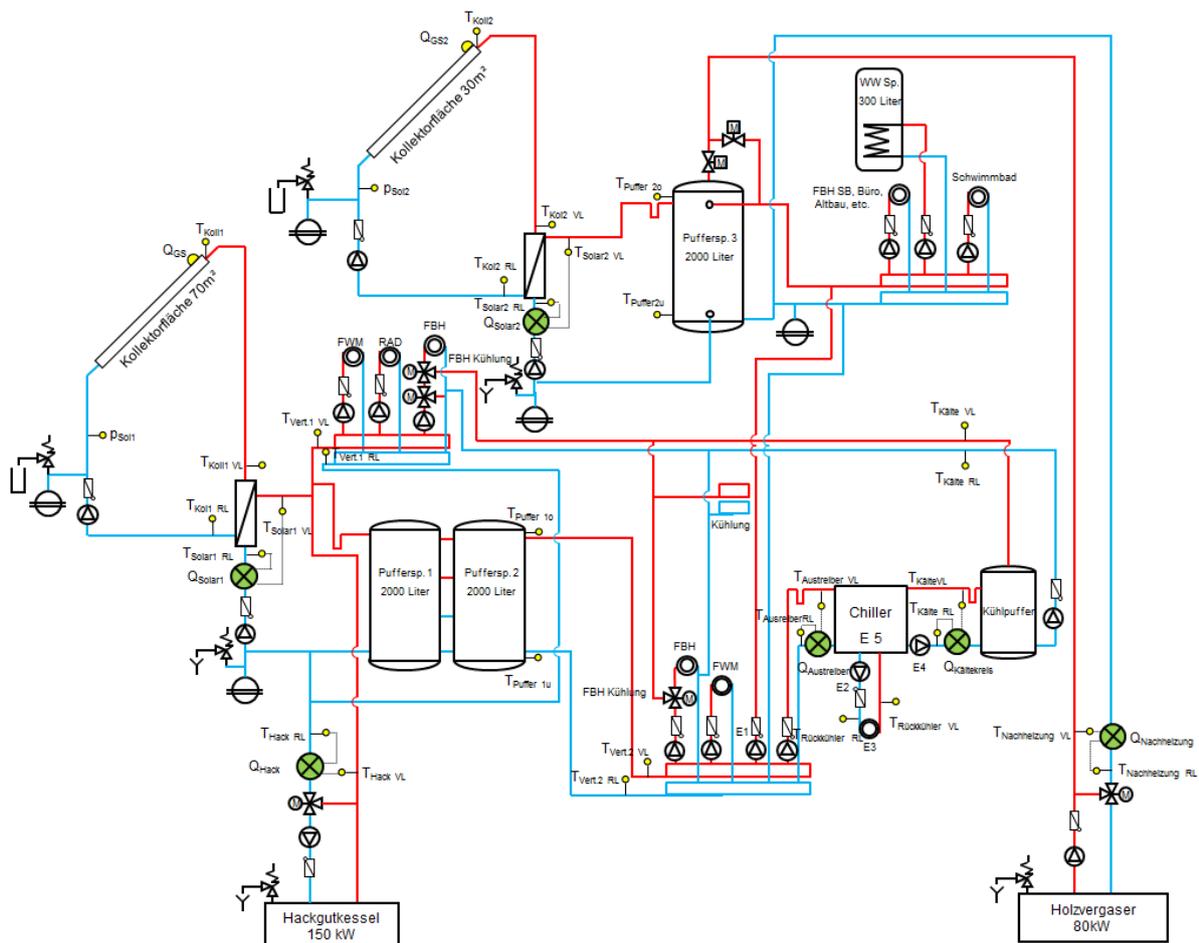


Abbildung 124: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Hotel Metbräu“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Das Monitoringkonzept sieht für beide Kollektorfelder jeweils einen Globalstrahlungssensor, einen Kollektortemperaturfühler und für die primären Solarkreise Temperaturfühler für den Vorlauf und Rücklauf vor. Weiters wurden zur Ermittlung der eingebrachten Wärmemengen drei Wärmemengenzähler, im Solarkreis 1 und im Solarkreis 2 sowie im

Nachheizungskreis des Holzvergasers, installiert. Da der Betreiber in der unmittelbaren Nachbarschaft eine Heizzentrale in Verbindung mit einem kleinen Nahwärmenetz errichtet hat, fiel die Entscheidung, auch die Wärmeversorgungsanlage im Hotel Met Bräu anzuschließen. Der Hackgutkessel und das Nahwärmenetz gingen im Jänner 2013 in Betrieb. Die Installation eines Wärmemengenzählers im Kreislauf des Hackgutkessels wurde mit März 2013 umgesetzt.

Alle installierten Wärmemengenzähler messen und zeichnen zusätzlich zu den Wärmemengen, den Durchfluss sowie die jeweiligen Vor- und Rücklauftemperaturen auf. Für das Monitoring der solarthermischen Kühlung wurden Wärmemengenzähler im Austreiberkreis und im Kühlkreis sowie Stromzähler für die Kälteanlage, den Kühlturm und für die Pumpen des Austreiber-, Kälte- und Rückkühlkreises angebracht.

Laut Monitoringleitfaden des gegenständlichen Förderprogramms ist bei Anlagen zum solarthermischen Kühlen eine Messung der Verbraucherkreisläufe nicht vorgesehen. Dafür aber sehr wohl eine genauere Analyse der Betriebsweise der Kältemaschine.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solarkreis 70 m<sup>2</sup> und Pufferspeicher 1 und 2

Q <sub>GS</sub>	Globalstrahlungssensor
T <sub>Koll1</sub>	Kollektortemperatur
p <sub>sol</sub>	Drucksensor Solarkreis
T <sub>Kol1 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
T <sub>Kol1 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
T <sub>Sol1 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
T <sub>Sol1 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
Q <sub>Solar1</sub>	Wärmemengenzähler Solar
T <sub>Puffer1 o</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben
T <sub>Puffer 1 u</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten

#### Solarkreis 30 m<sup>2</sup> und Speicher 3

Q <sub>GS2</sub>	Globalstrahlungssensor
T <sub>Koll2</sub>	Kollektortemperatur
p <sub>sol</sub>	Drucksensor Solarkreis
T <sub>Kol2 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
T <sub>Kol2 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
T <sub>Sol2 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
T <sub>Sol2 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
Q <sub>Solar2</sub>	Wärmemengenzähler Solar
T <sub>Puffer2 o</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben
T <sub>Puffer2 u</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten

#### Kältekreis

T <sub>Austreiber VL</sub>	Austreiberkreis-Vorlauftemperatur
T <sub>Austreiber RL</sub>	Austreiberkreis-Rücklauftemperatur
Q <sub>Austreiber</sub>	Wärmemengenzähler Austreiberkreis
T <sub>Kältekreis VL</sub>	Kältekreis-Vorlauftemperatur
T <sub>Kältekreis RL</sub>	Kältekreis-Rücklauftemperatur
Q <sub>Kälte</sub>	Wärmemengenzähler Kältekreis
T <sub>Rückkühler VL</sub>	Kühlturm-Vorlauftemperatur
T <sub>Rückkühler RL</sub>	Kühlturm-Rücklauftemperatur
E <sub>PU-Austreiber</sub>	Stromzähler Austreiber-Pumpe
E <sub>PU-Rückkühler</sub>	Stromzähler Rückkühler-Pumpe
E <sub>PU-Kältekreis</sub>	Stromzähler Kältekreis-Pumpe
E <sub>Kältemaschine</sub>	Stromzähler Kältemaschine

**Nachheizung**

T <sub>Nachheizung VL</sub>	Vorlauftemperatur Nachheizung Holzvergaser
T <sub>Nachheizung RL</sub>	Rücklauftemperatur Nachheizung Holzvergaser
Q <sub>Nachheizung</sub>	Wärmemengenzähler Nachheizung Holzvergaser
T <sub>Hack VL</sub>	Vorlauftemperatur Nachheizung Hackgutkessel
T <sub>Hack RL</sub>	Rücklauftemperatur Nachheizung Hackgutkessel
Q <sub>Hack</sub>	Wärmemengenzähler Nachheizung Hackgutkessel

**Verteilerkreis**

T <sub>Kälte VL</sub>	Kühlverteilerkreis-Vorlauftemperatur
T <sub>Kälte RL</sub>	Kühlverteilerkreis-Rücklauftemperatur
T <sub>Vert 2 VL</sub>	Verteilerkreis-2-Vorlauftemperatur
T <sub>Vert 2 RL</sub>	Verteilerkreis-2-Rücklauftemperatur
T <sub>Vert 1 VL</sub>	Verteilerkreis-1-Vorlauftemperatur
T <sub>Vert 1 RL</sub>	Verteilerkreis-1-Rücklauftemperatur

**7.10.3 Energiebilanz**

Abbildung 125 zeigt einerseits alle monatlichen Wärmeinputs in das Wärmeversorgungssystem sowie andererseits die Wärmebilanz über die Kältemaschine (Wärme an Austreiberkreis, Kälte an Kältespeicher). Der Wärmeeintrag findet zum einen über die beiden Kollektorfelder (gelb), über den Holzvergaserkessel (grün) als auch seit März 2013 über die Nachheizung mittels Hackgutkessel (grau) statt. Die aus dem Pufferspeicher entnommene Wärme für den Austreiberkreis ist violett und die mittels der Absorptionskältemaschine erzeugte Kälte ist blau dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich im Hotel Met Bräu die Zeiten mit Kühlbedarf auf die Monate Mai bis Oktober beschränkten.

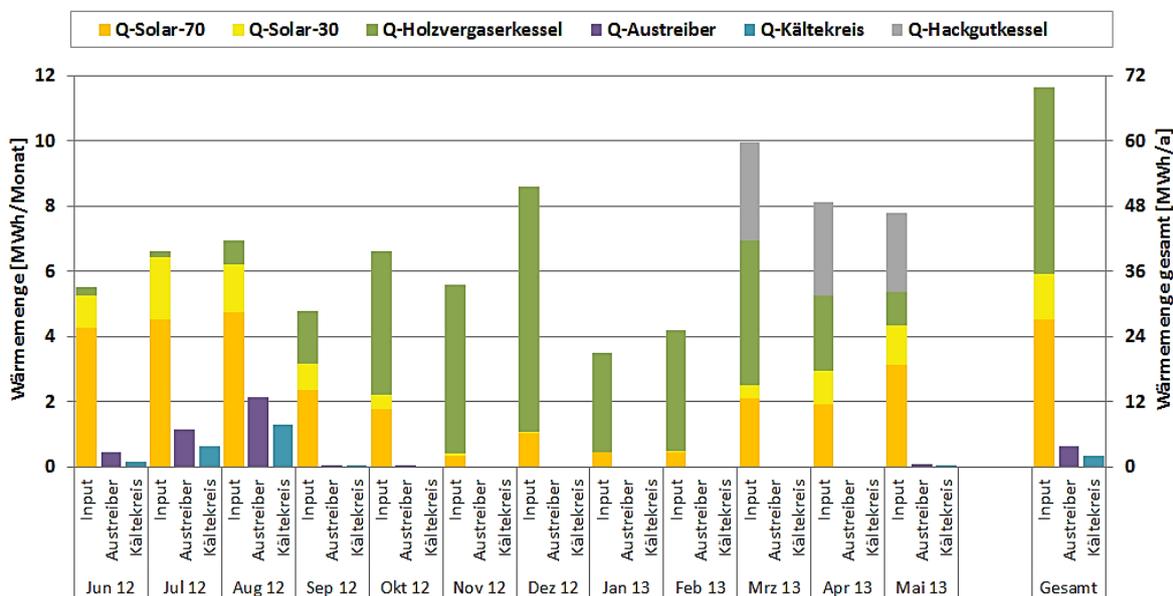


Abbildung 125: Energiebilanz der Anlage „Hotel Metbräu“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

Kann der Wärmebedarf im Jahr 2012, in den Monaten Juni, Juli, August und September überwiegend durch die beiden Solarsysteme abgedeckt werden, so steigt der Anteil des Wärmeeintrags durch den Stückholzkessel in den Monaten Oktober, November und Dezember stark an. Das dieser in den Monaten Jänner und Februar 2013 wieder fällt liegt daran, dass ein weiterer, ursprünglich nicht vorgesehener Wärmeerzeuger (ein Anschluss an ein Nahwärmenetz mit Hackgutkessel) mit Jänner 2013 in Betrieb genommen wurde. Hintergrund ist, dass der Betreiber in der unmittelbaren Nachbarschaft eine Heizzentrale

in Verbindung mit einem kleinen Nahwärmenetz errichtet und dabei auch den Anschluss des Hotel Metbräu entschieden hat. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde mit Anfang März 2013 ein Wärmemengenzähler im Kreislauf des neu errichteten Nahwärmenetzes installiert und die fehlenden Anteile konnten ab diesem Zeitpunkt berücksichtigt werden.

#### 7.10.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Zur Beurteilung des Solarertrags, bezogen auf die Aperturfläche, wird, wie in Abbildung 126 dargestellt, ein Vergleich des gemessenen solaren Ertrags mit dem bei der Einreichung angenommenen Solarertrag durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation prognostizierten einen kumulierten Jahressolarertrag von 420 kWh/m<sup>2</sup> (bezogen auf die Aperturfläche). Bis Oktober 2012 lag der gemessene solare Ertrag der Anlage „Metbräu“, rote Linie, deutlich über den prognostizierten Wert (blau unterlegte Fläche). Ab November 2012 nähert sich der gemessene Solarertrag an den Prognosewert an bzw. unterschreitet diesen sogar knapp. In den abschließenden vier Monaten (ab Februar 2013) zeigt sich ein annähernd analoger Verlauf des gemessenen Solarertrags mit dem prognostizierten Simulationsertrag und nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase liegt der Messwert mit 382 kWh/m<sup>2</sup> geringfügig unter dem Prognosewert.

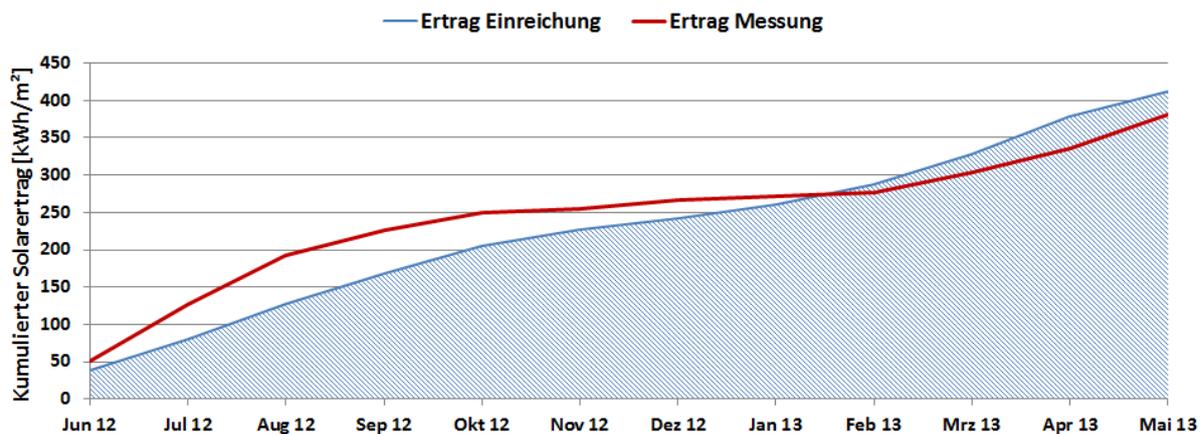


Abbildung 126: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsertrag für die Anlage „Hotel Metbräu“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

Aufgrund von fehlenden Prognosewerten aus der Einreichphase konnte kein theoretischer Verlauf des solaren Deckungsgrades über die einjährige Monitoringphase dargestellt werden. Der gemessene solare Deckungsgrad (Solarinput/Gesamtwärmeinput) für den Zeitraum von Juni 2012 bis Mai 2013 ist in Abbildung 127 ersichtlich. Berücksichtigt muss dabei werden, dass die Ergebnisse für Jänner 2013 und Februar 2013 nicht ermittelt werden konnten da die Wärmeeinträge aus dem Nahwärmenetz (Hackgutkessel) in diesem Zeitraum nicht erfasst wurden.

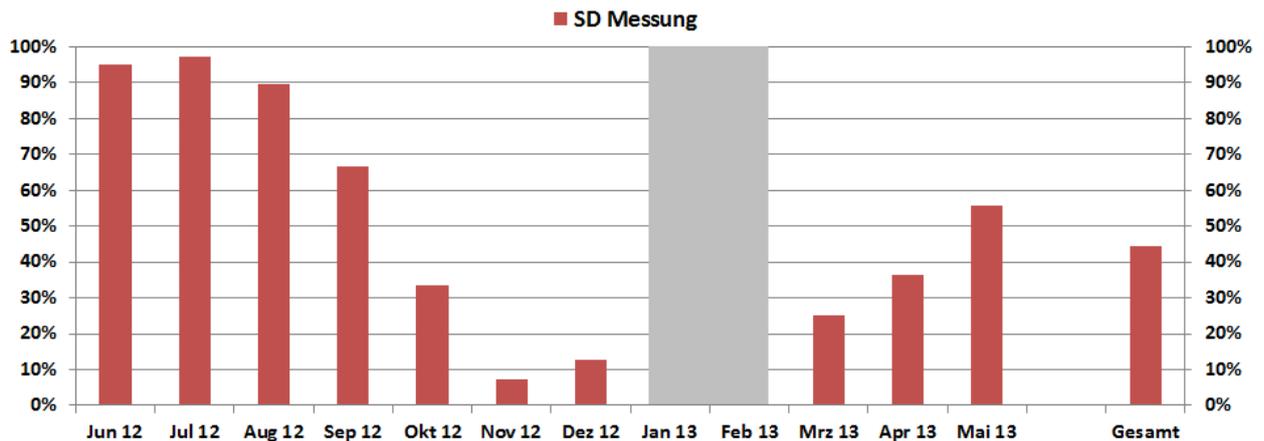


Abbildung 127: Verlauf des gemessenen solaren Deckungsgrades für die Anlage „Hotel Metbräu“. Ergebnisse für Jänner 2013 und Februar 2013 nicht ermittelt da die Wärmeeinträge aus dem Nahwärmenetz (Hackgutkessel) in diesem Zeitraum nicht erfasst wurden (Juni 2012 bis Mai 2013)

Zur Bewertung der Effizienz der Kältemaschine, wird für Anlagen im Anwendungsbereich „Solare Kühlung“ (eigene Kategorie Förderprogramm des Klima- und Energiefonds) der thermische als auch der elektrische „Coefficient of performance“ (COP) ermittelt. Der thermische COP einer Absorptionskältemaschine ist über den Quotient der Kälteleistung am Verdampfer zur Heizleistung am Austreiber definiert. Der elektrische COP gibt das Verhältnis der von der Absorptionskältemaschine abgegebenen Kälteenergie zur aufgenommenen elektrischen Energie an. Die elektrische Energie beinhaltet die Summe der Stromverbraucher der Kältemaschine, des Kühlturms sowie den Strombedarf durch den Betrieb von Pumpen im Austreiberkreis, im Rückkühlerkreis und im Kältekreis. Als Qualitäts-Benchmark wurden in der Ausschreibung zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds elektrische COPs größer 5 bzw. thermische COPs größer 0,6 definiert.

Die für die Anlage „Metbräu“ ermittelten elektrischen COPs liegen in den Monaten mit erhöhtem Kühlbedarf (Juni 2012 bis August 2012) zwischen 1,05 und 2,65. Die thermischen COPs, im gleichen Betrachtungszeitraum, betragen zwischen 0,34 und 0,58. Diese ermittelten Werte müssen als wenig zufriedenstellend gesehen werden und zeigten im Vergleich zu den Benchmarks deutliches Verbesserungspotenzial.

Der wesentliche Grund für den sehr niedrigen elektrischen COP lag in der vorherrschenden Regelung des thermischen Kühlsystems. Der Betreiber schaltete rein subjektiv und ungeachtet von Temperaturverhältnissen im System die Kältemaschine manuell ein bzw. aus. Dies führte häufig zu Betriebspunkten, in denen z.B. im Pufferspeicher (Speicher 1 und 2) keine ausreichenden Temperaturen (manchmal wurde die Anlage bei 50 bis 60°C betrieben) für den Betrieb der Absorptionsmaschine vorherrschte. Der Betreiber wurde mehrfach auf die Notwendigkeit einer automatisierten Regelung hingewiesen und schlussendlich konnte diese mit Mai 2013 eingebaut werden. Die positiven Auswirkungen der automatisierten Regelung auf den thermischen und elektrischen COP sind aufgrund des zeitnahen Einbaus am Ende der einjährigen Monitoringphase in der Monatsauswertung der COPs (siehe Abbildung 128) messtechnisch nur bedingt erkennbar. Bei der Betrachtung einzelner Tage sind jedoch deutliche Verbesserungen in der Betriebsweise (siehe Abbildung 132) und bei den ermittelten COPs ersichtlich. Der elektrische COP liegt in nach der Beendigung des einjährigen Betrachtungszeitraums im Juli 2013 bei rund 4,8 bzw. der thermische COP bei 0,6 und damit deutlich über den Werten welche vor der Inbetriebnahme der automatisierten Regelung ermittelt werden konnten.

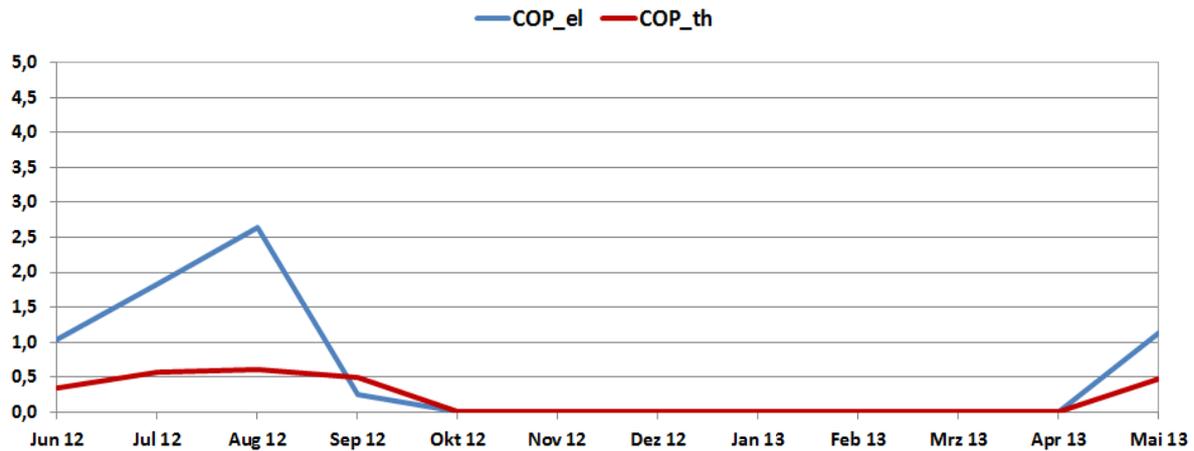


Abbildung 128: Verlauf des thermischen und elektrischen COP der Anlage „Hotel Metbräu“ (Juni 2012 bis Mai 2013)

### 7.10.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Abbildung 129 und Abbildung 130 zeigen den Tagesverlauf der beiden Solaranlagen der Anlage „Metbräu“, jeweils an einem einstrahlungsreichen Sommertag (01.07.2012). Das Betriebsverhalten der solarthermischen Anlagen kann nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase als sehr zufriedenstellend bezeichnet werden. Deutlich kann bei näherer Betrachtung der beiden Tagesverläufe die unterschiedliche Betriebsweise des jeweiligen Solarsystems erkannt werden. Während bei dem 70 m<sup>2</sup>-großen Kollektorfeld ein konstanter Volumenstrom (keine Drehzahlregelung) umgesetzt wurde, besitzt die 32 m<sup>2</sup> große Solaranlage eine aktive Drehzahlregelung, was sich in variablen Volumenströmen zeigt. Laut Betreiber gibt es keine technischen Hintergründe für diese unterschiedliche Ausgestaltung. Laut Herstellerangaben der Kälteanlage sind für den wirtschaftlichen Betrieb der Absorptionskälteanlage Mindestbetriebstemperaturen größer als 65 °C vorzusehen. Dem Betreiber wurde dementsprechend empfohlen, auch bei dem 70 m<sup>2</sup>-großen Kollektorfeld eine Drehzahlregelung umzusetzen. Eine Abänderung der Steuerung der Anlage, um die empfohlenen Mindesttemperaturen möglichst durchgehend gewährleisten zu können, wurde im Betrachtungszeitraum jedoch nicht mehr umgesetzt.

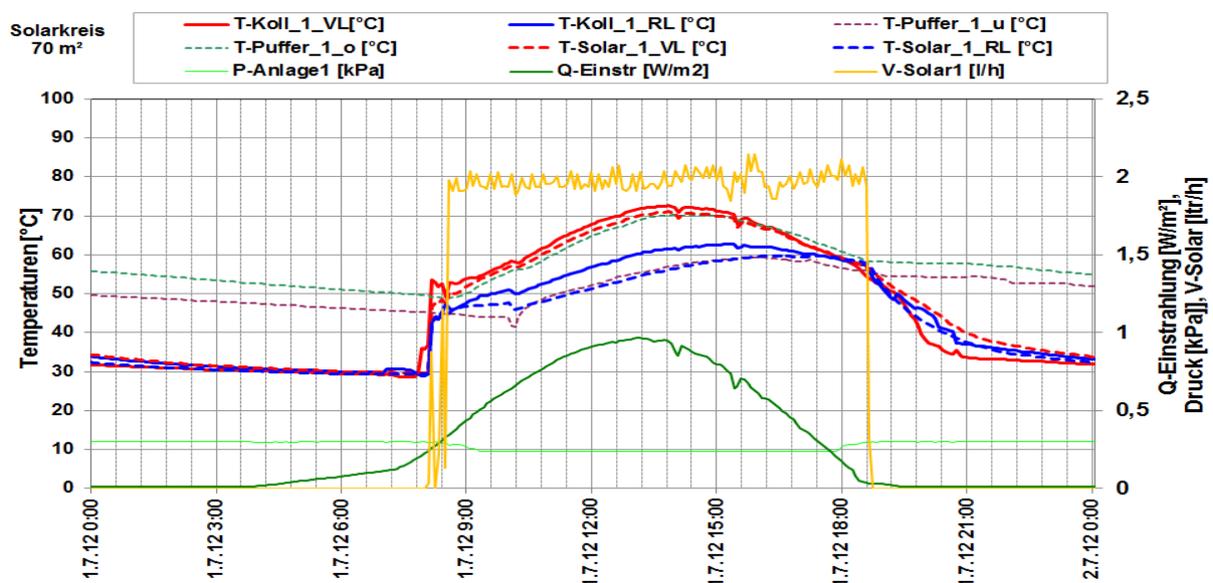


Abbildung 129: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems (Kollektorfeld mit 70 m<sup>2</sup>) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (01.07.2012)

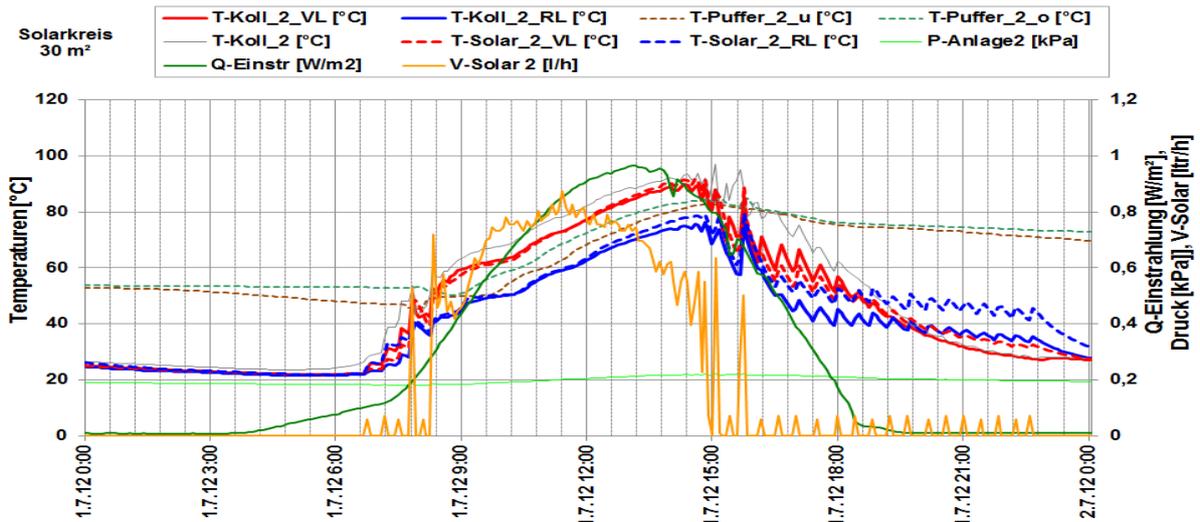


Abbildung 130: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems (Kollektorfeld mit 30 m<sup>2</sup>) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (01.07.2012)

Zeigten die beiden Solarsysteme im Betrachtungszeitraum ein zuverlässiges Betriebsverhalten, konnte im Bereich des Kühlsystems Optimierungspotenzial detektiert werden. Wie bereits einleitend erwähnt, erfolgt das Ein- und Ausschalten der Absorptionskältemaschine und der zugehörigen Aggregate manuell durch den Betreiber. Beispielhaft für diese Betriebsweise ist der Betrieb der Kältemaschine an drei aufeinanderfolgenden Tagen (26.07.2012 bis 28.07.2012) in Abbildung 131 dargestellt. Deutlich können die über diesen Zeitraum praktisch konstanten Volumenströme im Austreiber- als auch im Kältekreislauf bei gleichzeitig stark schwankenden Austreibertemperaturen (von 45°C bis 70°C) erkannt werden. Die Ursache für die Temperaturschwankungen ist, dass an diesen Tagen der Austreiberkreislauf nur vom Solarsystem versorgt wird und der Stückholzkessel nicht in Betrieb genommen wird. Zudem stellt ein Stückholzkessel für diesen Anwendungsfall nicht die optimale Komplementärwärmequelle dar. Ein Vergleich der seitens des Absorptionsmaschinenherstellers empfohlenen Mindestbetriebstemperaturen (65°C) mit den tatsächlichen zeigt deutlich die Ursache für die eher bescheidenen elektrischen als auch thermischen COPs beim Projekt Hotel Metbräu.

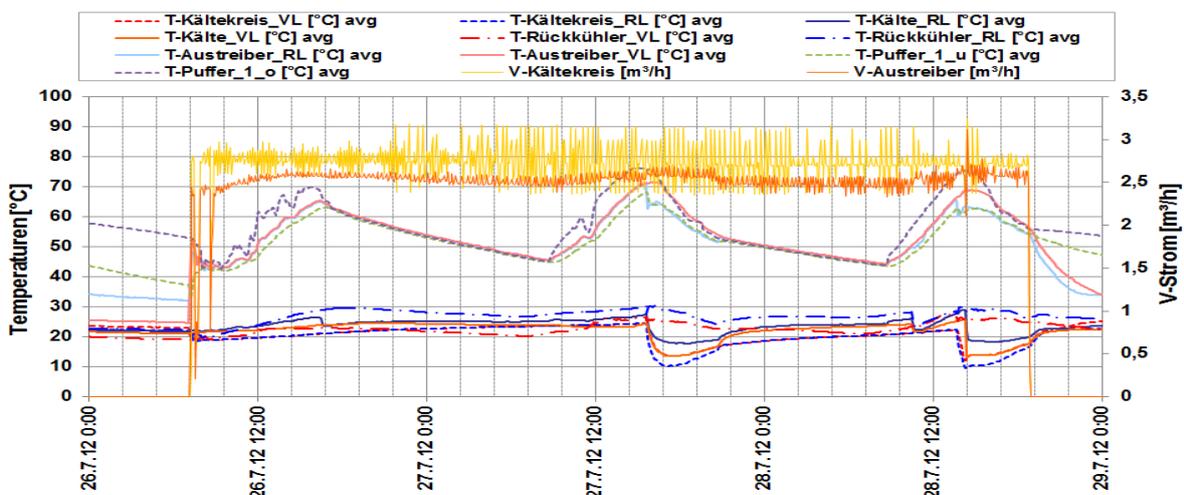


Abbildung 131: Beispielhafter Temperaturverlauf im Kälte- und Austreiberkreis zuzüglich des Verlaufs des Austreiber- und Kältekreisvolumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (26.07.2012 bis 28.07.2012)

Nachdem der Betreiber von der Notwendigkeit einer automatisierten Regelung überzeugt werden konnte, wurde diese mit Mai 2013 in das System integriert. Der Einbau der Regelung sowie die Einbindung eines Nahwärmeanschlusses (Hackgutkessel), mit Hilfe dessen durchgehend hohe Mindestbetriebstemperaturen erreicht werden können, stellt eine deutliche Verbesserung dar. Die Betriebsweise des optimierten Kältebereitungssystems zeigt Abbildung 132. Im Vergleich zu Abbildung 131 sind deutlich Verbesserungen ersichtlich. Zum einen liegen die Austreibertemperaturen während dem Betrieb konstant bei über 65 °C sowie zum anderen ist an dem variablen Volumenstrom des Kältekreises der funktionierende Betrieb der automatisierten Regelung erkennbar. Der elektrische COP liegt in dem betrachteten Zeitraum der Abbildung 132 bei 4,75 bzw. der thermische COP bei 0,63.

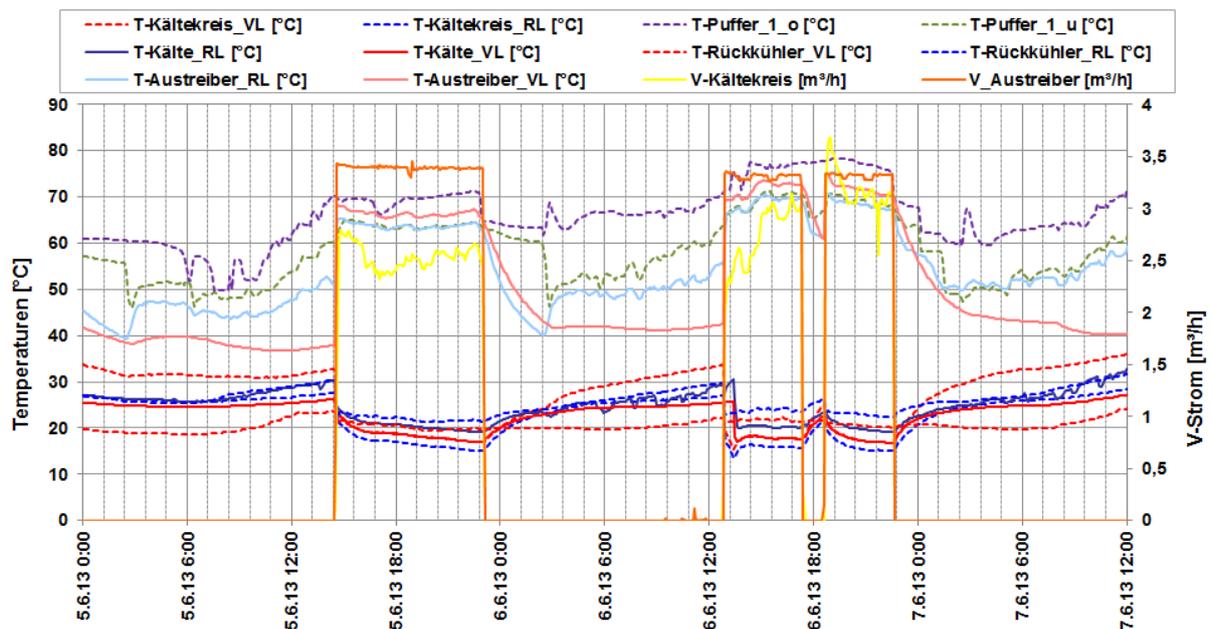


Abbildung 132: Beispielhafter Temperaturverlauf im Kälte- und Austreiberkreis zuzüglich des Verlaufs des Austreiber- und Kältekreisvolumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (05.07.2013 bis 07.07.2013)

### 7.10.6 Anlagen Status Quo

Alle beiden Solarsysteme funktionieren stabil und liegen hinsichtlich der Erträge im Bereich der Prognose. Optimierungspotential konnte dennoch bei der Steuerung der solarthermischen Anlagen detektiert werden. Dem Betreiber wurde empfohlen bei beiden Kollektorfeldern eine Drehzahlregelung zu implementieren, um die empfohlenen Mindesttemperaturen (größer 65 °C) der Absorptionskälteanlage möglichst durchgehend gewährleisten zu können. Eine Umsetzung konnte im Betrachtungszeitraum jedoch nicht mehr erreicht werden.

Die Betriebsweise des Kühlsystems besaß deutliches Optimierungspotenzial. Es konnte deutlich nachgewiesen werden, dass eine manuelle, rein subjektive Inbetriebnahme des gesamten Kühlsystems durch den Betreiber, zu einem energetisch nicht sinnvollen Betriebsverhalten führt (elektrische COPs zwischen 1,05 und 2,65). Vertreter des Begleitforschungsteams haben den Betreiber mehrfach auf die Notwendigkeit einer automatisierten Regelung hingewiesen, deren Umsetzung der Betreiber schlussendlich auch zugestimmt hat (Mai 2013). Eine Verbesserung in der Betriebsweise des Kältebereitungssystems konnte nach dem Einbau der automatisierten Regelung deutlich nachgewiesen werden.

## 7.11 Nahwärme Kraubath, Stmk.

### 7.11.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Kraubath
<u>Adresse:</u>	8714 Kraubath
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Kraubath)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit 625 kW Heizlast
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	140 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	55° nach Westen
<u>Neigung:</u>	35°, letzte Kollektorreihe: 55°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	15 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	Hackgutkessel 390 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	4% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	290 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juni 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Nahwärme Kraubath“ handelt es sich um die Einspeisung einer 140 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines kleinen Nahwärmenetzes im Bundesland Steiermark. Versorgt werden über das Fernwärmenetz aktuell das Gemeindegebäude (Kindergarten mit 3 Wohnungen, Volksschule, Mehrzwecksaal, Gemeindeamt, Kaufhaus, Haus der Musik) sowie 12 weitere Verbraucher (9 Mehrfamilienhäuser, 2 Einfamilienhäuser und 1 Sportheim). Das Heizwerk ist seit Dezember 2010, die Solaranlage seit Anfang 2012 in Betrieb. Das Monitoring ist abgeschlossen.

Wie in Abbildung 133 ersichtlich, sind die Kollektoren auf zwei parallelen Dachflächen des Gebäudes montiert. Das Kollektorfeld auf dem Heizhaus ist 100 m<sup>2</sup> groß, das Kollektorfeld auf dem Hackgutlager 40 m<sup>2</sup>. Die Kollektoren sind um 55° aus der Südrichtung nach Süd-West orientiert. Die Neigung der Kollektorfelder beträgt 35° bis auf die oberste der drei Reihen auf dem Heizhaus. Diese wurde aus Platzgründen 55° geneigt aufgeständert. Die Solaranlage substituiert den Energieträger Hackgut, der in einem 390 kW großen automatischen Hackgutkessel (Abbildung 134, rechtes Bild) verfeuert wird.



Abbildung 133: Ansicht des Gebäudes der Anlage „Nahwärme Kraubath“ mit Blick auf die Kollektoren am Hackgutlager (links) und am Dach des Heizraumes (rechts), Bildquelle: AIT



Abbildung 134: Linkes Bild: Pufferspeicher mit Schaltschrank für die Steuerung (unten links), Solarwärmetauscher (unten Mitte) mit Solarverrohrung (Mitte senkrecht und oben rechts) sowie Verrohrung für die Nachheizung und die Netzanbindung (Mitte rechts). Rechtes Bild: Hackgutkessel (rechts) sowie Verrohrung zum Pufferspeicher (links) und Anbindung zum Rauchfang (Mitte senkrecht), Bildquelle: AIT

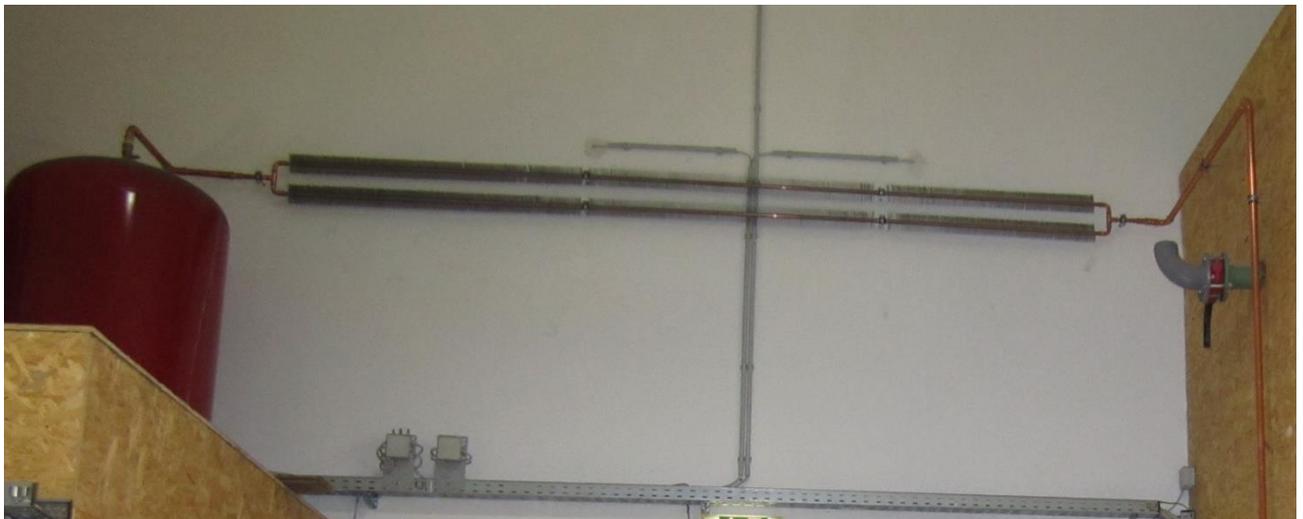


Abbildung 135: Ausdehnungsgefäß und Stagnationskühler im Solarprimärkreis, Bildquelle: AIT

### 7.11.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept entspricht dem klassischen Konzept für die Integration von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze. Die beiden Kollektorfelder speisen dabei im Parallelbetrieb mit dem Hackgutkessel einen zentralen Energiespeicher. Aus dem Energiespeicher erfolgt die Versorgung der Wärmeverbraucher über ein Zwei-Leiter-Netz. Im Pufferspeicher sind Schichttanzen eingebaut, die sowohl den von der Solaranlage als auch teilweise den vom Wärmenetz in den Pufferspeicher (Abbildung 136, linkes Bild) eintretenden Wasserstrom entsprechend seinem Temperaturniveau einschichten soll. Das Ausdehnungsgefäß im Solarprimärkreis ist mit einem Stagnationskühler ausgestattet, siehe Abbildung 135.

Dementsprechend einfach zeigt sich bei dieser Anlage auch das Monitoringkonzept. Drei Wärmemengenzähler, zwölf Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis und eine Statusmeldung bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung. Die Monitoring-Box zeigt Abbildung 137.

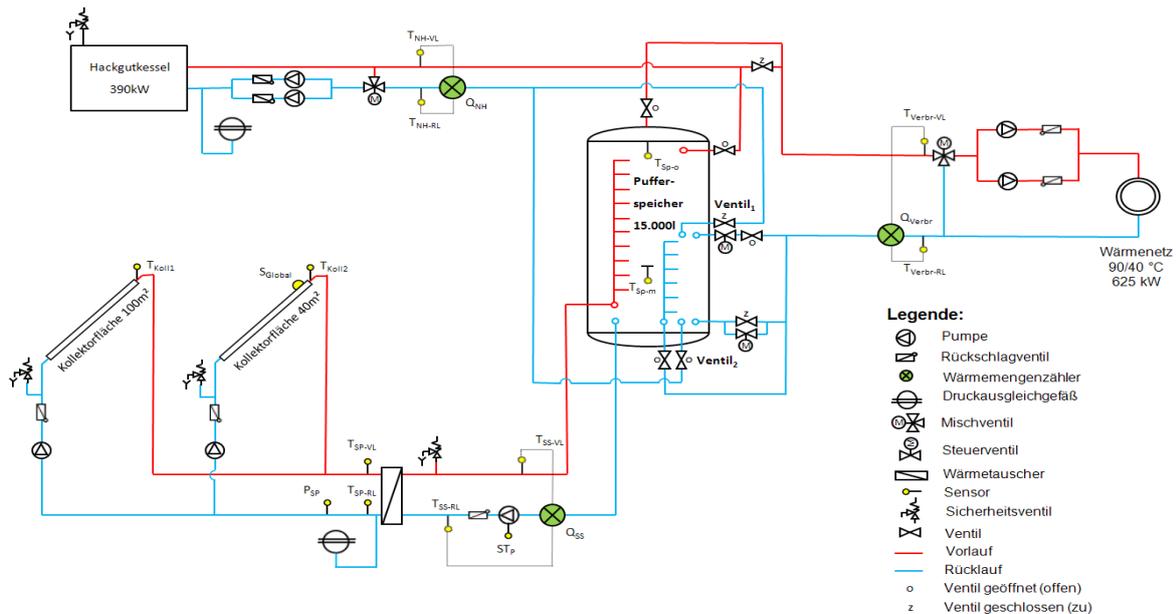


Abbildung 136: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Nahwärme Krauthaus“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Statusmeldung)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$S_{\text{Global}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Koll1}}$	Kollektortemperatur Kollektor 1 (Hackgutlager)
$T_{\text{Koll2}}$	Kollektortemperatur Kollektor 2 (Heizhaus)
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär
$p_{\text{SP}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

### Solar-Sekundärkreis

$Q_{\text{SS}}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis gesamt)
$T_{\text{SS-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär
$T_{\text{SS-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär
$ST_p$	Status der Solarpumpe im Sekundärkreis

### Pufferspeicher

$T_{\text{Sp-o}}$	Temperatur im Speicher oben
$T_{\text{Sp-m}}$	Temperatur im mittleren bis unteren Speicherbereich

### Nachheizung

$Q_{\text{NH}}$	Wärmemengenzähler im Nachheizungskreis
$T_{\text{NH-VL}}$	Vorlauftemperatur im Nachheizungskreis
$T_{\text{NH-RL}}$	Rücklauftemperatur im Nachheizungskreis

### Verbraucher – Wärmenetz

$Q_{\text{Verbr}}$	Wärmemengenzähler im Verbraucherkreis
$T_{\text{Verbr-VL}}$	Vorlauftemperatur Verbraucherkreis
$T_{\text{Verbr-RL}}$	Rücklauftemperatur Verbraucherkreis



Abbildung 137: Monitoring Box der Anlage „Nahwärme Kraubath“ mit Eingangsbaugruppen (oben) und Industrie-PC (rechts), Bildquelle: AIT

### 7.11.3 Energiebilanz

Beim Projekt „Nahwärme Kraubath“ startete die Monitoringphase im Juli 2012. In diesem Zeitraum zeigte das gesamte Wärmeversorgungssystem ein weitgehend unproblematisches Betriebsverhalten.

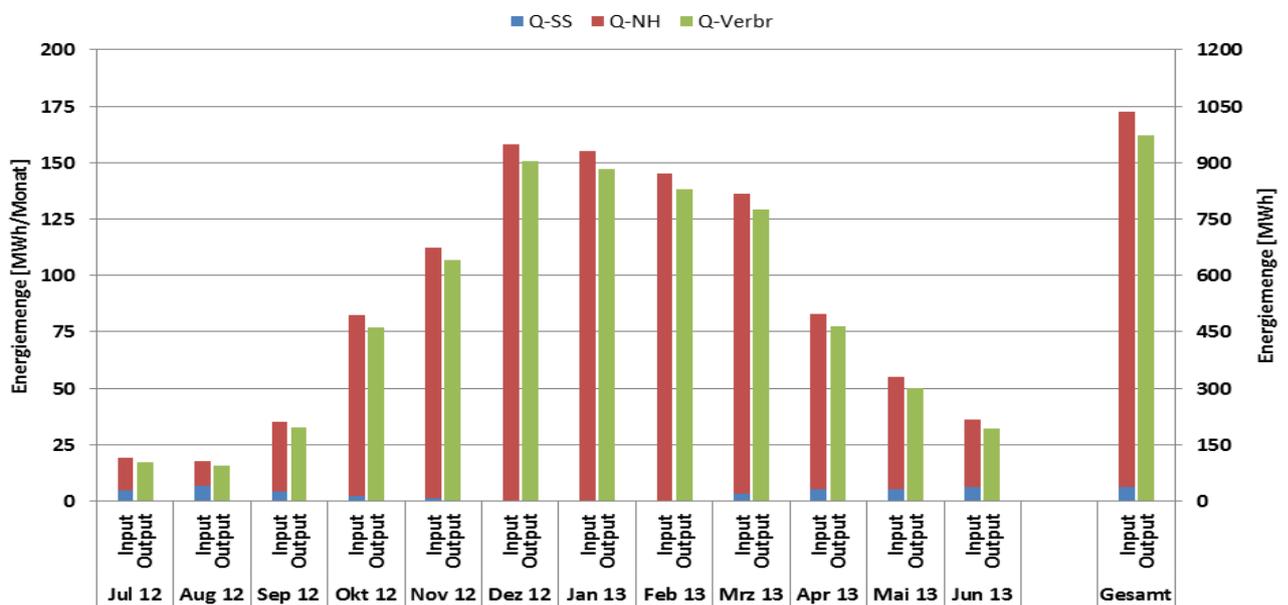


Abbildung 138: Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Kraubath“ (Juli 2012 bis Juni 2013)

Die in Abbildung 138 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die zwei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (rot: Nachheizung Biomassekessel; blau: Solarwärme) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün: Verbraucher im Nahwärmenetz). Man erkennt, dass der Beitrag der Solaranlage sehr gering ist und in den Wintermonaten ganz ausgeblieben ist. Unabhängig davon wären die Erträge in dieser Jahreszeit aufgrund des schneereichen Winters auch geringer gewesen.

#### 7.11.4 Vergleich von Messung und Planung

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam in diesem Fall für das Heranziehen der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase. Die im Programm T\*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Eine neuerliche Simulation mit tatsächlichen Verbräuchen und Klimadaten wurde nicht durchgeführt. Abbildung 139 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie). Die Anlage war im Jänner und Februar ausgeschaltet, weil Auskühlen des Puffers aufgrund einer vermutlich undichten Schwerkraftbremse befürchtet worden war. Die dadurch entgangenen Solarerträge sind zwar nicht mehr aufholbar, werden aber als gering eingeschätzt, da der Winter sehr schneereich war. Ab Februar konnte teilweise sogar mehr Solarertrag gewonnen werden als laut Planung vorgesehen war.

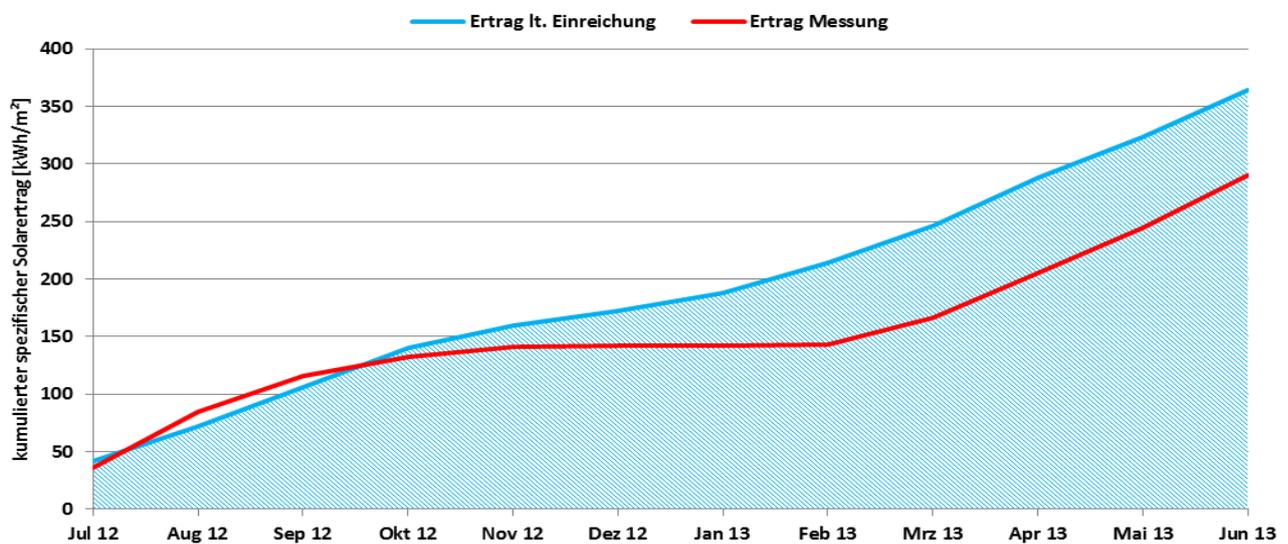


Abbildung 139: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Kraubath“ (Juli 2012 bis Juni 2013)

Der Verlauf des gemessenen spezifischen Solarertrags (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 364 kWh/m<sup>2</sup> berechnet) liegt nach dem Ende des einjährigen Monitoringzeitraums unter dem Simulationswert. Auf Grund des sehr schneereichen Winters bleiben die Erträge unter den Simulationswerten. Der gemessene spezifische Jahresertrag beträgt 290,4 kWh/m<sup>2</sup>.

Der mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelte solare Deckungsgrad im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 140 dargestellt. Aufgrund des weit unterschätzten Verbrauchs liegt der solare Deckungsgrad bisher immer niedriger als in der Simulationsrechnung. Über den gesamten Monitoringzeitraum wird ein Deckungsgrad von 4 % erreicht, der Planungswert liegt bei 66 %.

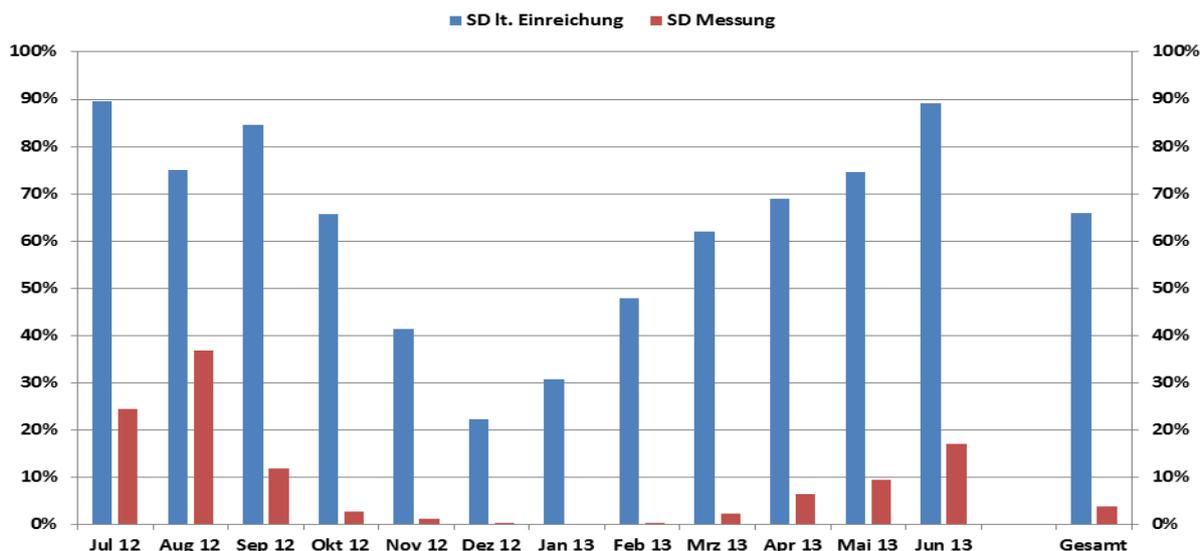


Abbildung 140: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Kraubath“ (Juli 2012 bis Juni 2013)

Der gemessene Verbrauch (der Jahresverbrauch wurde mit rund 88 MWh berechnet) erwies sich deutlich höher als der Simulationswert (Abbildung 141). Das ist auch der Grund für den geringen solaren Deckungsgrad. Der gemessene Jahresverbrauch beträgt 974 MWh, das ist um einen Faktor 11 größer als die eingereichte Planung.

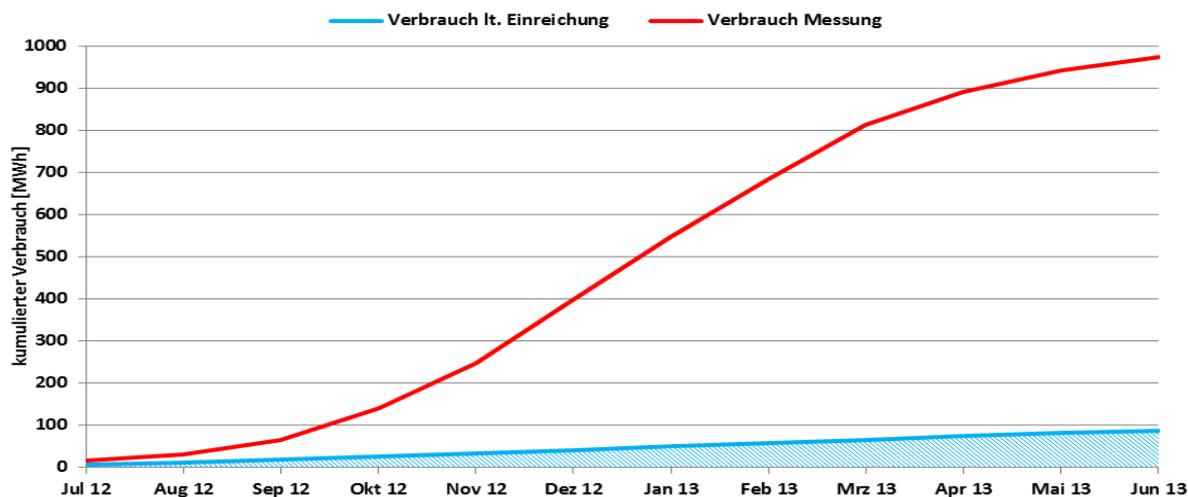


Abbildung 141: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Kraubath“ (Juli 2012 bis Juni 2013)

### 7.11.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Abbildung 142 zeigt beispielhaft das Verhalten der Solaranlage. Das Zusammenspiel zwischen Primär- und Sekundärkreis funktioniert gut. Allerdings tritt am 17. November Stagnation der Solaranlage auf, weil der Pufferspeicher aufgrund des Betriebs der Nachheizung geladen ist. Es zeigt sich, dass in der Nacht unerwünschte Zirkulationsströmungen in den Solarkreisen auftreten. Beispielsweise ist die Kollektortemperatur am Hackgutlager in der Nacht auf 18.11. teilweise um rund 15 K höher als die Kollektortemperatur am Heizhaus. In der Nacht darauf ist der Temperaturunterschied umgekehrt. Ursache waren undichte Schwerkraftbremsen, als Abhilfe wurden Ventile eingebaut, die nur offen sind, wenn die Solarprimärpumpe eingeschaltet ist. Diese Optimierung wurde nicht mehr innerhalb des Monitoringzeitraums umgesetzt.

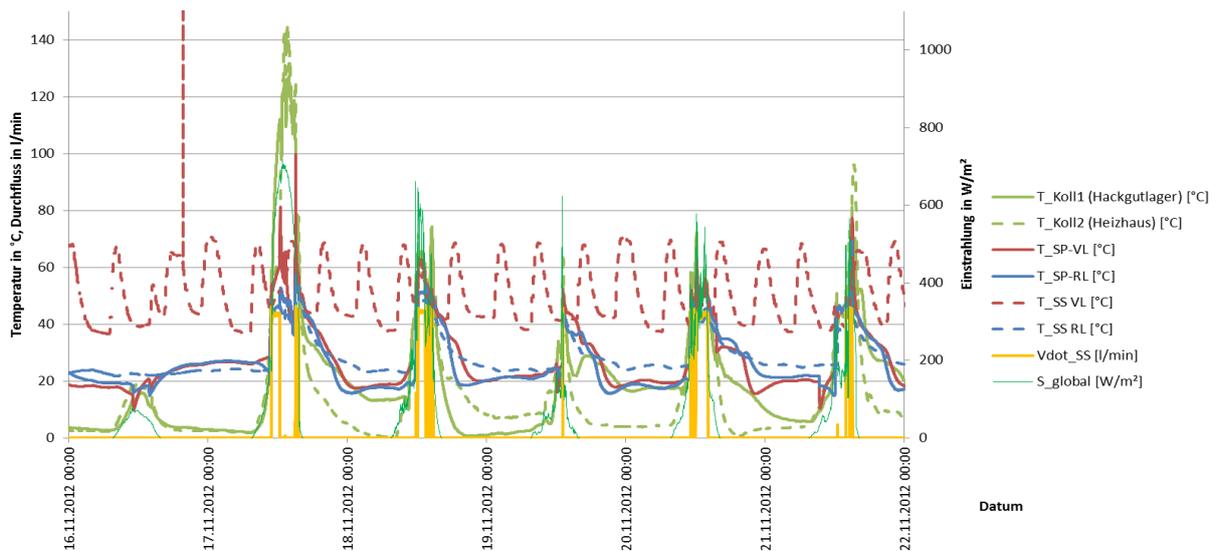


Abbildung 142: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Globalstrahlung in Kollektorebene sowie Temperaturverläufe im Primär- und Sekundärkreis sowie Volumenstrom im Sekundärkreis des Solarsystems (16.11.2012 bis 22.11.2012)

Abbildung 143 zeigt exemplarisch, dass die Temperaturschichtung im Speicher bei vollem Betrieb der Nachheizung nicht gegeben ist, und daher die Solaranlage nicht mehr einspeichern kann. Dadurch geht die Anlage in Stagnation. Um Puffervolumen für die Solaranlage bereitstellen zu können und damit Stagnation der Anlage zu verhindern, ist als Optimierung vorgeschlagen worden, Ventil 1 zu öffnen und stattdessen Ventil 2 zu schließen, sodass die Nachheizung auf halber Höhe und nicht ganz unten aus dem Pufferspeicher saugt. Diese Maßnahme ist vom Fördernehmer umgesetzt worden. Die Auswirkung lässt sich an Abbildung 144 erkennen. Die mittlere Puffertemperatur steigt nur, wenn die Solaranlage in Betrieb war. Durchfluss im Nachheizungskreis bewirkt keine sichtbare Beeinflussung der mittleren Puffertemperatur.

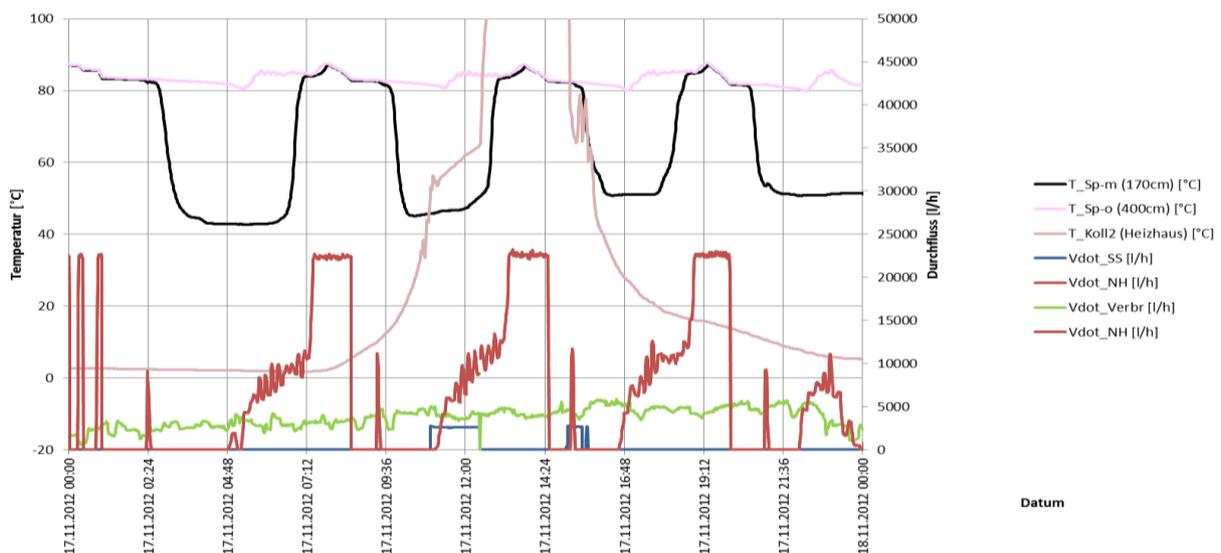


Abbildung 143: Beispielhafte Verläufe der Speichertemperaturen, der Kollektortemperatur am Heizhaus sowie der aufgezeichneten Volumenströme (17.11.2012)

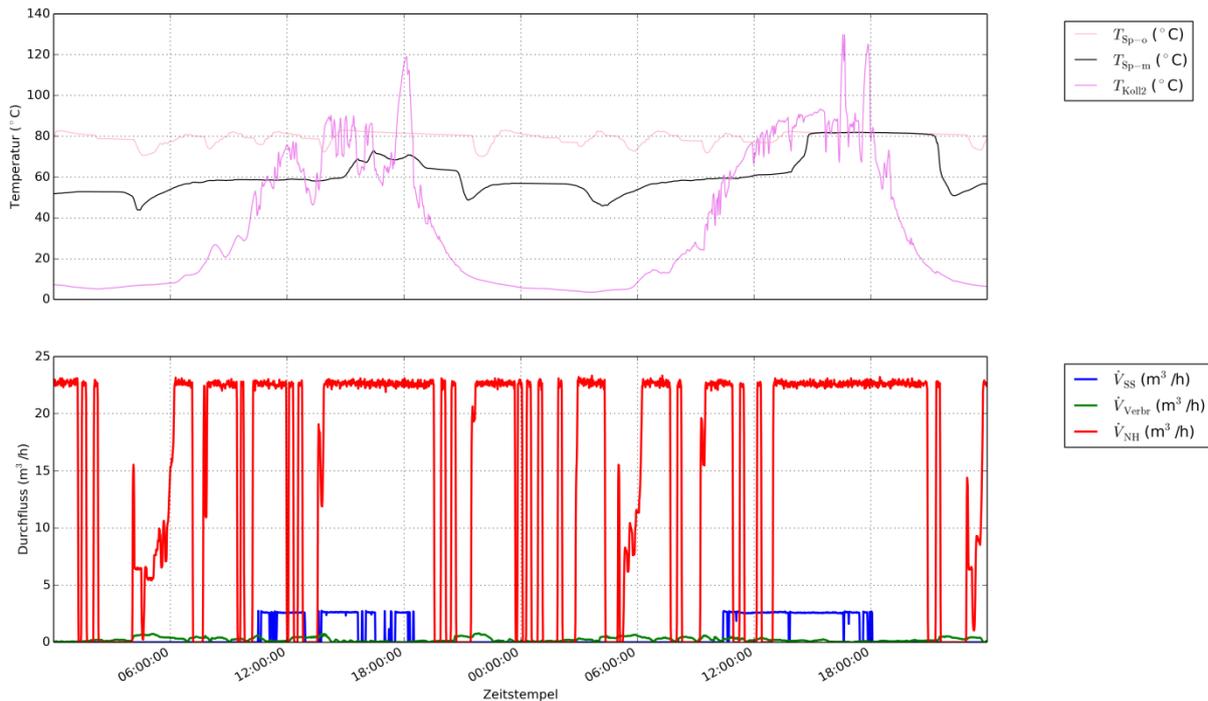


Abbildung 144: Beispielhafte Verläufe der Speichertemperaturen, der Kollektortemperatur am Heizhaus sowie der aufgezeichneten Volumenströme (20.-22.5.2013)

Der Betrieb der Nachheizung ist an der Abbildung 145 für knapp eine Woche Ende Dezember dargestellt. Der Betrieb war sehr gleichmäßig, was hinsichtlich der Lebensdauer des Heizkessels ideal ist. Häufige Ein- und Ausschaltvorgänge würden auf eine Überdimensionierung hindeuten.

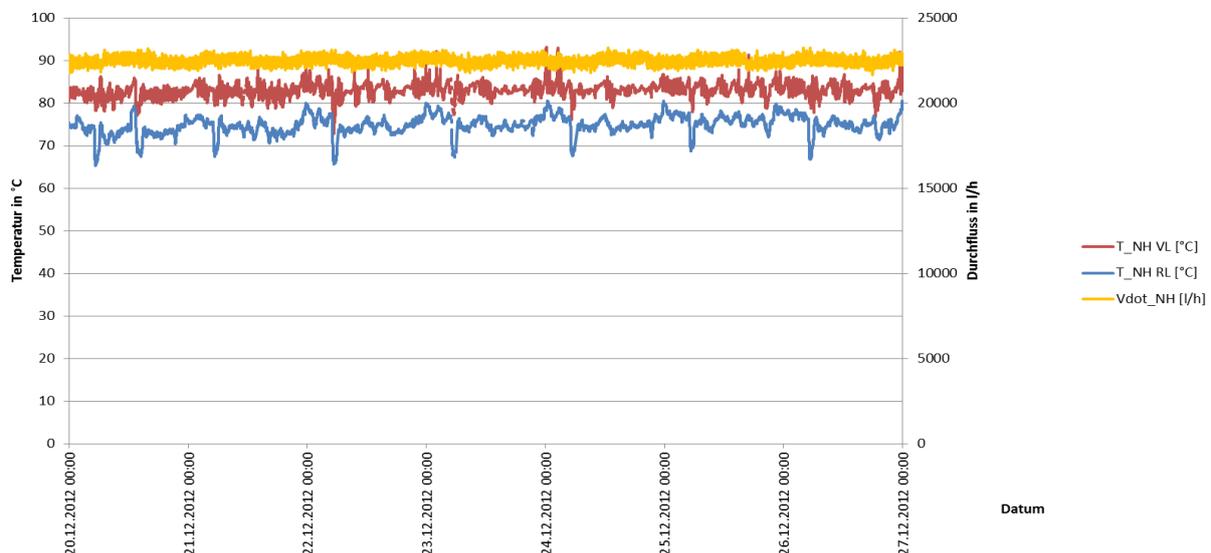


Abbildung 145: Beispielhafte Verläufe der Vor- und Rücklauftemperaturen sowie des Volumenstroms im Nachheizungskreis (20.12.2012 bis 26.12.2012)

Vor- und Rücklauftemperatur (rot und blau), Durchfluss (gelb) und Leistung (grün) vor der Beimisch-Schaltung des Verbraucherkreises sind für den gesamten Monitoring-Zeitraum in Abbildung 146 dargestellt (Stundenmittelwerte). Die Rücklauftemperatur liegt praktisch immer über 40 °C, im Sommer meist über 50 °C. Anhand der Jahresdauerlinie (sortiert nach der Leistung im Netz) in Abbildung 147 zeigt sich, dass der maximale Stundenmittelwert von rund 370 kW unter der Auslegungsleistung des Hackgutkessels liegt.

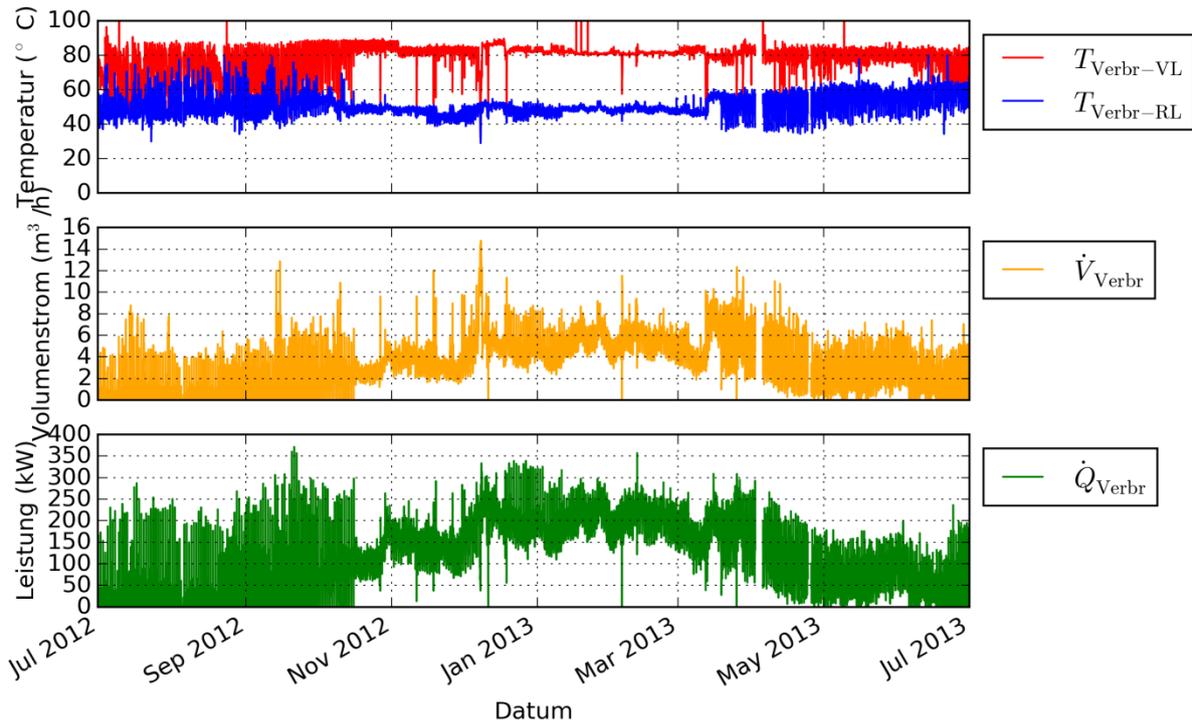


Abbildung 146: Vor- und Rücklauftemperatur, Durchfluss und Leistung vor der Beimisch-Schaltung des Verbraucherkreises (Stundenmittelwerte, Zeitraum: Juli 2012 bis Juni 2013)

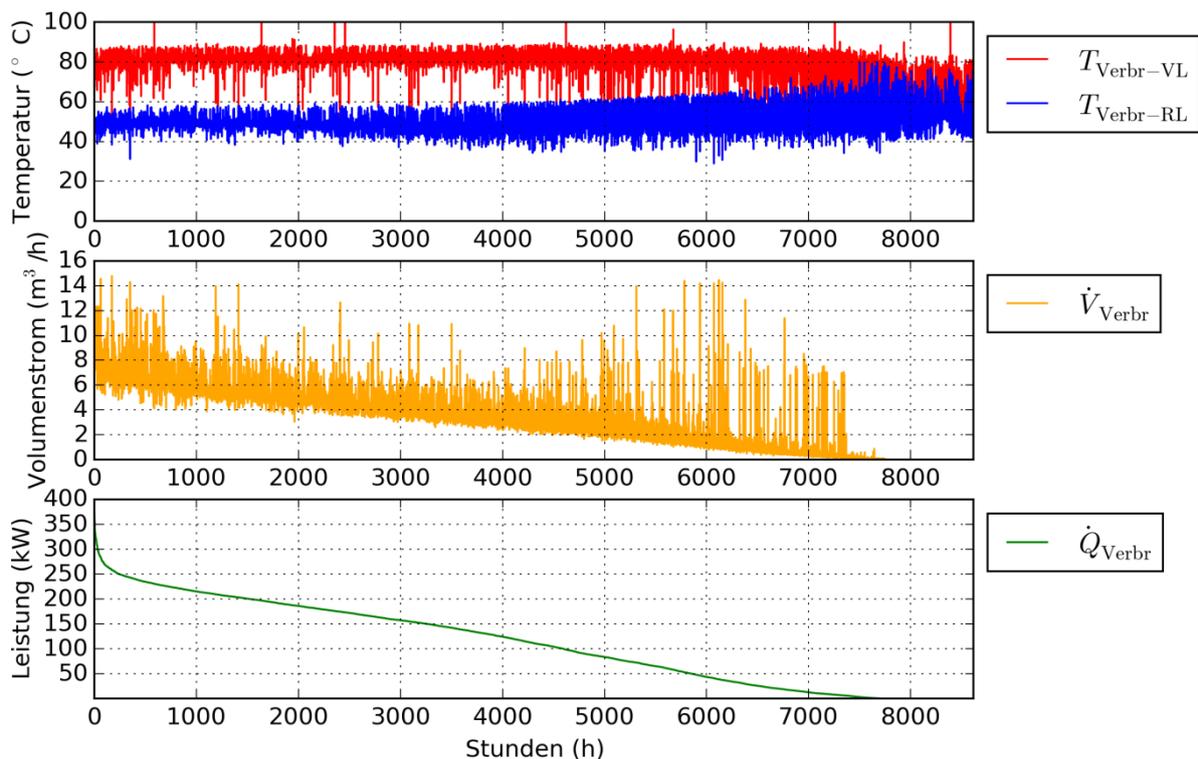


Abbildung 147: Vor- und Rücklauftemperatur, Durchfluss und Leistung vor der Beimisch-Schaltung des Verbraucherkreises, sortiert nach der Leistung (Stundenmittelwerte, Zeitraum: Juli 2012 bis Juni 2013)

Das Zusammenspiel der Erzeuger zeigt Abbildung 148 für den gesamten Monitoring-Zeitraum (Tagesmittelwerte). Im oben dargestellten Zeitverlauf sieht man, dass der im

Winter besonders hohe Verbrauch nur vom Hackgukessel gedeckt wird. Die Solaranlage kann Verbrauch im Sommer nicht allein decken.

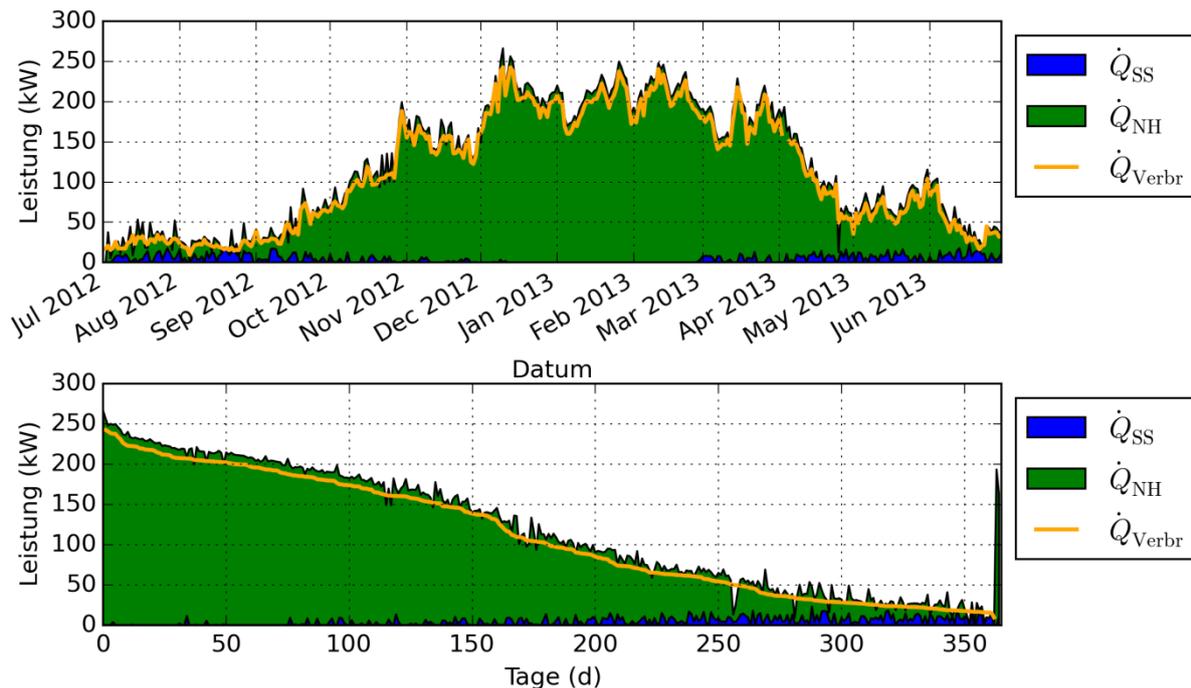


Abbildung 148: Oben: Leistungen der Erzeuger (gestapelt) sowie Leistung im Verbraucherkreis (Linie). Unten: Wie oben, sortiert nach der Leistung im Verbraucherkreis (Tagesmittelwerte, Zeitraum: Juli 2012 bis Juni 2013)

### 7.11.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage läuft relativ problemlos. Allerdings war sie im Jänner und Februar ausgeschaltet, weil ein Auskühlen des Puffers aufgrund einer vermutlich undichten Schwerkraftbremse befürchtet worden war. Die dadurch entgangenen Solarerträge waren zwar nicht mehr aufholbar, werden aber als gering eingeschätzt, da der Winter sehr schneereich war. Ab Februar konnte teilweise sogar mehr Solarertrag gewonnen werden als laut Planung vorgesehen war.

Um Puffervolumen für die Solaranlage bereitstellen zu können und zur Verminderung der Anlagenstagnationszeiten der Anlage, wurde als Optimierung vorgeschlagen, Ventil 1 zu öffnen und stattdessen Ventil 2 zu schließen, sodass die Nachheizung auf halber Höhe und nicht ganz unten aus dem Pufferspeicher saugt. Die mechanischen Rückschlagklappen im Solarprimärkreis sind laut Fördernehmer durch elektrische getauscht worden, die mit den Solarpumpen gemeinsam geschaltet werden. Diese Optimierung wurde nicht mehr innerhalb des Monitoringzeitraums umgesetzt.

## 7.12 Unfallkrankenhaus Graz, Stmk.

### 7.12.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Unfallkrankenhaus Graz
<u>Adresse:</u>	8010 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetz (Mikronetz des Unfallkrankenhauses Graz)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserversorgung UKH Graz (145 Betten)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	210 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	9 x 1,8 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Gaskessel (2 x 700 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	9 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	475 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juli 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Projektes „Solare Einspeisung in das Warmwasserversorgungssystem des UKH Graz“ sollte laut Einreichung das UKH Graz (ca. 145 Betten) einschließlich Schwimmbad, auch das LKH-West (265 Betten), die AUVA Landesstelle (ca. 10.000 m<sup>2</sup> Büro) sowie das AUVA Personalhaus (ca. 1.350 m<sup>2</sup> Wohnungen) mit Warmwasser aus einem Mikronetz versorgt werden. Daraus resultierte ein in der Einreichphase prognostizierter durchschnittlicher Warmwasserbedarf von 20.000 Liter pro Tag. Entgegen dieser Prognose wird über das Mikronetz aktuell nur die Warmwasserbereitung des UKH selbst (Warmwasserbedarf von ca. 6.000 Liter pro Tag) versorgt. Neben dem Solarsystem galt es die Abwärme aus zwei Kompressionskältemaschinen (KKM) in die zentrale Warmwasserbereitung einzubinden bzw. die Nachheizung mit dem vorhandenen Kesselanlagen (Gas) vorzunehmen.

Für die Aufstellung der solarthermischen Anlage wurde die Dachfläche der Energiezentrale, mit einer gesamt zur Verfügung stehenden Fläche von rund 800 m<sup>2</sup> gewählt (siehe Abbildung 149). Es wurden drei Kollektorfelder mit insgesamt 210 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche unter einem Aufstellungswinkel von 45° montiert. Die Ausrichtung der drei Kollektorfelder weicht etwas voneinander ab. Zwei der insgesamt drei Kollektorfelder (167 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) weisen eine vollständige Südausrichtung auf. Ein Kollektorfeld, mit einer Bruttokollektorfläche von knapp 43 m<sup>2</sup>, wurde aus Platzgründen um 33° nach Osten ausgerichtet.

Im Zuge der Sanierung des Heizhauses (ab Mai 2011) wurden unter anderem Rohrdämmungen erneuert, Pufferspeicher errichtet, neue Gaskessel in Betrieb genommen sowie die Abwärmenutzung aus den Kältemaschinen und die solarthermische Anlage an die zentrale Warmwasserbereitung angeschlossen. Das UKH Graz bzw. die anderen Warmwasserverbraucher befinden in einer Entfernung von etwa 500 m zum Heizhaus, weshalb die Warmwasserverteilleitung und die Zirkulationsleitung als eigenes Wärmenetz (parallel zur Raumwärmeversorgung) betrieben werden. Die Warmwasser- sowie Zirkulationsrohre verlaufen unterirdisch in einem Schacht zwischen Heizzentrale und Krankenhaus.



Abbildung 149: Ansicht des "Unfallkrankenhauses Graz" (links, Bildquelle: AUVA) und Ansicht des 210 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfelds am Dach des Heizhauses (rechts, Bildquelle: AEE INTEC)

### 7.12.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das aktuell gültige Hydraulikkonzept kann in Abbildung 150 eingesehen werden. Das Solarsystem (Low Flow) speist in 9 Pufferspeicher zu je 1.750 Liter. Eine Intervention des Begleitforschungsteams zur Reduktion der Speicheranzahl bereits in der Planungsphase verlief leider erfolglos. Drei Speicher wurden jeweils in Gruppen parallel verschaltet. Die daraus resultierenden drei Gruppen wurden in weiterer Folge in Serie miteinander verbunden. Die Regelstrategie sieht vor, dass die Ladung der Pufferspeicher bei einer Temperaturdifferenz zwischen Kollektorfeld und Pufferspeicher größer 8 K erfolgt. Sinkt die Temperaturdifferenz auf unter 5 K wird die Speicherladung unterbrochen. Die maximale Speichertemperatur ist mit 80 °C begrenzt. Die Übertragung der Solarwärme auf das Frischwasser erfolgt im Durchflussprinzip als Vorwärmstufe. Die Nacherwärmung über das Gaskesselsystem auf rund 60°C erfolgt ebenfalls im Durchflussprinzip. Ursprünglich war die Abwärmenutzung als erste Vorwärmstufe ausgeführt. Durch Analysen des Begleitforschungsteams konnte nachgewiesen werden, dass aufgrund der Reduktion des tatsächlichen Warmwasserverbrauchs im Vergleich zur Planung (um mehr als zwei Drittel) die Solaranlage als zweite Vorwärmstufe durch die Abwärmenutzung zu großen Teilen blockiert wurde. Noch im August 2012 wurde aus diesem Grund die Abwärmenutzung aus dem Warmwasserbereitungssystem geschaltet und stattdessen in den Raumheizungskreislauf integriert. Ein dem Nachheizungswärmetauscher in Serie geschalteter Bereitschaftsspeicher mit 1.750 Liter soll die Versorgungssicherheit gewährleisten und Leistungsspitzen reduzieren.

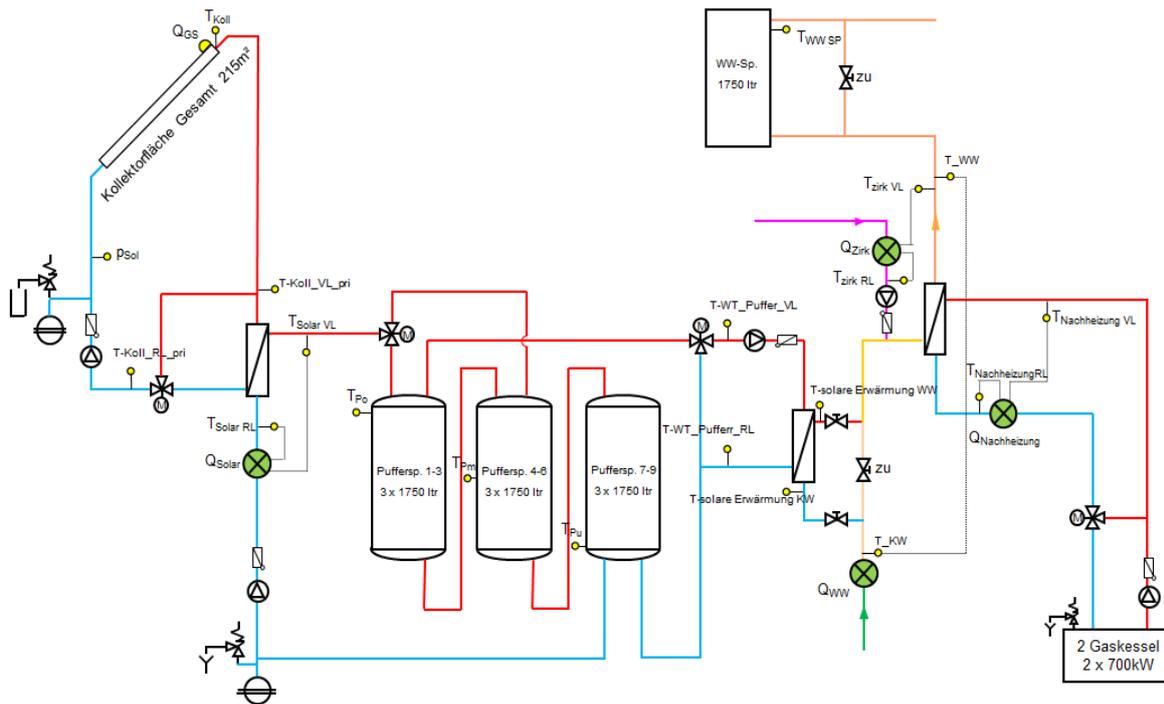


Abbildung 150: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Unfallkrankenhaus Graz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $Q_{GS}$  Globalstrahlungssensor
- $T_{Koll}$  Kollektortemperatur
- $P_{sol}$  Drucksensor Primärkreis
- $T_{Koll-VL-pri}$  Solarvorlauftemperatur Primärkreis
- $T_{Koll-RL-pri}$  Solarrücklauftemperatur Primärkreis

**Solar-Sekundärkreis & Speicher**

- $T_{Solar VL}$  Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
- $T_{Solar RL}$  Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
- $Q_{Solar}$  Wärmemengenzähler Solar
- $T_{Po}$  Pufferspeicher-1-Temperatur Oben
- $T_{Pm}$  Pufferspeicher-4-Temperatur Mitte
- $T_{Pu}$  Pufferspeicher-9-Temperatur Unten
- $T_{WT-Puffer-VL}$  Vorlauftemperatur solare Warmwasserbereitung
- $T_{WT-Puffer-RL}$  Rücklauftemperatur solare Warmwasserbereitung

**Warmwasserbereitung**

- $T_{Solar VL}$  Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
- $T_{Solar RL}$  Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
- $Q_{WW}$  Wärmemengenzähler Frischwasser
- $T_{KW}$  Kaltwassertemperatur
- $T_{WW}$  Warmwassertemperatur
- $T_{Solare WW-Bereitung WW}$  Frischwassertemperatur nach solarer Aufheizung
- $T_{Solare WW-Bereitung KW}$  Frischwassertemperatur vor solarer Aufheizung
- $T_{Zirk VL}$  Zirkulationsleitungstemperatur nach Aufheizung
- $T_{Zirk RL}$  Zirkulationsleitungstemperatur Rücklauf
- $Q_{Zirk}$  Wärmemengenzähler Zirkulationsleitung
- $T_{WW Sp}$  Warmwasserspeichertemperatur Oben

Nachheizung

$T_{\text{Nachheizung VL}}$	Vorlauftemperatur Gaskessel-Nachheizung
$T_{\text{Nachheizung RL}}$	Rücklauftemperatur Gaskessel-Nachheizung
$Q_{\text{Nachheizung}}$	Wärmemengenzähler Gaskessel-Nachheizung
$T_{\text{WRG VL}}$	Vorlauftemperatur WRG-Kältemaschine
$T_{\text{WRG RL}}$	Rücklauftemperatur WRG-Kältemaschine
$Q_{\text{WRG}}$	Wärmemengenzähler WRG-Kältemaschine

**7.12.3 Energiebilanz**

Die Energiebilanz des UKH Graz ist für den Betrachtungszeitraum August 2012 und Juli 2013 in Abbildung 151 dargestellt. Der für die Erwärmung des Frischwassers bzw. der zur Kompensation der Zirkulationsverluste benötigte Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb) sowie über die Gaskessel (grau) statt. Deutlich ist der hydraulische Umbau im August 2012 (Integration der Abwärme in den Raumheizungskreislauf) zu erkennen, denn ab September erfolgte kein Abwärmeeintrag (rot) mehr in das Warmwasserbereitungssystem. Der Wärmeoutput setzt sich aus dem benötigten Energieeintrag für das Erwärmen des Kaltwassers (blau) sowie aus den Zirkulationsverlusten (violett) zusammen. Erwartungsgemäß zeigten sich beim gegenständlichen Warmwasserbereitungssystem enorme Zirkulationsverluste, was auf den dauerhaften Betrieb der Zirkulationspumpe (Vorschriften aus der Hygienenorm ÖNORM B5019) in Verbindung mit der einfachen Verteillitungslänge von rund 500 m zurückgeführt werden kann. Ebenfalls stellen sich auch erhebliche Verluste in der Wärmebereitstellung aus Solarsystem und Gaskessel ein, die aus langen Rohrleitungen und einer Vielzahl von Einzelspeichern resultieren.

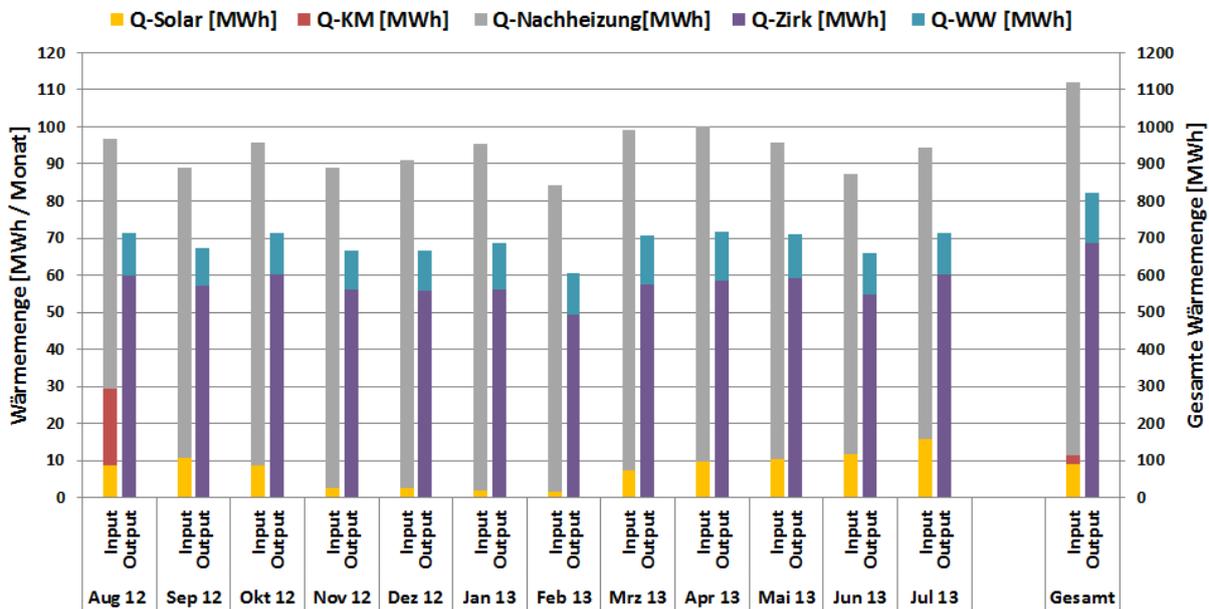


Abbildung 151: Energiebilanz der Anlage „Unfallkrankenhaus Graz“ (August 2012 bis Juli 2013)

**7.12.4 Vergleich Simulation – Messwerte**

Bei den im Rahmen des Monitoring durchgeführten Messungen des Warmwasserverbrauchs zeigte sich dieser deutlich niedriger als ursprünglich in der Planungsphase (und auch der Einreichung zum Förderprogramm) angenommen wurde. Im Gegensatz zum prognostizierten Warmwasserverbrauch von 20.000 Liter pro Tag, liegt der im Tagesmittel gemessene Warmwasserverbrauch bei rund 6.000 Liter. Infolgedessen wurde auf Basis des gemessenen Warmwasserverbrauchs eine erneute Simulation mit T\*Sol

durchgeführt. Die Simulation wurde auf Basis der tatsächlich umgesetzten Anlagenauslegung und einem für den Standort Graz durchschnittlichen Klimadatensatz durchgeführt. Die aus dieser Simulation erhaltenen Vergleichswerte (Solarertrag, Solarer Deckungsgrad, Warmwasserverbrauch) werden in weiterer Folge für die Beurteilung der Anlage herangezogen.

Ein Vergleich des gemessenen Solarertrags (rote Linie) mit dem Simulationswert (blau schraffierte Fläche) zeigt Abbildung 152. Es ist ersichtlich, dass die Messwerte nach dem Ende der einjährigen Monitoringphase mit 475 kWh/m<sup>2</sup>a geringfügig unter dem Simulationswerten von 498 kWh/m<sup>2</sup>a. liegen. Das in Abbildung 152 erkennbare Absinken des gemessenen Solarertrags in den Monaten Jänner 2013 und Februar 2013 ergibt sich aus der geringeren Einstrahlungsleistung dieser Monate, im Vergleich mit dem für die Simulation verwendeten Klimadatensatz (vgl. Abbildung 153).

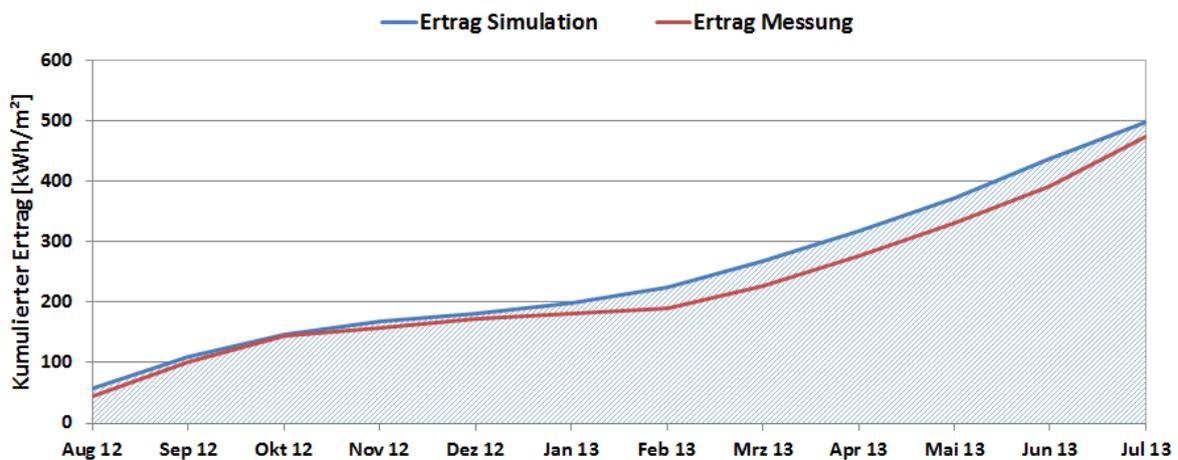


Abbildung 152: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Unfallkrankenhaus Graz“ (August 2012 bis Juli 2013)

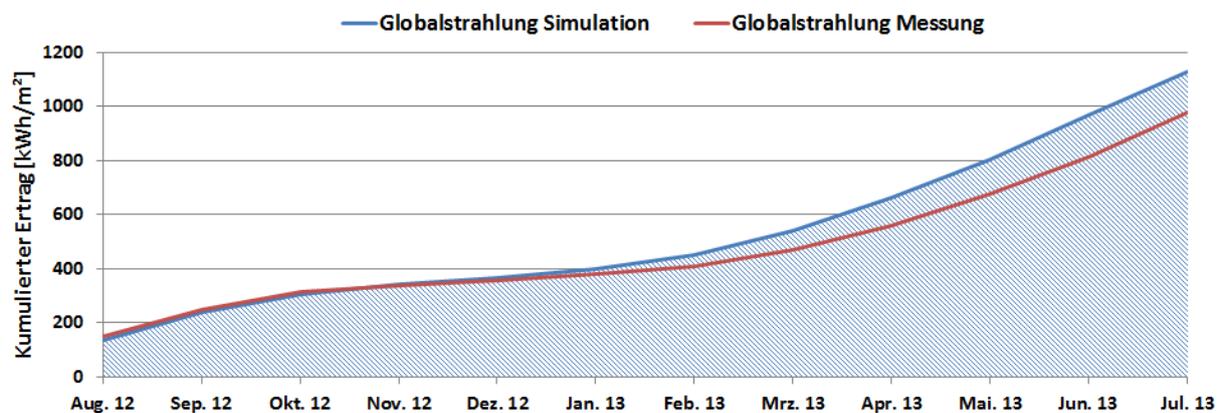


Abbildung 153: Vergleich des gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert für den Standort Graz (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 154 stellt den Monatsvergleich des simulierten solaren Deckungsgrades (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad dar. Es zeigte sich, dass die gemessenen solaren Deckungsgrade in den Monaten September 2012 und Oktober 2012 über den Simulationsprognosen (blauer Balken) lagen. In den Monaten Jänner 2013 und Februar 2013 blieb der gemessene solare Deckungsgrad deutlich unter dem Erwartungswert der Simulation, verursacht durch geringere Solarerträge in Folge einer geringen tatsächlichen Solareinstrahlung und überdurchschnittlich hoher Schneelage. Ab März 2013 wurde der prognostizierte solare Deckungsgrad zum Teil deutlich überschritten und nach Ende der einjährigen

Monitoringphase liegt der gemessene solare Jahresdeckungsgrad mit 8,7 % geringfügig über den Simulationsprognosewert.

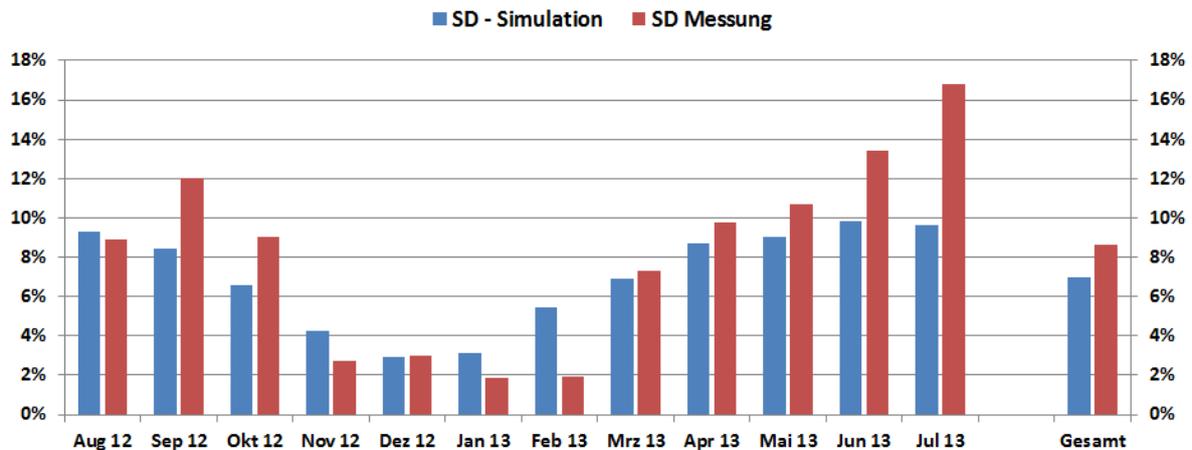


Abbildung 154: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Unfallkrankenhaus Graz“ (August 2012 bis Juli 2013)

Der gemessene (blau schraffiert) sowie der simulierte (rote Linie) Verbrauch der Warmwasserbereitung des „UKH Graz“ wird in Abbildung 155 dargestellt. Der gemessene monatliche Wärmeverbrauch der Warmwasserbereitung stellt sich als äußerst konstant dar und deckt sich ganzjährig mit dem zu Beginn der Monitoringphase neuerlich bestimmten Prognoseverbrauchswert (6.000 Liter bei 60°C/Tag).

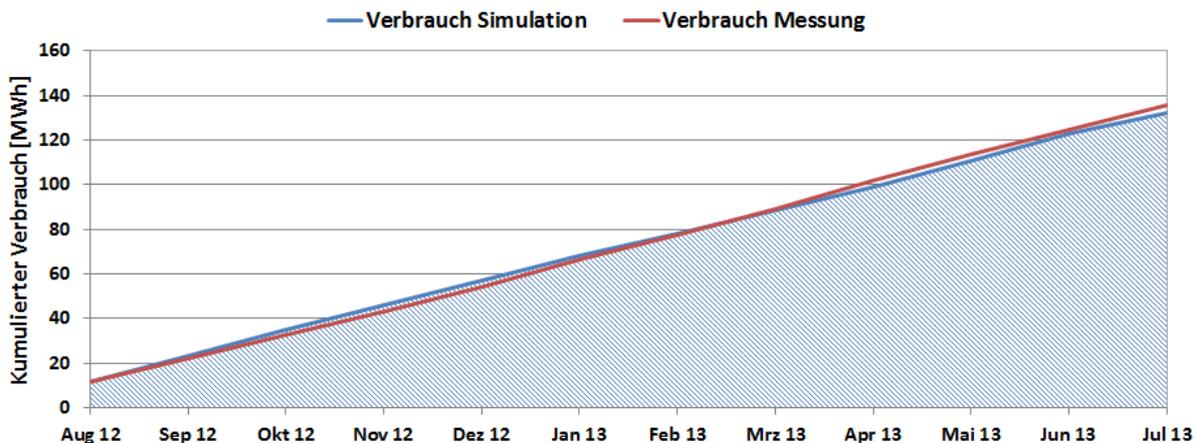


Abbildung 155: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Unfallkrankenhaus Graz“ (August 2012 bis Juli 2013)

### 7.12.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das im Förderprogramm eingereichte bzw. zu Beginn des Monitoringprozesses bereits umgesetzte Warmwasserbereitungskonzept sah die Einbindung der Abwärme aus den Kältemaschinen als erste Vorwärmstufe des Frischwassers vor (siehe Abbildung 156, linke Seite). Nach dem Start des Monitoringprozesses und ersten Analysen des Betriebsverhaltens im August 2012 durch das Begleitforschungsteam, konnte in diesem Bereich erhebliches Optimierungspotential detektiert werden. Laut Planung sollte durch die Abwärmenutzung das Frischwasser auf maximal 32 °C vorgewärmt werden. Wie in Abbildung 157 ersichtlich, wurde das Frischwasser aber deutlich höher (im Mittel auf 73 °C) erwärmt. Die Gründe hierfür liegen beim dem um mehr als zwei Drittel (im Vergleich zum Planwert) reduzierten Warmwasserverbrauch begründet. Wie in Abbildung 157 (linke Seite) ersichtlich, hatte die solarthermische Anlage nach der Einbindung der

Abwärme nur mehr begrenzt die Möglichkeit, das Frischwasser weiter zu erwärmen. Dies führte zwangsläufig zur Blockade des Solarsystems, was sich in sehr hohen Temperaturniveaus in den Solarspeichern bzw. im Kollektor zeigte. Daraus resultierten erhöhte Wärmeverluste (Kollektor, Rohrleitungen und Speicher) sowie größere Häufigkeiten für Anlagenstagnation. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde die hydraulische Positionierung der Abwärmeinbindung am 22. August 2012 verändert (siehe Abbildung 156, rechte Seite). Als Vorwärmstufe wurde darin das Solarsystem integriert. Die Abwärmenutzung wurde dabei in die Raumheizungsunterstützung integriert. Deutlich können die für den Betrieb des Solarsystems geänderten Rahmenbedingungen und die Auswirkungen in Abbildung 157 (rechte Seite) erkannt werden.

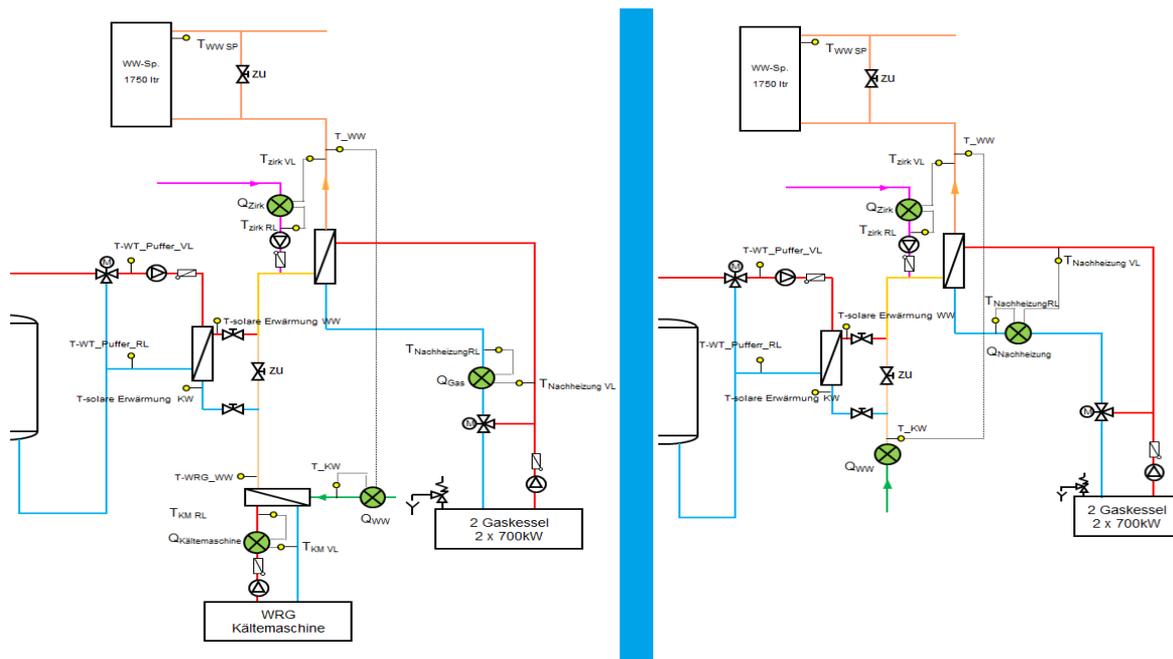


Abbildung 156: Hydraulik- und Messkonzept vor (linkes Schema) bzw. nach (rechtes Schema) dem Umbau der WRG-Einbindung

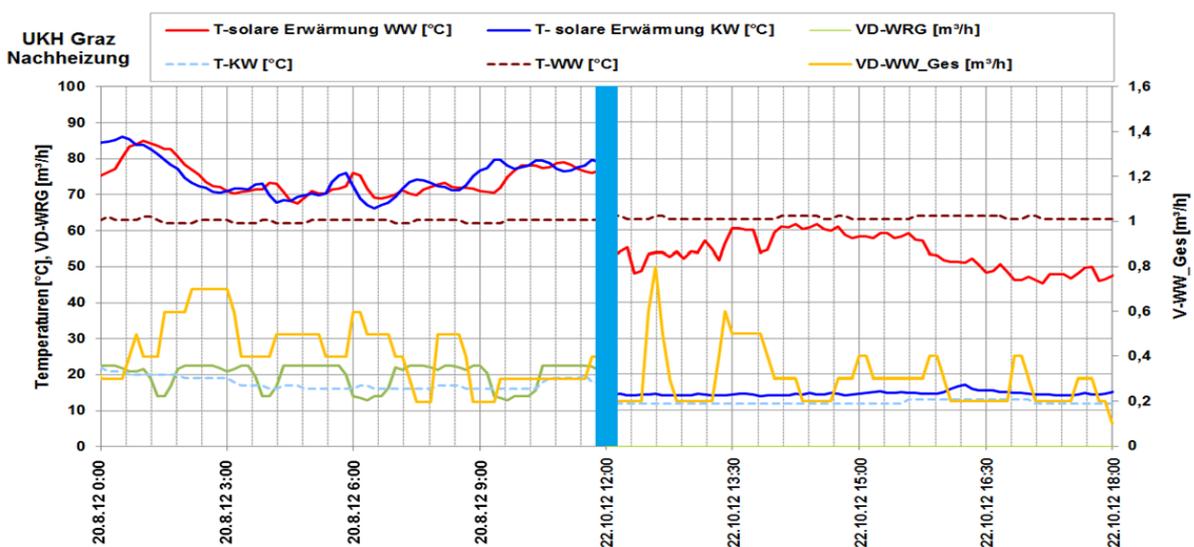


Abbildung 157: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasservorwärmungskreises zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme vor (links, 20.08.2012) und nach (rechts, 22.10.2012) dem Umbau der WRG-Einbindung

In Abbildung 158 ist die aktuelle Betriebsweise der unterschiedlichen Warmwassererwärmungsstufen (beispielhaft für den 22. Oktober 2012) dargestellt. Das Frischwasser (Abbildung 158, Punkt 1) wird in einer ersten Stufe mittels der solar gewonnenen Wärmeenergie aus den Pufferspeichern vom Kaltwassertemperaturniveau ausgehend auf bis zu 60 °C erwärmt (Abbildung 158, Punkt 2). Nach der solaren Erwärmung wird das Frischwasser mit dem Volumenstrom aus der Zirkulationsleitung zusammengeführt und in weiterer Folge durch die Gaskesselanlage nacherwärmt. Die Temperatur des Zirkulationsvolumenstroms beträgt dabei im Mittel rund 56 °C (entspricht dabei der Hygienenorm ÖNORM B5019). Die schlussendliche Eintrittstemperatur in den Spitzenlastspeicher bzw. die Warmwasserverteilung liegt bei ca. 64 °C (Abbildung 158, Punkt 3).

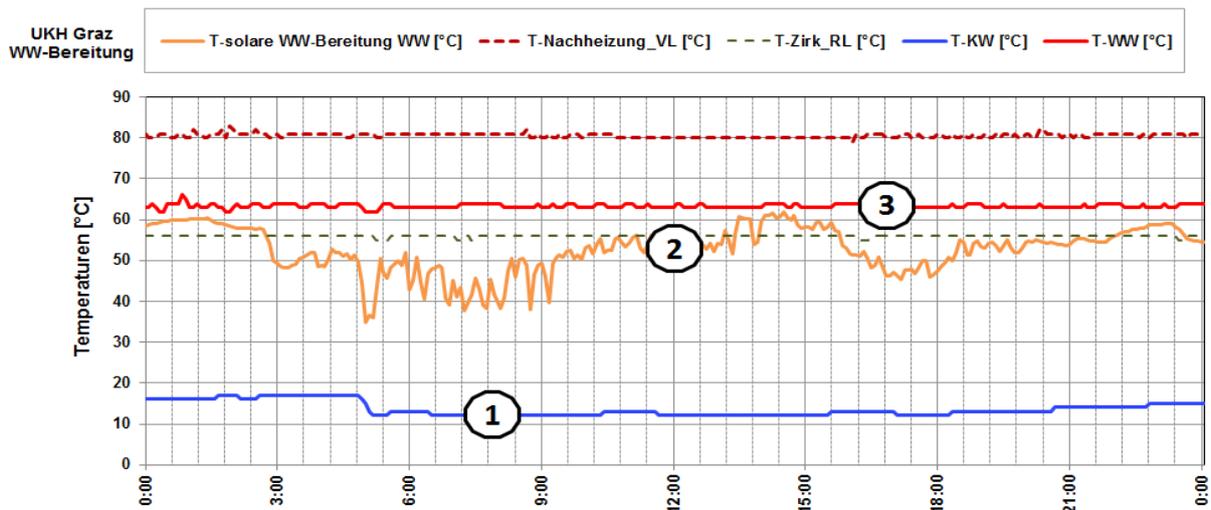


Abbildung 158: Beispielhafter Temperaturverlauf der Warmwasserbereitungsstufen (22.10.2012)

Ein weniger schwerwiegender Optimierungspunkt konnte seitens des Begleitforschungsteams im September 2012 festgestellt werden. Eine Analyse der Tagesverläufe des Solarkreislaufs zeigte im September 2012 an mehreren Tagen einen unerklärlichen Betrieb der Solarsekundärkreispumpe auch in den Nachtstunden (siehe Abbildung 159, linke Grafik, schwarze Umrahmung). Nach Rücksprache mit dem Betreiber konnte seitens des beteiligten Regelungsunternehmens ein Fehler in der Parametrierung der Solarsekundärkreispumpe festgestellt werden. Seit dem Zeitpunkt der Neuparametrierung, am 15.10.2012, kann das Betriebsverhalten des Solarkreislaufs als stabil bezeichnet werden (siehe Abbildung 159, rechte Grafik).

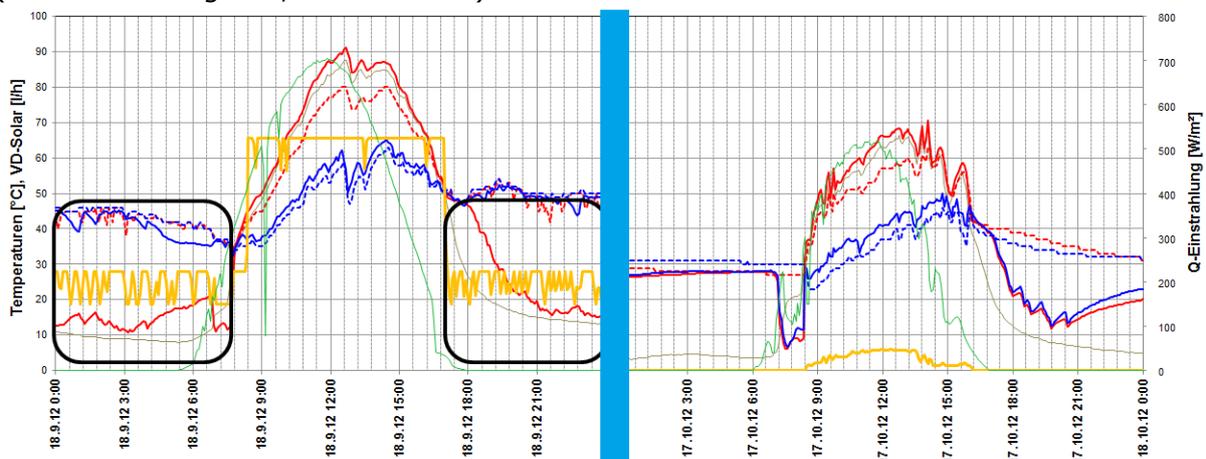


Abbildung 159: Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung und des Volumenstroms vor (links, 18.09.2012) und nach (rechts, 17.10.2012) der Neuparametrierung der Solarsekundärkreispumpe

Auch auf der Seite der Frischwassererwärmung konnten weitere Optimierungspotenziale detektiert werden. So wird die erste Vorwärmstufe (Solarwärme an Frischwasser) auf der Solarseite (zwischen Pufferspeicher und Durchflusswärmetauscher) sehr ungünstig betrieben, sprich ein nicht auf den aktuellen Warmwasserverbrauch abgestimmter Volumenstrom (konkret ein viel zu hoher Volumenstrom) führt insbesondere bei kleinen Zapfmengen zu einem sehr kleinen Temperaturunterschied zwischen Vorlauf und Rücklauf sowie zu ungünstig hohen Rücklauftemperaturen vom Wärmetauscher hin zu den Pufferspeichern. Die resultierenden Unterschiede in den Temperaturdifferenzen am Wärmetauscher in Folge der Volumenstromdiskrepanzen sind beispielhaft für den 18. September 2012 in Abbildung 160 dargestellt. Liegt die Temperaturdifferenz auf der Frischwasserseite zwischen 30 und 35 K, so liegt die Temperaturdifferenz vor und nach dem Wärmetauscher auf Seiten des Pufferspeichers nur bei rund 10 K. Die Folge ist, dass einerseits alle 9 Pufferspeicher (zu je 1.750 Liter) auf hohen Temperaturen gehalten werden (erhöhte Wärmeverluste) und andererseits die Kollektoranlage mit unnötig hohen Temperaturen beaufschlagt wird (ungünstiger Kollektorwirkungsgrad). Als Optimierungsmaßnahme wurde seitens des Begleitforschungsteams eine Anpassung der Pumpendrehzahlregelung in diesem Kreislauf vorgeschlagen, was sich im konkreten Fall als nicht so einfach herausstellte. Da die betreffende Pumpe auf einen hohen Warmwasserbedarf (Planungswert von 20.000 Liter pro Tag) mit hohen Verbrauchsspitzen dimensioniert wurde und der aktuelle Warmwasserverbrauch aber nur bei 6.000 Liter pro Tag liegt (klarerweise mit wesentlich geringeren Spitzen), kann die Pumpe nicht auf derartige Teillastwassermengen runtergeregelt werden. Da laut Betreiber noch nicht abgeschätzt werden konnte, in wie weit sich der Warmwasserbedarf zukünftig verändert (eine Verdoppelung des Warmwasserbedarfs wird durch die Erschließung eines weiteren Abnehmers in Aussicht gestellt), konnte die Umsetzung des seitens Begleitforschungsteams vorgeschlagenen Lösungsansatzes (die Installation einer zusätzlichen Teillastpumpe) bis zum Ende der einjährigen Monitoringphase nicht umgesetzt werden.

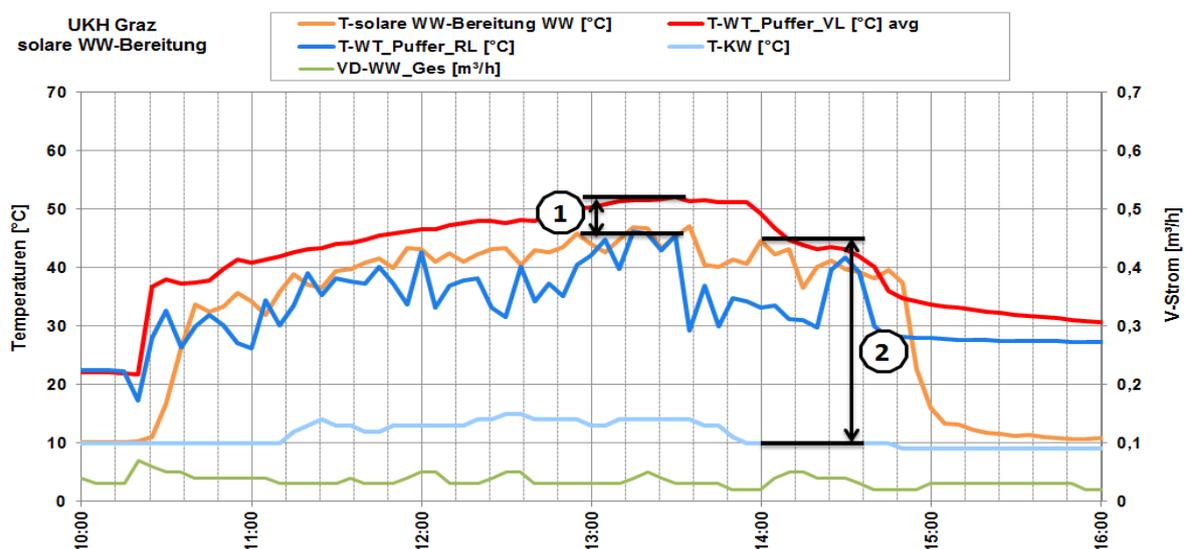


Abbildung 160: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasservorwärmungskreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (18.09.2012)

Wie bereits aus der Energiebilanz des Wärmeversorgungssystems ersichtlich (siehe Abbildung 151), treten vergleichsweise hohe Verlustanteile auf. Diese Verluste setzen sich zum einen aus den Zirkulationsleitungsverlusten und zum anderen aus den Verlusten im Heizhaus (Pufferspeicherverluste, Rohrleitungsverluste, etc.) zusammen. Die durchschnittlichen Gesamtverluste betragen pro Monat ca. 81 MWh. Bei einem Gesamtenergieeintrag von im Mittel 92 MWh werden daher nur rund 10 MWh pro Monat für die

Erwärmung des Frischwassers aufgewendet. Dieser hohe Verlustanteil resultiert einerseits aus den örtlichen und gleichzeitig kaum veränderbaren Gegebenheiten bei der Warmwasserbereitungsanlage UKH Graz (geringe Energiedichten, lange Rohrleitungen, örtliche Positionierung der Wärmeerzeuger, etc.) und andererseits aus erschließbaren Optimierungspotenzialen.

Die Zirkulationsverluste betragen im Monatsmittel rund 58 MWh bzw. 63% des Gesamtenergieeintrags. Diese hohen Verluste sind unmittelbar auf die langen Rohrleitungslängen, rund 500 m, zwischen UKH Graz, als Wärmeverbraucher, und dem Heizhaus zurückzuführen. Da die Dämmung der Verrohrungen bereits im Zuge der Sanierung optimiert wurde, ist aktuell keine weitreichende Verminderung dieser Zirkulationsverluste realisierbar. Ein mögliches Optimierungspotential der Wärmeverluste konnte jedoch beim Eintrag der Solarwärme auf das Frischwasser detektiert werden. Abbildung 161 zeigt einen Vergleich des Solareintrags in die Pufferspeicher mit der schlussendlich an das Frischwasser übertragenen Solarwärme. Gut ersichtlich ist, dass nur etwa 50 % der vom Kollektor generierten Wärme an das Frischwasser übertragen werden.

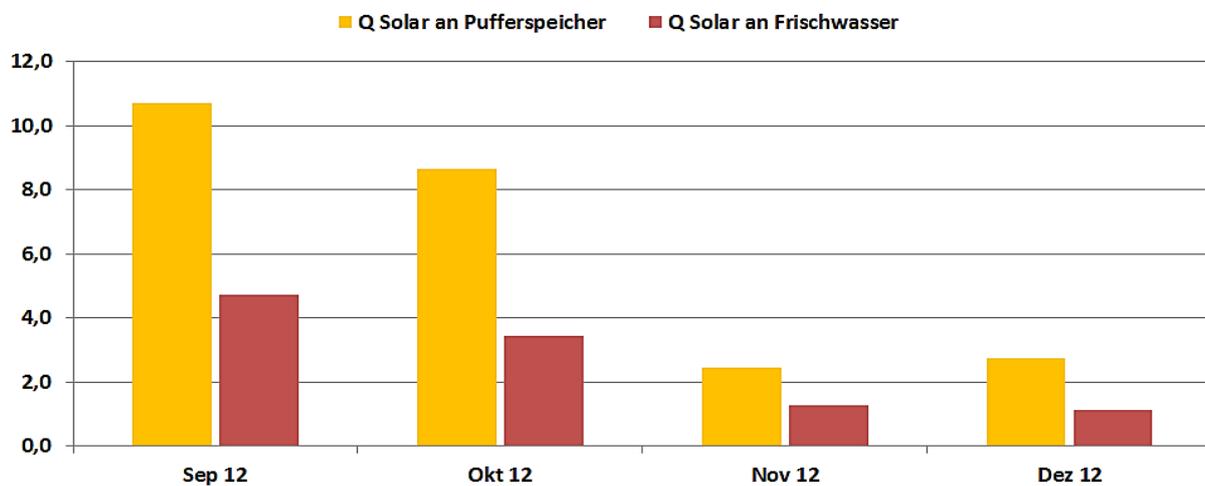


Abbildung 161: Wärmemengen von Solaranlage an Pufferspeicher sowie von Pufferspeicher an Frischwasser (September 2012 bis Dezember 2012)

Die relativ hohen Verluste sind unter anderem auf die Pufferspeicheranzahl (9 Stk. zu je 1.750 Liter) und dem daraus resultierenden, ungünstigen Verhältnis zwischen Oberfläche und Volumen zurückzuführen. Die Problemstellung des um zwei Drittel geringeren Warmwasserverbrauchs in Verbindung mit der Auslegung der Pumpe zwischen Pufferspeicher und Frischwasserwärmeübertrager trägt hier entscheidend zum Nichterreichen einer ausgeprägten Temperaturschichtung und somit zu hohen durchschnittlichen Speichertemperaturen bei. Darüber hinaus liegen auch große Entfernungen zwischen den Positionen der einzelnen Wärmeerzeuger und den jeweiligen Einspeisepunkten in das Warmwassererwärmungssystem vor, was die Wärmeverluste nochmals erheblich ansteigen lässt.

### 7.12.6 Anlagen Status Quo

Das einjährige Monitoringprogramm konnte bei der Anlage „UKH Graz“ mit Juli 2013 beendet werden. Im Betrachtungszeitraum konnten einzelne Optimierungsmaßnahmen detektiert und umgesetzt werden. Durch den Umbau der Anlagenhydraulik bzw. der Neueinbindung von Abwärmepotentialen konnte deutlich eine Verbesserung in der Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch eine Effizienzsteigerung des gesamten Wärmebereitungssystems erreicht werden. Des Weiteren konnte ein Fehler in der Pumpenregelung im Solarsekundärkreis detektiert und behoben werden. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase besteht bei der Anlage dennoch weiteres

Optimierungspotential. Ein zentraler Aspekt gilt hier der Wärmeverlustminimierung im gesamten Versorgungssystem.

Ein Aspekt ist dabei die Umsetzung einer Lösung zur Anpassung des Volumenstroms im Pufferspeicherkreislauf an die jeweilige Warmwasserzapfmenge. Damit könnte eine an die Kaltwassertemperatur angenäherte Rücklaufemperatur erreicht werden, wodurch große Teile des Speichervolumens kühl gehalten werden könnte. Weiters würde dadurch das Temperaturniveau für den Betrieb der Kollektoranlage gesenkt und bessere Kollektorwirkungsgrade könnten erreicht werden. Da laut Betreiber jedoch nicht abgeschätzt werden kann, in wie weit sich der Warmwasserbedarf zukünftig verändert (eine Verdoppelung des Warmwasserbedarfs könnte ev. durch einen weiteren Abnehmer erzielt werden), sind weitere Optimierungsoptionen (z.B. der Einbau einer zusätzlichen, kleineren Schwachlastpumpe) bis zum Ende der einjährigen Monitoringphase nicht umgesetzt worden.

## 7.13 Easy Life Schütz, OÖ

### 7.13.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Easy Life Schütz
<u>Adresse:</u>	4202 Sonnberg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	111 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Süd-Südwest
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5,5 m <sup>3</sup> Pufferspeicher, 740 m <sup>2</sup> Erdspeicher
<u>Hauptheizungssystem:</u>	2 Wärmepumpen (2 x 22 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	21% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	187 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Dezember 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Easy Life Schütz“ handelt es sich um die Einspeisung einer 111 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Bürogebäudes mit Halle im Bundesland Oberösterreich, siehe Abbildung 162. Der gesamte Neubau wird gewerblich genutzt (Elektrotechnik-Betrieb). Die Halle wird vorwiegend als Werkstätte und Lager genutzt.

Speziell ist bei diesem Projekt, dass neben den Wasserwärmespeichern (5,5 m<sup>3</sup>) die Bodenplatte und das sich darunter befindliche Erdreich mit insgesamt rund 740 m<sup>2</sup> als saisonaler Speicher Verwendung findet. Die Ausrichtung der Kollektoren erfolgte nach Süd-Südwest, die Neigung beträgt 45°, siehe Abbildung 163. Die Solaranlage reduziert in der gegenständlichen Anlage die Laufzeit einer Wärmepumpe, die als Wärmequelle den Erdspeicher nutzt.



Abbildung 162: Nordwest-Ansicht des Gebäudes „Easy Life Schütz“, Bildquelle: AIT



Abbildung 163: Aufgeständerte Kollektorfelder am Dach des Gebäudes „Easy Life Schütz“,  
Bildquelle: AIT



Abbildung 164: Linkes Bild: Solarsteuerung im Sekundärkreis mit drei Umschaltventilen und Abgänge zu den Energiespeichern (Mitte), Solarwärmetauscher (links oben) und Wärmetauscher zum Erdspeicher der Anlage „Easy Life Schütz“ (links unten). Rechtes Bild, v.l.n.r.: Heizungspuffer, zugehöriges Ausdehnungsgefäß, Ausdehnungsgefäß für Warmwasserspeicher, Warmwasserspeicher sowie zwei Ausdehnungsgefäße im Solarprimärkreis (oben) und Frischwassermodul (rechts)



Abbildung 165: Linkes Bild: Kältespeicher (links), zwei Wärmepumpen (Mitte) und die Abgänge zu den Verbrauchern (rechts oben) der Anlage „Easy Life Schütz“. Rechtes Bild: Monitoring-Box mit Eingangsbaugruppen (oben) und Industrie-PC (rechts)

### 7.13.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein komplexes Wärmeversorgungssystem für Raumheizung und Warmwasserbereitung. Dabei bedient das Solarsystem einen 1000 Liter Pufferspeicher für die Warmwasserbereitung („Warmwasserspeicher“ mit der höchsten Temperatur) und einen 4000 Liter Pufferspeicher für die Raumheizungsversorgung („Heizungspuffer“ mit mittlerer Temperatur), siehe Abbildung 164. Um die Speicherung von Solarerträgen über Wochen oder Monate zu ermöglichen, kann die Solaranlage Wärme unter die Fundamentplatten des Büro- und des Hallentrakts einspeichern („Erdspeicher“ mit geringster Temperatur). Der Erdspeicher ist mit einer 10 cm starken XPS-Schicht zur Bodenplatte hin gedämmt. Unter einer etwa 10 cm dicken Sandschicht unter der Dämmung sind die Erdregister unter dem Hallentrakt einlagig und unter dem Bürotrakt doppelagig (dazwischen 15 cm Sand) verlegt. Darunter befindet sich eine 5 cm dicke Sandschicht.

Aus dem Warmwasserspeicher wird ein zentrales Frischwassermodul versorgt. Sollte die Temperatur im Warmwasserspeicher unter ihren Sollwert sinken, werden zur Nachheizung stufenweise die beiden Sole/Wasser-Wärmepumpen aktiviert, die als Quelle den Erdspeicher nutzen, siehe Abbildung 165, linkes Bild.

Die Niedertemperatur-Raumheizungskreise (Deckenheizung in den Büros, Fußbodenheizung in der Halle) werden von den Wärmepumpen direkt versorgt, sofern das Temperaturniveau im Heizungspuffer nicht hoch genug ist. In diesem Fall wird der Heizungspuffer zum einen als hydraulische Weiche für die Wärmepumpen genutzt und dient gleichzeitig dazu, die Taktzyklen der Wärmepumpen bei Teillast zu verringern.

Für den Kühlfall können die Wärmepumpen umgekehrt betrieben werden, sodass der Erdspeicher als Wärmesenke für die Kühllast aus dem Bürotrakt eingesetzt wird. Ein Kältespeicher reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen und ermöglicht die kontinuierliche Raumkühlung über die Decke, auch wenn Warmwasserbedarf ansteht.

Zehn Wärmemengenzähler, 36 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Ventil- und zwei Kompressorstatus sowie zwei Stromzähler bilden in diesem Projekt die messtechnische Bestückung (siehe Abbildung 166). Die Monitoring-Box zeigt Abbildung 165, rechtes Bild.

Im Zuge der Datenanalyse durch die Begleitforschung ist als eine Optimierungsmaßnahme der Einbau von Ventilen in die Rücklaufleitungen im Solarsekundärkreis vorgeschlagen worden. Zwei Ventile sind im August 2013 eingebaut worden: Am Warmwasserspeicher und am Heizungspuffer, siehe Abbildung 166.

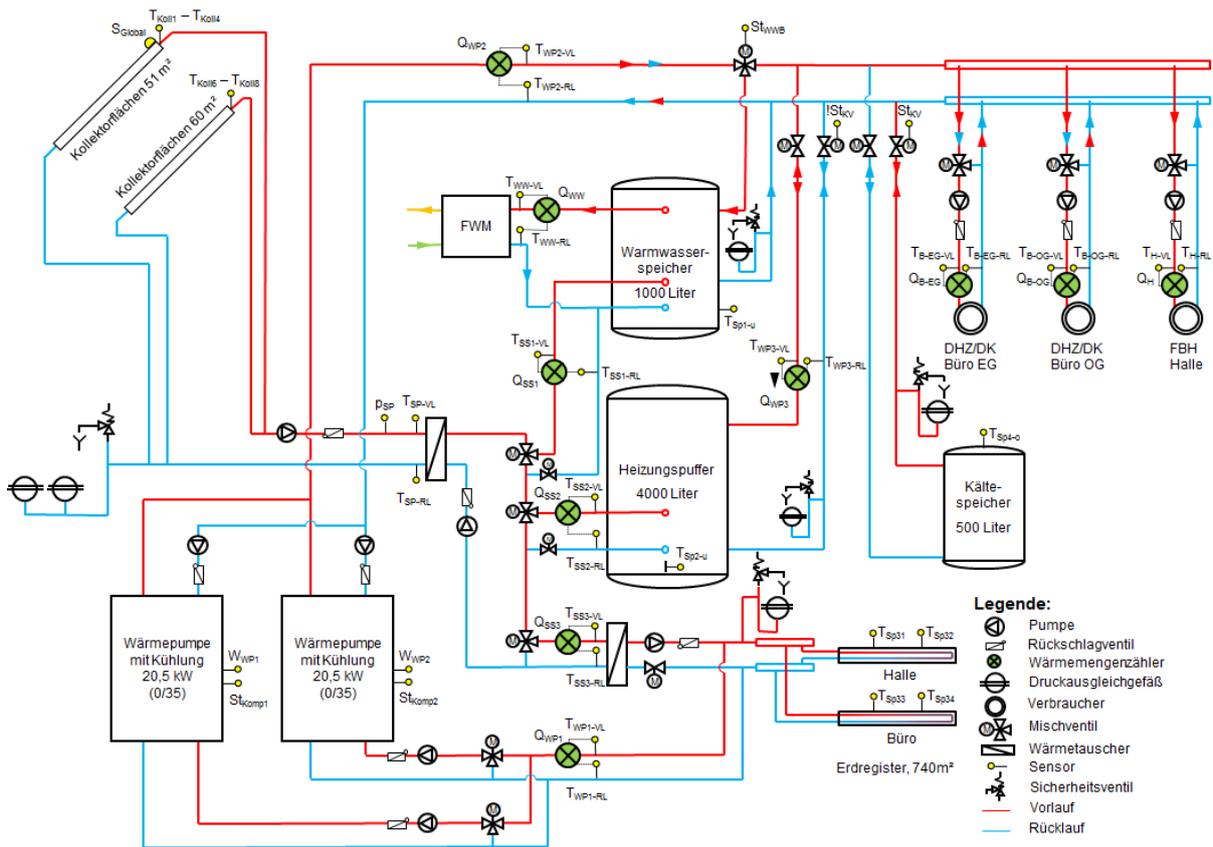


Abbildung 166: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Easy Life Schütz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen), gültig ab August 2013

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$S_{Global}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{Koll1} \cdot T_{Koll4}$	Kollektortemperaturen im kleineren Feld
$T_{Koll6} \cdot T_{Koll8}$	Kollektortemperaturen im größeren Feld
$T_{SP-VL}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{SP-RL}$	Solarrücklauftemperatur primär
$p_{SP}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

### Solar-Sekundärkreis

$Q_{SS1}$	Wärmemengenzähler Solar in den Warmwasserspeicher
$\dot{V}_{SS1}$	Volumenstrom Solar in den Warmwasserspeicher
$T_{SS1-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Warmwasserspeicher
$T_{SS1-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Warmwasserspeicher
$Q_{SS2}$	Wärmemengenzähler Solar in den Heizungspuffer
$\dot{V}_{SS2}$	Volumenstrom Solar in den Heizungspuffer
$T_{SS2-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Heizungspuffer
$T_{SS2-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Heizungspuffer
$Q_{SS3}$	Wärmemengenzähler Solar in den Erdspeicher
$\dot{V}_{SS3}$	Volumenstrom Solar in den Erdspeicher
$T_{SS3-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Erdspeicher
$T_{SS3-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Erdspeicher

Speicher

$T_{Sp1-u}$	Temperatur im untersten Teil des Warmwasserspeichers
$T_{Sp2-u}$	Temperatur im untersten Teil des Heizungspuffers
$T_{Sp31}, T_{Sp32}$	Referenztemperaturen im Erdspeicher unter der Halle
$T_{Sp33}, T_{Sp34}$	Referenztemperaturen im Erdspeicher unter den Büros
$T_{Sp4-o}$	Temperatur im obersten Teil des Kältespeichers

Verbraucher – Warmwasser

$Q_{WW}$	Wärmemengenzähler Versorgung Frischwassermodul
$\dot{V}_{WW}$	Volumenstrom Frischwassermodul
$T_{WW-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgung Frischwassermodul
$T_{WW-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgung Frischwassermodul

Nachheizung bzw. -kühlung

$Q_{WP1}$	Wärmemengenzähler zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$\dot{V}_{WP1}$	Volumenstrom zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$T_{WP1-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$T_{WP1-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$Q_{WP2}$	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$\dot{V}_{WP2}$	Volumenstrom zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$T_{WP2-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$T_{WP2-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$Q_{WP3}$	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpen und Heizungspuffer (nur Nachheizung)
$\dot{V}_{WP3}$	Volumenstrom zwischen Wärmepumpen und Heizungspuffer (nur Nachheizung)
$T_{WP3-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Heizungspuffer (nur Nachheizung)
$T_{WP3-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Heizungspuffer (nur Nachheizung)
$W_1, W_2$	Stromzähler für die beiden Wärmepumpen
$St_{Komp1,2}$	Statusmeldungen der Kompressoren in den Wärmepumpen
$St_{WWB}$	Statusmeldung für die Nachheizung des Warmwasserspeichers (Warmwasserbedarf)
$St_{KV}$	Statusmeldung des Kühlventils

Verbraucher – Raumheizung bzw. -kühlung

$Q_{B-EG}$	Wärmemengenzähler im Versorgungskreis Büros Erdgeschoss
$\dot{V}_{B-EG}$	Volumenstrom im Versorgungskreis Büros Erdgeschoss
$T_{B-EG-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgungskreis Büros Erdgeschoss
$T_{B-EG-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgungskreis Büros Erdgeschoss
$Q_{B-OG}$	Wärmemengenzähler im Versorgungskreis Büros Obergeschoss
$\dot{V}_{B-OG}$	Volumenstrom im Versorgungskreis Büros Obergeschoss
$T_{B-OG-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgungskreis Büros Obergeschoss
$T_{B-OG-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgungskreis Büros Obergeschoss
$Q_H$	Wärmemengenzähler im Versorgungskreis Halle
$\dot{V}_H$	Volumenstrom im Versorgungskreis Halle
$T_{H-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgungskreis Halle
$T_{H-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgungskreis Halle

### 7.13.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 167 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Easy Life Schütz“ zeigt einerseits die drei Energieinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in Warmwasserspeicher; dunkelblau: Solarwärme in Heizungspuffer; braun: Nachheizung durch die Wärmepumpen für Raumheizung und Warmwasserbereitung) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (hellgrün: Wärmebedarf Frischwassermodul; violett: Wärmebedarf der Halle; dunkelrot: Wärmebedarf der Büros im Erdgeschoss; hellrot: Wärmebedarf der Büros im Obergeschoss). Der Erdspeicher wird in dieser Darstellung nicht mitbilanziert. Der Warmwasserbedarf dieser Anlage ist mit 210 kWh/a äußerst gering und daher im Diagramm nicht erkennbar.

Aufgrund von Speichereffekten im Gesamtsystem (Warmwasserspeicher, Heizungspuffer) kann das Energiedargebot der Solaranlage und der Wärmepumpe vom Energiebedarf an den Wärmeabgabesystemen bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei der unterschiedliche Energieinhalt im Speicher am Anfang und am Ende vernachlässigt wird.

Aktuell betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 29 % der von der Solaranlage und der Wärmepumpe gelieferten Wärme.

Obwohl der Wärmeverbrauch im August und September 2013 viel geringer war als der Solarertrag in den Warmwasserspeicher bzw. Raumheizungspuffer, wurde Heizenergie gezählt. Grund dafür sind neben vereinzelter Warmwasserbereitung vor allem Einschaltvorgänge der Wärmepumpe, bei denen das Medium nach längerem Stillstand in der Leitung umgewälzt wird. Bis Medium und Leitungen auf Temperatur sind, misst der Wärmehändler Heizbetrieb, obwohl die Wärmepumpe im Kühlbetrieb arbeitet.

Der hohe Solarertrag in den Raumheizungsspeicher (dunkelblau) im August entstand aufgrund eines systematischen Messfehlers. Der Rücklauf temperaturfühler des Wärmehändlers SS2 ist aus der Tauchhülse gerutscht und hat daher zu tiefe Temperaturen gemessen. Dass es sich um einen Messfehler handelt, ist auch am fehlenden Wärmeverbrauch für die Raumheizung zu erkennen – die Anlage war im August nur im Kühlbetrieb.

Der Wärmebedarf im Juni entstand in den Schlechtwettertagen am Monatsanfang. Danach war die Anlage nur noch im Kühlbetrieb. Daher ist der Solarertrag im Juni sogar null.

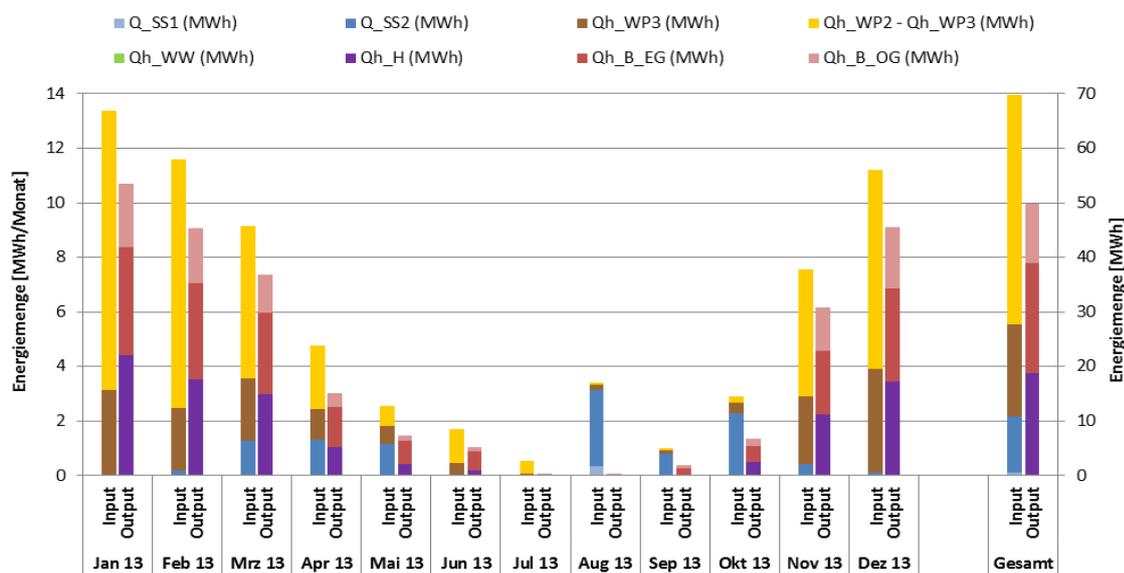


Abbildung 167: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „Easy Life Schütz“ mit Aufschlüsselung der von den Wärmepumpen gelieferten Energie (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Die in Abbildung 168 dargestellte Aufstellung von monatlichen Energiebeträgen zeigt den Wärmeeintrag der Solaranlage in den Warmwasserspeicher (hellblau), in den Heizungspuffer (mittelblau) und in den Erdspeicher (dunkelblau). Der Warmwasserspeicher ist aufgrund des marginalen Verbrauchs für die Warmwasserbereitung am wenigsten beladen worden. Der Erdspeicher wird ab August wieder verstärkt von der Solaranlage beladen, davor wird praktisch ausschließlich die Kühlenergie des Gebäudes in den Erdspeicher verschoben. Der hohe Solarertrag in den Raumheizungspuffer im August wird aufgrund des oben erklärten systematischen Messfehlers etwas überschätzt.

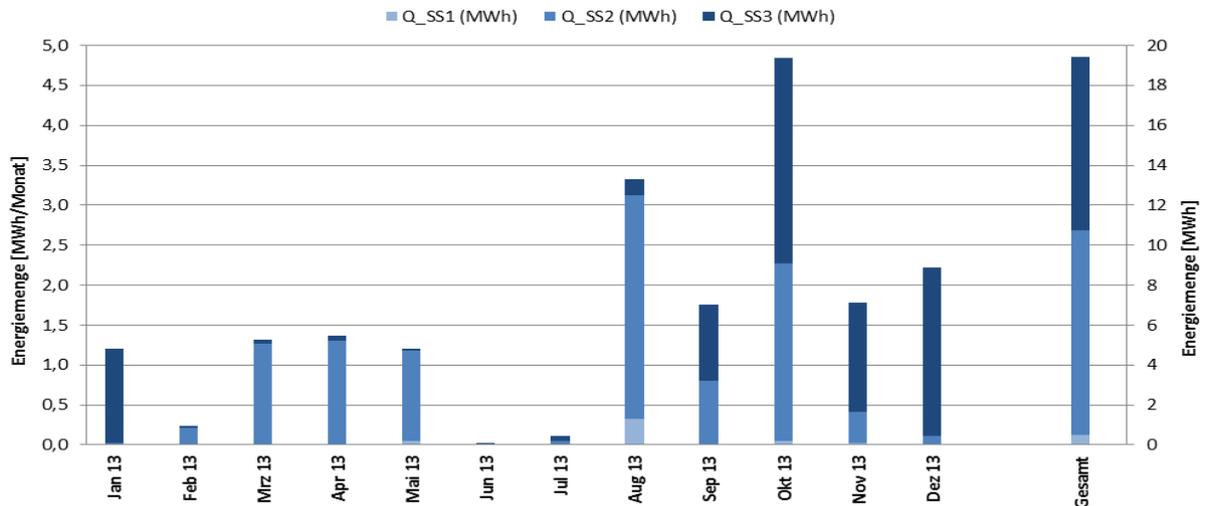


Abbildung 168: Eingespeiste Solarenergie in den Warmwasserspeicher, den Heizungspuffer und den Erdspeicher der Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Die in Abbildung 169 dargestellte grobe Energiebilanz für den Erdspeicher zeigt einerseits die in den Erdspeicher eingespeiste Energie (dunkelblau: Solarwärme an Erdspeicher; lila: von der Wärmepumpe aus dem Gebäude abgeführte Wärme) und andererseits die von den Wärmepumpen an die Wasserspeicher und die Raumheizung abgegebene Wärme (grün). Dabei ist zu beachten, dass im Kühlbetrieb die tatsächliche Einspeisung in den Erdspeicher etwa um die elektrische Stromaufnahme der Wärmepumpen größer ist. Im Heizbetrieb ist die Entnahme aus dem Erdspeicher etwa um die elektrische Stromaufnahme der Wärmepumpen kleiner.

Am Erdspeicher können das Energiedargebot der Solaranlage und der Wärmepumpen im Kühlfall vom Energiebedarf der Wärmepumpen im Heizfall bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Der Energieinhalt in den zwei Teilen des Erdspeichers (Halle und Bürotrakt) wird mithilfe der örtlich gemittelten Temperatur (jeweils 2 Sensoren für Halle und Bürotrakt) am Ende des jeweiligen Monats angedeutet (rot: Halle; blau: Bürotrakt). Die Extremwerte der räumlich gemittelten Temperaturen im jeweiligen Monat werden durch die strichlierten Linien dargestellt (rot: Halle; blau: Bürotrakt). Es zeigt sich, dass die Temperaturen im Erdspeicher des Bürotrakts über ein Jahr gesehen stärker variieren als die Temperaturen im Erdspeicher der Halle.

Die Temperaturen in den Erdspeichern sind nicht allein vom Nettowert der zu- bzw. abgeführten Energiemengen abhängig, da es einerseits nicht messbare Wechselwirkungen (Energieverluste bzw. -gewinne) zwischen den Erdspeichern und ihrer Umgebung gibt. Andererseits ist das Temperaturniveau der zugeführten Energiemengen variabel (Unterschied zwischen Solarenergieeintrag und Energieeintrag aus Raumkühlung).

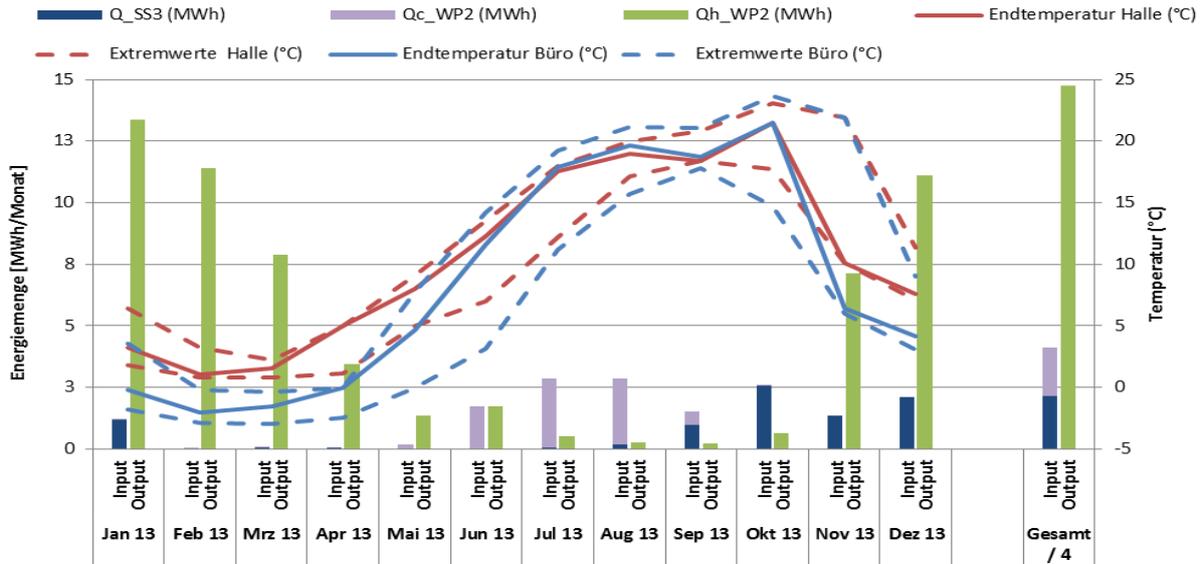


Abbildung 169: Energiebilanz am Erdspeicher der Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Die in Abbildung 170 dargestellten Energieströme an den Sole/Wasser-Wärmepumpen umfassen einerseits die elektrisch zugeführte Energie (grün: Wärmepumpe 1; orange: Wärmepumpe 2) und andererseits den messbaren Nutzen (rot: Raumheizung und Warmwasserbereitung; lila: Raumkühlung). Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl (schwarz). Sie hat Werte zwischen 3,4 und 5,8 angenommen. Über den gesamten Beobachtungszeitraum ergibt sich eine Gesamtarbeitszahl von 4,1. Die Wärmepumpe hat dabei überwiegend Wärmeenergie auf der Nutzerseite bereitgestellt. Die Arbeitszahl ist im Kühlbetrieb überdurchschnittlich hoch gewesen, doch nach August ist sie tendenziell auch im Heizbetrieb höher gewesen als am Beginn des Monitoring-Zeitraums. Der Grund dafür ist die verstärkte Einspeisung der Solarenergie im Erdspeicher, die zu höheren Temperaturen im Erdspeicher geführt hat, siehe Abbildung 169.

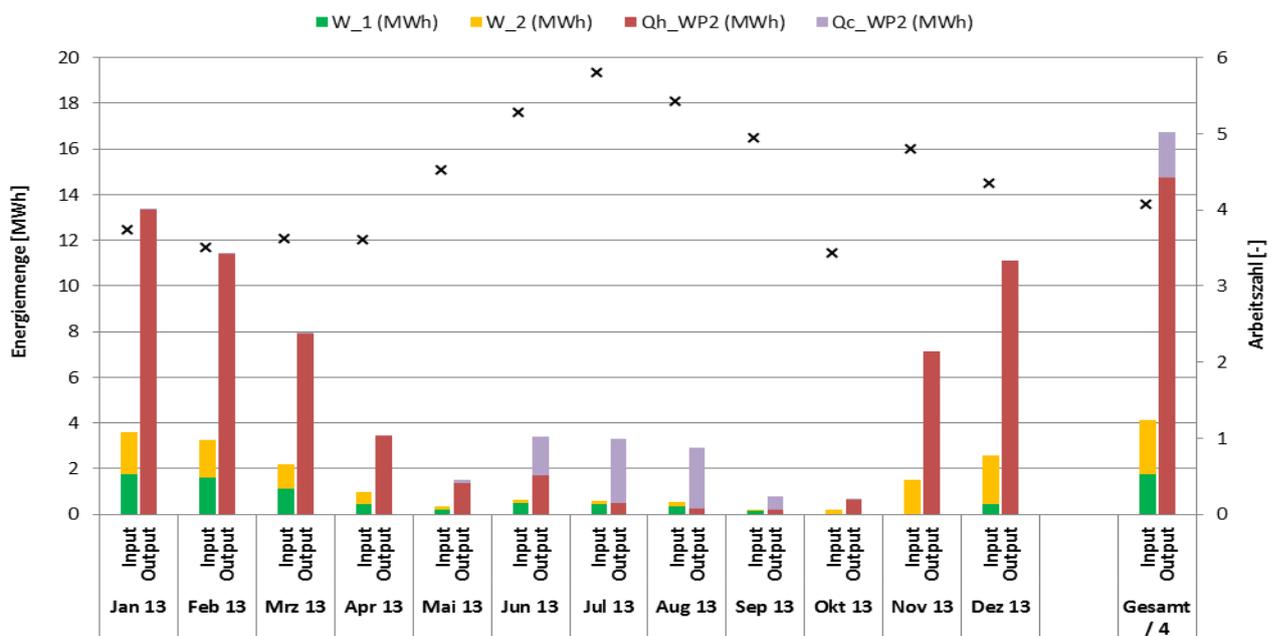


Abbildung 170: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an den Wärmepumpen der Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

### 7.13.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die im Programm GetSolar durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 171 zeigt hierzu den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie).

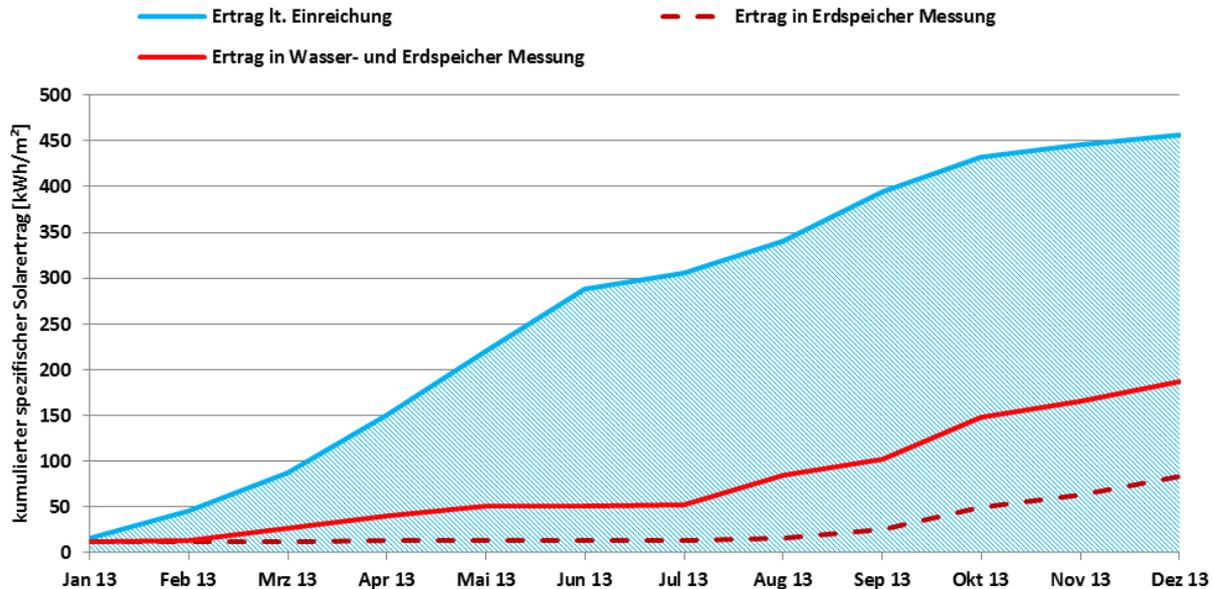


Abbildung 171: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Der Verlauf des gemessenen spezifischen Jahressolarertrags (der spezifische Jahresertrag wurde mit rund 456 kWh/m<sup>2</sup> berechnet) weicht mit 186,5 kWh/m<sup>2</sup> deutlich vom Simulationsergebnis ab. Da der Heizwärme- und Warmwasserbedarf ab Juni vergleichsweise gering waren, sind die Solarerträge in die Wasserspeicher gering. Der Erdspeicher hingegen wurde für einen effizienteren Raumkühlungsbetrieb der Wärmepumpen auf tiefen Temperaturen gehalten.

Es ist anzumerken, dass die Regeneration der Erdspeicher nur im Mai gemäß der eingereichten Simulationsberechnung solarthermisch hätte erfolgen sollen. Das umgesetzte Regelungskonzept verhinderte die Einbringung von Erträgen in die Erdspeicher im Juni und Juli.

Die Optimierung im August zeigt sich auch im Solarertrag deutlich, der danach wieder dem Verlauf der Planung prinzipiell folgt.

Mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelte untere Schranke für den solaren Deckungsgrad (Solarertrag in die Wasserspeicher bezogen auf Gesamtverbrauch) im Vergleich zur Simulation ist in Abbildung 172 dargestellt (blau: Simulation; dunkelrot: Messung Untergrenze). Die untere Schranke ergibt sich unter Vernachlässigung des Solarertrags in die Erdspeicher, da diese Energie vom Verbraucher nur mittels Wärmepumpe genutzt werden kann. Die Erdspeicher werden aber auch mittels Abwärme aus der Raumkühlung regeneriert und stehen in Wechselwirkung mit ihrer Umgebung. Wird im Heizfall Energie aus dem Erdspeicher entnommen, kann im Allgemeinen nicht festgestellt werden, zu welchem Teil es sich um Solarenergie handelt, die früher in den Erdspeicher eingespeist worden ist.

Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 22,3 % prognostiziert. Die gemessene Untergrenze des Jahresdeckungsgrades beläuft sich auf 21,6 %.

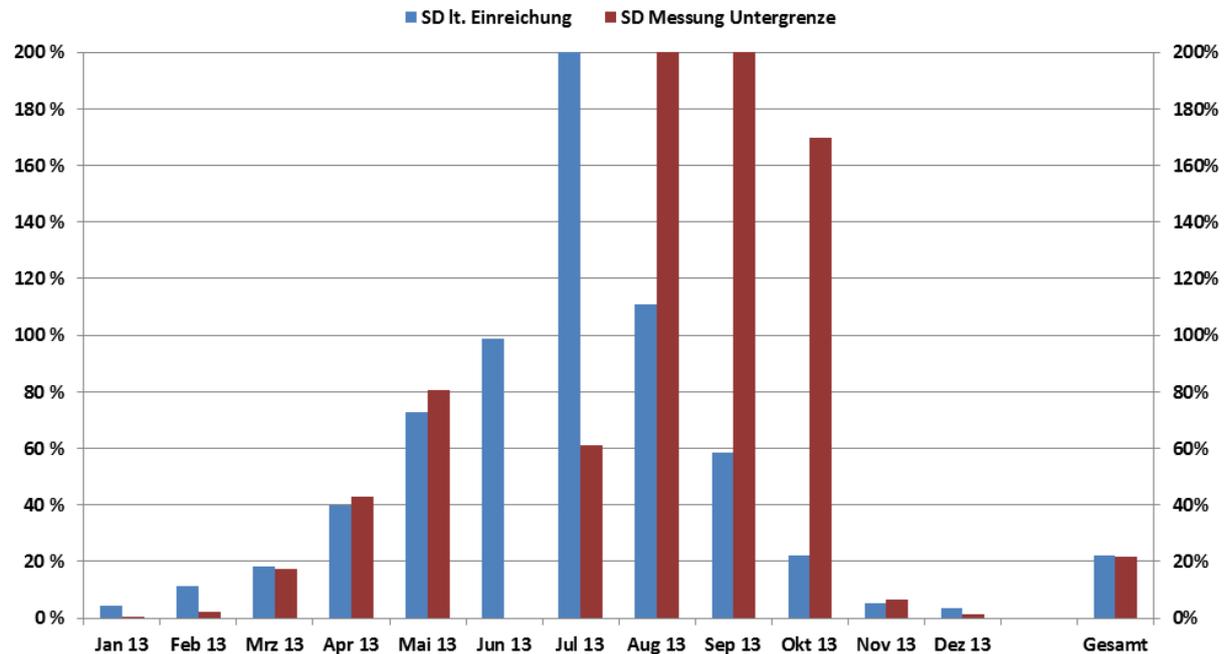


Abbildung 172: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Der Verlauf des gemessenen Verbrauchs (der Jahresverbrauch wurde mit rund 220 MWh berechnet) ist mit 49,8 MWh viel geringer als der Simulationswert, siehe Abbildung 173. Das ist ein wesentlicher Grund für den im Vergleich zur Planung geringeren Solarertrag.

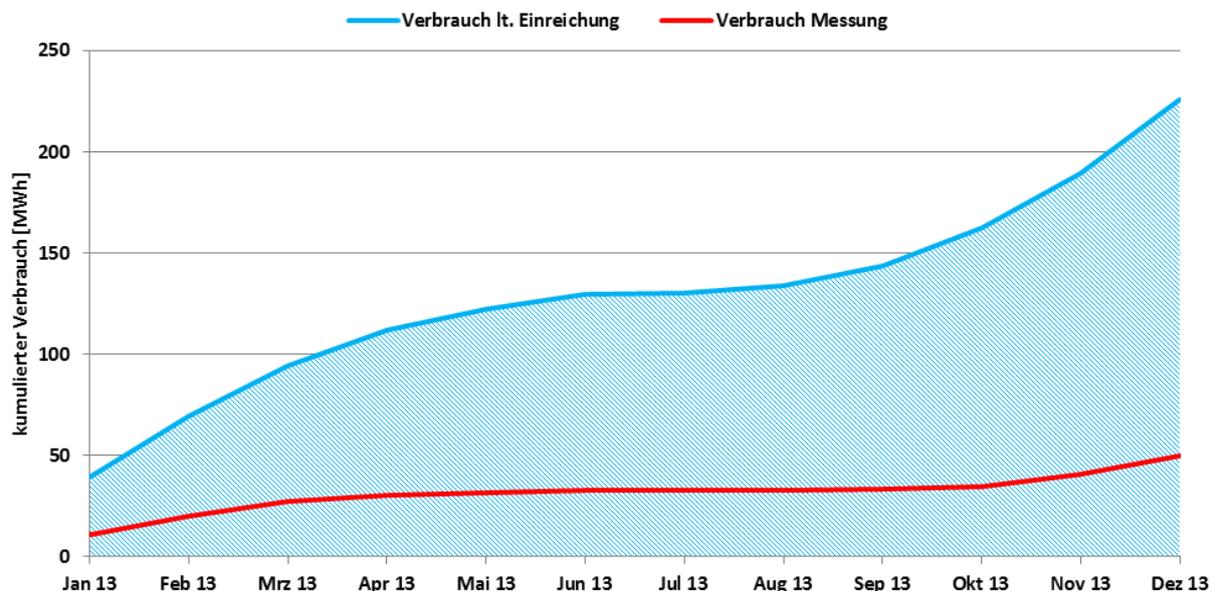


Abbildung 173: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Easy Life Schütz“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

### 7.13.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das Betriebsverhalten des Solarsystems an einem nahezu wolkenlosen Tag ist exemplarisch in Abbildung 174 für den 15. April 2013 dargestellt. Die Globalstrahlung

(dunkelgrüne Linie) zeigt einen insgesamt strahlenden Sonnentag an. Die Solaranlage schaltet sich um 8:00 Uhr ein und erreicht um 15:00 Uhr maximale Vor- und Rücklauftemperaturen von knapp 90 °C und etwa 85 °C (rote und dunkelblaue Linien). Während die Solaranlage in Betrieb ist, steigen die Temperaturen in den unteren Bereichen von Warmwasserspeicher und Heizungspuffer. Die Unregelmäßigkeit im Verlauf der Solarprimärtemperaturen um etwa 15:00 Uhr entsteht, weil aufgrund der Regelung der Durchfluss im Solarsekundärkreis für einige Minuten reduziert worden war.

Die räumlich gemittelten Erdspeichertemperaturen in der Halle und im Bürotrakt (türkise und petrolfarbene Linien) steigen an dem Tag nicht an. Die in denselben Farben hinterlegten Bereiche stellen die Extremwerte der Erdspeichertemperatursensoren dar. Es zeigt sich an ihnen, dass die Erdspeichertemperaturen wenig voneinander abweichen.

Im Betrieb der Anlage weicht nur die Kollektortemperatur  $T_{\text{Koll4}}$  etwas nach unten ab. Es hat aber auch Tage gegeben, an denen die Abweichung zwischen den einzelnen Kollektortemperaturen bis zu 25 K betragen hat.

Um gleiche Austrittstemperaturen und damit den besten Wirkungsgrad der Solaranlage sicherzustellen, müssen die Durchflüsse abgeglichen werden. Diese Optimierung ist innerhalb des Monitoringzeitraums umgesetzt worden. Die Kollektorfelder wurden nochmals gespült, entlüftet und abgeglichen.

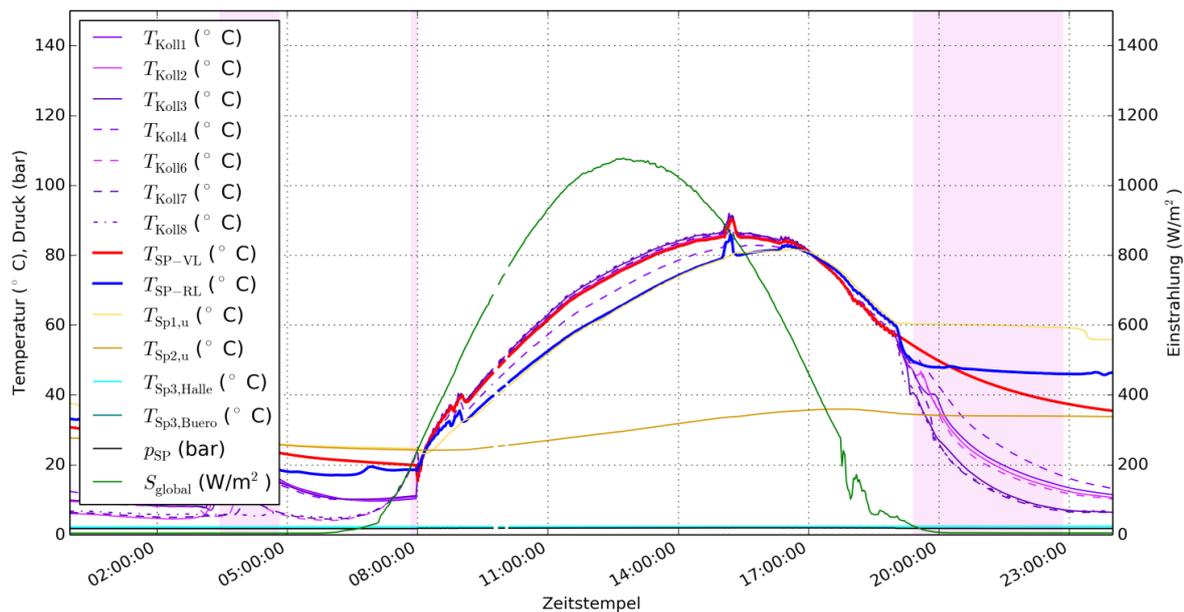


Abbildung 174: Beispielhafte Temperaturverläufe in den Kollektoren und im Primärkreis des Solarsystems sowie in den Wasserspeichern und den Erdspeichern. Außerdem Druck im Primärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Violett hinterlegt: stark unterschiedliche Kollektoraustrittstemperaturen. (15.04.2013)

Die Energie der Globalstrahlung wird teilweise von den Kollektoren in den Primärkreis übertragen. Über den Solarwärmetauscher wird ein Teil dieser Solarenergie weiter in den Sekundärkreis und damit in die einzelnen Wärmespeicher übertragen. In Abbildung 175 sind die Einstrahlung auf die Kollektorfläche (grün) sowie die in den Warmwasserspeicher (rot), den Heizungspuffer (orange) und den Erdspeicher (blau) übertragenen Wärmeleistungen exemplarisch für den 15.4.2013 dargestellt. Die schwarzen Punkte stellen den berechneten Wirkungsgrad von der Globalstrahlung bis in den Solarsekundärkreis dar.

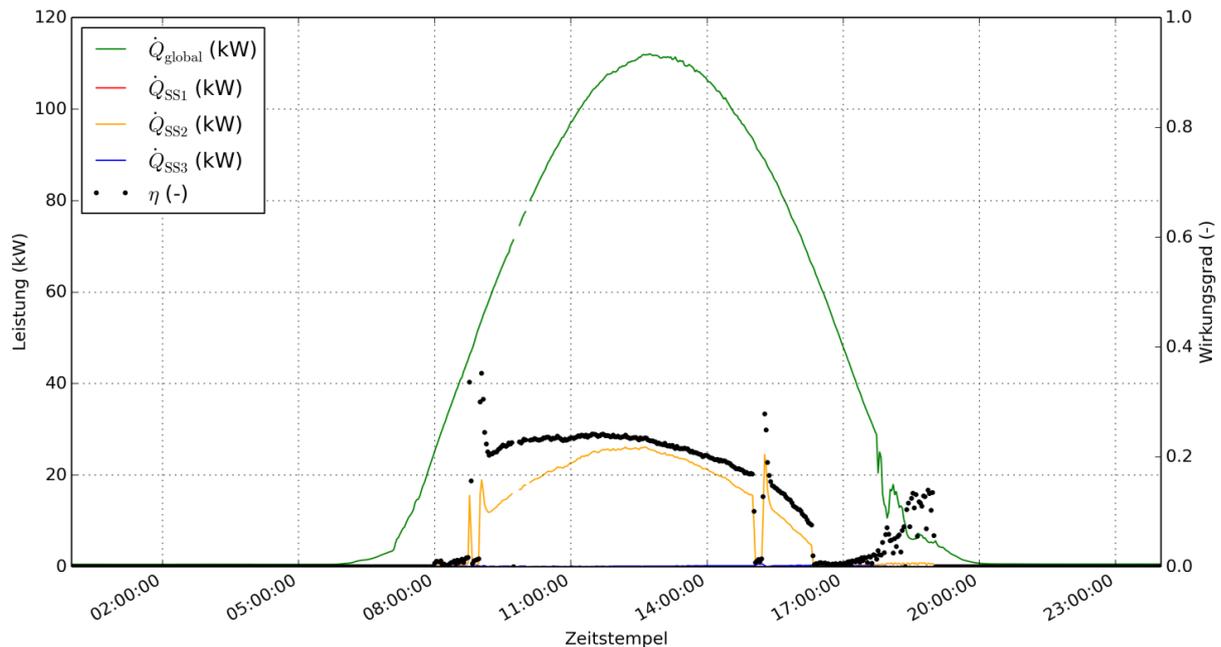


Abbildung 175: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen im Solarsekundärkreis sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (15.04.2013)

Die Solaranlage war oft bei sehr hoher Sonneneinstrahlung im Stillstand. Die dargebotene Solarenergie wurde in keinen der Wärmespeicher eingespeist. Exemplarisch sind die Vorgänge im Solarsystem für den 16. Juli 2013 in Abbildung 176 dargestellt. Die Solaranlage geht an diesem Tag nicht in Betrieb und erreicht dabei maximale Kollektortemperaturen von bis zu 140 °C (rot hinterlegte Fläche). Durch die Wärmeausdehnung des Wärmeträgermediums steigt der Druck im System deutlich an. Die Temperaturen in den unteren Bereichen der Speicher betragen dabei zwischen 25 und etwa 40 °C.

Bevor die Solaranlage zum Stillstand kommt, sollten durch Verbesserung der Regelung bzw. Kontrolle der relevanten Fühler erst alle zur Verfügung stehenden Wärmespeicher zur Gänze geladen werden. Diese Maßnahme ist im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden. Hierbei ist zu ergänzen, dass die solarthermische Beladung der Erdspeicher im Hochsommer vom Systemlieferanten nicht vorgesehen ist, damit die Erdspeicher als optimale Wärmesenke für die Raumkühlung dienen können.

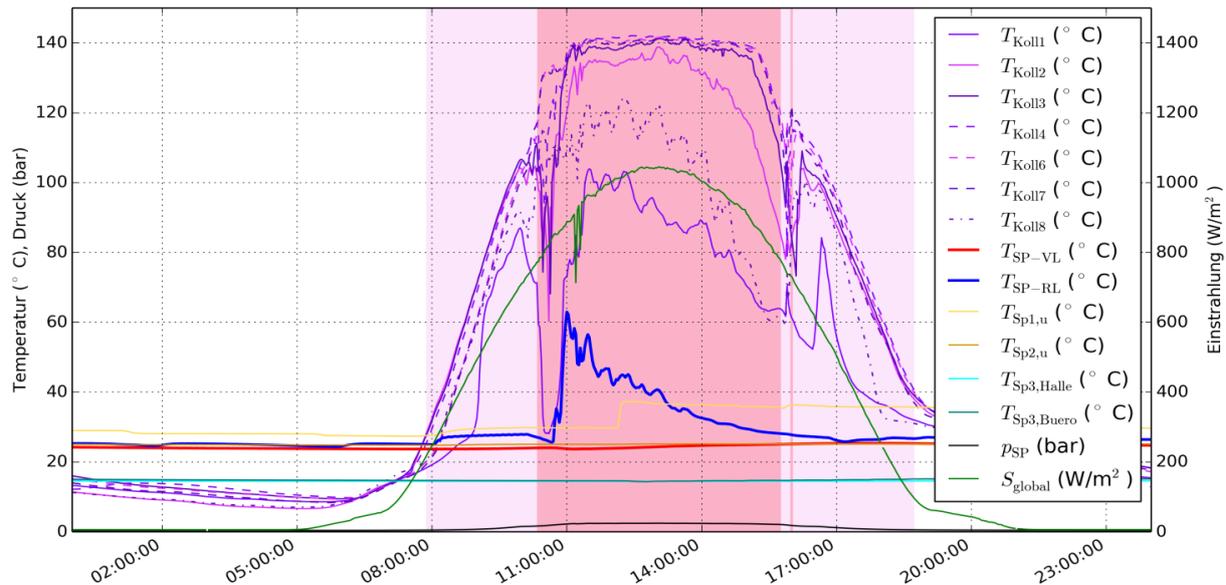


Abbildung 176: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den Speichern, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Violett hinterlegt: stark unterschiedliche Kollektorausstrittstemperaturen. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage bei sehr hohen Kollektortemperaturen (16.07.2013)

Es hat sich gezeigt, dass vereinzelt die Kollektortemperaturen in der Nacht nicht den erwarteten Abkühlkurven folgen, sondern Temperaturen annehmen, die höher als die typische Außenlufttemperatur sind, und dann wieder weiter auskühlen. Exemplarisch dafür ist in Abbildung 177 dafür der 15. April 2013 dargestellt. Die zur Aufwärmung notwendige Energie wird dem Solarprimärkreis entzogen, was an dem Knick in den Verläufen von Vor- und Rücklaufemperatur im Solarprimärkreis erkennbar ist. Da die Zirkulationsströmungen nur relativ kurz auftreten, werden die daraus entstehenden Verluste als gering eingeschätzt.

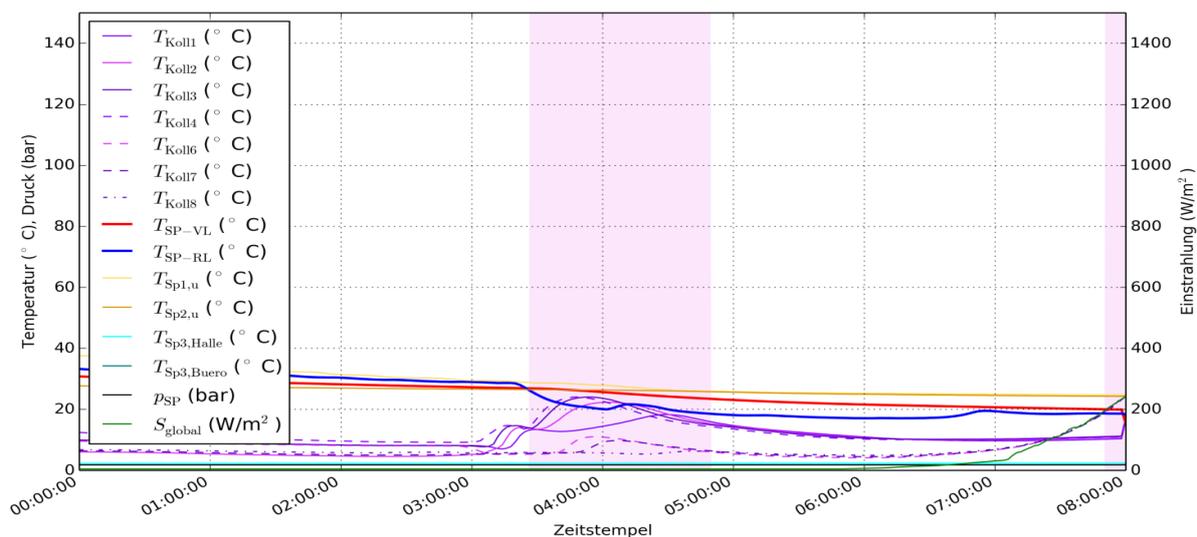


Abbildung 177: Beispielhafte Temperaturverläufe in den Kollektoren und im Primärkreis des Solarsystems sowie in den Wasserspeichern und den Erdspeichern. Außerdem Druck im Primärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Violett hinterlegt: stark unterschiedliche Kollektorausstrittstemperaturen (15.04.2013 00:00 bis 08:00)

Zur Verhinderung von nächtlichen Zirkulationsströmungen sollten Schwerkraftbremsen im Solarprimärkreis nachgerüstet werden. Diese Maßnahme ist seitens des Betreibers im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden.

Die Vorgänge bei der solarthermischen Beladung des Erdspeichers und bei der Entladung durch die Wärmepumpen ist exemplarisch für den 24.9.2013 in Abbildung 178 und Abbildung 179 dargestellt.

Eine Entladung des Erdspeichers durch die Wärmepumpen zeigt sich zwischen 12:00 und 13:00 Uhr anhand des Volumenstroms (braune Linie). Die Vorlauftemperatur aus den Erdspeichern zu den Wärmepumpen von 20 °C (gelbe Linie) wird auf bis zu 5 °C im Rücklauf (grüne Linie) abgekühlt. Dadurch senkt sich auch die Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis (blaue Linie), aus dem gleichzeitig Energie in den Erdspeicherkreis eingespeist wird.

Drei längere, reine Einspeisezyklen mit gleichmäßigem Volumenstrom im Solarsekundärkreis (rosa Linie) zeigen sich zwischen 13:00 und 17:00 Uhr. Dabei ist die Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis (rote Linie) etwa 20 K höher als sämtliche Erdspeichertemperaturen (türkis bzw. petrol-farben hinterlegt). Bei einer Spreizung im Solarsekundärkreis von etwa 10 bis 13 K ergibt sich eine Leistung im Bereich von 50kW. Abgesehen von einer sehr geringen Parallelströmung an der Nutzerseite der Wärmepumpen werden mit dieser Leistung die Erdspeichertemperaturen erhöht. Die taktende Einspeisung in den Erdspeicher deutet auf Optimierungspotential in der Regelung hin. Im Monitoringzeitraum ist seitens des Betreibers keine Optimierung umgesetzt worden.

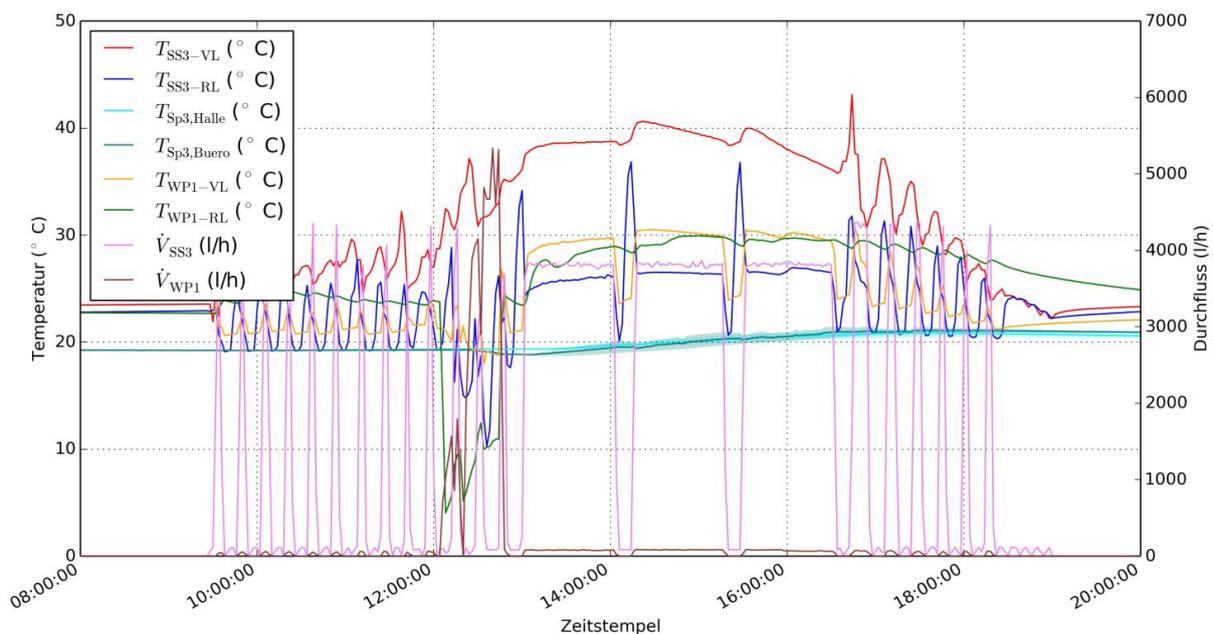


Abbildung 178: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher, Spannweite der Erdspeichertemperaturen inkl. Mittelwert, Vor- und Rücklauftemperaturen im Erdspeicherkreis sowie Durchflüsse in den genannten Kreisen (24.09.2013 08:00 bis 20:00)

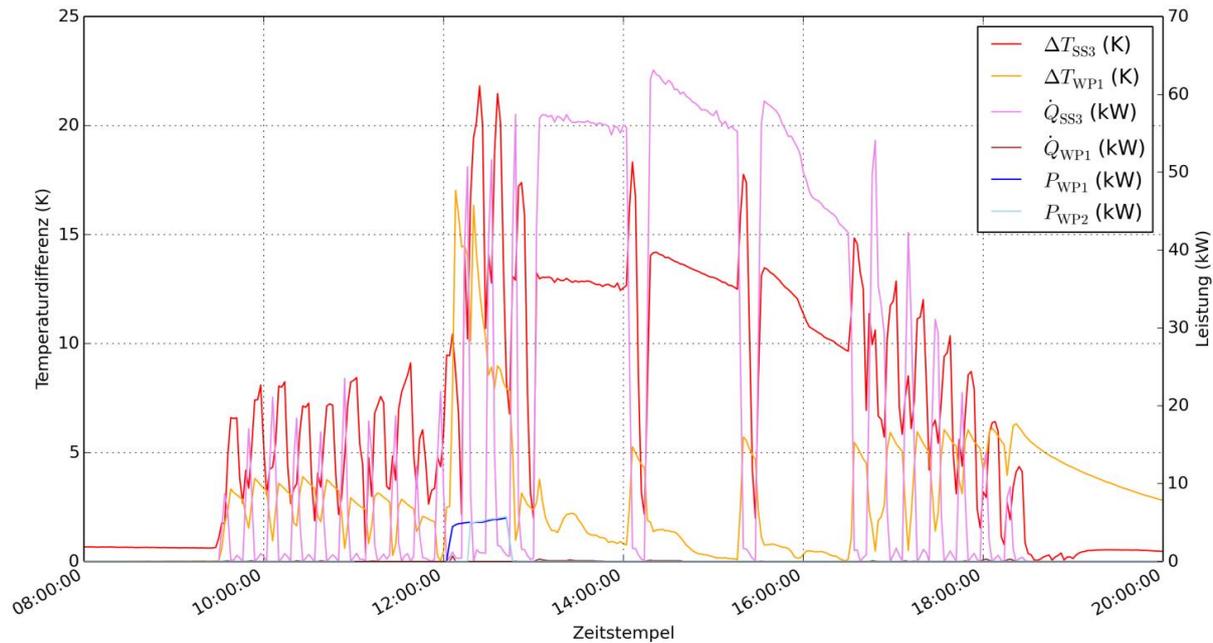


Abbildung 179: Beispielhafte Verläufe der Temperaturdifferenzen und thermischen Leistungen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher und im Erdspeicherkreis, Aufnahme elektrische Energie der Wärmepumpe (Zeitraum: 24.9.2013, 8:00-20:00 Uhr)

Abbildung 180 zeigt exemplarisch anhand des 25.1.2013, wie der Warmwasserspeicher durch die Wärmepumpen geladen wird (z. B. von 0:15 bis 3:30 Uhr), wenn das Statussignal für den Warmwasserbedarf „St-WWB“ aktiv ist (violett hinterlegt). Die Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers (grau) steigt mit der Vor- und Rücklauftemperatur der Wärmepumpe (orange und cyan), ist aber deutlich höher als die Rücklauftemperatur der Wärmepumpe. Gleichzeitig steigen auch Vor- und Rücklauftemperatur am Wärmezähler für die solare Einspeisung in den Warmwasserspeicher (rot und blau strichliert), wobei die Rücklauftemperatur fast so hoch ist wie die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe.

Auch beim Raumheizungsbetrieb, der anhand des Durchflusses an den Wärmepumpen (braun) bei inaktivem Status „Warmwasserbedarf“ (nicht violett hinterlegt) erkennbar ist (z. B. von 6:00 bis 11:00 Uhr), stiegen die Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers (grau) und die Rücklauftemperatur am Wärmezähler für die solare Einspeisung in den Warmwasserspeicher (blau strichliert) mit an. In diesem Fall bleibt die Vorlauftemperatur am Wärmezähler für die solare Einspeisung in den Warmwasserspeicher (rot strichliert) unbeeinflusst.

Das alles deutet darauf hin, dass bei der Ladung des Warmwasserspeichers mittels Wärmepumpe eine Parallelströmung durch den Raumheizungspuffer entsteht. Dieser ungeplante Betriebszustand erhöht die Speicherverluste am Raumheizungspuffer, da er durchmischt wird. Umgekehrt wird der Warmwasserspeicher im Raumheizungsfall durchmischt und möglicherweise unnötig geladen, was ebenfalls die Speicherverluste erhöht. Dadurch muss die Nachheizung im Allgemeinen öfter als notwendig aktiviert werden.

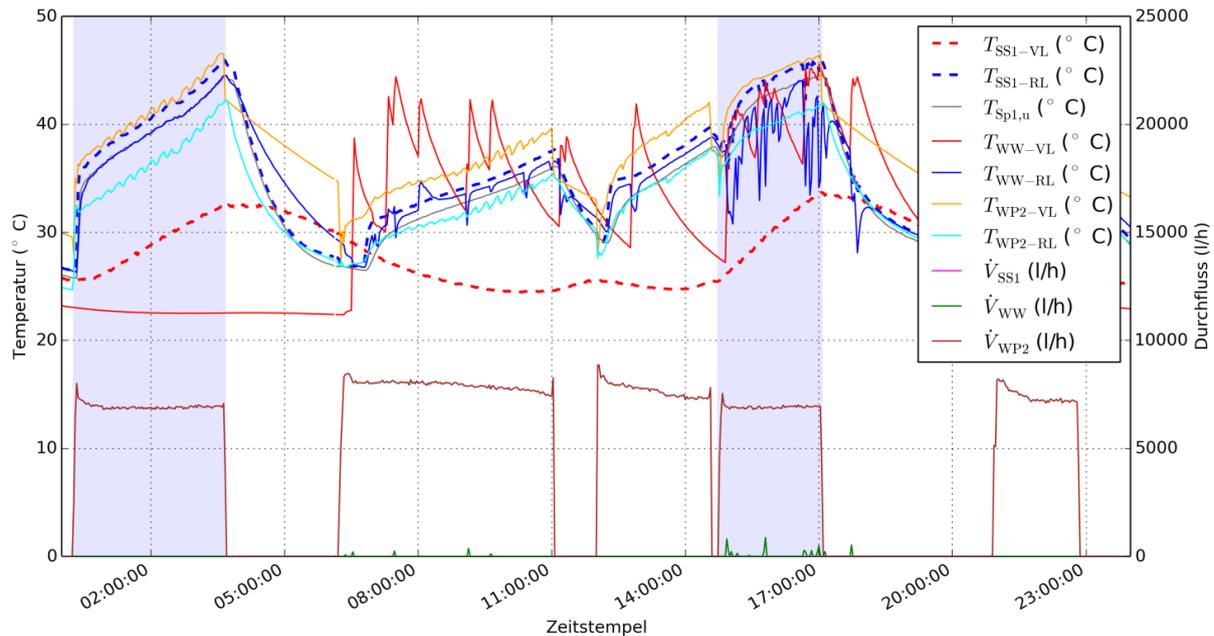


Abbildung 180: Beispielhafte Temperaturen im Solarsekundärkreis (Warmwasserspeicher) sowie Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers, Temperaturen am Wärmezähler für die Warmwasserentnahme und Temperaturen auf der Nutzerseite der Wärmepumpe sowie Durchflüsse in diesen drei Kreisen. Violett hinterlegt: Ventil „Warmwasserbedarf“ auf Warmwasserspeicher-Ladung (Zeitraum: 25.1.2013)

Unerwünschte Strömungen im Solarsekundärkreis, die durch die Verbraucher oder die Wärmepumpe verursacht sein können, sollten durch zusätzlich Ventile im Solarsekundärkreis verhindert werden.

In die Rücklaufleitungen im Solarsekundärkreis, die aus dem Warmwasserspeicher und aus dem Raumheizungspuffer kommen, ist jeweils ein 2-Wege-Ventil eingebaut worden (August 2013), das nur geöffnet wird, wenn eine Beladung durch die Solaranlage erfolgt.

Die Wirkung dieser Ventile zeigt sich exemplarisch an Abbildung 181 für den 23.11.2013. Die Beladung des Warmwasserspeichers mittels Wärmepumpen (violett hinterlegt, 20:00 bis 20:30 Uhr) erfolgt deutlich schneller. Aufgrund von Wärmeleitung steigt mit dem Temperaturniveau im Warmwasserspeicher auch die Temperatur  $T_{SS1-VL}$ . Wie geplant bleiben die Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers (grau) und die Rücklaufemperatur am entsprechenden Solarwärmezähler (blau strichliert) bei der Beladung unbeeinflusst, da die Beladung durch die Wärmepumpen diesen Speicherbereich nicht betreffen, siehe auch Hydraulikschema in Abbildung 166. Erst später gleichen sich diese Temperaturen durch Wärmeübertragung an die anderen Temperaturen im Speicher und in weiterer Folge an die Umgebung an.

Im Raumheizungsbetrieb, der anhand des Durchflusses an den Wärmepumpen (braun) bei inaktivem Status „Warmwasserbedarf“ (nicht violett hinterlegt) erkennbar ist (z. B. von 5:30 bis 9:30 Uhr), bleiben die Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers (grau) und die Rücklaufemperatur am entsprechenden Solarwärmezähler (blau strichliert) unbeeinflusst.

Die Entkopplung der beiden Speicher ist demnach gelungen, wobei es so aussieht, dass aufgrund von leichten Undichtigkeiten der 3-Wege-Ventile im Solarprimärkreis sehr geringe Strömungen zwischen den Speichern immer noch möglich sind, siehe Verlauf der Vorlaufemperatur des Wärmezählers zur solaren Beladung des Warmwasserspeichers (rot strichliert) bei Raumheizungsbetrieb der Wärmepumpen.

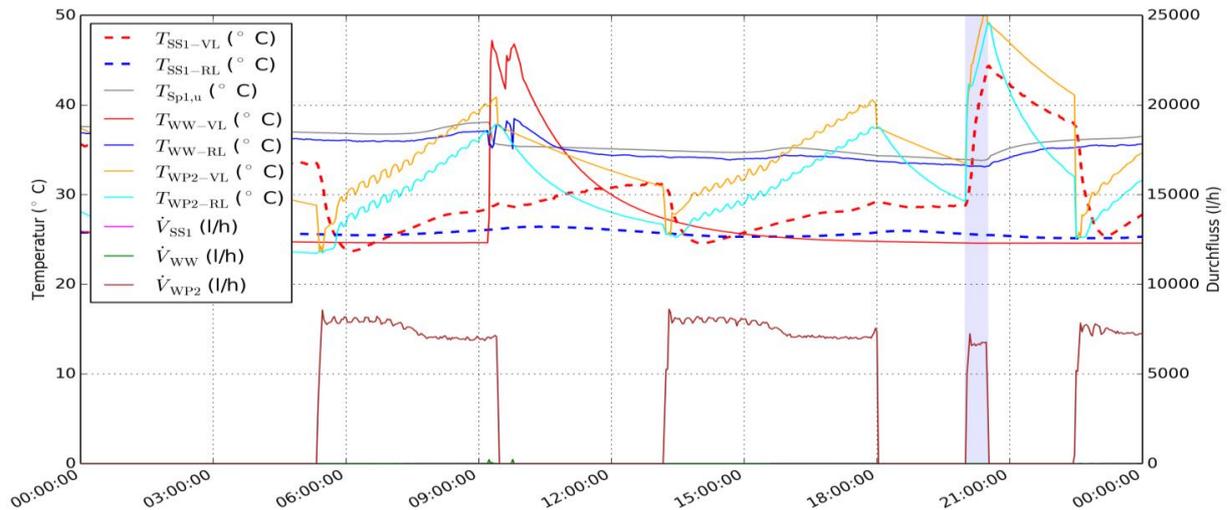


Abbildung 181: Beispielhafte Temperaturen im Solarsekundärkreis (Warmwasserspeicher) sowie Temperatur im unteren Bereich des Warmwasserspeichers, Temperaturen am Wärmemengenzähler für die Warmwasserentnahme und Temperaturen auf der Nutzerseite der Wärmepumpe sowie Durchflüsse in diesen drei Kreisen. Violett hinterlegt: Ventil „Warmwasserbedarf“ auf Warmwasserspeicher-Ladung (23.11.2013)

Abbildung 182 zeigt die Vorgänge im Heizungspuffer exemplarisch für 26. Jänner 2013. Vor 11:30 Uhr wird der Heizungspuffer solarthermisch beladen, was anhand des Durchflusses im Solarsekundärkreis erkennbar ist (rosa). Dadurch steigt auch die Temperatur im unteren Bereich des Heizungspuffers (grau). Allerdings zeigen die rot hinterlegten Bereiche Zeitpunkte, an denen die Rücklauftemperatur aus dem Pufferspeicher höher ist als die Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis, was statt der gewollten Be- eine Entladung des Heizungspuffers bedeutet. Ein offensichtlicher Zusammenhang mit der Betriebsart der Wärmepumpen scheint bei diesem Fehler nicht zu existieren, wenn man deren Durchfluss (braun) mit den rot hinterlegten Fehlerbereichen vergleicht. Um einer ungewollten solarthermischen Ent- statt Beladung des Pufferspeichers vorzubeugen, muss die Regelung entsprechend abgeändert werden.

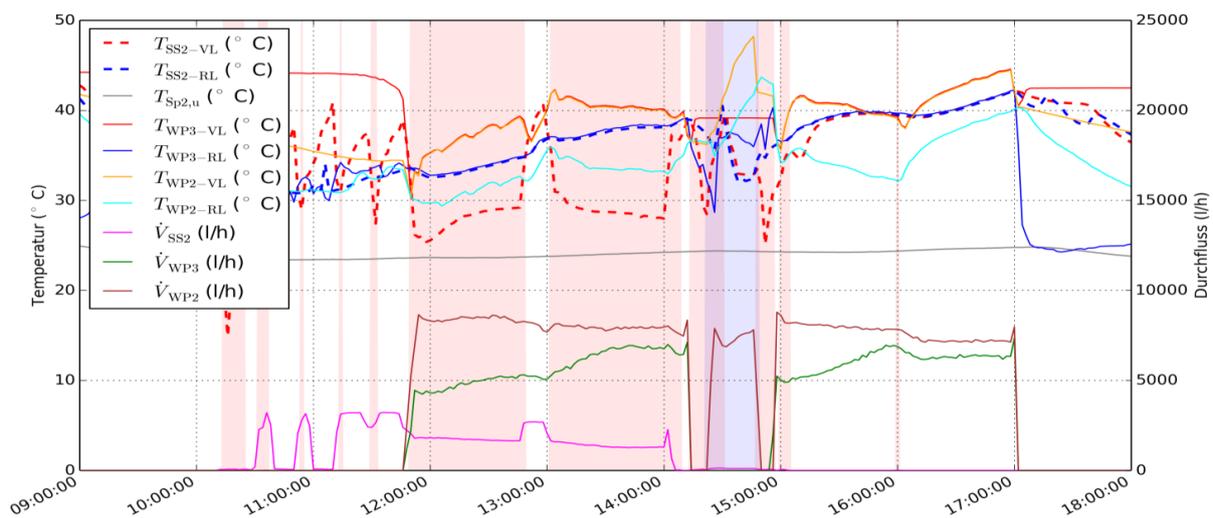


Abbildung 182: Beispielhafte Temperaturen im Solarsekundärkreis (Heizungspuffer) sowie Temperatur im unteren Bereich des Heizungspuffers, Temperaturen am Wärmemengenzähler für die Pufferladung durch die Wärmepumpen und Temperaturen auf der Nutzerseite der Wärmepumpe sowie Durchflüsse in diesen drei Kreisen. Violett hinterlegt: Ventil „Warmwasserbedarf“ auf Warmwasserspeicher-Ladung. Rot hinterlegt: Unbeabsichtigte Heizungspufferentladung. (26.01.2013 09:00 bis 18:00)

### 7.13.6 Anlagen Status Quo

Das komplexe Wärmeversorgungssystem funktionierte im Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme, wenngleich mit einem wesentlich geringeren spezifischen Solarertrag als geplant. Dieser ist in geringem Maße auf den einstrahlungsschwachen Winter zurückzuführen, zu einem großen Teil jedoch auf den weit geringeren tatsächlichen Wärmeverbrauch im Vergleich zur Planung. Im Verhältnis zum geringen Wärmeverbrauch im Sommer ist die Solaranlage groß, wodurch der spezifische Solarertrag sinkt. Zusätzlich wird in der Planung mit sommerlichen Solarerträgen in den Erdspeicher gerechnet, die vom tatsächlich umgesetzten Regelungskonzept verhindert werden. Man hat den Erdspeicher im Sommer kühl gehalten und damit den Kühlbetrieb der Wärmepumpen effizient gestaltet. Aus diesem Grund tritt bei der Solaranlage in den Sommermonaten häufig Stagnation auf.

Zur Korrektur der nicht vollständig abgeglichenen Kollektorreihen wurde die Solaranlage erneut gespült, entlüftet und abgeglichen. Eine wesentliche Optimierung war der Einbau von 2-Wege-Ventilen in die Rücklaufleitungen im Solarsekundärkreis, die zur Entkopplung der beiden wassergefüllten Speicher dienen. Dadurch gelingt die Beladung des Warmwasserspeichers schneller und Zirkulationsverluste über den Solarsekundärkreis werden minimiert.

Die getätigten Maßnahmen führten im Betrachtungszeitraum (ab August 2013) zu signifikant höheren Solarerträgen (siehe Abbildung 171).

## 7.14 Fixkraft Kraftfutter, OÖ

### 7.14.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fixkraft Kraftfutter
<u>Adresse:</u>	4470 Enns
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Vorwärmung von rund 15 m <sup>3</sup> Frischwasser je Tag
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	324 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	6 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Gaskessel 2.600 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	kein Prognosewert
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	343 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Dezember 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Unternehmen „Fixkraft-Futtermittel GmbH“ ist aktuell der größte private Kraftfutterproduzent Österreichs (Marktanteil in Österreich: ca. 12%). In Enns veredeln 80 MitarbeiterInnen täglich rund 600 to Rohstoffe zu Qualitätsfuttermittel für alle Arten von Nutztieren (siehe Abbildung 184). Zur Vorwärmung des Kesselspeisewassers von 15 m<sup>3</sup> bis 26 m<sup>3</sup> Frischwasser je Tag erfolgte Ende 2012 der Bau einer solarthermischen Anlage sowie eines 6 m<sup>3</sup> Pufferspeichers (siehe Abbildung 183). Es wurden Flachkollektoren mit einer Bruttofläche von 324 m<sup>2</sup> auf einer freien Fläche des Betriebsgeländes installiert (siehe Abbildung 183). Die Neigung der Kollektorfläche beträgt 30°. Die Vorerwärmung des Frischwassers vor dem Eintritt in den Speisewasserbehälter erfolgt über zwei weitere Erwärmungsstufen (Rauchgasabwärmernutzung mittels Economiser, Brühdendampfkondensator). Die Dampferzeugung erfolgt über einen Gaskessel mit 2,6 MW, bei insgesamt 4.200 MWh/a.



Abbildung 183: Ansicht des 324 m<sup>2</sup> großen Kollektorfelds der Anlage "Fixkraft Kraftfutter" (links, Bildquelle: Fixkraft-Futtermittel GmbH) sowie des 6 m<sup>3</sup> umfassenden Energiespeichers (rechts, Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 184: Ansicht des Betriebsgebäudes (links) sowie des Futtermittelextruders (rechts) der Anlage "Fixkraft Kraftfutter", Bildquelle: Fixkraft-Futtermittel GmbH

### 7.14.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulikkonzept bzw. das Messkonzept der Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ ist in Abbildung 185 dargestellt. Wie daraus ersichtlich, wird das aufbereitete Kesselspeisewasser im unteren Bereich des 6.000 Liter fassenden Pufferspeichers eingebracht. Die solarthermische Anlage speist auf mittlerer Höhe in den Pufferspeicher ein. In weiterer Folge wird das mittels Solarenergie vorgewärmte Kesselspeisewasser über einen „Economiser“ (Wärmerückgewinnung des Rauchgases) bzw. über den Brüdenkondensator weiter erwärmt und abschließend in den Speisewasserbehälter eingebracht.

Das Messkonzept umfasst im Bereich der solarthermischen Anlage einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Temperaturfühler und Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. Weiters werden die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sowohl im Primärkreislauf als auch im Sekundärkreislauf gemessen und aufgezeichnet. In weiterer Folge wurden drei Wärmemengenzähler installiert, welche die einzelnen Wärmeenergien der einzelnen WRG-Stufen und die entsprechenden Temperaturen bis zum Speisewasserbehältereintritt messen. Zur Bestimmung der Temperaturverhältnisse im energiespeicher wurden insgesamt vier Temperaturfühler in unterschiedlichen Höhen installiert.

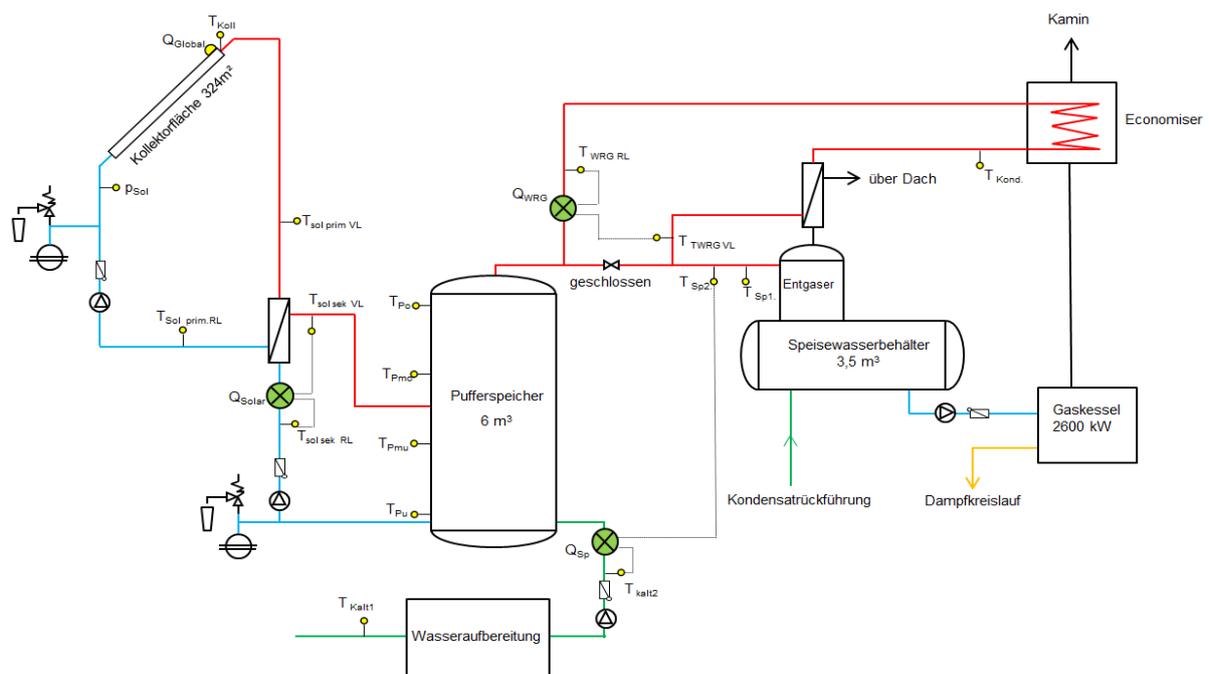


Abbildung 185: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solarkreis**

Q <sub>Global</sub>	Globalstrahlungssensor
T <sub>Koll</sub>	Kollektortemperatur
P <sub>Sol</sub>	Drucksensor Primärkreis
T <sub>Sol prim VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
T <sub>Sol prim RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
Q <sub>solar</sub>	Wärmemengenzähler Solar
T <sub>Sol sek. VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
T <sub>Sol sek. RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

**Pufferspeicher**

T <sub>Po</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben
T <sub>Pmo</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteoben
T <sub>Pmu</sub>	Pufferspeichertemperatur mitteunten
T <sub>Pu</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten

**Wärmerückgewinnung**

T <sub>Kond</sub>	Temperatur nach Rauchgaskondensation
T <sub>WRG VL</sub>	Vorlauftemperatur für Wärmerückgewinnung
T <sub>WRG RL</sub>	Rücklauftemperatur für Wärmerückgewinnung
Q <sub>WRG</sub>	Wärmemengenzähler Wärmerückgewinnung

**Speisewasser**

T <sub>Sp1</sub>	Temperatur Speisewasser 1
T <sub>Sp2</sub>	Temperatur Speisewasser 2
T <sub>Kalt1</sub>	Temperatur Kaltwasser 1
T <sub>Kalt2</sub>	Temperatur Kaltwasser 2

**7.14.3 Energiebilanz**

Die Energiebilanz der Anlage „Kraftfutter Fixkraft“ ist in folgender Abbildung 186 dargestellt. Aufgrund der Komplexität und Größe der Anlage (mehrere Dampfkreisläufe) sowie den hohen Kosten einer Dampfmengenmessung, werden im Monitoring ausschließlich die Vorwärmstufen des Kesselspeisewassers betrachtet. Der Eintrag der solarthermischen Anlage ist gelb bzw. der Wärmeeintrag beider WRG-Stufen ist in grün angeführt. Die Summe aller Vorerwärmungsstufen abzüglich der Pufferspeicherverluste bzw. Rohrleitungsverluste ist in violett als Output dargestellt.

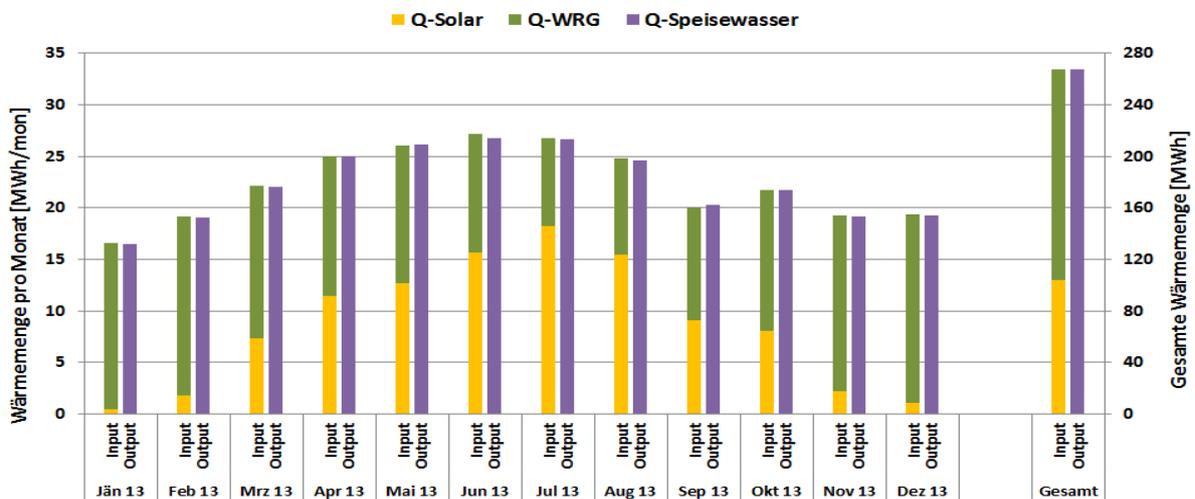


Abbildung 186: Energiebilanz der Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

#### 7.14.4 Vergleich Simulation – Messung

Folgende Abbildungen (Abbildung 187 und Abbildung 188) zeigen den Vergleich der Messergebnisse des Solarertrags und des Verbrauchs mit dem zum Zeitpunkt der Einreichung erwarteten Ergebnisse der Anlage „Futtermittel Fixkraft“. Da es im Rahmen des Monitorings ausschließlich zu einer Erfassung der Vorwärmungsstufen kommt, stellt der solare Deckungsgrad keine aussagekräftige Kenngröße dar und wird daher im Rahmen des Monitorings für die Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ nicht dargestellt.

Abbildung 187 zeigt den Vergleich des gemessenen Solarertrags (rote Linie) mit dem prognostizierten Solarertrag (blau schraffierte Fläche). Der gemessene Solarertrag liegt nach Beendigung des einjährigen Betrachtungszeitraums mit 343 kWh/m<sup>2</sup>a deutlich unter dem simulierten Solarertrag. Da aber keine schwerwiegenden Anlagenauffälligkeiten detektiert werden konnten, ist der geringere Solarertrag auf den deutlich geringeren Verbrauch an Frischwasser im gesamten Betrachtungszeitraum zurückführbar.

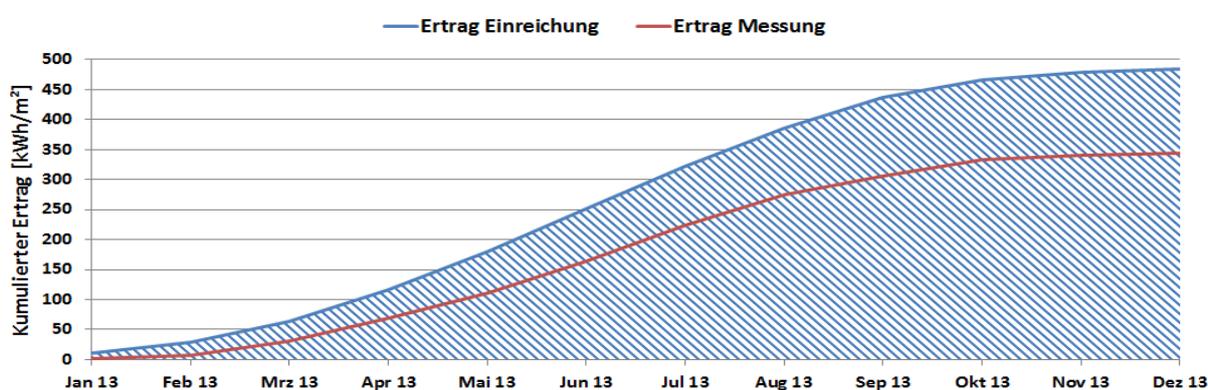


Abbildung 187: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

Der Verbrauch der Anlage „Fixkraft-Kraftfutter“ wurde von Seiten der Betreiber als konstant (Monatsvergleich) angenommen. Die Messungen im Monitoringzeitraums bekräftigen diese Annahme. Jedoch basierte die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation auf einer Verbrauchsannahme von rund 26.000 Liter pro Tag über ein Kalenderjahr. Die Messungen im Rahmen des Monitorings ergaben aber einen durchschnittlichen Warmwasserbedarf von rund 15 m<sup>3</sup> pro Tag und liegen damit deutlich unter dem prognostizierten Wert von 26 m<sup>3</sup> pro Tag (siehe Abbildung 188).

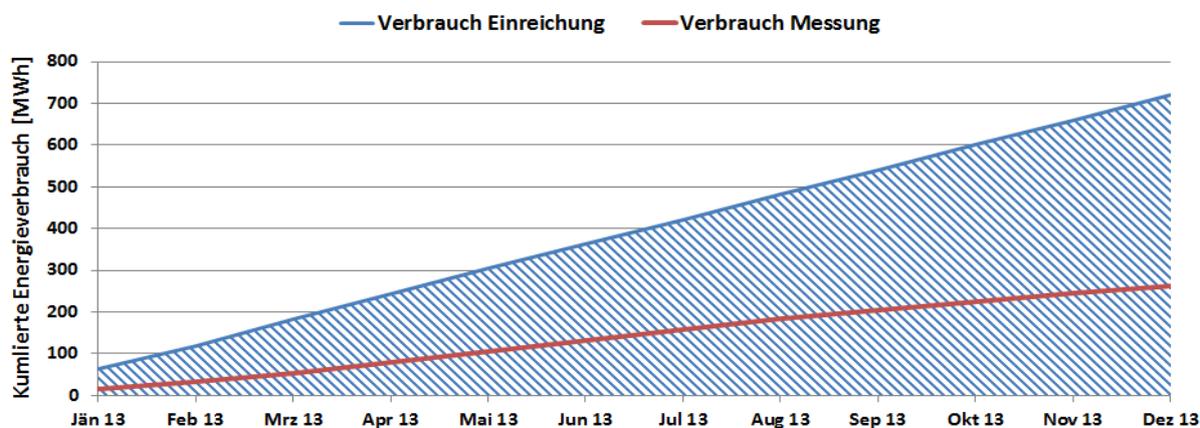


Abbildung 188: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Fixkraft Kraftfutter“ (Januar 2013 bis Dezember 2013)

### 7.14.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Folgende Abbildung 189 zeigt die Temperaturverläufe sowie die Volumenströme des Solarkreises der Anlage „Fixkraft-Kraftfutter“. Abbildung 189 stellt beispielhaft einen Tagestemperaturverlauf des Solarkreises für August 2013 dar. Gut erkennbar ist die Erhöhung der Pufferspeichertemperaturen mit Hilfe der Solaranlage vom Kaltwassertemperaturniveau (rund 18°C) auf über 60 °C. Neben dem Volumenstrom des Solarkreises ist auch der Volumenstrom der Frischwasserzapfung angeführt. Deutlich ersichtlich beeinflusst die schwankende Menge am benötigten Frischwasser den Temperaturverlauf im Solarkreis. Im ganzen Betrachtungszeitraum konnten keine klar erkennbaren Defizite in der Betriebsweise der solarthermischen Anlage erkannt werden.

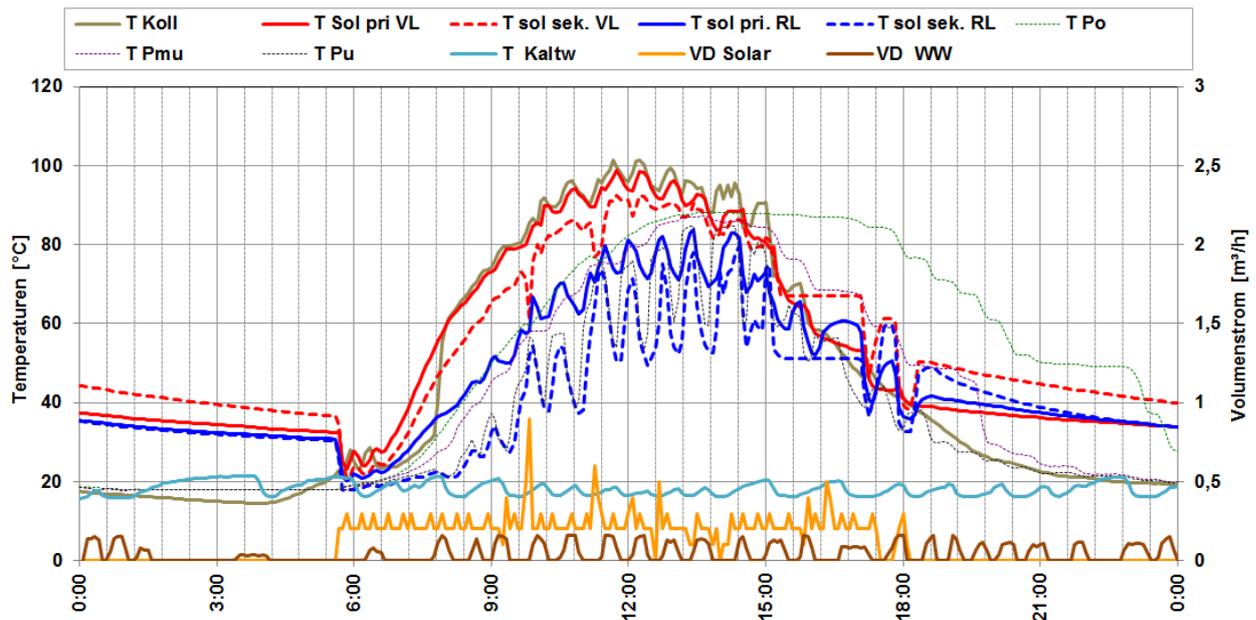


Abbildung 189: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Drucks, der Volumenströme, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (05.08.2013)

Erwähnenswert bleibt, dass es bereits bei durchschnittlicher Einstrahlungsleistung zu einer Ladung des gesamten Pufferspeichers auf einem hohen Temperaturniveau kommt. Dies führt zu einem für die Betriebsweise der Solarthermieanlage ungünstigem hohen Rücklauf- bzw. Betriebstemperaturniveau und verringertem Solarertrag. Die Gründe hierfür liegen, wie bereits einführend angeführt, in der Kombination des deutlich geringeren tatsächlichen Verbrauchs, im Vergleich zum Einreichprozess angenommenen, und dem im Anbetracht des tatsächlichen Verbrauchs unterdimensionierten Pufferspeichervolumen. Abhilfe könnte eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens bringen. Das Kollektorfeld könnte infolge mit niedrigerem, günstigerem Temperaturniveau betrieben und die gespeicherte Wärme aufgrund des kontinuierlichen Verbrauchs in den Nachtstunden genutzt werden. Um die Auswirkung einer möglichen Anpassung des Pufferspeichervolumens auf den Solarertrag bestimmen zu können, wurde auf Basis der gemessenen Verbrauchswerte eine erneute Simulation mit Hilfe des Simulationsprogramms T\*Sol durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation sind in Abbildung 190 dargestellt. Angeführt sind die kumulierten Solarerträge im Jahresverlauf bei unterschiedlichen Pufferspeichervolumina sowie den tatsächlichen Messergebnissen im Betrachtungszeitraum. Es kann festgehalten werden, dass es bei einer Erhöhung des Pufferspeichervolumens zu einer ebensolchen Erhöhung des Jahressolarertrags kommt. Eine beträchtliche Steigerung des solaren Ertrags um rund 24 % könnte bei einer Vergrößerung des Pufferspeichervolumens von 6 m³ auf 14 m³ erreicht werden (siehe

Tabelle 4). Dem Betreiber wurden die Ergebnisse der Simulation kommuniziert, aufgrund des Investitionsbedarfs konnte jedoch bis zum Ende der einjährigen Monitoringphase keine endgültige Entscheidung getroffen werden.

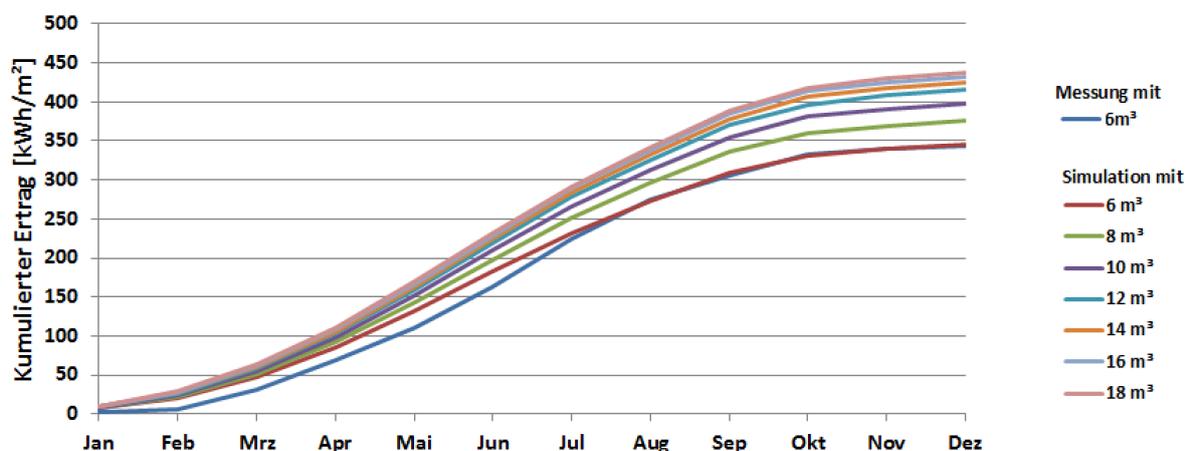


Abbildung 190: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit Simulationsergebnissen spezifischen Solarertrags bei unterschiedlichen Pufferspeichervolumina ( $6 \text{ m}^3$  bis  $18 \text{ m}^3$ ) im Jahresverlauf

Tabelle 4: Vergleich der Simulationsergebnisse des spezifischen Solarertrags sowie mögliche Ertragsteigerungen bei unterschiedlichen Pufferspeichervolumina ( $6 \text{ m}^3$  bis  $18 \text{ m}^3$ )

Speichervolumen [ $\text{m}^3$ ]	kumulierter Ertrag [ $\text{kWh}/\text{m}^2\text{a}$ ]	Ertragssteigerung [%]
$6 \text{ m}^3$	344	0%
$8 \text{ m}^3$	376	10%
$10 \text{ m}^3$	398	16%
$12 \text{ m}^3$	415	21%
$14 \text{ m}^3$	425	24%
$16 \text{ m}^3$	433	26%
$18 \text{ m}^3$	437	27%

Die Betriebsweise der Kesselspeisewasservorwärmung ist in folgenden Abbildung 191 bis Abbildung 192 jeweils für einen bzw. drei einstrahlungsreiche Sommertage dargestellt. In den Abbildung 191 sind jeweils deutlich die Temperaturunterschiede zwischen den einzelnen Vorwärmungsstufen erkennbar. Das aufbereitete Wasser wird in den Pufferspeicher eingespeist und mittels solarthermischer Anlage vorerwärmt. Ausgehend von der Frischwassertemperatur (Punkt 1), rund  $15^\circ\text{C}$ , konnte am 18.07.2013 eine Erwärmung um bis zu  $70 \text{ K}$  (Punkt 2) erreicht werden. In weiterer Folge wird das solarthermisch vorgewärmte Wasser mit Hilfe des Economisers weiter erwärmt (Punkt 3), wobei die Erwärmung über den Economiser bei hohen solaren Erträgen bzw. starker solarthermischer Vorwärmung geringer ausfällt. Erkennbar ist dies in den Nachtstunden des 18.07.2013 in. Der Economiser erwärmt das Frischwasser je nach Temperaturniveau dann um bis zu  $30^\circ\text{C}$ . Mit Hilfe der letzten Wärmerückgewinnungsstufe (Punkt 4) wird das Temperaturniveau durchschnittlich um weitere  $5$  bis  $10 \text{ K}$  (auf bis zu  $100^\circ\text{C}$ ) angehoben.

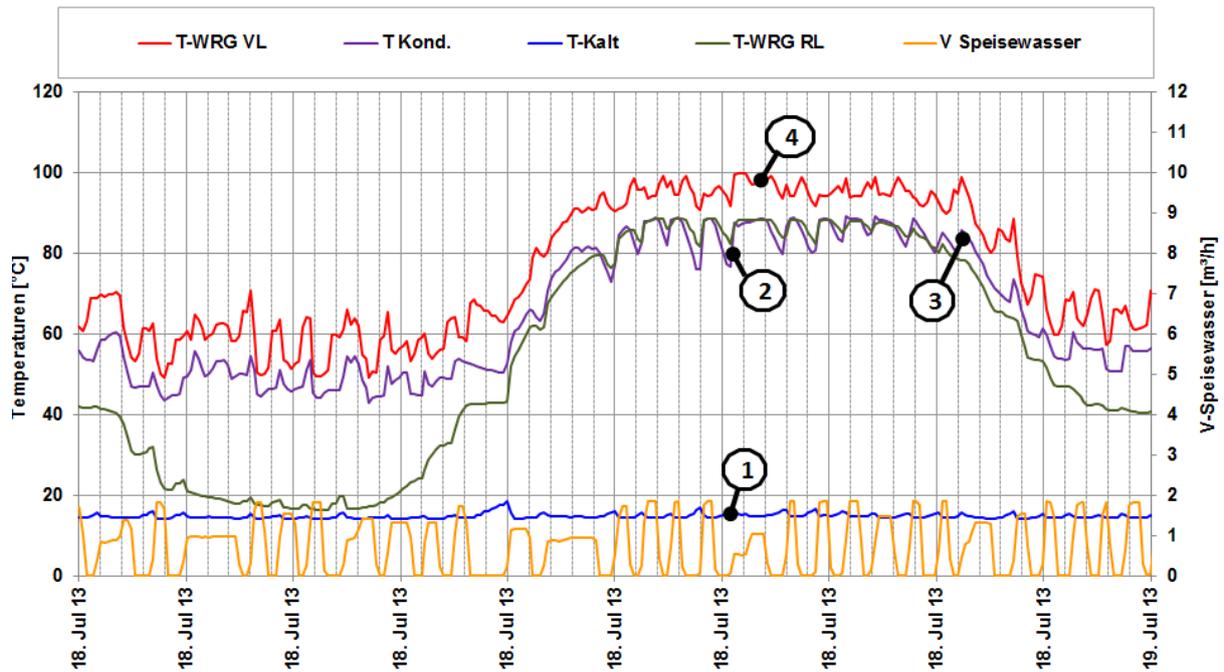


Abbildung 191: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an einem einstrahlungsreichen Sommertag (18.07.2013)

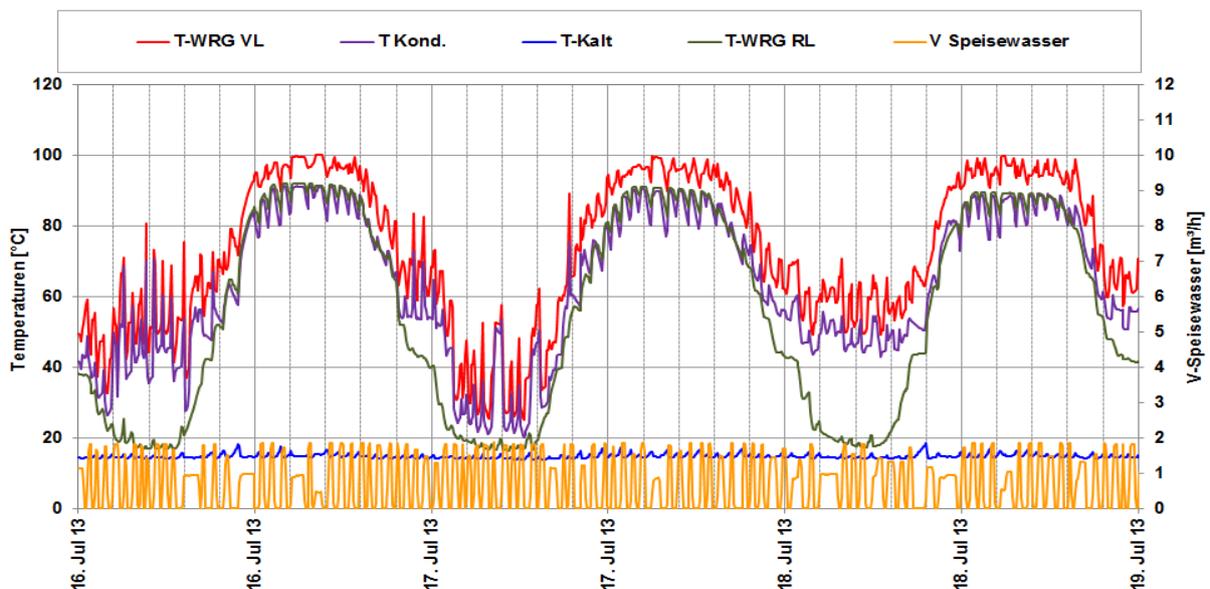


Abbildung 192: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an drei einstrahlungsreichen Sommertagen (16.07.2013 bis 18.07.2013)

Die Betriebsweise der Kesselspeisewasservorwärmung für einen bzw. drei einstrahlungsarme Wintertage ist in folgenden Abbildung 193 bis Abbildung 194 dargestellt. Steht wie in den Abbildung 193 bis Abbildung 194 ersichtlich keine solarthermische Wärme zur Vorwärmung zur Verfügung, wird das Frischwasser ausschließlich mittels des Economisers und des Brüden-Kondensators vorerwärmt. Der Economiser erwärmt das Frischwasser um bis zu 30 °C und mittels des Brüden-Kondensators (Punkt 4) wird das Temperaturniveau durchschnittlich um weitere 5 bis 10 K (auf bis zu 60 °C) angehoben. Das Temperaturniveau liegt dann bei Eintritt in den Speisewassertank deutlich unter dem Temperaturniveau bei aktiver solarthermischer Vorwärmung des Kesselspeisewassers (vgl. Abbildung 191).

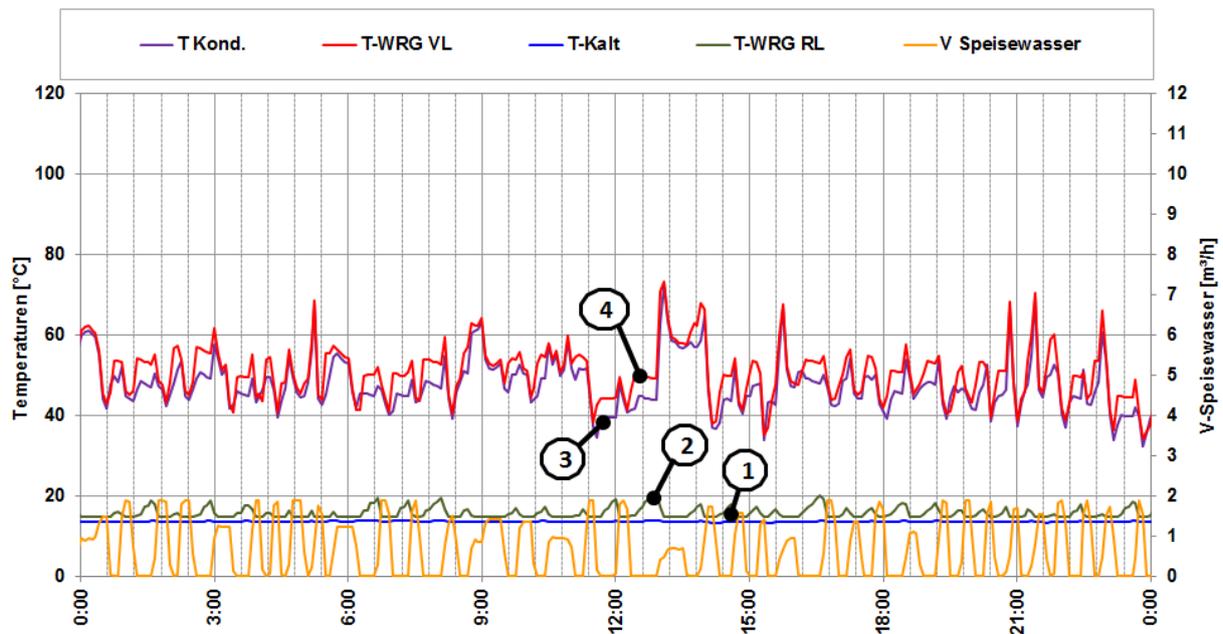


Abbildung 193: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an einem Wintertag ohne solaren Eintrags (3.1.2013)

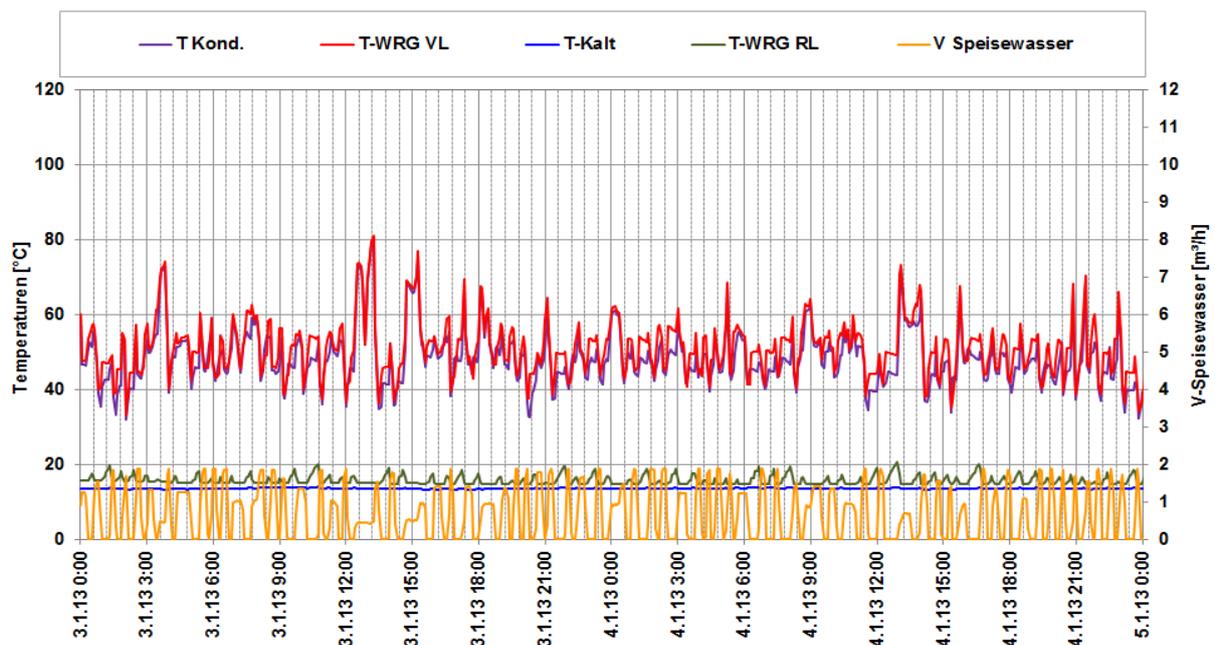


Abbildung 194: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an drei Wintertagen ohne solaren Eintrag (3.1.2013 bis 5.1.2013)

Eine Betrachtung der eingebrachten durchschnittlichen stündlichen Leistung der jeweiligen Vorwärmungsstufen ist in Abbildung 195 und Abbildung 196 dargestellt. Deutlich Unterschiede sind in der Menge der eingebrachten solarthermischen Wärme in Abhängigkeit der Einstrahlungsleistung als auch bei dem Eintrag des Economisers erkennbar. Bei starker solarer Vorwärmung fällt der Eintrag des Economisers, bedingt durch das bereits höher vorhandene Temperaturniveau, niedriger aus. Weiters ist erkennbar, dass an Tagen mit hohen solaren Erträgen solarthermische Wärme bis ca. 1:00 Uhr aus dem Speicher entnommen wird. Wie bereits angeführt, könnte durch eine Vergrößerung des Pufferspeichervolumens mehr solare Wärme gespeichert werden und Phasenverschoben auch in den Nachtstunden zur Vorwärmung herangezogen werden.

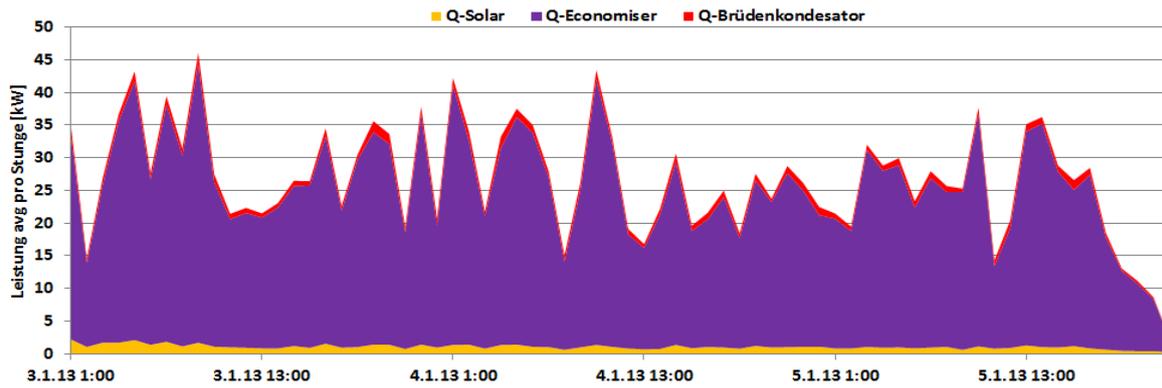


Abbildung 195: Beispielhafter Verlauf der mittleren stündlichen Leistung der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an drei Wintertagen ohne solaren Eintrag (3.1.2013 bis 5.1.2013)

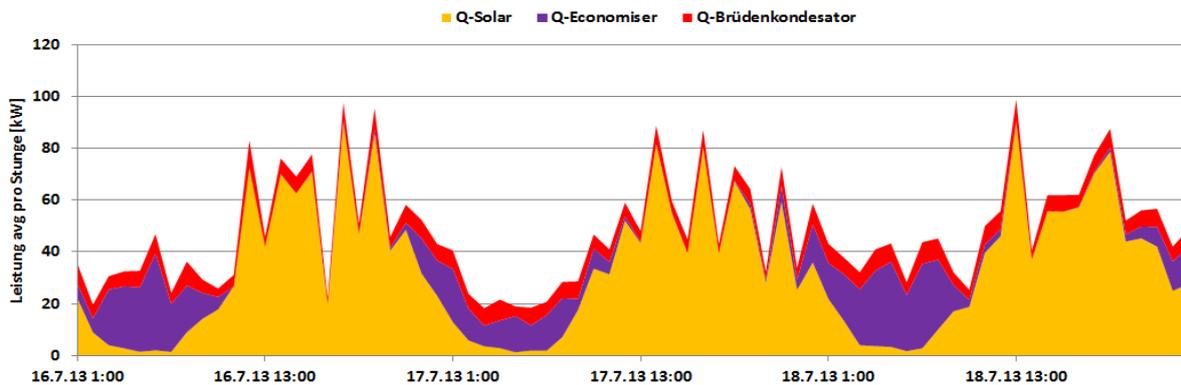


Abbildung 196: Beispielhafter Verlauf der mittleren stündlichen Leistung der Kesselspeisewasservorwärmungsstufen zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms an drei einstrahlungsreichen Sommertagen (16.07.2013 bis 18.07.2013)

In Abbildung 197 ist der Jahresverlauf der täglichen Summen der einzelnen Vorwärmungsstufen (rote Fläche) als auch der Anteil des solaren Ertrags zur Vorwärmung des Speisewassers dargestellt. Bei der Betrachtung des Jahresverlaufs zeigen sich einerseits der typische Verlauf des solaren Ertrags mit deutlich geringerem Eintrag im Winter und Spitzen im Sommer und andererseits der relativ konstante Verbrauch über das Jahr hinweg. Laut Auskunft des Betreibers ist die Produktion ganzjährig 24 Stunden in Betrieb. Ausnahmen ergeben sich nur infolge Wartung oder anderwärtiger Instandhaltungsmaßnahmen.

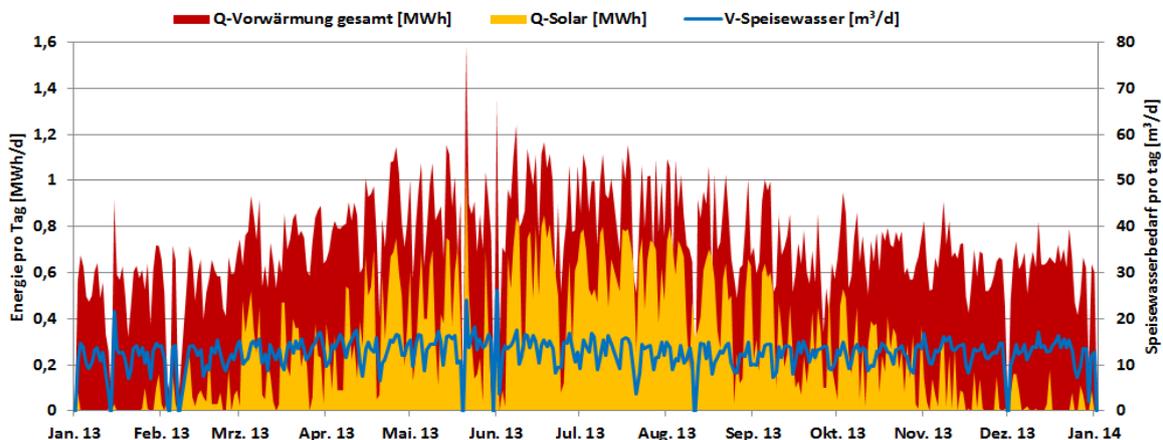


Abbildung 197: Jahresverlauf des täglich eingebrachten solaren Ertrags zur Vorwärmung des Speisewassers als auch die Summe der einzelnen Vorwärmungsstufen

#### **7.14.6 Anlagen Status Quo**

Die solarthermische Anlage des Projekts „Fixkraft Kraftfutter“ zur Vorwärmung von Kesselspeisewasser wurde im Sommer 2013 in Betrieb genommen. Das begleitende Monitoring wurde im Dezember 2013 gestartet und konnte mit November 2104 beendet werden.

Nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase kann der Anlage im Allgemeinen eine zufriedenstellende und stabile Betriebsweise bescheinigt werden. Es zeigte sich jedoch, dass es bereits bei durchschnittlicher Einstrahlungsleistung zu einer Ladung des gesamten Pufferspeichers auf einem hohen Temperaturniveau kam. Die Gründe hierfür lagen, in der Kombination des deutlich geringeren tatsächlichen Verbrauchs, im Vergleich zum Einreichprozess angenommenen, und dem im Anbetracht des tatsächlichen Verbrauchs unterdimensionierten Pufferspeichervolumen. Wie Simulationen zeigten, würde eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens deutliche Verbesserungen bringen. Das Kollektorfeld könnte infolge mit niedrigerem, günstigerem Temperaturniveau betrieben und die gespeicherte Wärme aufgrund des kontinuierlichen Verbrauchs in den Nachtstunden genutzt werden. Die Möglichkeit der Erhöhung des Pufferspeichervolumens zur Steigerung des spezifischen Solarertrags wurde dem Betreiber kommuniziert und, aufgrund des Investitionsbedarfs wurde aber bis zum Ende des einjährigen Begleitforschungszeitraums keine endgültige Entscheidung getroffen.

## 7.15 Holz Trocknung Reich, OÖ

### 7.15.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Holz Trocknung Reich
<u>Adresse:</u>	4942 Gurten
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Verbraucher:</u>	Holz Trocknung, Warmwasser, Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	102 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	10 m <sup>3</sup>
<u>Zusätzliche Wärmequellen:</u>	Hackgutkessel 30 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	60% (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	473 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Januar 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Für die Trocknung von Hackgut sowie zur untergeordneten Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung wurde 2012 vom Unternehmen „Holz Trocknung Reich“, zusätzlich zu einer bereits 1986 errichteten 12 m<sup>2</sup> Solaranlage und einer 72 m<sup>2</sup> Luftkollektoranlage (Fertigstellung 2005), eine weitere solarthermische Anlage mit 102 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche errichtet.

Das neu errichtete Kollektorfeld (rechte Dachhälfte) sowie das Luftkollektorfeld als auch eine Photovoltaikanlage zur Versorgung der Hackgut Trocknungsanlage sind in Abbildung 198 dargestellt. Hintergrund war laut Betreiber, dass mit der bestehenden Anlage das Hackgut nur unmittelbar und nur bei ausreichend hoher Sonneneinstrahlung getrocknet werden konnte. Die Anforderung an eine Hackgut Trocknung sind allerdings eine durchgehende Trocknung über einen Zeitraum von ca. 20 Tagen (bei Trocknungstemperaturen von mind. 5 °C über Umgebungstemperatur). Mit der neu errichteten Anlage kann die solar gewonnene Wärme im 10 m<sup>3</sup> umfassenden Pufferspeicher zwischengespeichert werden und die Hackgut Trocknung kann nun auch in Zeiten ohne Solareinstrahlung bzw. bei Solaranlagenstillstand über die im Pufferspeicher gespeicherte Wärme beschickt werden. Weiters wurde bei der Umsetzung der Anlagenhydraulik darauf geachtet, dass die Hackgut Trocknung mittels der neu errichteten thermischen Solaranlage direkt betrieben werden kann.



Abbildung 198: Ansicht des neu errichteten 102 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfelds der Anlage „Holz Trocknung Reich“ (linkes Bild, rechte Dachhälfte) sowie des Hackgutlagers und der Trocknungsanlage (rechtes Bild), Bildquelle: Rupert Reich

Ziel des Betreibers ist es, mit Hilfe der Hackgut Trocknung eine Qualitätsverbesserung des Hackgutes (Erzeugung von Hackgut mit konstant ca. 12 % Feuchtigkeitsgehalt) durch eine Erhöhung des Heizwertes je kg Hackschnitzel zu erreichen. Die Leistung der bestehenden Anlage konnte durch den Bau der 102 m<sup>2</sup> thermischen Solaranlage von

1500 SRM auf 4500 SRM erweitert werden. Zur Trocknung des Hackguts wurde ein Schrägrosttrockner installiert (siehe beispielhafte Darstellung in Abbildung 199) umgesetzt. Da die solare Hackgut-trocknung nur in den Monaten März bis November erfolgt, kann bzw. wird im Winter die gewonnene solare Wärme ausschließlich für die Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung verwendet. Laut Betreiber wird ausschließlich solare Wärme zur Trocknung von Hackgut herangezogen. Eine Nachheizung über einen Kessel ist nicht vorgesehen.



Abbildung 199: Beispielhafte Darstellung eines für das Projekt "Hackgut-trocknung Reich" installierter Schrägrost-Hackgut-trockner (Quelle: [www.cona.at](http://www.cona.at))

### 7.15.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 200 zeigt das Hydraulik- bzw. Messkonzept der Anlage „Holztrocknung Reich“. Die Regelungsstrategie der 102 m<sup>2</sup>-thermischen Solaranlage sieht vor, dass bei direktem Bedarf im Prozess der Hackgut-trocknung der Luft-Wasser-Wärmetauscher des Trockners direkt versorgt werden kann. Besteht direkt von der Trocknungsanlage kein Bedarf, wird der 10 m<sup>3</sup> fassende Pufferspeicher temperaturorientiert in zwei möglichen Höhen beladen. Aus dem Pufferspeicher heraus kann bei Bedarf und bei nicht ausreichender Solareinstrahlung wieder der Trocknungsprozess bedient werden. Die Nachheizung des Pufferspeichers erfolgt mittels Hackgutkessel bzw. besteht die Möglichkeit mit dem Kessel direkt in den 500 Liter Boiler sowie direkt in den Heizkreis einzuspeisen. Der 500 l Trinkwasserspeicher wird weiters über eine bereits bestehende, 12 m<sup>2</sup> große und unabhängig von der Neuanlage funktionierende, solarthermische Anlage beladen.

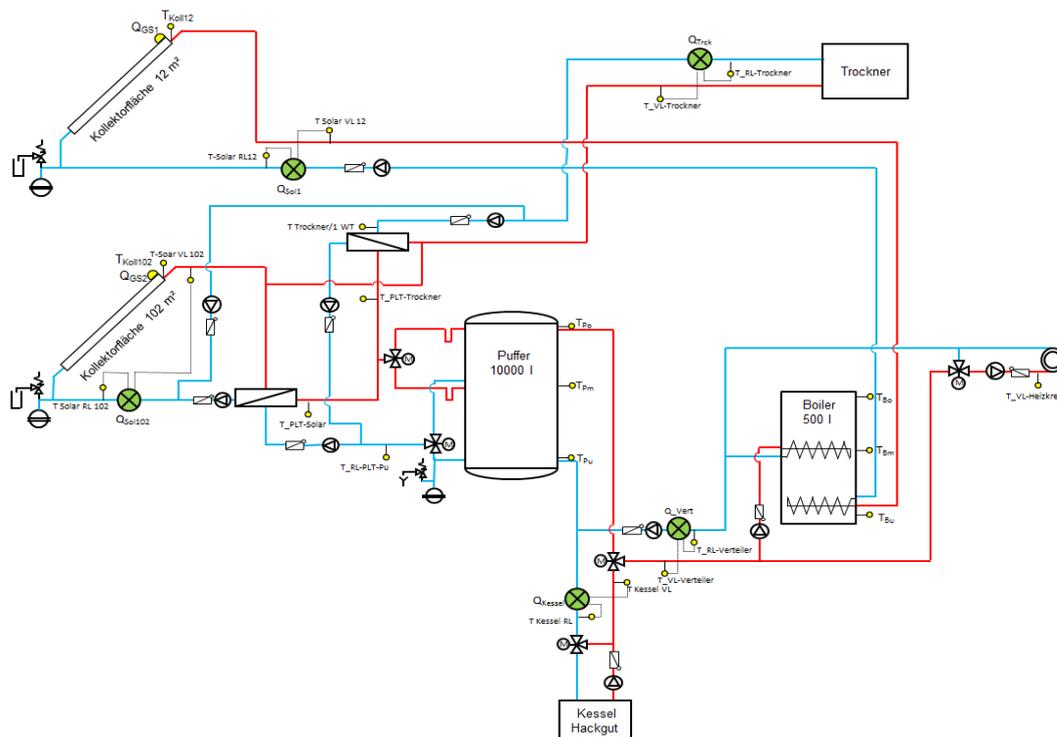


Abbildung 200 Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Holztrocknung Reich“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis 102 m<sup>2</sup>**

- Q<sub>GS</sub> Globalstrahlungssensor 102 m<sup>2</sup>
- T<sub>Koll102</sub> Kollektortemperatur 102 m<sup>2</sup>
- T<sub>Solar VL102</sub> Solarvorlauftemperatur Primärkreis 102 m<sup>2</sup>
- T<sub>Solari RL 102</sub> Solarrücklauftemperatur Primärkreis 102 m<sup>2</sup>

**Solar-Primärkreis 12 m<sup>2</sup>**

- Q<sub>GS1</sub> Globalstrahlungssensor 12 m<sup>2</sup>
- T<sub>Koll12</sub> Kollektortemperatur 12 m<sup>2</sup>
- T<sub>Solar VL12</sub> Solarvorlauftemperatur Primärkreis 12 m<sup>2</sup>
- T<sub>Solari RL 12</sub> Solarrücklauftemperatur Primärkreis 12 m<sup>2</sup>

**Solar-Sekundärkreis & Speicher**

- T<sub>PLT-Solar</sub> Solarvorlauftemp. 102 m<sup>2</sup> Sekundärkreis zu Pufferspeicher
- T<sub>RL-PLT-Pu</sub> Solarrücklauftemp. 102 m<sup>2</sup> Sekundärkreis von Pufferspeicher
- T<sub>PLT-Trockner</sub> Solarrücklauftemp. 102 m<sup>2</sup> Sekundärkreis zu WT Trocknung
- T<sub>P o</sub> Pufferspeichertemperatur Oben
- T<sub>P m</sub> Pufferspeichertemperatur Mitte
- T<sub>P u</sub> Pufferspeichertemperatur Unten

**Nachheizung**

- T<sub>Kessel VL</sub> Vorlauftemperatur Hackgut-Nachheizung
- T<sub>Kessel RL</sub> Rücklauftemperatur Hackgut-Nachheizung
- Q<sub>Kessel</sub> Wärmemengenzähler Hackgut-Nachheizung

**Verbraucher**

- T<sub>Trockner/1 - WT</sub> Rücklauftemp. von Trockner zu Pufferspeicher vor WT
- T<sub>VL-Trockner</sub> Vorlauftemperatur Trocknung
- T<sub>RL-Trockner</sub> Vorlauftemperatur Trocknung
- Q<sub>Trck</sub> Wärmemengenzähler Trocknung

$T_{VL}$ -Verteiler	Vorlauftemperatur Verteiler
$T_{RL}$ -Verteiler	Vorlauftemperatur Verteiler
$Q_{Vert}$	Wärmemengenzähler Verteiler
$T_{Bo}$	Boilertemperatur Oben
$T_{Bm}$	Boilertemperatur Mitte
$T_{Bu}$	Boilertemperatur Unten
$T_{VL}$ -Heizkreis	Vorlauftemperatur Heizkreis

### 7.15.3 Energiebilanz

Abbildung 201 zeigt die Energiebilanz der Anlage „Holztrocknung Reich“. Der Wärmeeintrag findet über die solarthermischen Anlagen (gelb) sowie über den Hackgutkessel (grün) statt. Die Wärmemengen für den Verteilerkreis (violett) sowie für die Hackguttrocknung (cyan) stellen die Wärmeverbraucher der Anlage dar. Die Differenz zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput bedeuten Systemverluste, die bei rund 10% liegen.

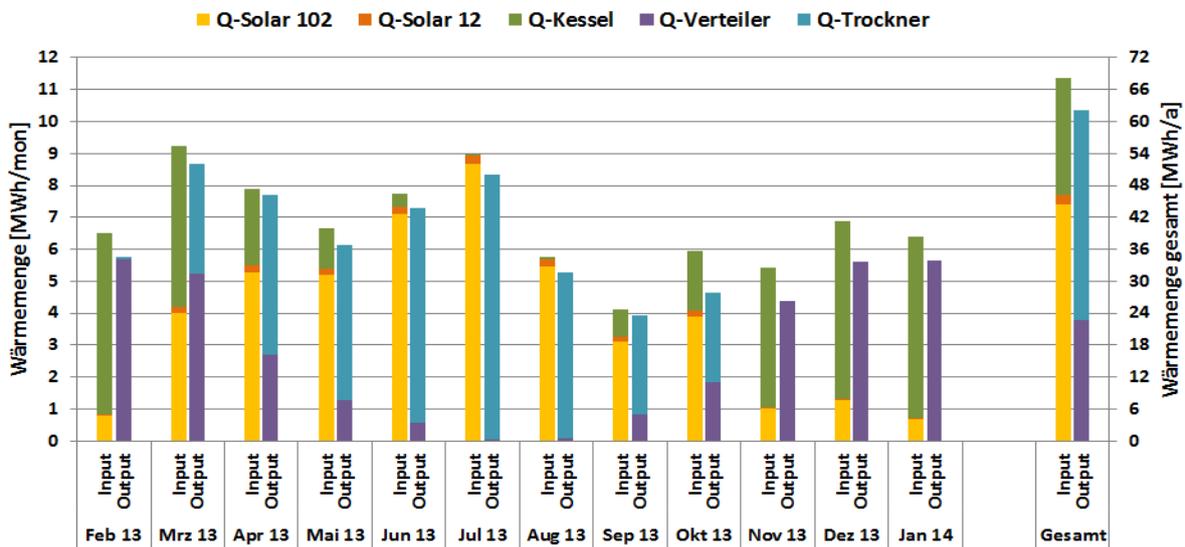


Abbildung 201: Energiebilanz der Anlage „Holztrocknung Reich“ (Februar 2013 bis Januar 2014)

### 7.15.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 202, Abbildung 203 und Abbildung 204) zeigen den Vergleich der Messergebnisse des Solarertrags, des solaren Deckungsgrads (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) und des Verbrauchs mit dem zum Zeitpunkt der Einreichung erwarteten Kennzahlen der Anlage „Holztrocknung Reich“.

Der gemessene Solarertrag (rote Linie) sowie der laut Einreichung prognostizierte Solarertrag (blau schraffierte Fläche) im betrachteten Monitoringzeitraum wird in folgender Abbildung 202 dargestellt. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase konnte der erwartete kumulierte Solarertrag von 390 kWh/m<sup>2</sup>a mit rund 473 kWh/m<sup>2</sup>a deutlich übertroffen wurde.

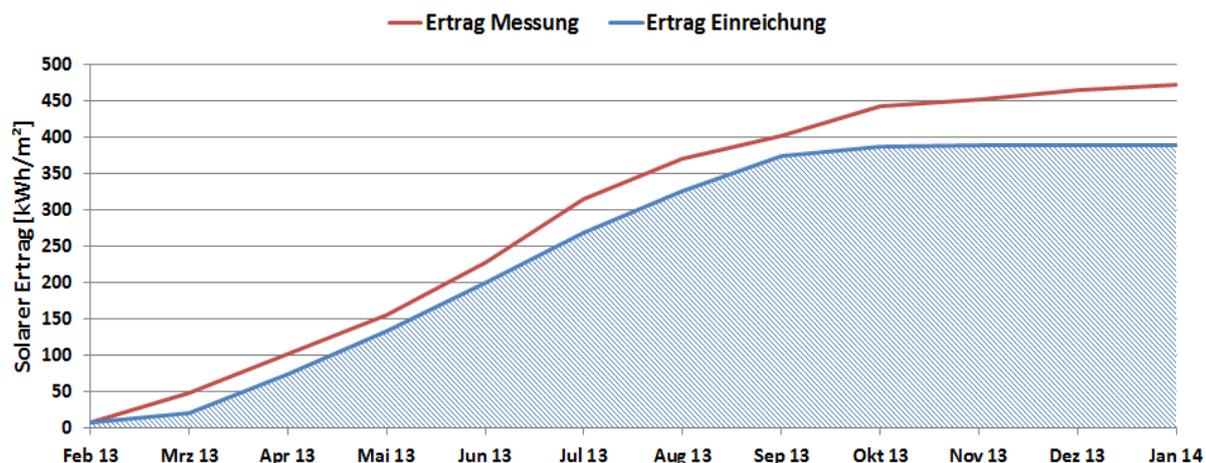


Abbildung 202: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Holztrocknung Reich“ (Februar 2013 bis Januar 2014)

Die Messungen der Wärmemengen ergaben, dass der gemessene solare Deckungsgrad (rote Balken) jeden Monat des einjährigen Betrachtungszeitraums über dem prognostizierten solaren Deckungsgrad (blaue Balken) lag. Der erwartete solare Jahresdeckungsgrad von rund 53 %, wurde somit übertroffen und beträgt nach Ende der einjährigen Monitoringphase rund 60%. Die hohen solaren Deckungsgrade in den Sommermonaten Juni, Juli und August von jeweils über 90% ist auf den Betrieb der Hackgutttrocknung zurückzuführen. Laut Anlagenbetreiber wird die Menge des zu trocknenden Hackguts auf das zur Verfügung stehende Angebot solarer Wärme angepasst.

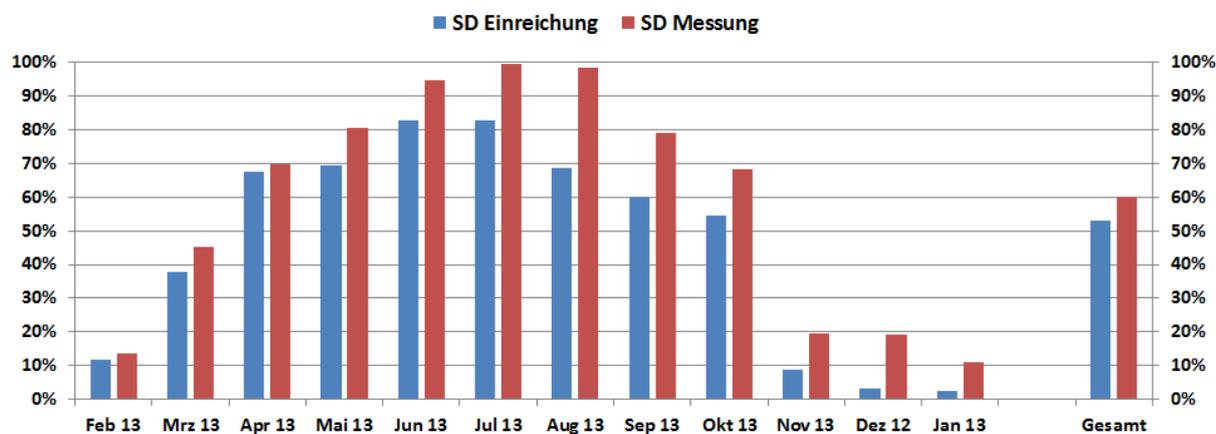


Abbildung 203: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Holztrocknung Reich“ (Februar 2013 bis Januar 2014)

Der gemessene (rote Linie) sowie der laut Einreichung erwartete Verbrauch (blau schraffierte Fläche) der Anlage „Holztrocknung Reich“ sind in Abbildung 203 dargestellt. Nach Abschluss des Betrachtungszeitraums liegt der gemessene Verbrauch mit 73 MWh geringfügig über dem erwarteten Verbrauch von 68 MWh.

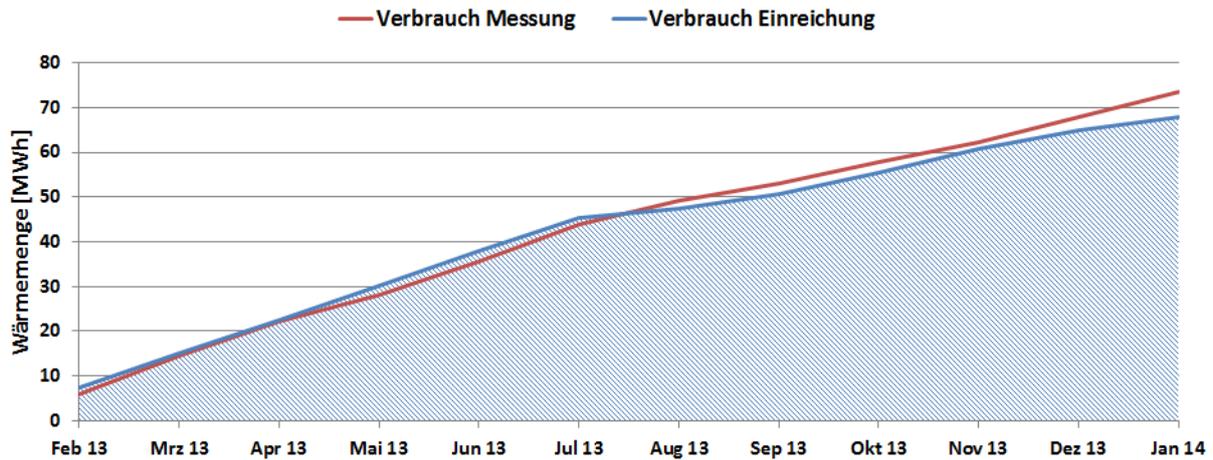


Abbildung 204: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Holztrocknung Reich“ (Februar 2013 bis Januar 2014)

### 7.15.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Analyse der Temperaturverläufe in allen hydraulischen Kreisläufen bestätigte bei der Anlage „Hackguttrocknung Reich“ einen soliden Betrieb beider Kollektorfelder als auch der Nachheizung und der Hackguttrocknungsanlage.

In Abbildung 205 ist ein beispielhafter Verlauf der Temperaturen im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreis des bereits im Bestand befindenen Kollektorfeldes, mit einer Bruttokollektorfläche von 12 m<sup>2</sup>, an einem nahezu wolkenlosen Tag im Juli 2013 zu sehen.

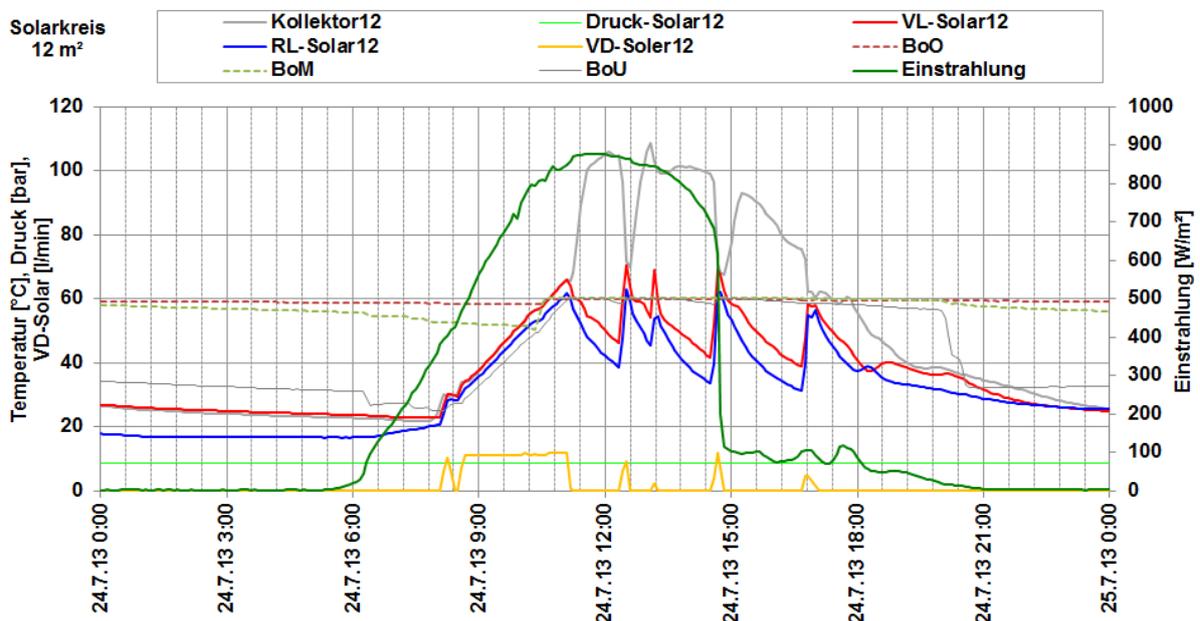


Abbildung 205: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems (12 m<sup>2</sup> großes Kollektorfeldes) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis und der Globalstrahlung (24.07.2013)

Als erwähnenswerte Verbesserungsmöglichkeit zeigt sich das häufige Auftreten von Stagnation im Kollektorkreis. Wie in Abbildung 205 erkennbar, kommt es an diesem Tag zu Anlagenstagnation. Aufgrund des bereits auf Maximaltemperatur befindlichen Speichers schalten die Solarkreisumpen ab und die Anlage geht in Stagnation, sprich die Kollektortemperatur steigt rapide auf rund 100 °C an ohne das die vorhandene Energie aus dem Kollektorfeld nutzbar abgeführt werden kann. Die Gründe hierfür liegen in einem für das 12 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld verhältnismäßig kleinem Speichervolumen von 500 Liter sowie der Begrenzung der relativ geringen maximalen Einspeisetemperatur. Im

Betrachtungszeitraum konnte an rund 35 Tagen Anlagenstagnation beobachtet werden. Abhilfe könnte eine Einbindung des Kollektorfelds in den 10 m<sup>3</sup> Pufferspeicher in welchen bereits das 102 m<sup>2</sup>-große Kollektorfeld als auch der Biomassekessel einspeist, schaffen. Zum einen stände damit augenscheinlich ein größeres Speichervolumen zu Verfügung und zum anderen kann der 10 m<sup>3</sup> Pufferspeicher auf ein höheres Temperaturniveau als der Brauchwasserspeicher beladen werden. Unter Berücksichtigung der Anlagenhydraulik und der örtlichen Gegebenheiten als auch den durch den Umbau anfallenden Kosten, ist eine Veränderung der Anlagenhydraulik in Anbetracht des Kosten/Nutzen-Verhältnisses nicht zwingend erforderlich.

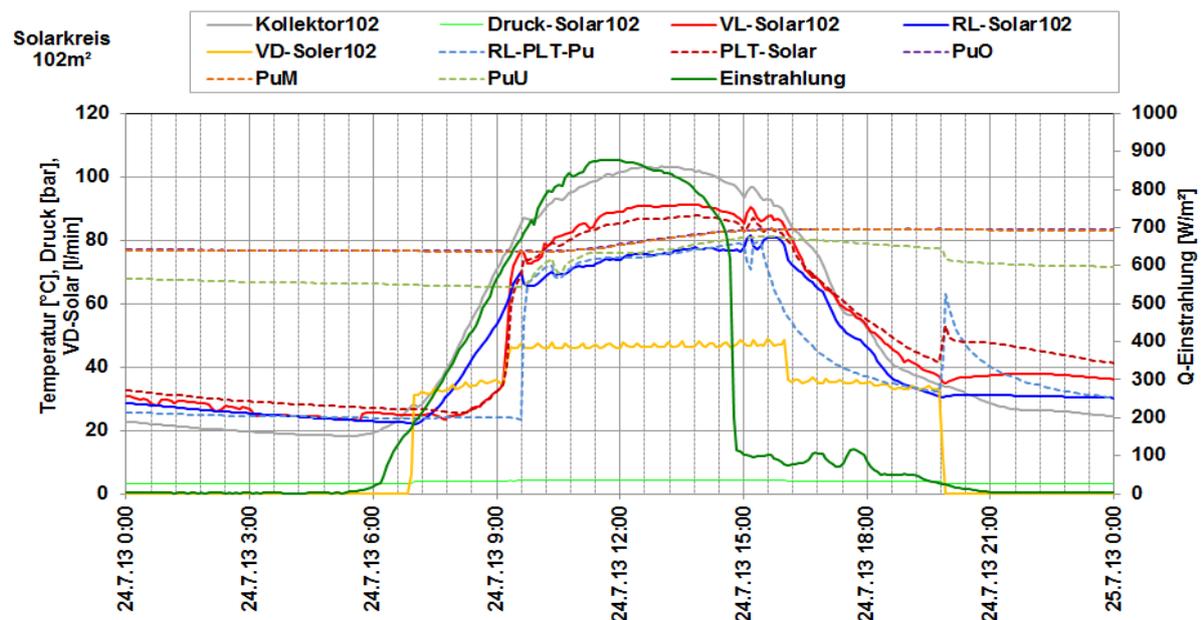


Abbildung 206: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems (102 m<sup>2</sup> großes Kollektorfeldes) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis und der Globalstrahlung (24.07.2013)

Ein beispielhafter Verlauf der Temperaturen im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreis des 102 m<sup>2</sup>-großen Kollektorfeldes, ebenfalls an 24. Juli 2013, ist in Abbildung 206 dargestellt. Bei der Umsetzung der Anlagenhydraulik wurde darauf geachtet, dass der Trocknungsprozess mittels der neu errichteten thermischen Solaranlage direkt betrieben werden kann. Diese direkte Nutzung der solarthermischen Anlage zur Hackgut-trocknung ist in Abbildung 207 erkennbar. Ab 7:00 Uhr wird die Hackgut-trocknung in Betrieb genommen und solarthermische Energie aus dem Speicher wird zur Trocknung des Hackguts herangezogen. Die Inbetriebnahme der solarthermischen Anlage erfolgt um ca. 9:00 Uhr. Dann wird neben der Hackgut-trocknungsanlage auch der Pufferspeicher mit Wärme aus dem Kollektorfeld beschickt, erkennbar an dem Ansteigen des Volumenstroms in Abbildung 206. Ab ca. 16:00 Uhr findet die Hackgut-trocknung wiederum primär aus dem Speicher statt. Die Regelung für die Inbetriebnahme der Hackgut-trocknung erfolgt zeitgesteuert oder manuell. Die Inbetriebnahme der Solarthermieanlage wird, wie in Abbildung 207 deutlich erkennbar, über den mit der untersten Speichertemperatur gesteuert. Wie aus der Abbildung 207 weiters ersichtlich liegt die Puffertemperatur nach dem Ausschalten der Hackgut-trocknung um 20:00 Uhr bei rund 70 °C. Dieses relativ hohe Temperaturniveau im Speicher führt infolge dazu, dass auch am Folgetag die solarthermische Anlage mit für den Kollektorfeldwirkungsgrad ungünstig hohen Temperaturen beaufschlagt wird. Eine Ausdehnung der Betriebszeiten der Hackgut-trocknung zur Entleerung der Speicher wurde jedoch aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen nicht umgesetzt, da der Betrieb der Trocknungsanlage über eine eigene 12,8 kW PV-Anlage gewährleistet wurde. Die

Installation eines Stromspeichers zur Ausdehnung der Betriebszeiten der Hackgutd Trocknung ist laut Betreiber für 2015 vorgesehen.

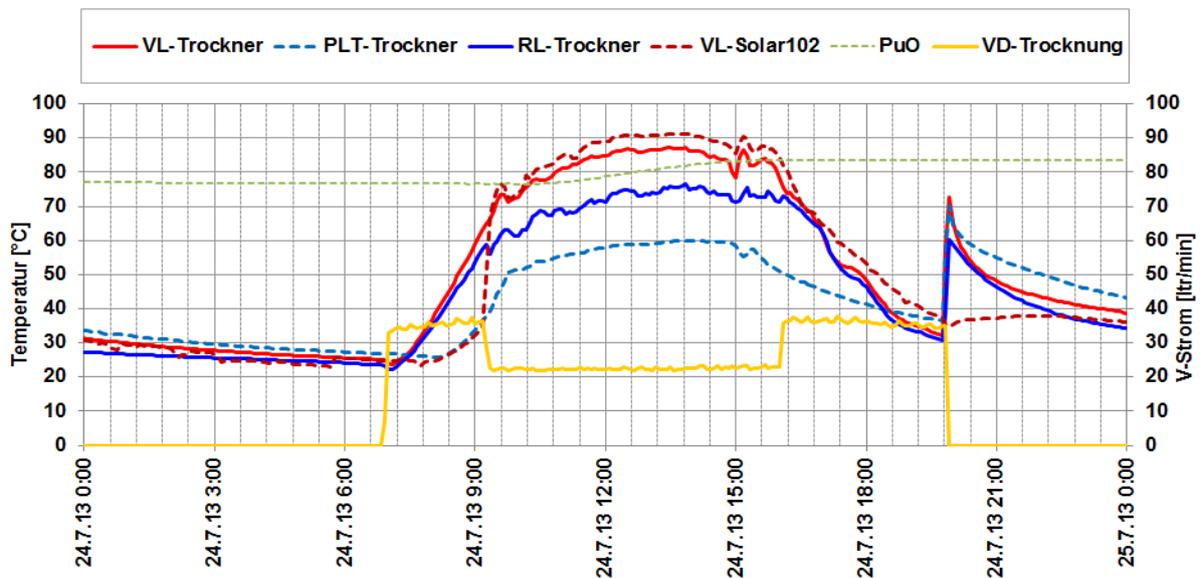


Abbildung 207: Beispielhafter Temperaturverlauf im Hackgutd Trocknungskreis zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme und der oberen Pufferspeichertemperatur (24.07.2013)

Die Auswertungsarbeiten zu den Temperaturverläufen im Nachheizungs- sowie Verteilerkreis zeigen keine Auffälligkeiten und bestätigten einen unproblematischen Betrieb. Abbildung 208 zeigt hierzu beispielhaft den Verlauf der Temperaturen zuzüglich Volumenstrom des Nachheizungskreises sowie des Verteilerkreises für die Warmwasserbereitung und Raumheizung an einem Wintertag im Jänner 2014. Aufgrund der geringen Einstrahlungsleistung an diesem und den vorangegangenen Tagen des Betrachtungszeitraums fand kein nennenswerter Eintrag an solarthermischer Wärme in den Pufferspeicher statt. Gut erkennbar ist dies in Abbildung 208 an den niedrigen Pufferspeichertemperaturen des betrachteten Tages. Die Versorgung des Verteilerkreises erfolgte dem Hydraulikkonzept entsprechend nicht aus dem Pufferspeicher sondern unmittelbar über die Biomassekesselanlage. Die Verbrauchertemperaturen des Verteilerkreises nach dem Beimischeventil betragen rund 50 °C und bleiben während aktiver Nachheizung nahezu konstant.

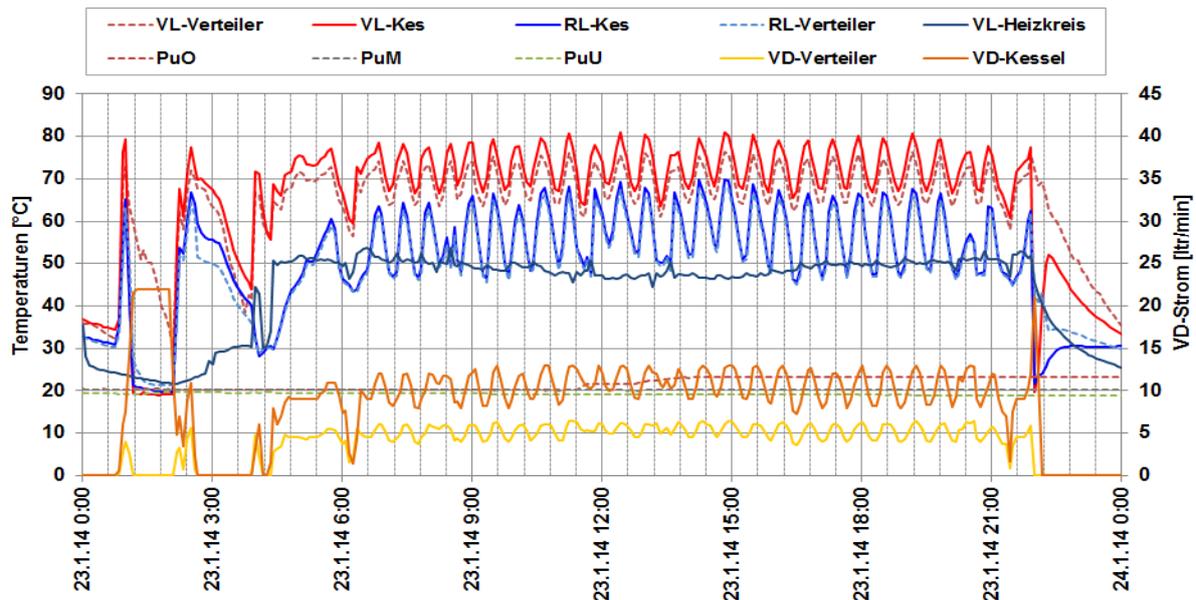


Abbildung 208: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungs-, und Verteiler- und Heizkreis zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme und der Pufferspeichertemperaturen (24.07.2013)

### 7.15.6 Anlagen Status Quo

Das Anlagenmonitoring der Anlage „Hackgutttrocknung Reich“ startete mit Februar 2013 und konnte nach einem Jahr im Jänner 2014 abgeschlossen werden. Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch die Erreichten solaren Erträge können als zufriedenstellend bezeichnet werden. Durch die Anpassung der Trocknungsmenge an das zur Verfügung Angebot solarer Wärme konnten insbesondere in den Sommermonaten sehr hohe solare Deckungsgrade erreicht werden. Optimierungspotential zeigte sich in der Regelung der Hackgutttrocknung. Durch die ausschließliche Verwendung von Strom aus einer zugehörigen PV-Anlage für den Betrieb der Hackgutttrocknung wurden die Betriebsstunden auf die Tageszeit begrenzt. Infolgedessen konnten vorhandene Überschüsse aus dem Speicher nicht zur Trocknung herangezogen werden. Eine Optimierung wird laut Betreiber für Mitte 2015 durch den Einbau eines Stromspeichers erreicht werden.

Im Zuge des Monitoring des Wärmebereitung- und Wärmeverteilungssystem konnte bei einer zweiten 28 Jahre alten und 12 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage (Verwendung ausschließlich zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) Optimierungspotential aufgrund mehrmaliger Anlagenstagnation detektiert werden. Unter Berücksichtigung der Anlagenhydraulik und der örtlichen Gegebenheiten als auch den durch den Umbau anfallenden Kosten ist eine Veränderung der Anlagenhydraulik als auch der Regelung jedoch nicht zwingend erforderlich bzw. in Anbetracht des Kosten/Nutzen-Verhältnisses nicht angebracht.

Abschließend kann die Betriebsweise der Anlage „Hackgutttrocknung Reich“ als zufriedenstellend bezeichnet werden. Schwerwiegende Anlagenprobleme konnten im Betrachtungszeitraum nicht detektiert werden.

## 7.16 Unfallkrankenhaus Kalwang, Stmk.

### 7.16.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Unfallkrankenhaus Kalwang
<u>Adresse:</u>	8775 Kalwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung (FBH, Radiator, Lüftungszentrale)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	208 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	6 x 2,9 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Fernwärme, Ölkessel 580 kW (Notkessel)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	4,2% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	340 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Betreibervorhabens, bis zum Jahr 2020 eine größtmögliche Energieautarkie am Standort zu erreichen, wurde auf dem Dach des Unfallkrankenhauses Kalwang eine solarthermische Anlage installiert. Abbildung 209 zeigt die installierten Flachkollektoren mit einer gesamten Bruttokollektorfläche von 208 m<sup>2</sup>. Die installierten Kollektorfelder weisen bei direkter Südausrichtung eine Neigung von 35° auf. Die generierte Solarwärme wird in sechs Pufferspeicher, welche wiederum in zwei Gruppen aufgeteilt sind, eingespeist. Eine Gruppe aus drei Pufferspeichern wird für die Warmwasserbereitung (inklusive Versorgung der Zirkulationsleitung) und eine zweite Pufferspeichergruppe wird für die Raumheizung (Hochtemperaturverteiler, Fußbodenheizung, Radiatoren und Lüftungszentrale) genutzt.

Als Zusatzheizung fungiert eine Fernwärmeanbindung. Die Nutzung der Abwärme zweier Kältemaschinen in das System wurde angedacht aber im Betrachtungszeitraum nicht mehr umgesetzt. Laut Auskunft des Betreibers wurde die Einbindung schlussendlich mit Mitte 2014 in Betrieb genommen. Bei einem auftretenden Spitzenlastfall bzw. bei einem Ausfall der Fernwärme können zudem zwei Ölnotkessel in Betrieb genommen werden.



Abbildung 209: Luftaufnahme des „Unfallkrankenhauses Kalwang“ (links, Bildquelle: AUVA) und Ausschnitt der Gebäudeansicht mit der 208 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektoranlage (rechts, Bildquelle: AEE INTEC)

### 7.16.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulikkonzept der Anlage UKH Kalwang ist in Abbildung 210 dargestellt. Deutlich erkennbar sind die beiden Pufferspeichergruppen für die Warmwasserbereitung bzw. für die Raumheizung. Die drei parallel geschalteten Pufferspeicher zur Warmwasserbereitung verfügen jeweils über einen innenliegenden Wärmetauscher (Warmwasserbereitung im

Durchflussprinzip). Die Nacherwärmung im oberen Bereich der Speicher erfolgt über den Hochtemperaturverteiler (beschickt von der Fernwärme oder Öl-Notkessel). Eine Einbindung der Abwärme zweier Kompressionskälteanlagen wurde hydraulisch vorbereitet, bis zum Ende des Betrachtungszeitraums jedoch nicht umgesetzt (im Hydraulikschema grau dargestellt). Aus Temperaturschichtungsgründen erfolgt die Abdeckung der Zirkulationsverluste über einen eigenen externen Wärmetauscher. In die Pufferspeichergruppe der Raumheizung wurde im Betrachtungszeitraum ausschließlich Solarwärme eingebracht. Je nach vorherrschendem Temperaturniveau können aus den Raumheizungspufferspeichern die einzelnen Verteilerschienen versorgt werden. Reicht die Temperatur für eine Verteilerschiene nicht aus (z.B. Hochtemperaturverteiler), erfolgt die Versorgung des betreffenden Verteilers direkt über Fernwärme. Für das Anlagenmonitoring wurden 13 Wärmemengenzähler, 37 Temperatursensoren, ein Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie ein Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene montiert.

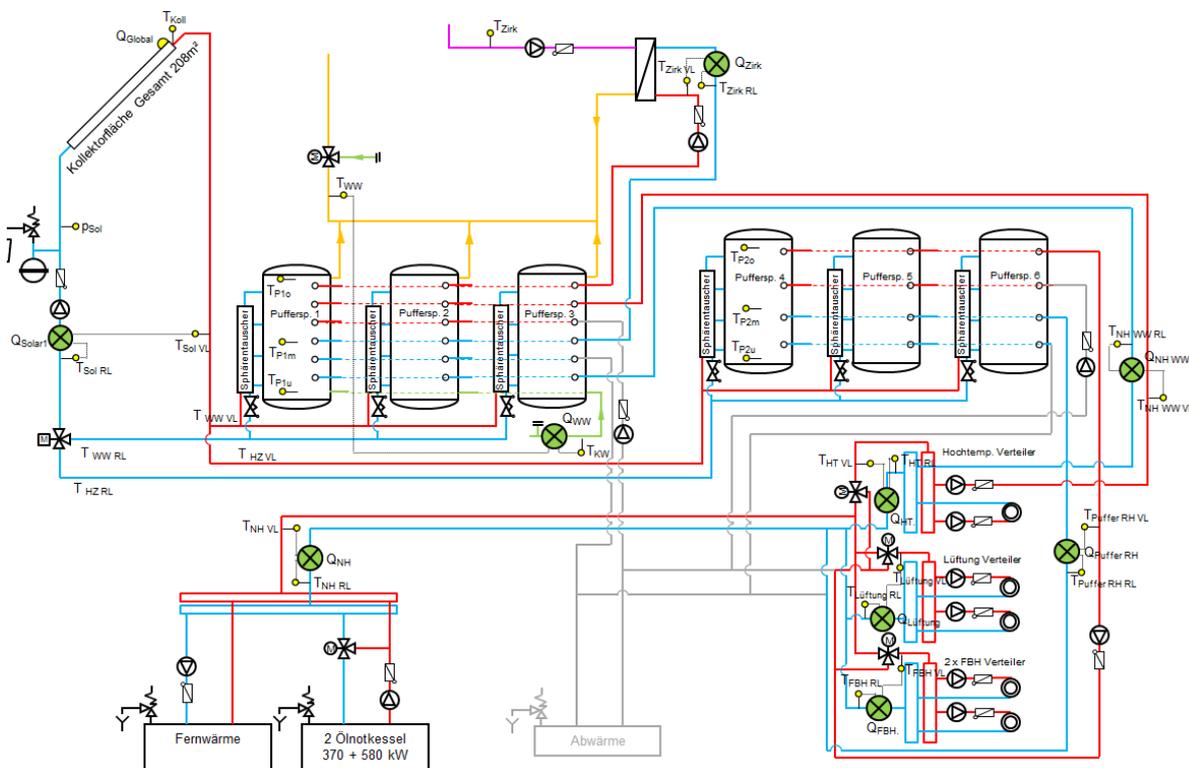


Abbildung 210: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solarkreis**

- Q<sub>Global</sub> Globalstrahlungssensor
- T<sub>Koll</sub> Kollektortemperatur
- P<sub>sol</sub> Drucksensor Primärkreis
- T<sub>Solar VL</sub> Solarvorlauftemperatur Primärkreis
- T<sub>Solari RL</sub> Solarrücklauftemperatur Primärkreis
- Q<sub>Solar</sub> Wärmemengenzähler Solar

**Speicher**

- T<sub>P WW VL</sub> Vorlauftemperatur WW-Pufferspeicher
- T<sub>P WW RL</sub> Rücklauftemperatur WW-Pufferspeicher
- T<sub>WW</sub> Temperatur Warmwasser
- T<sub>KW</sub> Temperatur Kaltwasser

$Q_{WW}$	Wärmemengenzähler Warmwasser
$T_{P1\ o}$	Pufferspeichertemperatur Oben für WW-Pufferspeicher
$T_{P1\ mo}$	Pufferspeichertemperatur Mitte-Oben für WW-Pufferspeicher
$T_{P1\ m}$	Pufferspeichertemperatur Mitte für WW-Pufferspeicher
$T_{P1\ mu}$	Pufferspeichertemperatur Mitte-Unten für WW-Pufferspeicher
$T_{P1\ u}$	Pufferspeichertemperatur Unten für WW-Pufferspeicher
$T_{P2\ o}$	Pufferspeichertemperatur Oben für Heizungspufferspeicher
$T_{P2\ m}$	Pufferspeichertemperatur Mitte-Oben für Heizungspufferspeicher
$T_{P2\ m}$	Pufferspeichertemperatur Mitte für Heizungspufferspeicher
$T_{P2\ m}$	Pufferspeichertemperatur Mitte-Unten für Heizungspufferspeicher
$T_{P2\ u}$	Pufferspeichertemperatur Unten für Heizungspufferspeicher
$T_{P\ HZ\ VL}$	Vorlauftemperatur für Heizungspufferspeicher
$T_{P\ HZ\ RL}$	Rücklauftemperatur für Heizungspufferspeicher

### Nachheizung

$T_{NH\ VL}$	Vorlauftemperatur Nachheizung
$T_{NH\ RL}$	Rücklauftemperatur Nachheizung
$Q_{NH}$	Wärmemengenzähler Nachheizung
$T_{NH.WW\ VL}$	Vorlauftemperatur Nachheizung für WW-Pufferspeicher
$T_{NH.WW\ RL}$	Vorlauftemperatur Nachheizung für WW-Pufferspeicher
$Q_{NH.WW}$	Wärmemengenzähler Nachheizung für Warmwasserpufferspeicher

### Hochtemperatur Verteiler

$T_{HT\ VL}$	Vorlauftemperatur Hochtemperatur Verteiler
$T_{HT\ RL}$	Rücklauftemperatur Hochtemperatur Verteiler
$Q_{HT}$	Wärmemengenzähler Hochtemperatur Verteiler

### Lüftung Verteiler

$T_{Lüftung\ VL}$	Vorlauftemperatur Lüftung Verteiler
$T_{Lüftung\ RL}$	Rücklauftemperatur Lüftung Verteiler
$Q_{Lüftung}$	Wärmemengenzähler Lüftung Verteiler

### Fußbodenheizung Verteiler

$T_{FBH\ VL}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Verteiler
$T_{FBH\ RL}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Verteiler
$Q_{FBH}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Verteiler

### Radiatorheizung Verteiler

$T_{Rad\ VL}$	Vorlauftemperatur Radiatorheizung Verteiler
$T_{Rad\ RL}$	Rücklauftemperatur Radiatorheizung Verteiler
$Q_{Rad}$	Wärmemengenzähler Radiatorheizung Verteiler

## **7.16.3 Energiebilanz**

Die Energiebilanz des UKH Kalwang (Warmwasserbereitungssystem sowie die Raumheizungsversorgung) werden in Abbildung 211 betrachtet. Der Wärmeeintrag in das Warmwasserbereitungssystem erfolgt über die Solaranlage (orange), die Nachspeisung der Fernwärme (hellblau). Den Output bilden der Warmwasserverbrauch (violett) sowie die Zirkulationsverluste (grau). Die Raumheizungsverbraucher werden in drei Verteilergruppen unterteilt (Hochtemperatur: rot; Lüftung: dunkelgrün; Fußbodenheizung: hellgrün). Der Wärmeinput setzt sich aus Fernwärme (dunkelblau), die in die Heizungspufferspeicher eingespeiste solarthermische Energie (gelb).

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen im Monatsmittel rund 6 % des Gesamtenergieeintrags.

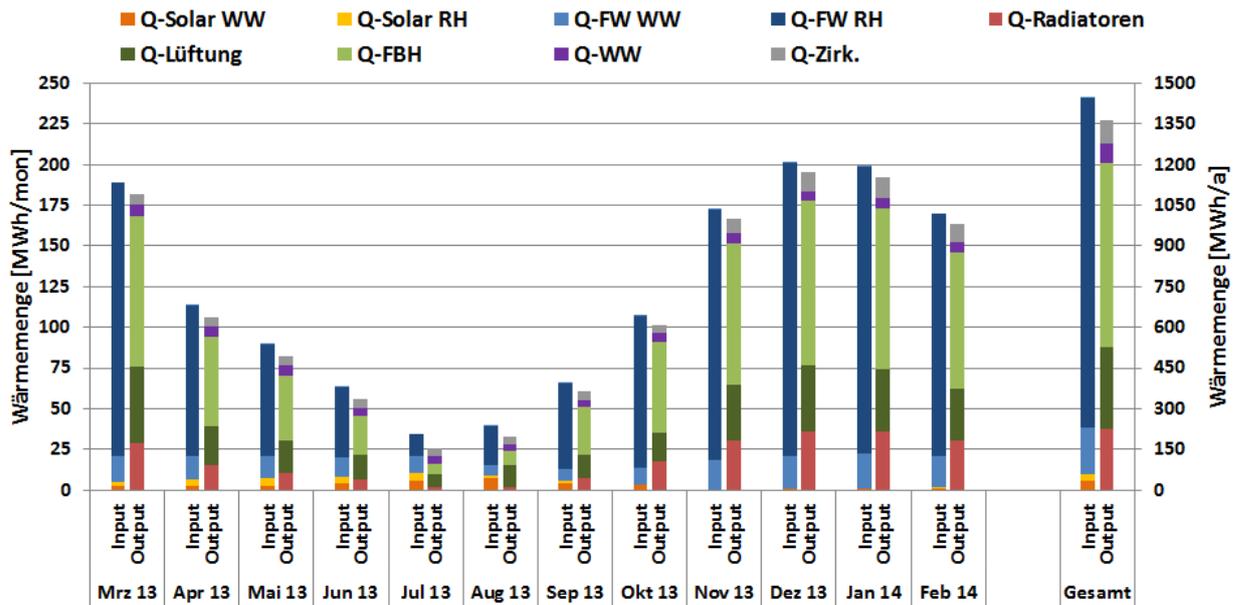


Abbildung 211: Energiebilanz des gesamten Wärmebereitung- und verteilung (Warmwasserbereitung und Raumheizung) der Anlage „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (März 2013 bis Februar 2014)

### 7.16.4 Vergleich Simulation - Messung

Abbildung 212 bis Abbildung 214 zeigen jeweils einen Vergleich der bei der Einreichung prognostizierten Kennzahlen „Solarertrag“, „Solarer Deckungsgrad“ (Solarertrag bezogen auf Summe aller Wärmeinputs) sowie „Verbrauch“ mit den Ergebnissen aus den laufenden Messungen. Die im Rahmen der Einreichung seitens des Betreibers übermittelten Kenndaten bezogen sich ausschließlich auf die Warmwasserbereitung des UKH Kalwang. Erst in einer späteren Projektphase entschieden sich die Verantwortlichen mit der Anlage auch die Raumheizung zu unterstützen. Infolgedessen wurde auf Basis des gemessenen Verbrauchs der ersten drei Monate (März 2013 bis Juni 2013) eine erneute Simulation mit T\*Sol durchgeführt. Die aus der dieser durchgeführten Simulation erhaltenen Vergleichswerte (Solarertrag, Solarer Deckungsgrad) wurden in weiterer Folge für die Beurteilung der Anlage herangezogen.

Der gemessene solare Ertrag (rote Linie) liegt nach dem Ende der einjährigen Begleitphase mit 340 kWh/m<sup>2</sup>a geringfügig unter dem prognostizierten Wert aus der Anlagensimulation (blau schraffierte Fläche mit rund 372 kWh/m<sup>2</sup>a).

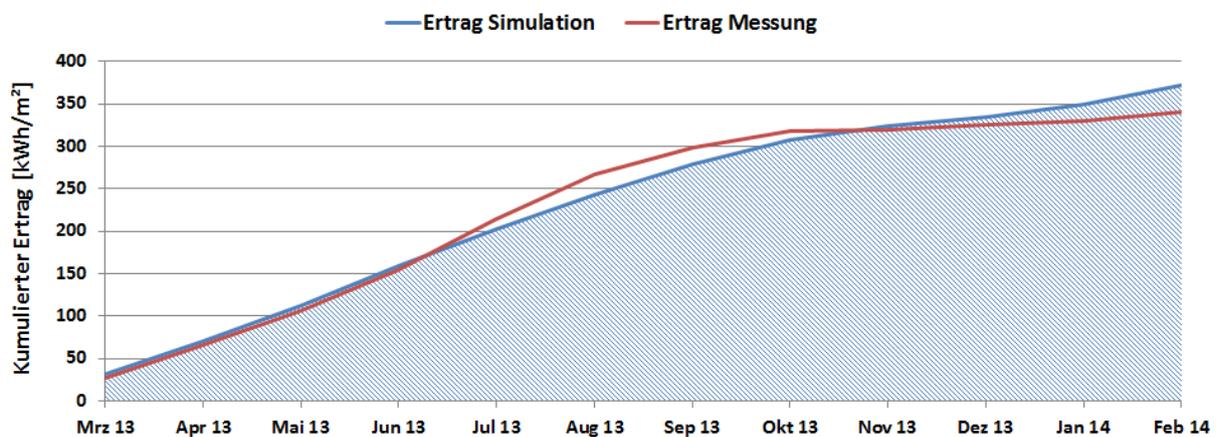


Abbildung 212: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (März 2013 bis Februar 2014)

Abbildung 213 zeigt die monatlich prognostizierten (blaue Balken) sowie die monatlich gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) der Anlage „UKH Kalwang“. Für den gesamten Betrachtungszeitraum konnte ein solarer Deckungsgrad von rund 4% erwartet werden. Obwohl Abweichungen nach oben als auch nach unten in einzelnen Monaten (Juni 2013 bis August 2013) festgestellt wurden, liegt der gemessene solare Deckungsgrad, mit rund 4,2%, geringfügig über dem Soll.

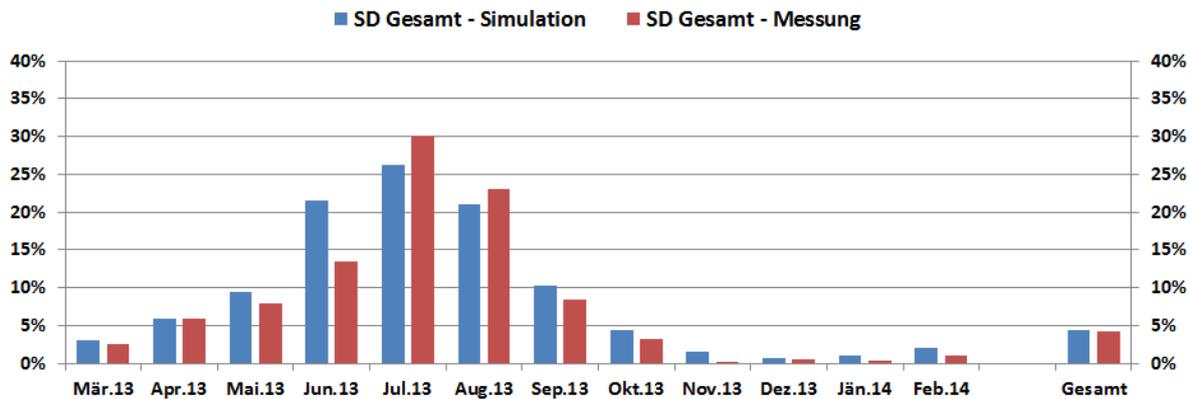


Abbildung 213: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades des Wärmeverteilungssystems (Warmwasserbereitung und Raumheizung) mit dem Simulationswert für die Anlage „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (März 2013 bis Februar 2014)

Der Gesamtwärmeverbrauch (rote Linie in Abbildung 214) liegt nach Ende des Begleitforschungszeitraums mit 1363 MWh rund 18% unter dem prognostizierten Verbrauch (blau schraffierte Fläche).

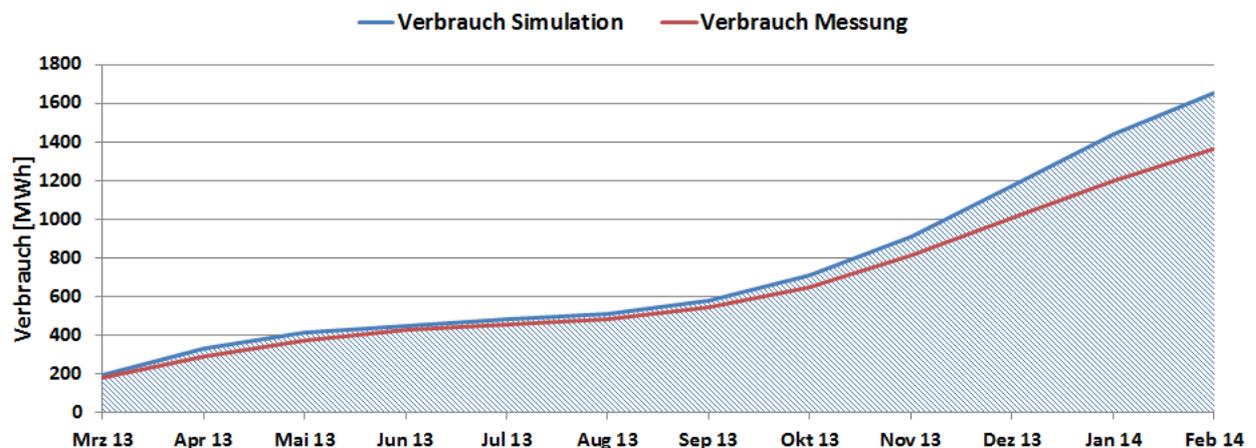


Abbildung 214: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (März 2013 bis Februar 2014)

### 7.16.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Zuge der Prüfung der Sensorik für den Monitoringprozess, sprich vor dem offiziellen Start des Messjahres, konnten bei der gegenständlichen Anlage Unregelmäßigkeiten festgestellt werden:

- Falsch eingebaute Rückschlagklappe im Rücklauf der Fußbodenheizung (Bestand seit ca. 20 Jahren) führte zu ungünstigen Druckverhältnissen und somit zu hydraulischen Fehlströmungen
- Ein Ventil im Raumheizungskreislauf war irrtümlich verschlossen
- Detektion von zwei Bestandswärmemengenzählern, die falsche Protokolle über die M-Bus Schnittstelle ausgaben

Nach der Behebung dieser Problemstellungen (veranlasst vom Begleitforschungsteam und durchgeführt von Vertretern des Betreibers) konnten keine weiteren Auffälligkeiten in der Betriebsweise des Wärmeversorgungssystems festgestellt werden.

Abbildung 215 zeigt beispielhaft für die Betriebsweise der solarthermischen Anlage am 17.08.2013 den Tagesverlauf der Temperaturen im Solarkreis zuzüglich der Volumenströme sowie die Speichertemperaturen der Warmwasserbereitungsspeicher und der Raumheizungsspeicher. Gut erkennbar ist die Regelung für die Beladung der beiden getrennten Speichergruppen. Die Solarpumpe geht um ca. 08:30 Uhr in Betrieb und speist Wärme zuerst in die Warmwasserspeichergruppe ein. Bei Erreichen der maximalen Warmwasserspeichertemperatur von 70 °C, wird auf eine Beladung der Raumheizungspufferspeichergruppe umgeschaltet (in Abbildung 215 um etwa 12:00 Uhr). Die Begrenzung der maximalen Warmwasserspeichertemperatur ist laut Anlagenbetreiber aus Sicherheitsgründen festgelegt worden, da keine Beimischung von Frischwasser zur Temperaturregelung des Warmwassers implementiert wurde. Eine nachträgliche Installation ist laut Betreiber im Zuge weiterer Anpassungen im Bereich der Warmwasserbereitung geplant, wurde aber im Betrachtungszeitraum nicht mehr umgesetzt. Weiters zeigte sich, dass die hydraulische Anbindung der Warmwasserbereitung bzw. der Zirkulationsleitung vom bzw. zur Pufferspeichergruppe erhöhte Pufferspeichertemperaturen bedingt. Durch eine hydraulische Anpassung der drei Pufferspeicher, von einer parallel zu einer seriellen Anordnung, könnte ein niedrigeres Rücklauf-temperaturniveau für die solarthermische Anlage erreicht werden.

Das Umschalten auf die Beladung der Raumheizungspufferspeichergruppe ist deutlich an dem Absinken der Solarkreistemperaturen aufgrund des niedrigeren Rücklauf-temperaturniveaus aus dem Raumheizungspufferspeicher erkennbar. Diese werden solange beladen, bis die maximale Temperatur der Heizungsspeicher von 95 °C erreicht ist. Im betrachteten Zeitraum konnte die maximale Temperatur der Heizungsspeicher von 95 °C nicht erreicht werden und die Anlage schaltet sich am späten Nachmittag, bei nicht mehr nutzbarer Strahlungsleistung, aus. Das Auftreten von Anlagenstagnation, sprich das Erreichen der maximal zulässigen Raumheizungspufferspeichertemperatur von 95 °C bei vorhandener Einstrahlungsleistung, konnte im Betrachtungszeitraum rund 10-mal beobachtet werden.

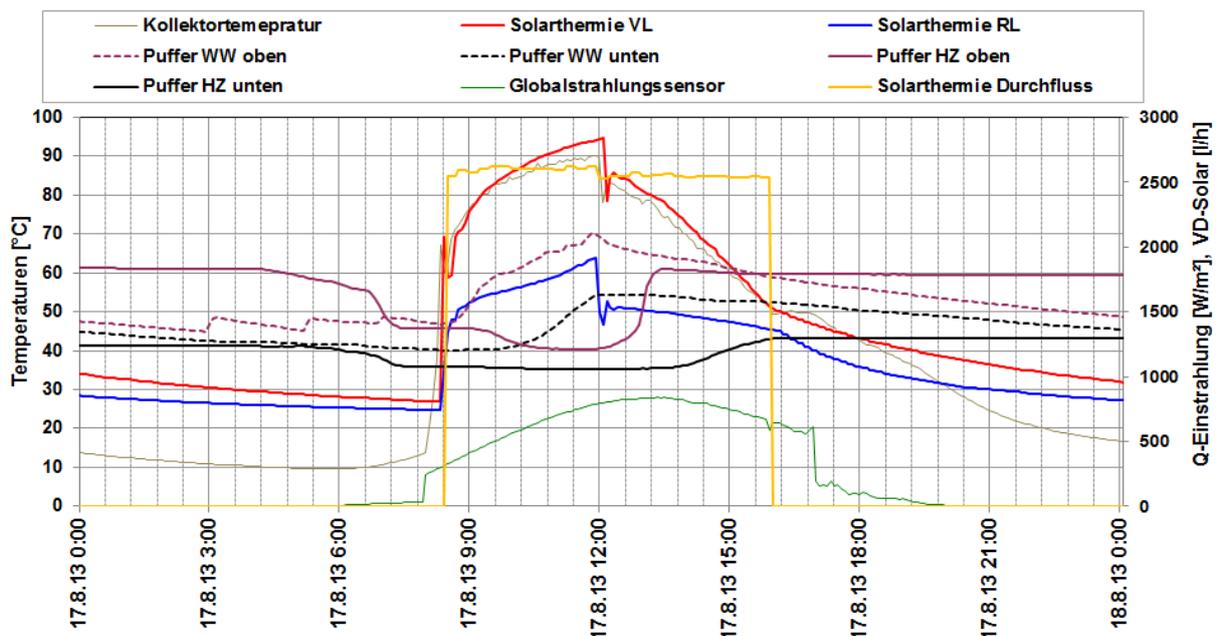


Abbildung 215: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (17.08.2013)

Die Betriebsweise der Warmwasserbereitung ist beispielhaft für einen einstrahlungsarmen Tag, 14.03.2013, in Abbildung 217 sowie für einen einstrahlungsreichen Sommertag, 17.08.2013, in Abbildung 218 dargestellt. In Abbildung 217, Darstellung für den 14.03.2013, ist deutlich das Einschalten der Fernwärmenachheizung bei unterschreiten der Warmwasserspeichertemperatur im oberen Bereich von 55 °C erkennbar. Die Nachheizung wird infolge für rund 1 h zur Hebung des Temperaturniveaus eingeschaltet und nach Erreichen der maximal vorgesehen Speichertemperatur von rund 70 °C abgestellt. Solare Wärme von dem Kollektorfeld wird aufgrund fehlender Strahlungsleistung an diesem Tag nicht eingebracht. Im Vergleich zu einem einstrahlungsreichen Sommertag, 17.08.2013 in Abbildung 218, kommt es bis auf ein Einschalten in den frühen Morgenstunden zu keiner Nachheizung über den Fernwärmeanschluss. Die Warmwasserbereitung erfolgt nahezu ausschließlich über die solarthermische Anlage. Eine Betrachtung des solaren Anteils an der Warmwasserbereitung, dargestellt über den solaren Deckungsgrad, ist in Abbildung 218 angeführt. Deutlich erkennbar ist der hohe Anteil der solaren Wärme in den Sommermonaten, mit Spitzen von knapp 80 % im August 2013. Im Jahresverlauf konnte ein solarer Deckungsgrad für die Warmwasserbereitung von rund 20 % gemessen werden.

Die Warmwasservorlauftemperatur liegt im Betrachtungszeitraum zwischen 45 °C und 60 °C. Die Zirkulationsleitungstemperatur zwischen 35 °C und 45 °C (vgl. Abbildung 217 und Abbildung 218). Um trotz dieser niedrigen Warmwasser- bzw. Zirkulationsleitungstemperaturen den Vorgaben der österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019) zu entsprechen, wurde im Jahre 2008 eine Chlordioxidanlage in Betrieb genommen. Die Chlordioxidanlage war in weiterer Folge den gesamten Betrachtungszeitraum aktiv. Nach Rücksprache mit dem Betreiber der Anlage wird Mitte 2014 die Chlordioxidanlage ersetzt und in weiterer Folge das Temperaturniveau der Zirkulationsleitung ganzjährig erhöht um der Hygienenorm zu entsprechen.

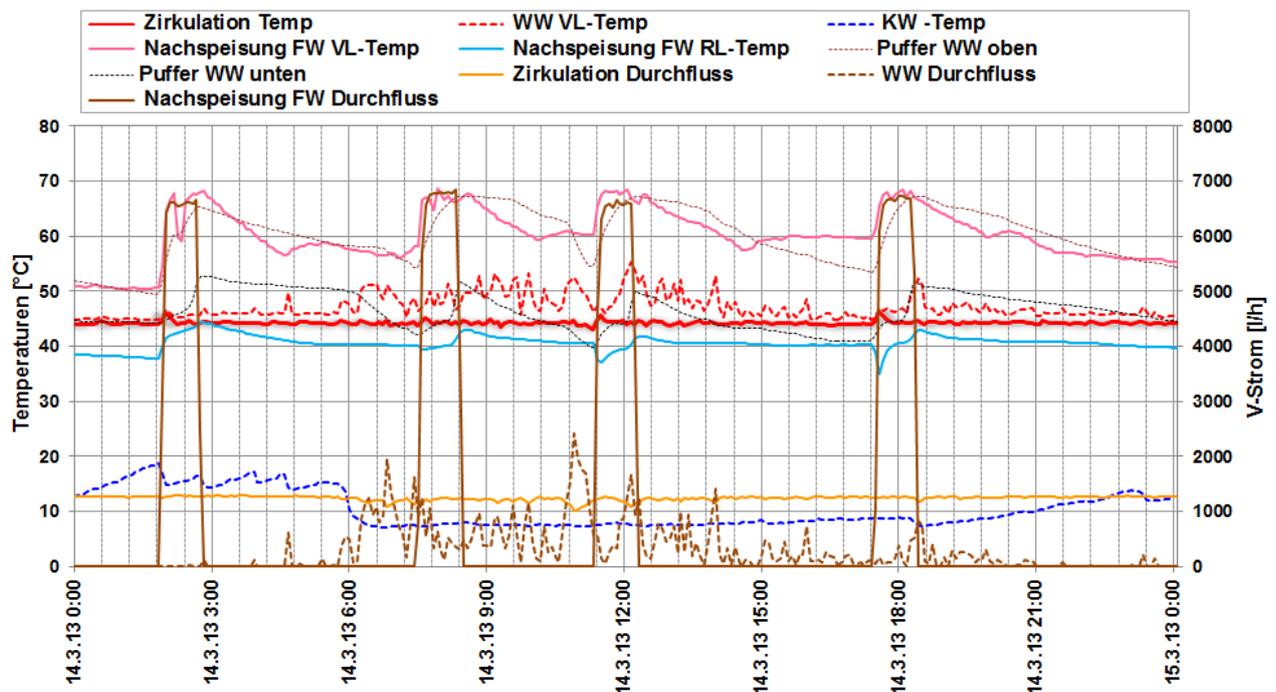


Abbildung 216: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasserbereitungskreises inkl. Zirkulation zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme und der Pufferspeichertemperaturen an einem Tag mit niedriger Einstrahlungsleistung (14.03.2013)

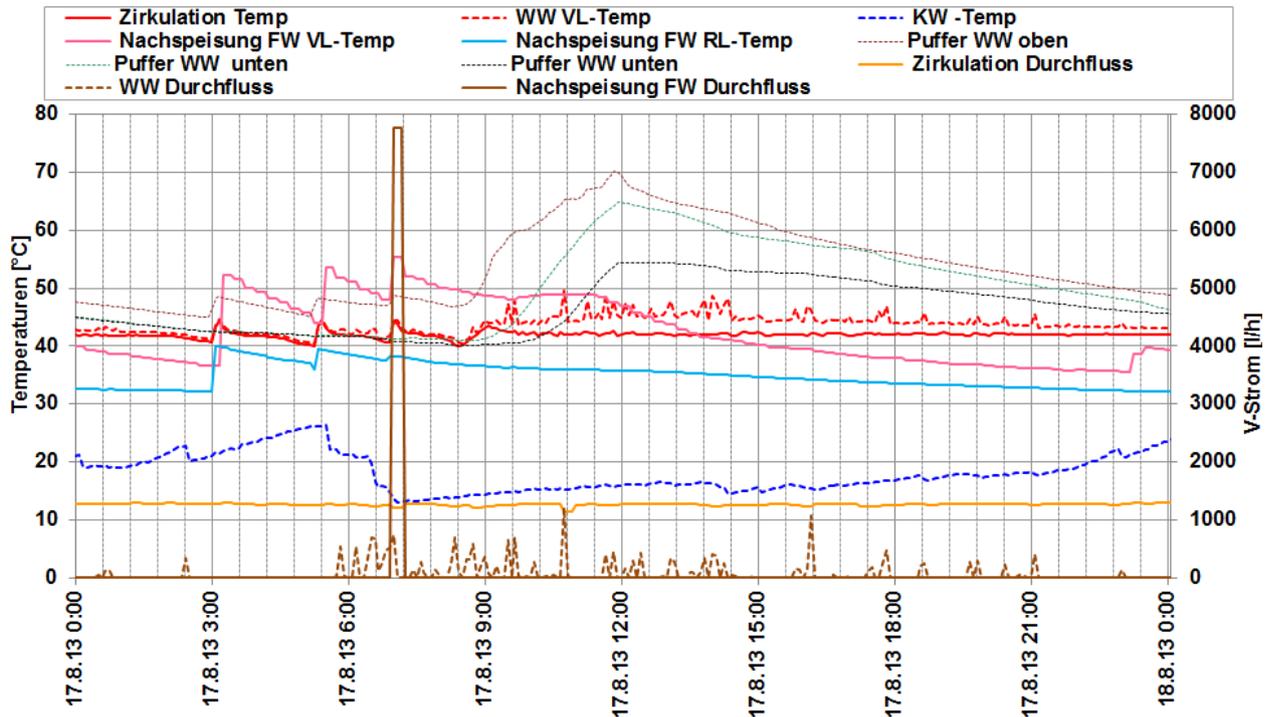


Abbildung 217: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasserbereitungskreises inkl. Zirkulation zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme und der Pufferspeichertemperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag (17.08.2013)

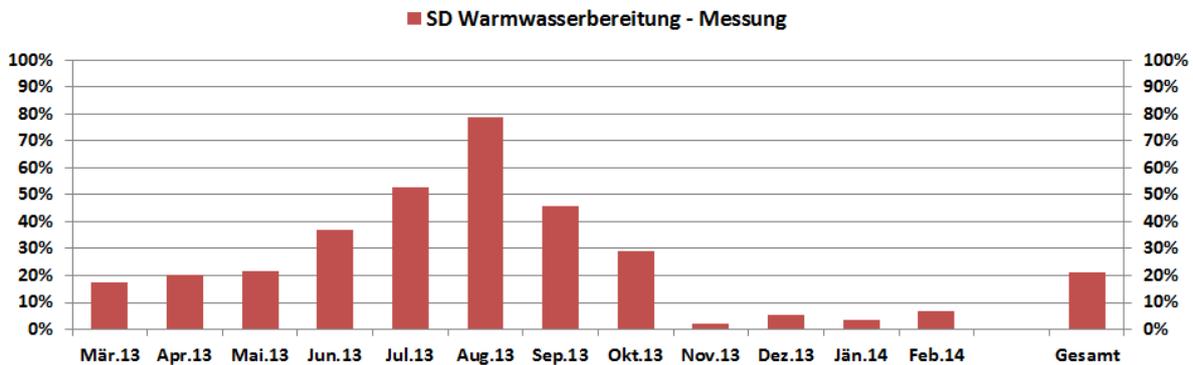


Abbildung 218: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades der Warmwasserbereitung für die Anlage „Unfallkrankenhaus Kalwang“ (März 2013 bis Februar 2014)

Die Raumheizung des „Unfallkrankenhauses Kalwang“ erfolgt zum einen über eine Lüftungsanlage und zum anderen über Radiatoren und Fußbodenheizungen. Abbildung 219 zeigt beispielhaft den Tagestemperaturverlauf der einzelnen Verteilerschienen sowie deren Volumenströme an einem Wintertag (19.12.2013). Abbildung 220 den Tagestemperaturverlauf der Verteilerschienen und deren Volumenströme an einem Sommertag (17.08.2013).

Insbesondere in Monaten mit hohem Heizbedarf, repräsentativ der 19.12.2013 in Abbildung 219, sind deutlich die unterschiedlichen Temperaturniveaus dieser einzelnen Verteilerschienen erkennbar. Der Radiatorenkreis (HT) weist im Rücklauf das höchste Temperaturniveau (im Mittel bei rund 41 °C) auf. Niedrigere Temperaturniveaus stellen sich bei der Fußbodenheizung sowie der Lüftungsanlage ein. Im Betrachtungszeitraum betragen diese im Durchschnitt rund 31 °C bzw. rund 35 °C. Die erkennbaren Spitzen im Volumenstrom des HT-Kreises bzw. der FW-Nachheizung ergeben sich aus der Nachheizung der Warmwasser-Pufferspeicher für die Warmwasserbereitung durch die

Fernwärme. Der Nachheizungsstrang für die Warmwasserbereitung befindet sich wie im Hydraulikschema erkennbar (vgl. Abbildung 210) auf dem HT-Verteiler.

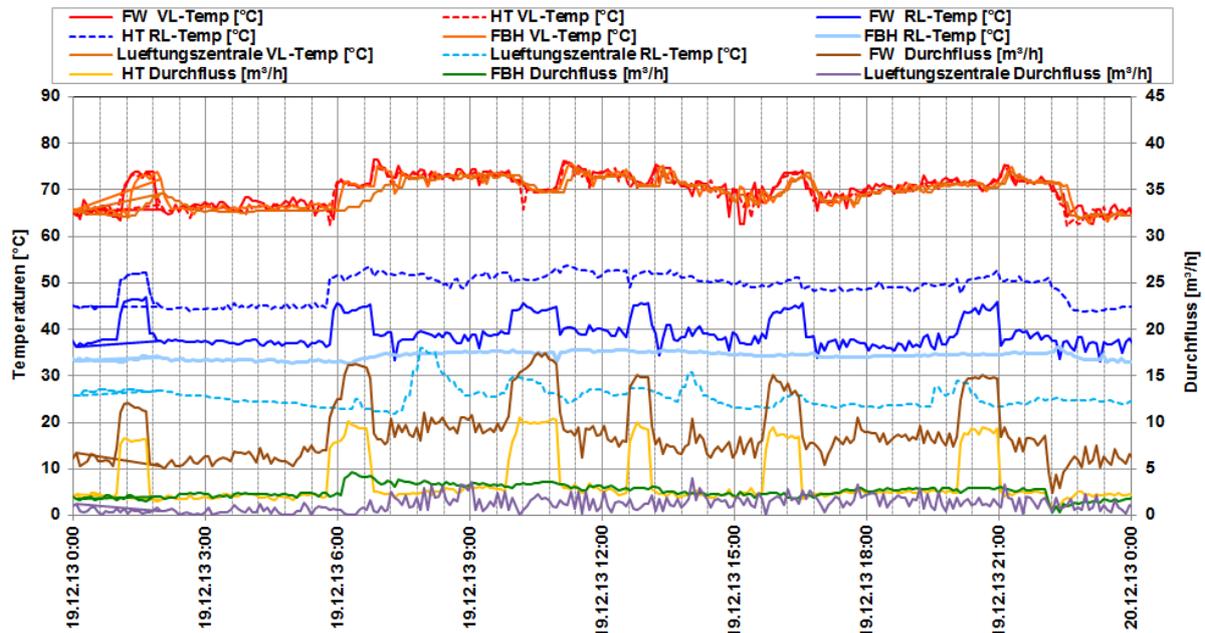


Abbildung 219: Beispielhafter Temperaturverlauf des gesamten Raumheizungskreises zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme an einem Wintertag (19.12.2013)

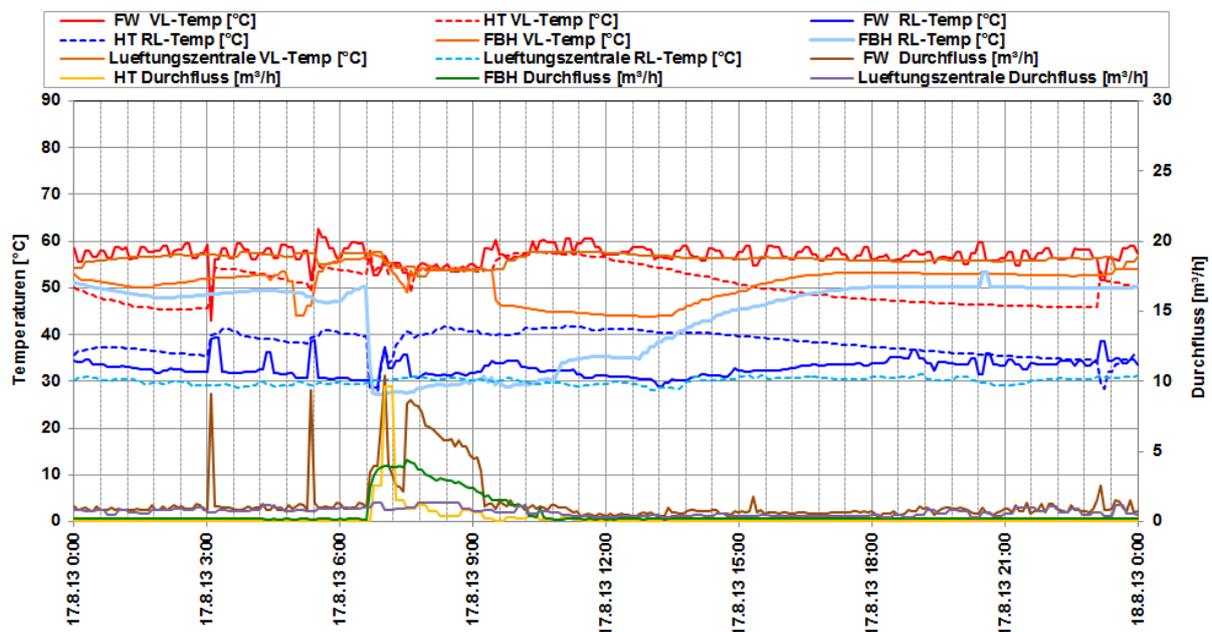


Abbildung 220; Beispielhafter Temperaturverlauf des gesamten Raumheizungskreises zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme an einem Sommertag (17.08.2013)

### 7.16.6 Anlagen Status Quo

Bereits vor dem offiziellen Start der einjährigen Monitoringphase, mit März 2013, konnten folgende punktuellen Problemstellungen detektiert und behoben werden:

- Falsch eingebaute Rückschlagklappe im Rücklauf der Fußbodenheizung (Bestand seit ca. 20 Jahren) führte zu ungünstigen Druckverhältnissen und somit zu hydraulischen Fehlströmungen
- Ein Ventil im Raumheizungskreislauf war irrtümlich verschlossen
- Detektion von zwei Bestandswärmemengenzählern, die falsche Protokolle über die M-Bus Schnittstelle ausgaben

Weiteres Optimierungspotential konnte bei der Einspeisung solarer Wärme in die zwei Pufferspeichergruppen, einerseits zur Warmwasserbereitung und andererseits zur Raumheizungsunterstützung, detektiert werden. In der Pufferspeichergruppe für die Warmwasserbereitung wurde die maximale Einspeisetemperatur mit 70 °C begrenzt. Durch eine Erhöhung dieser könnte mehr solare Wärme für die Warmwasserbereitung zur Verfügung gestellt und das Auftreten von Anlagenstagnation vermieden werden. Weiters bedingt die hydraulische Anbindung der Warmwasserbereitung bzw. der Zirkulationsleitung vom bzw. zur Pufferspeichergruppe erhöhte Pufferspeichertemperaturen.

Im Bereich der Einbindung solarer Wärme zur Raumheizungsunterstützung würde eine hydraulische Anpassung (direkte Einbindung in den Niedertemperaturkreis) eine Verbesserung der Betriebsbedingungen ermöglichen und zu einer Steigerung solarer Erträge führen.

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage kann abschließend als stabil bezeichnet werden. Vereinzelt Optimierungspotentiale, speziell in der Einbindung solarer Wärme als auch an der Hydraulik des Wärmeverteilungssystems wurden dem Betreiber kommuniziert, konnten vor dem Ende der einjährigen Monitoringphase jedoch nicht mehr umgesetzt werden.

## 7.17 Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße, Stmk.

### 7.17.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße
<u>Adresse:</u>	8200 Gleisdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Fernwärmenetz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	250 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Neigung 20°) Ausrichtung (
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 15 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Hackgutkessel (2 x 850 kW) Fernwärmenetzrück einspeisung
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	2 % (Messwert)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	335 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit März 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Energieversorgungsinfrastruktur der Stadt Gleisdorf ist, wie in anderen vergleichbaren Regionen, historisch gewachsen. Mit 1987 erfolgte der Start zur Errichtung von insgesamt 45 Mikrowärmenetzen (Zentralheizungsanlagen für größere Abnehmer vorwiegend mit dem Energieträger Erdgas) durch die Stadtwerke Gleisdorf. In einer ersten Ausbaustufe wurde 2009 eine neue Heizzentrale errichtet und der sukzessive Zusammenschluss der vorhandenen Mikrowärmenetze zu einem Nahwärmenetz gestartet.

2012 wurden im Zuge einer zweiten Ausbaustufe in der Heizzentrale „Schillerstraße“ sowohl die Leistung der Biomassekessel auf 1700 kW verdoppelt als auch eine 250 m<sup>2</sup> große solarthermische Anlage auf dem Dach des Heizhauses „Schillerstraße“ installiert (siehe Abbildung 221). Im Zuge der Erweiterung des Heizhauses wurde auch das Fernwärmenetz sukzessive erweitert und weitere bestehende Heizzentralen, welche bis dato mit Gas beheizt wurden, sowie an der Trasse angrenzende Gebäude an das Fernwärmenetz angeschlossen. In Abbildung 223 ist hierzu eine schematische Darstellung des Fernwärmenetzes Gleisdorf angeführt. Das grün-strichliert umrandete Heizwerk stellt das in im Rahmen des Monitoring betrachtete Heizwerk „Schillerstraße“ da. Die weiteren in der Darstellung angeführten Heizwerke (Forum Kloster, Generationenwohnen) stellen die Heizzentralen dar, welche im Rahmen der angeführten Erweiterung an das Fernwärmenetz angeschlossen bzw. errichtet wurden. Diese dezentralen Anlagen sind über eine rund 2.500 m lange Wärmeleitung miteinander und mit den Kundenanlagen verbunden. Die Einbindung der Heizzentrale „Neue Mittelschule“ wird voraussichtlich 2015 erfolgen. Laut Betreiber ist durch die verschiedenen Erzeugungsanlagen somit eine kostenoptimierte Wärmeherzeugung möglich, indem vorrangig Sonnenenergie und umweltfreundliche Biomasse für die Abdeckung der Wärmegrundlast verwendet wird und die vorhandenen Gaskessel nur kurzzeitig beim Auftreten von Wärmespitzen bzw. zur Abdeckung der Sommerlast zum Einsatz kommen müssen. In nachfolgender Abbildung 224 sind die vorhandenen sowie die in Planung befindlichen Fern- und Nahwärmeversorgungsgebiete in Gleisdorf dargestellt.



Abbildung 221: Ansicht des 250 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldes am Dach des Heizhauses der Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“, Bildquelle: Feistritzwerke STEWEAG GmbH



Abbildung 222: Ansicht der beiden 850 kW Biomassekessel im Heizhaus der Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“, Bildquelle: Feistritzwerke STEWEAG GmbH

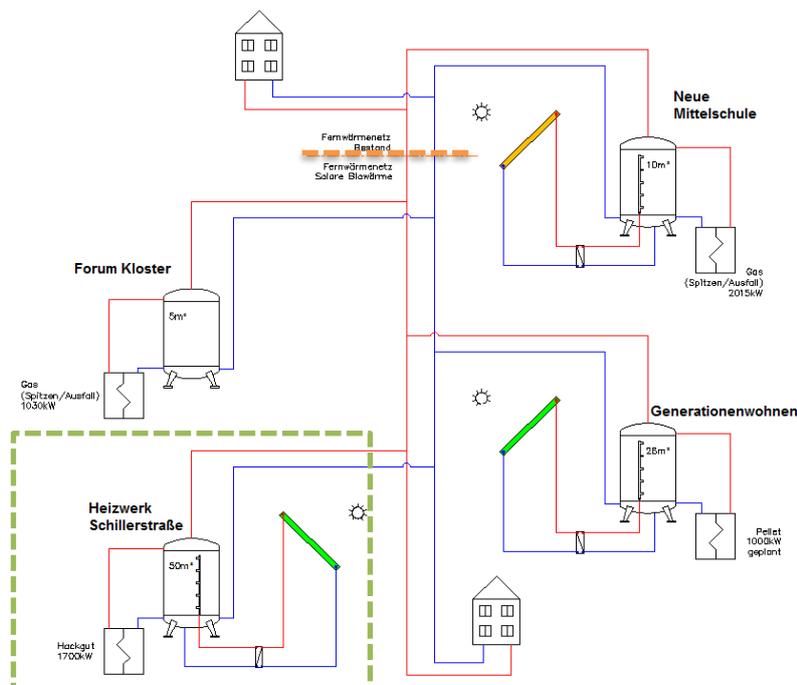


Abbildung 223: Schematische Darstellung des Fernwärmenetzes Gleisdorf inkl. dezentraler Heizzentralen. Grüne Umrandung stellt das betrachtete Heizwerk „Nahwärme Gleisdorf-Schillerstraße“ dar (Quelle: Feistritzwerke STEWEAG GmbH)

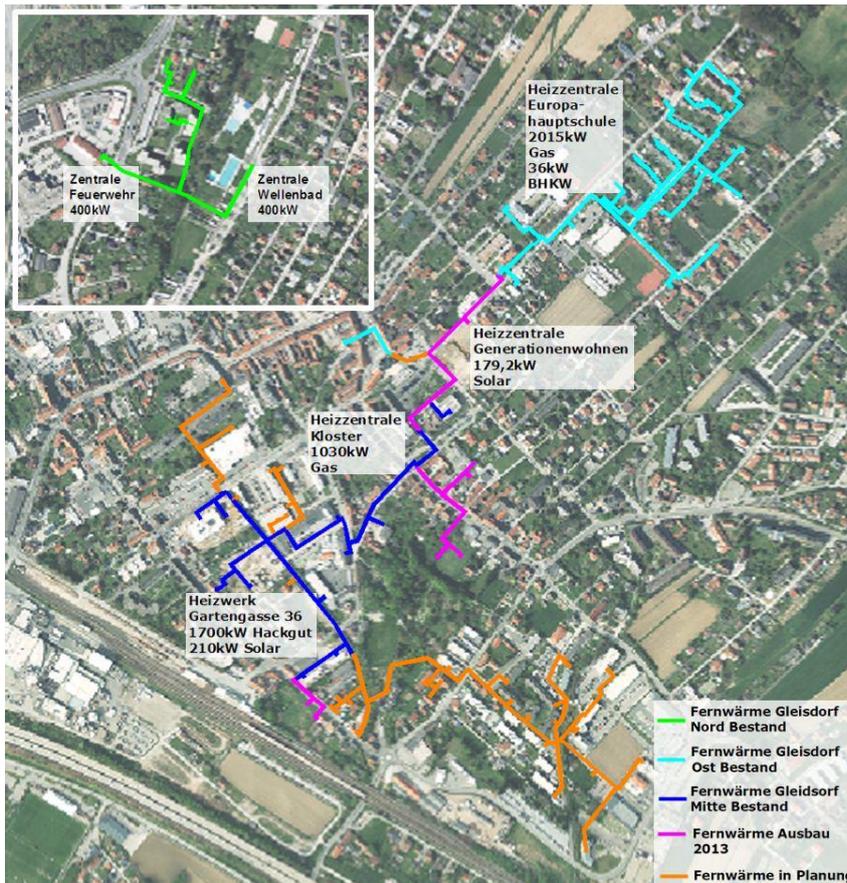


Abbildung 224: Fernwärme Gleisdorf Bestand und in Planung (Stand Juni 2013)(Quelle: Feistritzwerke STEWEAG GmbH)

### 7.17.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das hydraulische Konzept der Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ ist in Abbildung 225 dargestellt. Bei dem umgesetzten Konzept verfügen die Solaranlage, beide Biomassekessel bzw. die Fernwärme über einen gesonderten Vor- bzw. Rücklauf vom bzw. hin zu den jeweils 25 m<sup>3</sup> großen Pufferspeichern. Zudem stehen der solarthermischen Anlage je nach Pufferspeichertemperatur mit Hilfe einer Schichtladelanze unterschiedliche Einspeisehöhen zur Verfügung. Im Zuge der Erweiterung des Fernwärmenetzes bzw. Errichtung des Heizwerks „Schillerstraße“ wurde die Möglichkeit einer Rückeinspeisung von Wärme aus dem Netz in die zwei 25 m<sup>3</sup> großen Pufferspeicher vorgesehen. Durch die Rückeinspeisung werden, vorwiegend bei nicht in Betrieb befindlichen Hackgutkesseln, die Pufferspeicher zur Abdeckung von Spitzenlasten eingesetzt. Laut Anlagenbetreiber wurde durch die Rückeinspeisung weiters die Möglichkeit geschaffen, solare Überschüsse aus den anderen Heizzentralen (Heizzentrale „Generationenwohnen“, zukünftig Heizzentrale „Neue Mittelschule“) in die Pufferspeicher der Heizzentrale „Schillerstraße“ einzuspeisen.

Das Monitoringkonzept umfasst fünf Wärmemengenzähler mit den jeweiligen Vor- und Rücklauftemperaturen, zudem Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Temperaturfühler und Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. Weiters werden im Rahmen des Monitoring die Pufferspeichertemperaturen an jeweils drei unterschiedlichen Höhen gemessen.

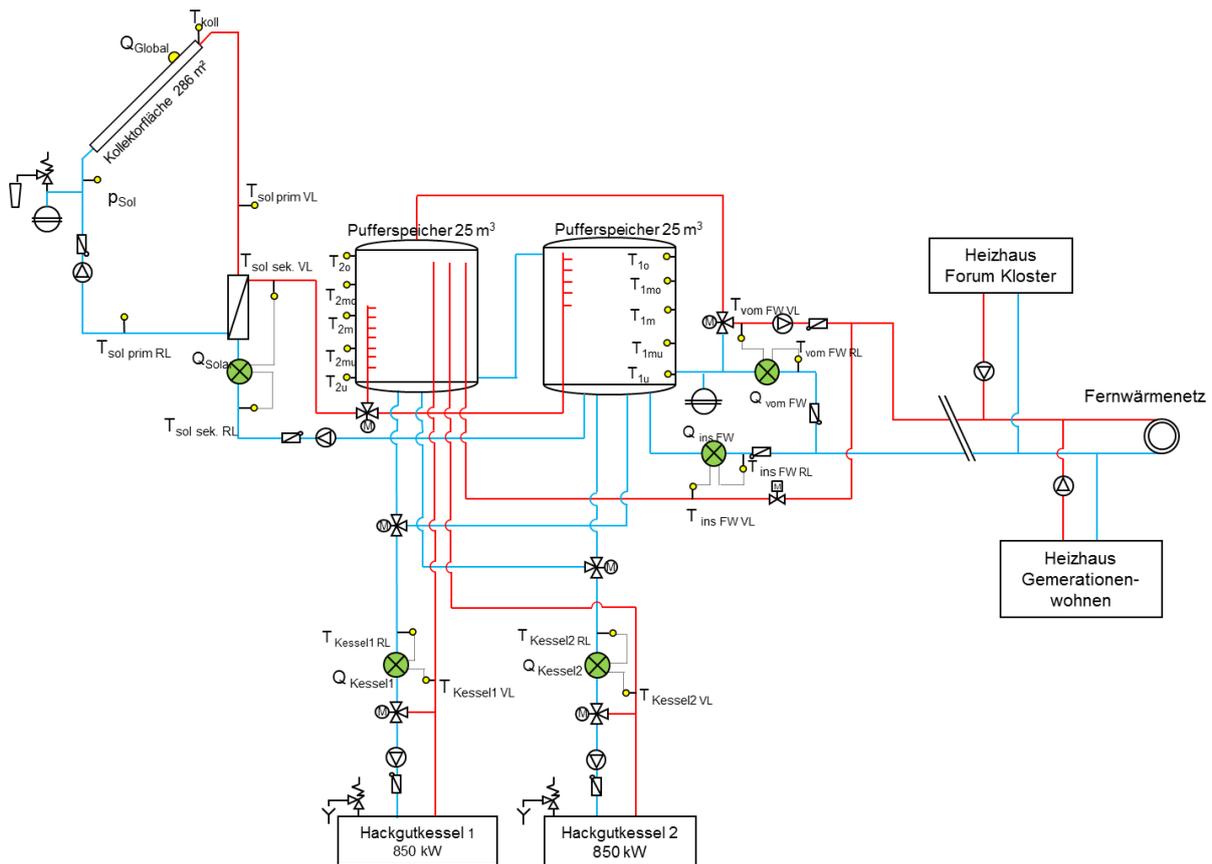


Abbildung 225: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

$Q_{Global}$	Globalstrahlungssensor
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$p_{Sol}$	Drucksensor Primärkreis
$T_{Sol pri VL}$	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
$T_{Sol pri RL}$	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
$T_{Sol sek VL}$	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
$T_{Sol sek RL}$	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
$Q_{Solar}$	Wärmemengenzähler Solar

Energiespeicher

$T_{1o}$	Oben Temperatur der Pufferspeicher
$T_{1mo}$	Mitteoben Temperatur der Pufferspeicher
$T_{1m}$	Mitte Temperatur der Pufferspeicher
$T_{1mu}$	Mitteunten Temperatur der Pufferspeicher
$T_{1u}$	Unten Temperatur der Pufferspeicher
$T_{2o}$	Oben Temperatur der Schichtladenspeicher
$T_{2mo}$	Mitteoben Temperatur der Schichtladenspeicher
$T_{2m}$	Mitte Temperatur der Schichtladenspeicher
$T_{2mu}$	Mitteunten Temperatur der Schichtladenspeicher
$T_{2u}$	Unten Temperatur der Schichtladenspeicher

Kessel

$T_{Kessel1 VL}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel 1
------------------	-----------------------------------

$T_{\text{kessel1 RL}}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel 1
$Q_{\text{kessel1}}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel 1
$T_{\text{kessel2 VL}}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel 2
$T_{\text{kessel2 RL}}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel 2
$Q_{\text{kessel2}}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel 2

### Fernwärme

$T_{\text{FW VL}}$	Vorlauftemperatur Fernwärmenetz
$T_{\text{FW RL}}$	Rücklauftemperatur Fernwärmenetz
$Q_{\text{FW}}$	Wärmemengenzähler Fernwärmenetz

### 7.17.3 Energiebilanz

In Abbildung 226 ist der gesamte Wärmeinput in den Energiespeicher als auch der Wärmeoutput (Wärmemenge ans Nahwärmenetz) gegenübergestellt. Dabei ist der Wärmeeintrag durch die solarthermische Anlage (gelb), durch die Biomassekessel (Kessel 1: grün, Kessel 2: violett) und durch die Rückeinspeisung durch das Fernwärmenetz (rot) dargestellt. Die blauen Balken zeigt die ins Nahwärmenetz eingespeiste Wärmemenge. Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen beim Projekt „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ im Monatsmittel rund 9 % des Gesamtenergieeintrags. Gut erkennbar ist der deutlich geringere Verbrauch an Wärme des Nahwärmenetzes im Zeitraum von Mai 2013 bis Oktober 2013. Die Ursache des sehr starken Rückgangs ist, dass große Teile des Wärmebedarfs für das Fernwärmenetz durch die weiteren vorhandenen Heizzentralen abgedeckt wurden. Beide Kessel wurden in diesem Zeitraum nicht in Betrieb genommen.

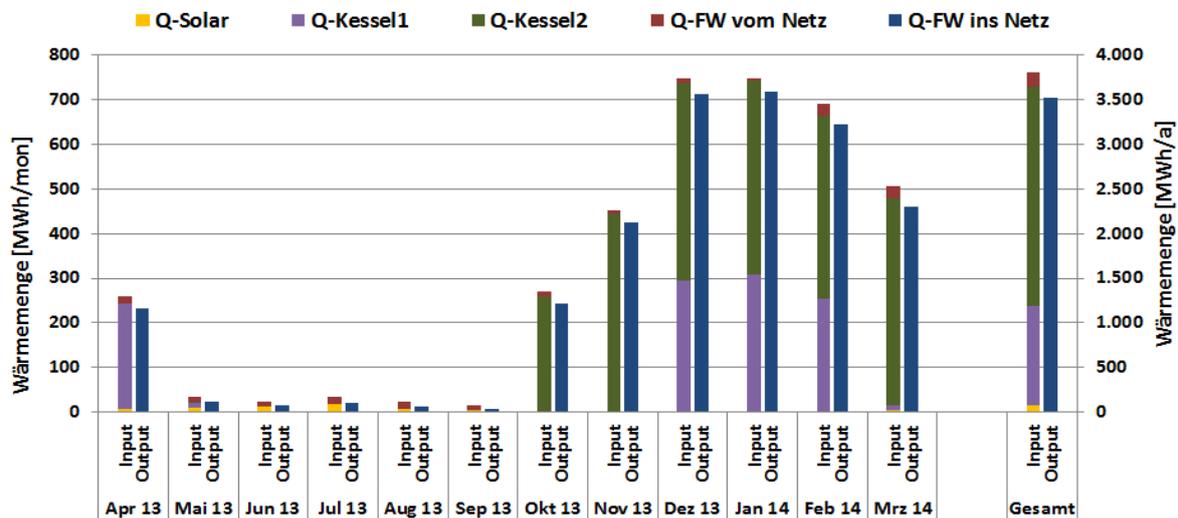


Abbildung 226: Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ (April 2013 bis März 2014)

### 7.17.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), werden die Prognosewerte der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase mit den gemessenen Kennzahlen „spezifischer Solarertrag“, „Wärmeverbrauch“ und „solarer Deckungsgrad“ verglichen.

Ein Vergleich des gemessenen Solarertrags (rote Linie) mit dem prognostizierten Simulationswert zeigt Abbildung 227. Erkennbar ist, dass der Messwert nach Ende der

Monitoringphase mit 335 kWh/m<sup>2</sup>a geringfügig unter dem Simulationswert (blau schraffierte Fläche) von rund 369 kWh/m<sup>2</sup>a liegt. Insbesondere ab dem Monat September ein Rückgang zum prognostizierten Verlauf erkennbar. Die Gründe hierfür liegen einerseits im äußerst geringen Verbrauch in diesem Zeitraum (vgl. Abbildung 229) sowie zum anderen an einem Defekt in der Regelung der solarthermischen Anlage.

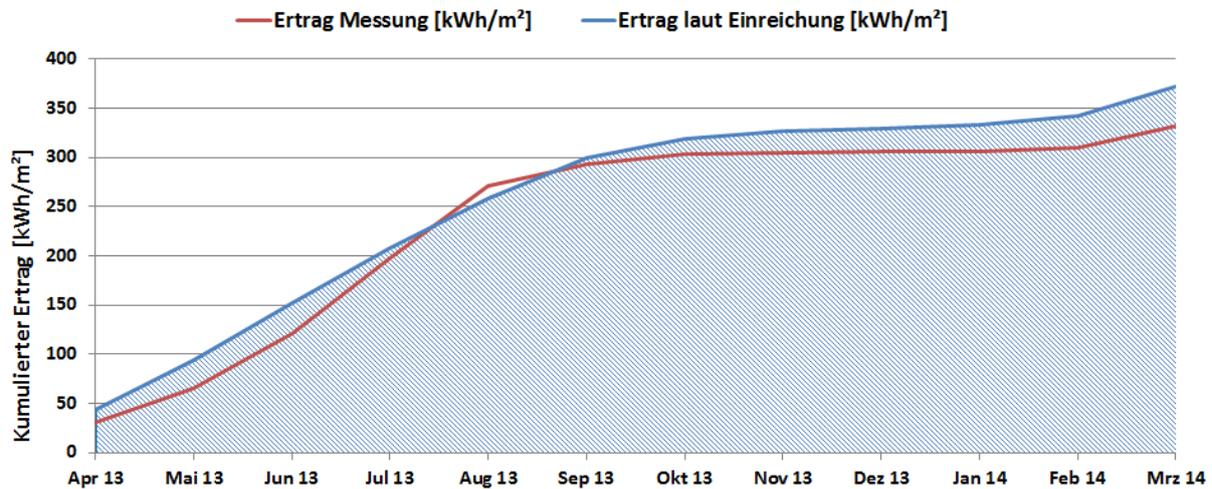


Abbildung 227: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ (April 2013 bis März 2014)

Abbildung 228 stellt den Monatsvergleich des simulierten solaren Deckungsgrades mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad dar. Es zeigte sich, dass die gemessenen solaren Deckungsgrade in den ersten Monaten des Betrachtungszeitraums, bis September 2013, gut mit dem Simulationsprognosen (blauer Balken) übereinstimmen. Ab Oktober 2013 bleibt der gemessene solare Deckungsgrad (rund 2%) deutlich unter dem Erwartungswert der Simulation (7%), verursacht durch deutlich erhöhte Verbräuche (siehe Abbildung 229).

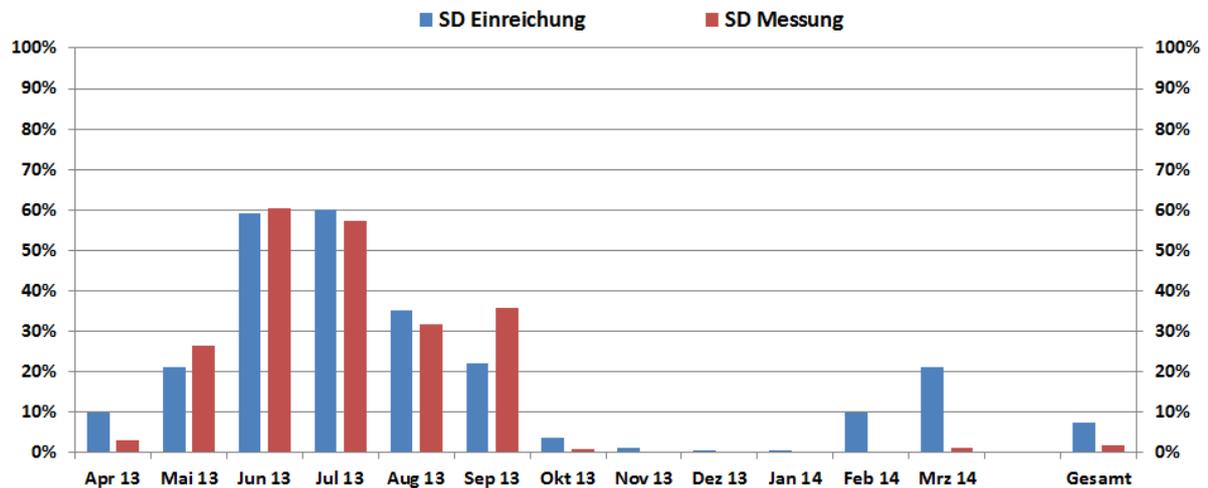


Abbildung 228: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ (April 2013 bis März 2014)

Der gemessene (blau schraffiert) sowie der simulierte (rote Linie) Wärmeeintrag des Heizwerks „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ in das Fernwärmenetz wird in Abbildung 229 dargestellt. Während zu Beginn der Messperiode der gemessene Verbrauch unter bzw. auf dem Niveau des Simulationswertes liegt, übersteigt der gemessene Verbrauch ab Oktober 2013 deutlich den Prognosewert. Nach Ende des einjährigen Messzeitraums stellte sich ein 20 % erhöhter Wärmebedarf ein. Die Gründe hierfür liegen nach

Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber an zum Zeitpunkt der Einreichung falsch abgeschätzten Wärmebedarf im Betrachtungszeitraum bedingt durch die sukzessive Erweiterung des Fernwärmenetzes.

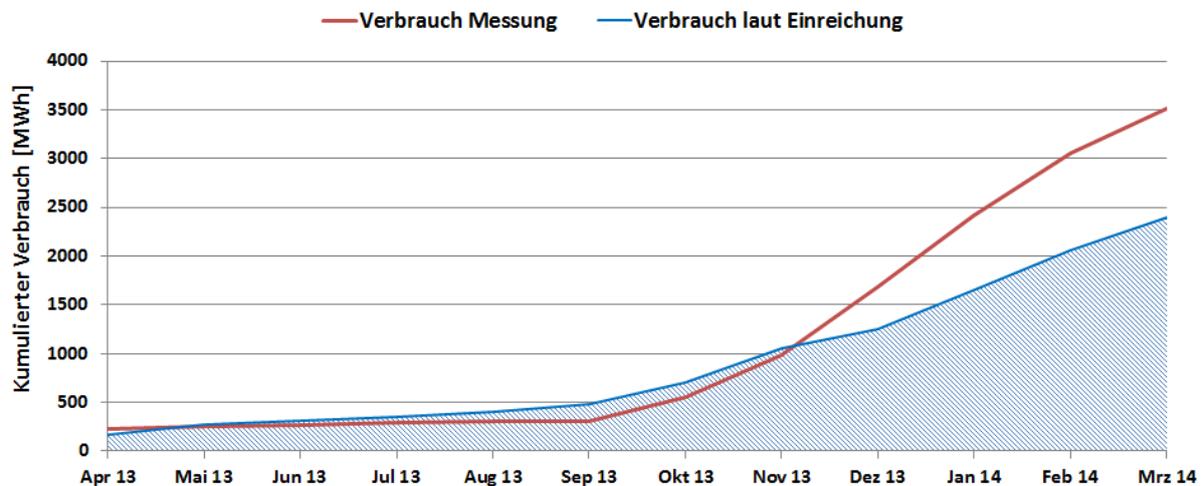


Abbildung 229: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Nahwärme Gleisdorf - Schillerstraße“ (April 2013 bis März 2014)

### 7.17.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie im Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

Abbildung 230 zeigt hierzu eine Detailbetrachtung des Solarsystems an einem wolkenlosen Tag im August 2013 (02.08.2013). Die Anlage geht um ca. 9:30 Uhr in Betrieb und speist bis ca. 19:00 Wärme in die Pufferspeicher ein. Wie in der Darstellung erkennbar, ist eine Drehzahlregelung der solaren Umwälzpumpe umgesetzt worden durch die eine konstante Temperaturdifferenz von 20 K zwischen den Vor- und Rücklauf im Solarprimärkreis erreicht werden soll. Nachteilig erweist sich diese Regelung in Zeiten ohne Kesselbetrieb in Kombination mit niedriger Einstrahlungsleistung. An diesen Tagen kann keine ausreichend hohen Vorlauftemperaturen erreicht werden und die solaren Erträge können nicht in das Netz eingespeist werden. Des Weiteren steigen das allgemeine Temperaturniveau im Speicher und in Folge dessen die Wärmeverluste. In Zeiten in denen die Kessel in Betrieb sind (Heizperiode) kann solare Wärme auch auf einem niedrigeren Temperaturniveau zur Rücklaufanhebung der Biomassekessel verwendet werden. Eine Anpassung der Regelung der solarthermischen Regelung insbesondere in Zeiten ohne Kesselbetrieb hin zu einem höheren Vorlauf-temperaturniveau und der Möglichkeit der direkten Einspeisung in das Netz wurde dem Betreiber kommuniziert. Eine Optimierung der Regelung wurde besprochen, eine Umsetzung konnte jedoch bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nicht erreicht werden.

Weiters ist anzumerken, dass es im Zeitraum zwischen 28. August 2013 und 12. September 2013 aufgrund eines Gewitters zu einem Defekt in der Elektronik der Anlagenregelung gekommen ist und daraufhin die solarthermische Anlage für rund 2 Wochen keine Wärme in den Pufferspeicher einbringen konnte. Dieser Defekt spiegelt sich auch deutlich im erreichten solaren spezifischen Solarertrag wieder. Wie bereits einführend in Abbildung 227 dargestellt ist dieser Defekt auch durch ein Abfallen im Verlauf des spezifischen solaren Ertrags im September erkennbar. Seit der Behebung des Defekts konnten keine weiteren Probleme festgestellt werden.

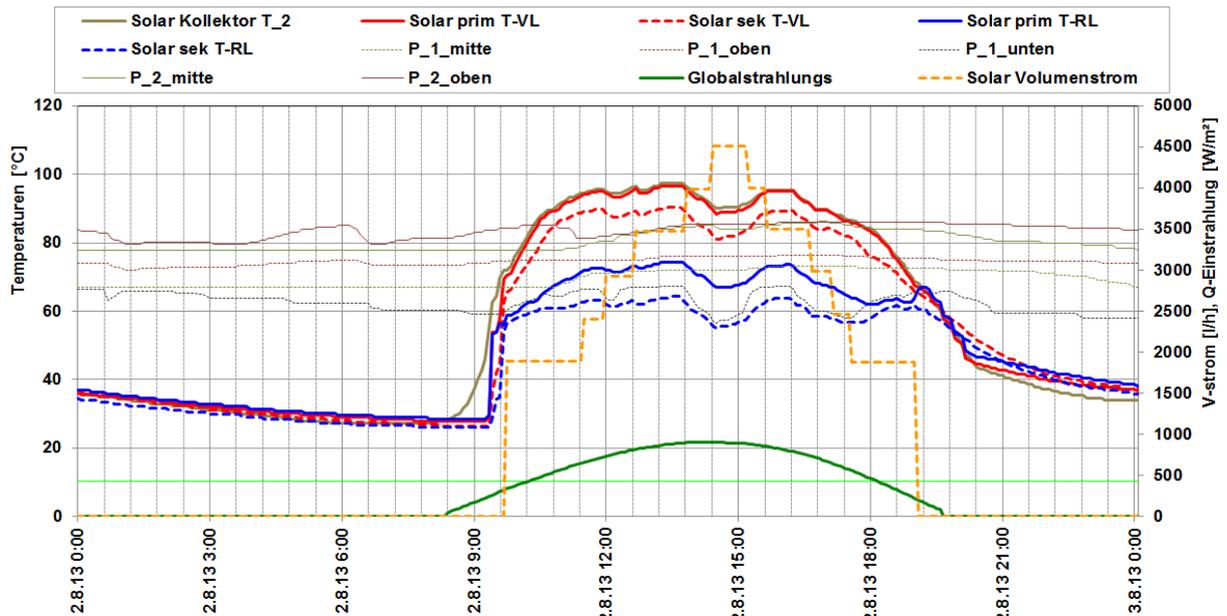


Abbildung 230: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem einstrahlungsreichen Sommertag (02.08.2013)

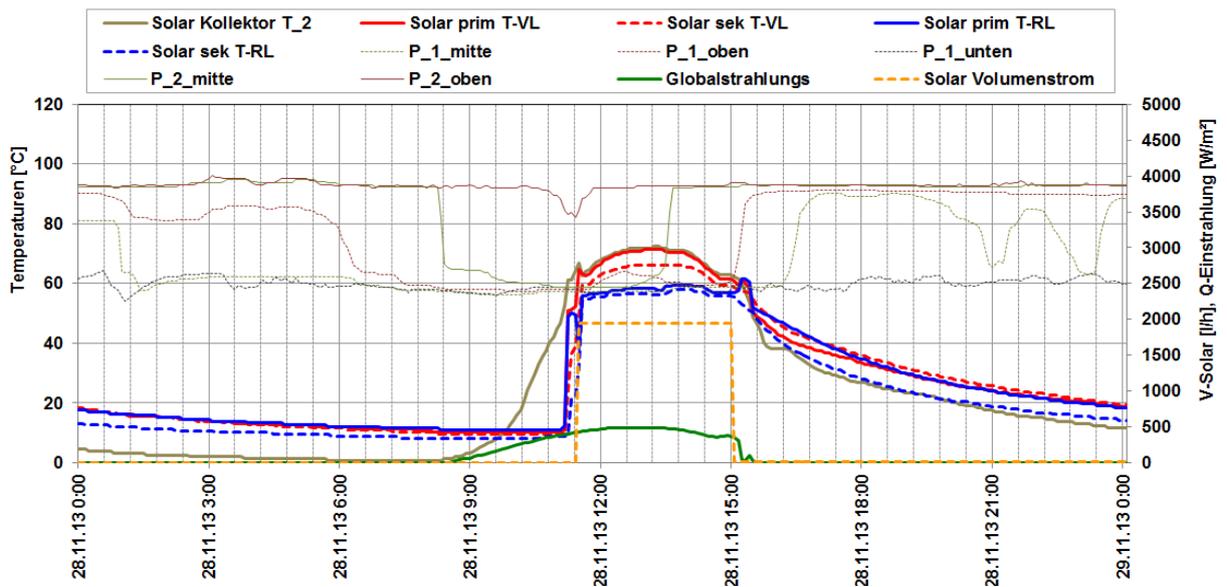


Abbildung 231: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem Wintertag (28.11.2013)

Die Betriebsweise der Kessel als auch der Einspeisung in das Fernwärmenetz für einen Sommer- als auch Wintertrag ist in Abbildung 232 und Abbildung 233 dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass die Kessel in den Sommermonaten nicht in Betrieb sind und rein die Solarthermieanlage Wärme in den Pufferspeicher und in das Fernwärmenetz einspeist. Diese Betriebsweise ist auch an dem jährlichen Leistungsverlauf (siehe Abbildung 234) erkennbar. Nur in den Wintermonaten werden die Kessel in Betrieb genommen. Während in den Monaten Oktober bis Dezember bzw. März bis April jeweils nur ein Kessel in Betrieb ist, sind in der Kernheizperiode Dezember bis März beide Kessel in Betrieb. In den Sommermonaten sind neben der solarthermischen Anlage am Heizwerk „Schillerstraße“ zusätzlich der Gaskessel im Heizwerk „Forum Kloster“ als auch der Pelletkessel im Heizhaus „Generationenwohnen“ in Betrieb. Die Netzvorlauftemperaturen

betragen im einjährigen Betrachtungszeitraum zwischen 85 °C und 90 °C, die Netzurücklauftemperaturen im Mittel rund 65 °C. Grundsätzlich können die gemessenen Netztemperaturen als hoch bezeichnet werden. Die Netztemperaturen liegen beispielsweise um rund 20 K höher als bei dem Begleitforschungsprojekt „Nahwärme Großlein“. Das Netztemperaturniveau wirkt sich dementsprechend auf die Temperaturen in den Speichern und in weiterer Folge auf das Betriebstemperaturniveau der solarthermischen Anlage aus. Wie in Abbildung 235 dargestellt, fallen die untersten Pufferspeichertemperaturen im Betrachtungszeitraum nur sehr selten unter 60 °C. Dies hat zur Folge, dass die solarthermische Anlage auf einem für den Wirkungsgrad der Anlage ungünstig hohen Temperaturniveau betrieben wird. Des Weiteren ergeben sich durch die hohen Speichertemperaturen vergleichsweise höhere Wärmeverluste. Laut Netzbetreiber sind die hohen Netztemperaturen auf aktuell laufenden Erweiterungen des Fernwärmenetzes zurückzuführen. Des Weiteren benötigen aktuell einzelne Verbraucher (Absorptionskälteanlage im Heizwerk „Forum Kloster“) im Fernwärmenetz eine Mindestvorlauftemperaturniveau von über 85 °C. Optimierungen am Netztemperaturniveau können laut Betreiber daher erst umgesetzt werden, nachdem die vorgesehenen Erweiterungen abgeschlossen sind. Einzelne Verbraucher sollen dann dezentral und nicht mehr über das Netz mit hohen Temperaturen versorgt werden müssen.

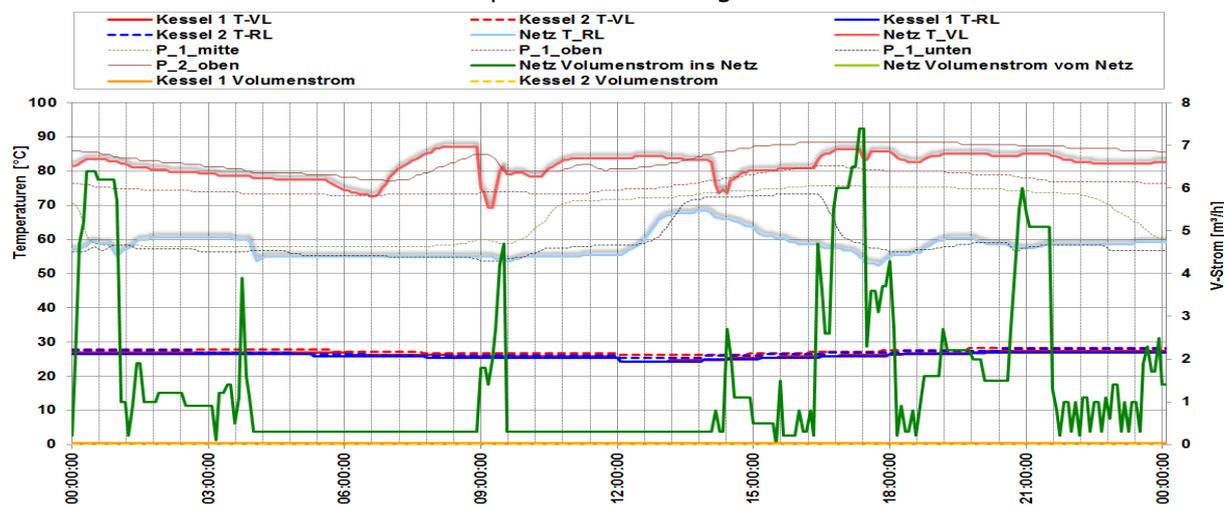


Abbildung 232: Beispielhafter Temperaturverlauf der Hackgutkessel (Kessel 1 und Kessel 2) sowie des Netzes zuzüglich des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen an einem Sommertag (02.08.2013)

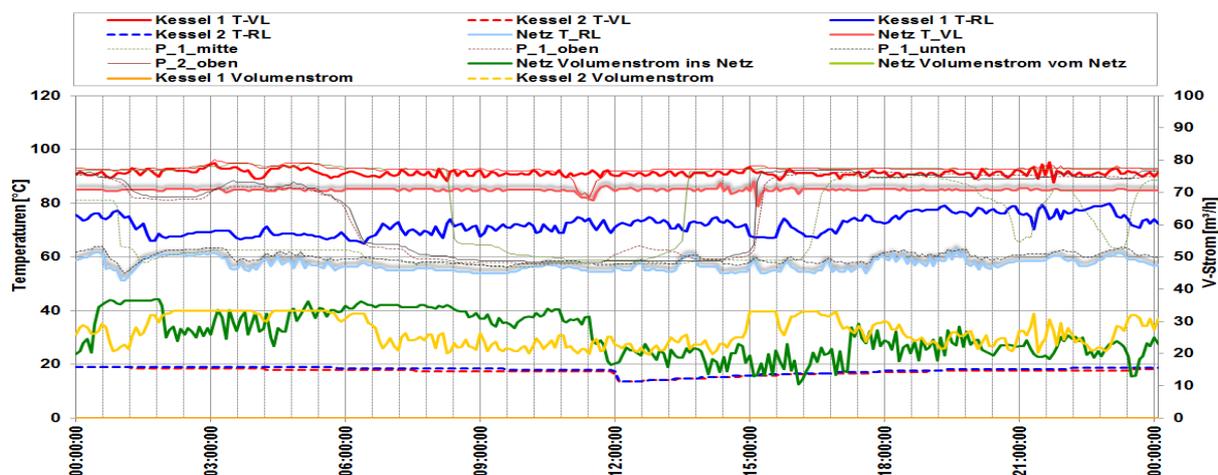


Abbildung 233: Beispielhafter Temperaturverlauf der Hackgutkessel (Kessel 1 und Kessel 2) sowie des Netzes zuzüglich des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen an einem Wintertag (28.11.2013)

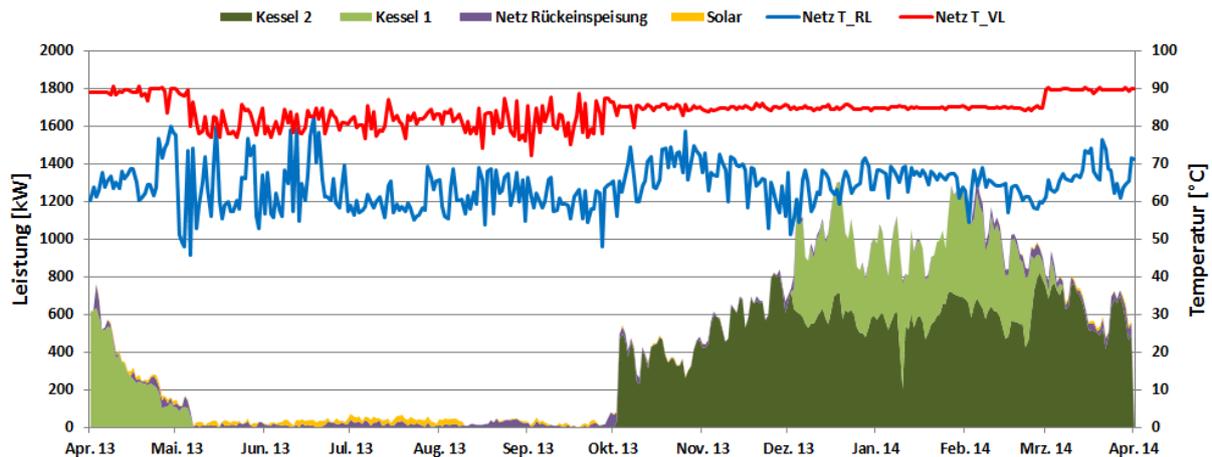


Abbildung 234: Temperaturverlauf von Netzvorlauf und -rücklauf, Verlauf der durchschnittlichen täglichen Leistungen der Wärmeerzeuger (Solarthermieanlage, Kessel 1, Kessel 2 und Rückeinspeisung des Fernwärmenetzes) (April 2013 bis März 2014)

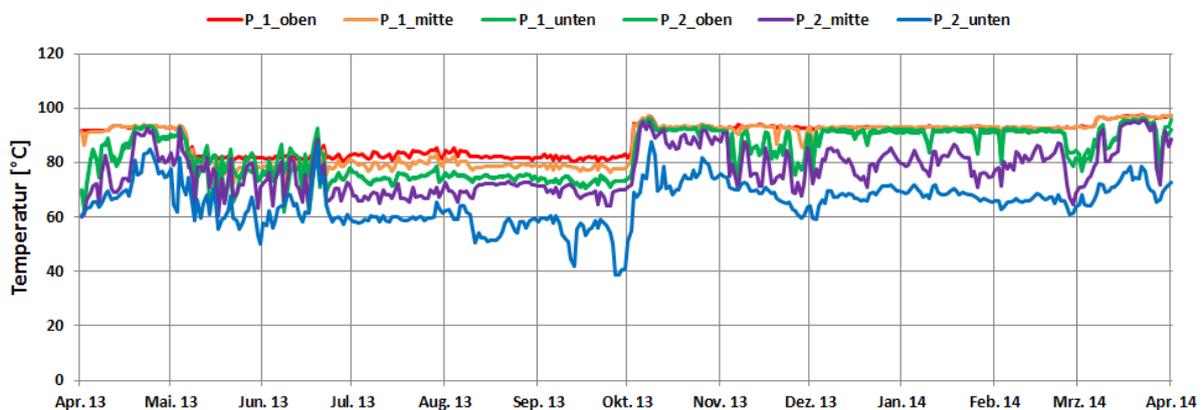


Abbildung 235: Temperaturverlauf der mittleren täglichen Pufferspeichertemperaturen im Betrachtungszeitraum (April 2013 bis April 2014)

Im Zuge der Erweiterung des Fernwärmenetzes bzw. Errichtung des Heizwerks „Schillerstraße“ wurde die Möglichkeit einer Rückeinspeisung von Wärme aus dem Netz in die zwei 25 m<sup>3</sup> großen Pufferspeicher vorgesehen. Durch die Rückeinspeisung werden, vorwiegend bei nicht in Betrieb befindlichen Hackgutkesseln, die Pufferspeicher zur Abdeckung von Spitzenlasten eingesetzt. Laut Anlagenbetreiber wurde durch die Rückeinspeisung weiters die Möglichkeit geschaffen, solare Überschüsse aus den anderen Heizzentralen (Heizzentrale „Generationenwohnen“, zukünftig: Heizzentrale „Neue Mittelschule“) in die Pufferspeicher der Heizzentrale „Schillerstraße“ einzuspeisen. Beispielhaft für die Betriebsweise der Rückeinspeisung ist in Abbildung 236 der Tagestemperaturverlauf der Kessel als auch des Netzes zuzüglich der Volumenströme und Pufferspeichertemperaturen für zwei Tage den 18.06.2013 und 19.06.2013 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar ist die Rückeinspeisung am 18.06.2013 bis ca. 5:30 Uhr und ab 9:00 Uhr bis zum 19.06.2013, 22:00 Uhr aktiv.

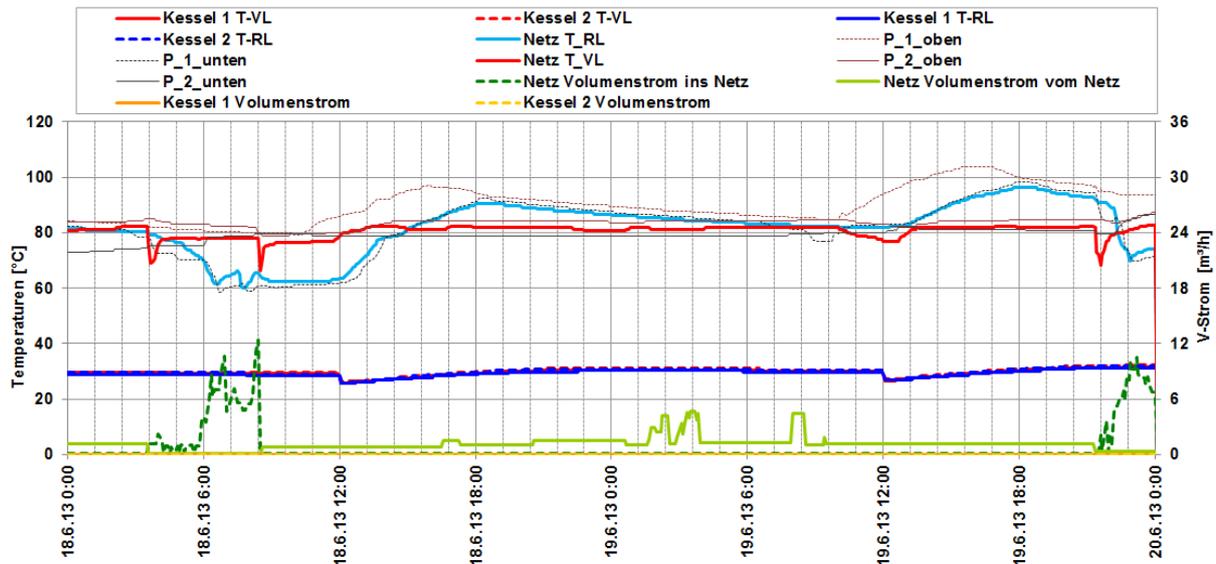


Abbildung 236: Beispielhafter Temperaturverlauf der Hackgutkessel (Kessel 1 und Kessel 2) sowie des Netzes zuzüglich des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen mit aktiver Netzurückspeisung (18.06.2013 und 19.06.2013)

### 7.17.6 Anlagen Status Quo

Die Energieversorgungsinfrastruktur der Stadt Gleisdorf ist, wie in anderen vergleichbaren Regionen, historisch gewachsen. In Zuge der Errichtung einer neuen Heizzentrale und dem Zusammenschluss mehrerer Mikrowärmenetze wurde 2012 eine solarthermische Anlage neu installiert. Diese wurde vom Begleitforschungsteam im einjährigen Betrachtungszeitraum bis März 2014 messtechnisch analysiert.

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage kann als stabil bezeichnet werden. Optimierungspotential konnte speziell bei der Regelung detektiert werden durch welche es zu einer Verringerung solarer Erträge, welche direkt in das Netz eingespeist werden können, kommt. Eine Abänderung des Regelkriteriums konnte im Betrachtungszeitraum von Seiten des Betreibers nicht mehr umgesetzt werden.

Eine Analyse des Fernwärmenetzes zeigte deutliches Optimierungspotential hinsichtlich des Netztemperaturniveaus. Die vergleichsweise hohen Netztemperaturen führen unmittelbar zu erhöhten Wärmeverlusten einerseits sowie andererseits zu ungünstigen Betriebsbedingungen für die solarthermische Anlage (hohe Rücklauftemperaturniveau) und dementsprechend zu einer Verringerung der solaren Erträge. Eine Verbesserung bzw. Absenkung ist laut Betreiber erst mit dem weiterführenden Ausbau des Netzes (Ausgliederung von Wärmeverbrauchern die auf einem hohen Temperaturniveau betrieben werden), geplant für 2015, erreichbar.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Betriebsweise des Heizwerkes als stabil, mit noch vorhandenen Optimierungspotentialen, bezeichnet werden kann. Nach der zugesagten Umsetzung der Optimierungspunkte sollte künftig eine kostenoptimierte Wärmeerzeugung möglich sein, indem vorrangig Sonnenenergie und umweltfreundliche Biomasse verwendet wird.

## 7.18 ETG Sonnenhaus, V

### 7.18.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	ETG Sonnenhaus
<u>Adresse:</u>	6830 Rankweil
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	121 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Süden
<u>Neigung:</u>	45-49°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	8 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	modulierende Luft/Wasserwärmepumpe (Heizleistung 10 kW, Kühlleistung 17 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	97% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	213 kWh/m <sup>2</sup> (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring beendet mit Mai 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „ETG Sonnenhaus“ handelt es sich um die Einspeisung einer 121 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Betriebsgebäudes (Bürotrakt mit Büros und Sozialräume, sowie Halle) im Bundesland Vorarlberg. Zur Wärmeabgabe kommt ein Niedertemperatur-Flächensystem zur Anwendung (Fußboden, Wände und Decke), über das auch Kühllasten abgeführt werden. Die nach Norm berechnete Heizlast beträgt im Bürotrakt (Büros und Sozialräume) 5 kW und in der Halle 10,8 kW. Durch Senkung der Soll-Temperatur in der Halle kann laut Fördernehmer die Heizlast auf etwa 8 kW gesenkt werden. Das Gebäude wird seit August 2011 genutzt, die Solaranlage ist seit Anfang 2012 in Betrieb.

Wie in Abbildung 237 (links) ersichtlich, sind die Kollektoren auf der Dachfläche des Gebäudes montiert. Das 121 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld ist nach Süden orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt zwischen 45 und 49° (rechts in Abbildung 238). Das Kollektorfeld besteht aus 4 Reihen zu je 3 Großflächenkollektoren. Die Zuleitungen zu den einzelnen Kollektorfeldern sind mit Abgleichventilen und Durchflusszählern ausgestattet, um gleichen Durchfluss der einzelnen Kollektorfelder zu erreichen, siehe Abbildung 239). Die Solaranlage reduziert im gegenständlichen Projekt die Laufzeit einer Luft-/Wasserwärmepumpe.



Abbildung 237: Ansicht des Gebäudes „ETG Sonnenhaus“ (links). Aufständigung und Anschluss der Kollektoren (rechts)



Abbildung 238: Abgleichventil und Durchflusszähler in der Zuleitung zum südlichsten Kollektorfeld

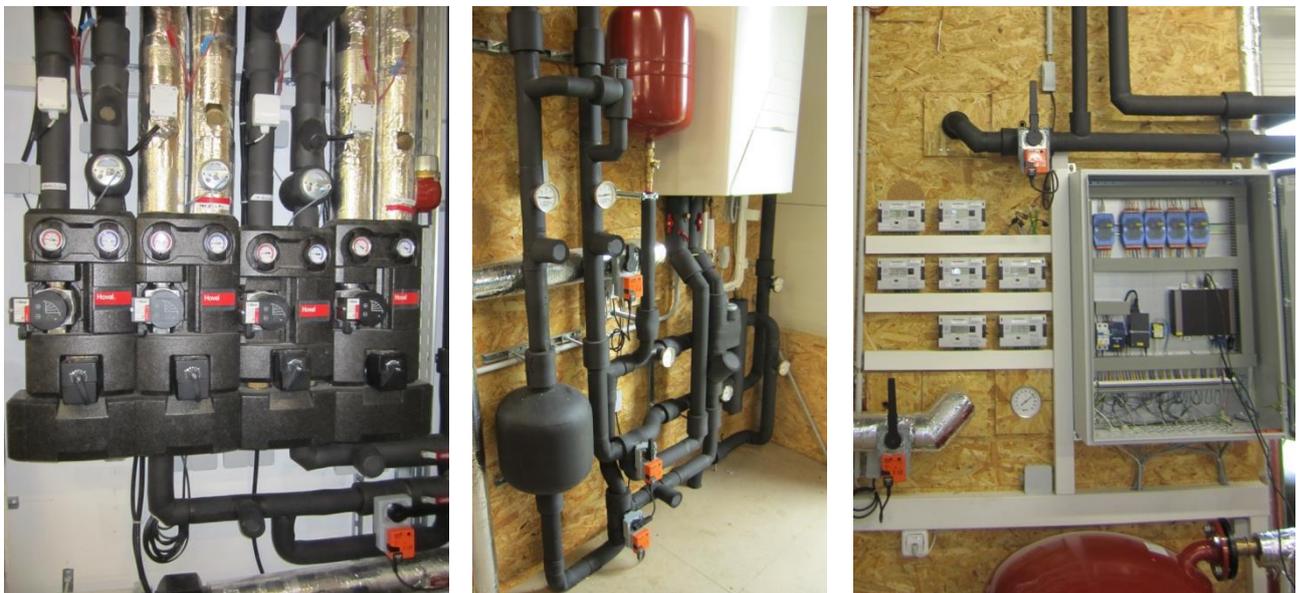


Abbildung 239: Linkes Bild: Verteiler (von links nach rechts) für Decken-, Boden- und Wandregister im Bürogebäude sowie für die Fußbodenheizung in der Halle. Mittleres Bild: Wärmepumpe inkl. Verrohrung, montiert an der Dämmung des Puffers. Rechtes Bild: Monitoring-Box neben den Rechenwerken der Wärmezähler (rechtes Bild)

### 7.18.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept soll sowohl den Heiz- als auch den Kühlbedarf des Gebäudes decken können. Die Solaranlage kann dabei in 4 Schichten in einen 8000 Liter großen Pufferspeicher einspeisen, der sich über zwei Stockwerke in der Halle erstreckt. Die Ventile werden dabei so geschaltet, dass die jeweils kürzeste Diagonale zwischen Ein- und Austritt des Puffers durchströmt wird. Die Abwärme des Puffers heizt die Halle. Um die Eintrittstemperatur in die Kollektoren weiter absenken zu können, wird je nach Möglichkeit Wärmeenergie in Heizkreise unter der Bodenplatte der Halle (Stahlfasersonhle) eingespeist, bis diese Heizkreise eine Maximaltemperatur von 28 °C erreichen. Dabei sind die Rohrleitungen in der Schüttung etwa 45 cm unter der Bodenplatte verlegt. Es gibt nur seitlich eine gewisse Wärmedämmung (Beton-Sandwichelemente an der Hallenwand), nach oben und unten kann die Wärme ungehindert abgegeben werden. Die Bodenplatte in der Halle hat eine Fläche von 255 m<sup>2</sup> und ein Volumen von 51 m<sup>3</sup>. Dichte und spezifische Wärmekapazität des Betons werden mit 2400 kg/m<sup>3</sup> und 1 kJ/(kg\*K) angenommen. Damit entspricht der Temperaturunterschied von rund 14 K innerhalb des Monitoring-Zeitraums (siehe Abbildung 246) entspricht einer Wärmemenge von 476 kWh. Ein Wasserspeicher, der mit der gleichen Wärmemenge von 8 °C auf 95 °C aufgeheizt

würde, hätte ein Volumen von rund 5 m<sup>3</sup>. Dieser Wert ergibt sich allein aus der Bodenplatte. Die Schüttung, in der die Rohrleitungen verlegt sind, ist nicht berücksichtigt. Sie würde das Wasser-Äquivalent erhöhen. Die zusätzlich installierte Fußbodenheizung im Hallenbereich ist sehr selten in Betrieb, da wenige Sonnenstunden ausreichen, um die Halle mittels direkter solarer Beheizung temperieren zu können (Soll: etwa 15 °C).

Die Niedertemperatur-Wärmeabgabesysteme (Fußboden-, Wand- und Deckenheizung im Bürotrakt inkl. Besprechungsraum sowie Fußbodenheizung in der Halle) beziehen die Heizwärme aus dem Pufferspeicher und sind für eine Vorlauftemperatur von 25 °C ausgelegt, siehe linkes Bild in Abbildung 239. Mit dieser Vorlauftemperatur hat allein der Betrieb der Fußboden zur Beheizung ausgereicht. Um Wand- und Deckenheizung ebenfalls zu aktivieren, ist die Vorlauftemperatur auf 22 °C reduziert worden. Reicht die Temperatur im Pufferspeicher nicht aus, so wird eine Luft/Wasser-Wärmepumpe aktiviert, die den obersten Teil des Pufferspeichers als hydraulische Weiche nutzt. Die Luft/Wasser-Wärmepumpe erreicht eine minimale Vorlauftemperatur von 27 °C.

Im Kühlfall im Sommer entzieht die Wärmepumpe den Wand- und Deckenregistern die Wärme. Dafür ist eine eigene hydraulische Weiche eingebaut. Um für Demozwecke auch im Winter den Kühlbetrieb im Besprechungsraum zeigen zu können, sind eigene Leitungen zu den Wand- und Deckenregistern dieses Raumes verlegt. Um die Laufzeit der Wärmepumpe in diesem Kühlbetrieb zu erhöhen und damit häufiges Takten zu vermeiden, ist ein 18 Liter Behälter in den Kreislauf eingebaut worden, siehe mittleres Bild in Abbildung 299.

Abbildung 240 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Sieben Wärmemengenzähler, ein Durchflusszähler, ein Stromzähler, 21 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung. Die Monitoring-Box mit 7 Wärmemählerrechenwerken ist im rechten Bild in Abbildung 239 dargestellt.

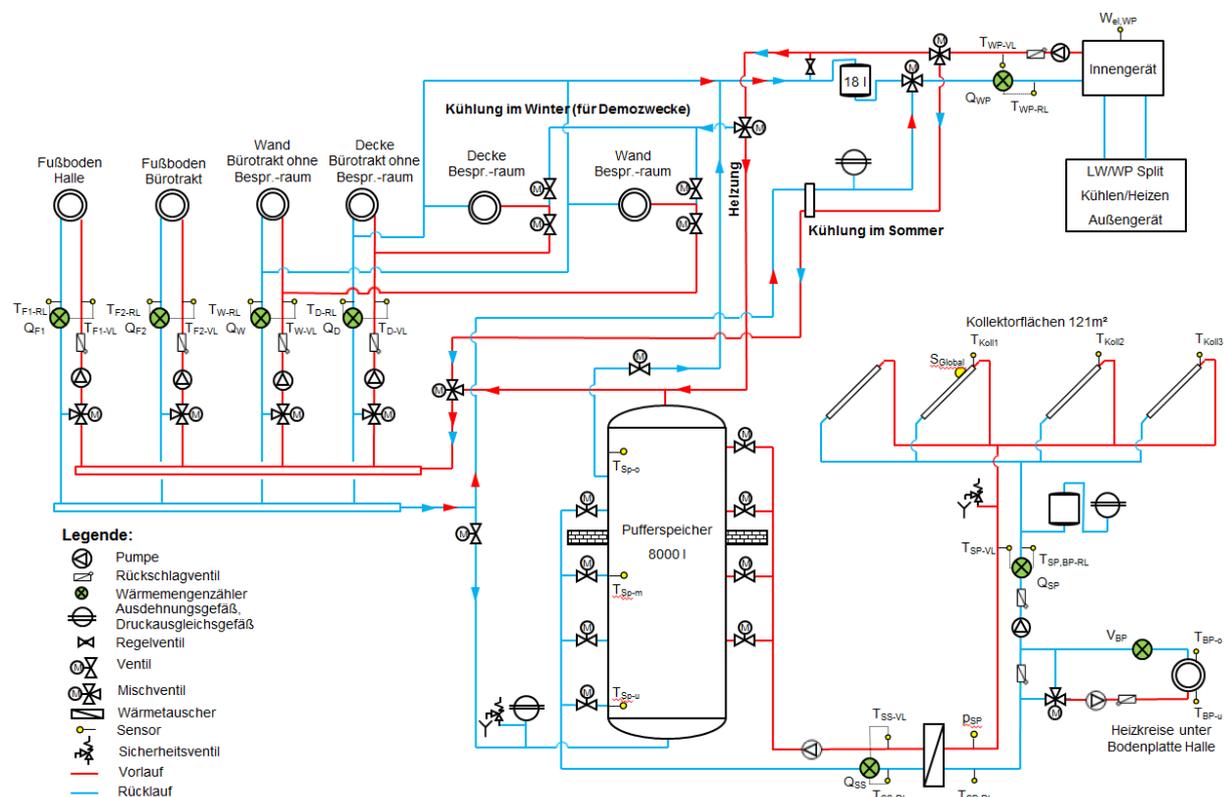


Abbildung 240: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „ETG Sonnenhaus“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis mit Heizkreis unter der Bodenplatte der Halle

$S_{\text{Global}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Koll1}}$	Kollektoraustrittstemperatur Kollektor 1
$T_{\text{Koll2}}$	Kollektoraustrittstemperatur Kollektor 2
$T_{\text{Koll3}}$	Kollektoraustrittstemperatur Kollektor 3
$p_{\text{SP}}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$Q_{\text{SP}}$	Wärmemengenzähler Solarprimärkreis
$\dot{V}_{\text{SP}}$	Volumenstrom Solarprimärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{\text{SP,BP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär nach dem Heizkreis unter der Bodenplatte
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär nach dem Wärmetauscher
$V_{\text{BP}}$	Durchflusszähler im Heizkreis unter der Bodenplatte
$\dot{V}_{\text{BP}}$	Volumenstrom im Heizkreis unter der Bodenplatte
$T_{\text{BP,o}}$	Temperatur in der Bodenplatte (südwestliche Ecke der Halle)
$T_{\text{BP,u}}$	Temperatur in der Schüttung unter der Bodenplatte (südöstliche Ecke der Halle)

### Solar-Sekundärkreis

$Q_{\text{SS}}$	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$\dot{V}_{\text{SS}}$	Volumenstrom Solarsekundärkreis
$T_{\text{SS-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär
$T_{\text{SS-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär

### Pufferspeicher

$T_{\text{Sp-o}}$	Temperatur im Speicher oben (6,1 m)
$T_{\text{Sp-m}}$	Temperatur im Speicher Mitte (3,3 m)
$T_{\text{Sp-u}}$	Temperatur im Speicher unten (0,5 m)

### Raumheizungs- und -kühlkreise

$Q_{\text{F1}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung/-kühlung Halle
$\dot{V}_{\text{F1}}$	Volumenstrom Fußbodenheizung/-kühlung Halle
$T_{\text{F1-VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung/-kühlung Halle
$T_{\text{F1-RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung/-kühlung Halle
$Q_{\text{F2}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung/-kühlung Bürotrakt
$\dot{V}_{\text{F2}}$	Volumenstrom Fußbodenheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{F2-VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{F2-RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung/-kühlung Bürotrakt
$Q_{\text{W}}$	Wärmemengenzähler Wandheizung/-kühlung Bürotrakt
$\dot{V}_{\text{W}}$	Volumenstrom Wandheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{W-VL}}$	Vorlauftemperatur Wandheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{W-RL}}$	Rücklauftemperatur Wandheizung/-kühlung Bürotrakt
$Q_{\text{D}}$	Wärmemengenzähler Deckenheizung/-kühlung Bürotrakt
$\dot{V}_{\text{D}}$	Volumenstrom Deckenheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{D-VL}}$	Vorlauftemperatur Deckenheizung/-kühlung Bürotrakt
$T_{\text{D-RL}}$	Rücklauftemperatur Deckenheizung/-kühlung Bürotrakt

### Nachheizung und Kühlung mittels Luftwärmepumpe

$Q_{\text{WP}}$	Wärmemengenzähler Wärmepumpe
$\dot{V}_{\text{WP}}$	Volumenstrom Wärmepumpe

$T_{WP-VL}$  Vorlauftemperatur Wärmepumpe  
 $T_{WP-RL}$  Rücklauftemperatur Wärmepumpe  
 $W_{el,WP}$  Stromzähler Wärmepumpe

Square View Representations des Gesamtsystems im Heiz- und im Kühlfall zeigen Abbildung 241 und Abbildung 242. Diese Darstellungen sollen die relevanten (geplanten) Energieflüsse zwischen Energiequellen, den Einzelkomponenten des Gesamtsystems und den Verbrauchern verdeutlichen. Speicher- und Rohrleitungsverluste sind nicht dargestellt. Beschriftete Pfeile kennzeichnen Energieströme, die von Zählern erfasst werden. Andere Energieströme können unter Vernachlässigung von Rohrleitungsverlusten zum Teil aus den gezählten Energieströmen berechnet werden. Berechnet werden beispielsweise die Solarwärme, die unter die Bodenplatte der Halle eingeleitet wird, sowie die Wärme, die im Demonstrationskühlfall dem Besprechungsraum entzogen wird. Nicht berechenbar ist beispielsweise die Wechselwirkung der Heizkreise unter der Bodenplatte mit dem umgebenden Erdreich und der darüberliegenden Fußbodenheizung sowie mit der Raumluft der Halle selbst.

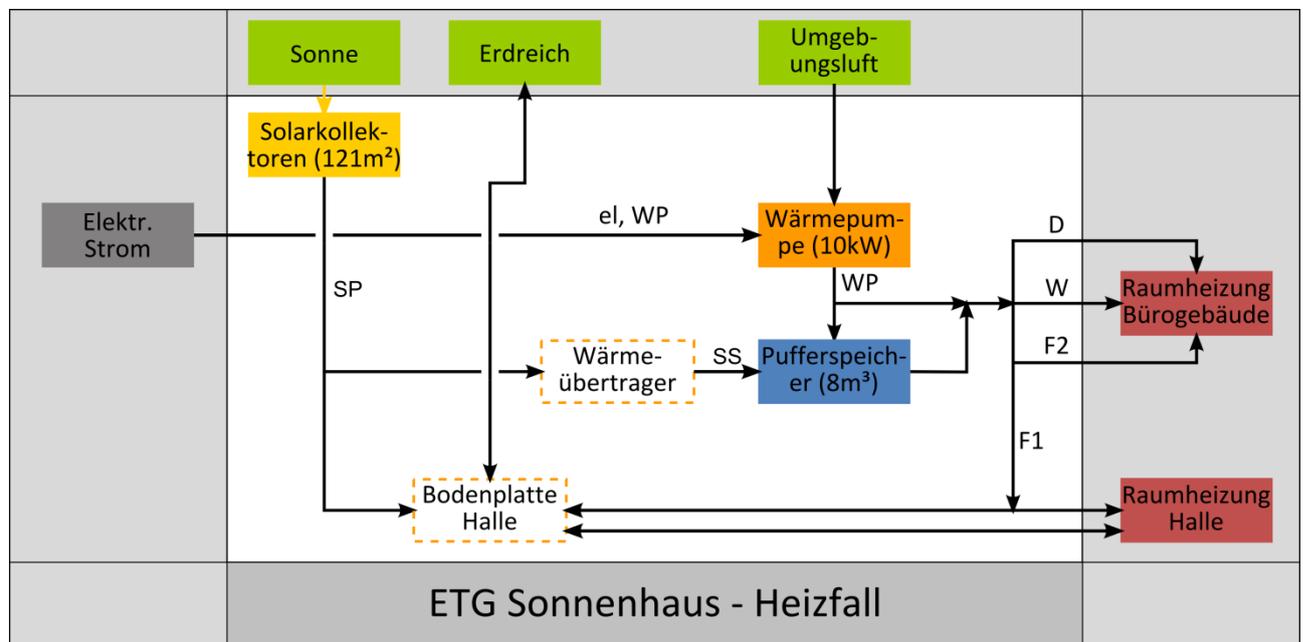


Abbildung 241: Square View Representation des Gesamtsystems „ETG Sonnenhaus“ im Heizfall

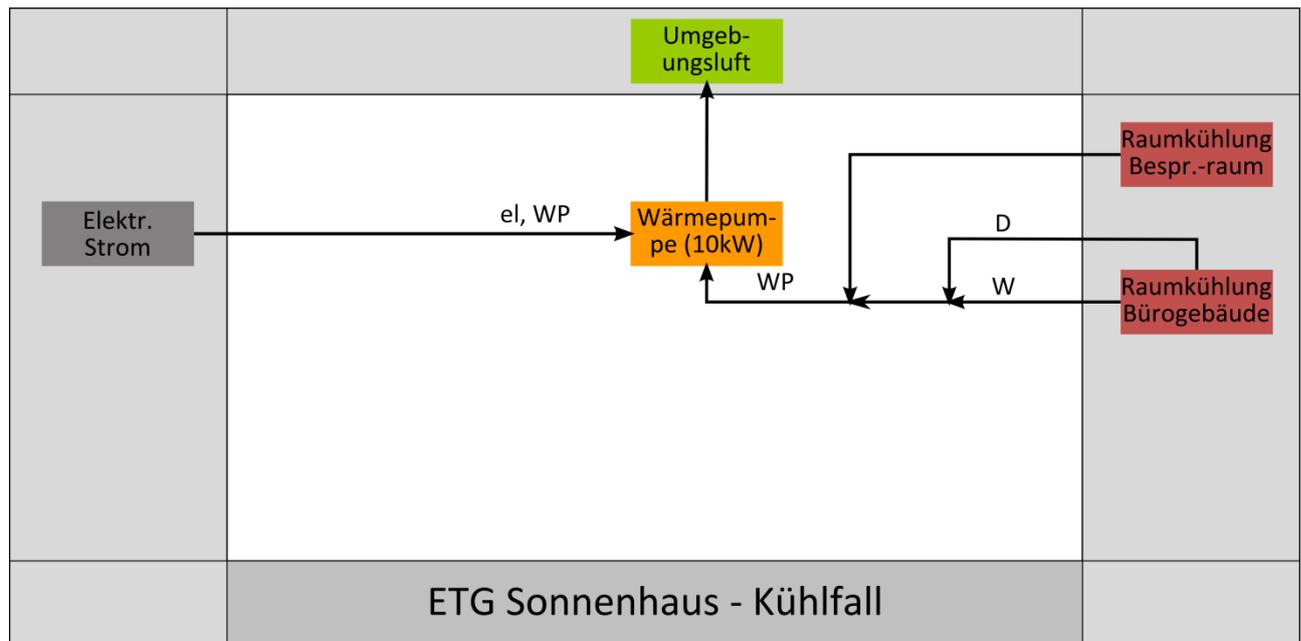


Abbildung 242: Square View Representation des Gesamtsystems „ETG Sonnenhaus“ im Kühlfall

### 7.18.3 Energiebilanzen

Die in Abbildung 243 dargestellte Energiebilanz des Projekts „ETG Sonnenhaus“ zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in den Pufferspeicher; dunkelblau: Solarwärme unter die Bodenplatte; rot: Nachheizung durch die Wärmepumpe) und andererseits die fünf Outputs (hellgrün: Fußbodenheizung im Bürogebäude; orange: Wandheizung im Bürogebäude; dunkelgrün: Deckenheizung im Bürogebäude; violett: Fußbodenheizung in der Halle; rot gestreift: Maximale Solarenergieabgabe von unter der Bodenplatte an die Halle). Die unter die Bodenplatte der Halle zugeführte Solarenergie geht zum Teil nach unten und seitlich ins Erdreich verloren. Diese Energiemenge kann ebenso wenig gemessen werden, wie die Wärme, die nach oben zur Beheizung der Halle übertragen wird. Zudem kommt die thermische Trägheit des Erdreichs, wodurch die Energiebilanzierung auf der Output-Seite unsicher ist. Dargestellt ist der nicht erreichbare Idealfall, bei dem die gesamte unter die Bodenplatte eingespeiste Solarenergie eines Monats im selben Monat als Raumwärme in die Halle übertragen wird. Im schlechtesten Fall würde die gesamte eingespeiste Solarenergie ins Erdreich übertragen.

Aufgrund von Speichereffekten im Gesamtsystem (Pufferspeicher, Erdreich unter der Bodenplatte) können Energiedargebot der Solaranlage und der Energiebedarf an den Wärmeabgabesystemen bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei der unterschiedliche Energieinhalt im Speicher am Anfang und am Ende nicht berücksichtigt wird.

Die so berechneten Rohrleitungs- und Speicherverluste betragen zwischen etwa 30 % (im Idealfall) und 75 % (im schlechtesten Fall) der von der Solaranlage und der Wärmepumpe gelieferten Wärme. Die Wärmepumpe hat im Beobachtungszeitraum nur einen sehr kleinen Beitrag geliefert. Es ist anzumerken, dass der Heizbetrieb zum Teil die Umverteilung der Wärme einzelner Gebäudeteile darstellt und diese Wärme nicht aus dem Pufferspeicher kommen muss. Dadurch steigen die Rohrleitungs- und Speicherverluste an. Diese Vorgänge werden in den Detailbetrachtungen näher erläutert.

Diese relativ hohen Verluste werden den Vorgängen im Pufferspeicher zugeschrieben, der nachfolgend betrachtet wird.

Deutlich ist die insgesamt sehr geringe Nachheizung mittels Wärmepumpe im Dezember 2013 und Jänner 2014 zu erkennen. In den Monaten Oktober, November 2013 und Februar, März 2014 war die Wärmepumpe praktisch nicht im Einsatz. In diesen Monaten wurde der Heizbedarf nur mittels Solarthermie gedeckt.

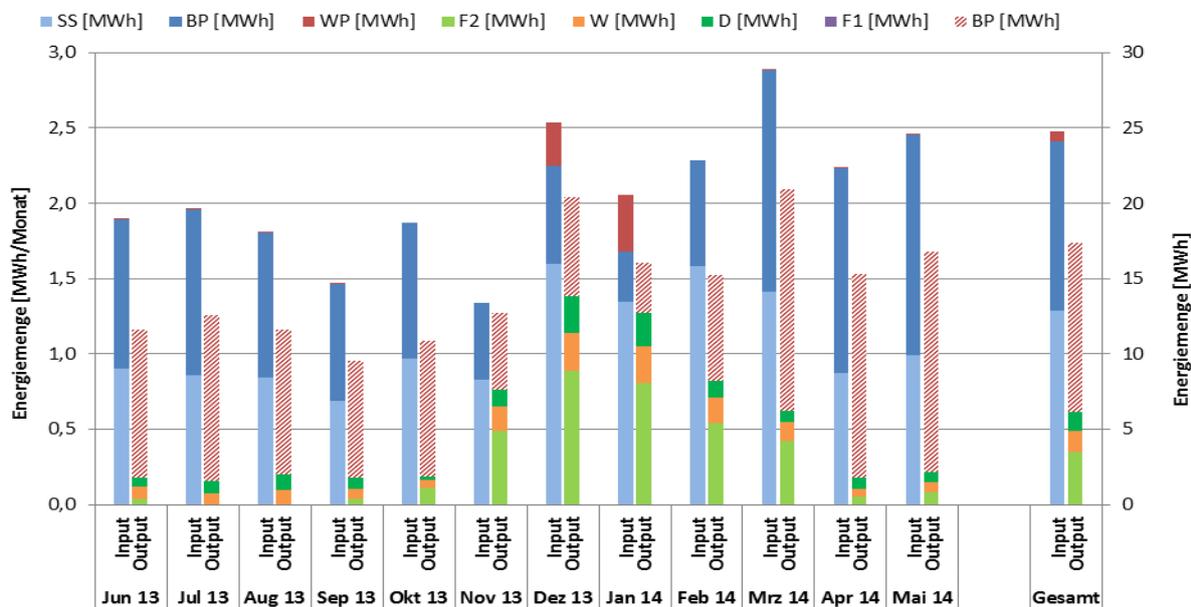


Abbildung 243: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „ETG Sonnenhaus“ für den Heizfall (Juni 2013 bis Mai 2014)

Die Energiebilanz für den Heizfall ohne Berücksichtigung der Solarwärme, die unter die Bodenplatte eingespeist wird, zeigt Abbildung 244. Sie soll darstellen, wie der Pufferspeicher und die Wärmepumpe (blau: Solarwärme in den Pufferspeicher; rot: Nachheizung durch die Wärmepumpe) die Wärmeabgabesysteme bedienen (violett: Fußbodenheizung in der Halle; hellgrün: Fußbodenheizung im Bürogebäude; orange: Wandheizung im Bürogebäude; dunkelgrün: Deckenheizung im Bürogebäude). Die rote Linie zeigt die mittlere Puffertemperatur am jeweiligen Monatsende (bzw. dem Ende des Betrachtungszeitraums). Die monatlichen Extremwerte der mittleren Puffertemperatur sind mit schwarz strichlierten Linien dargestellt.

Ohne Berücksichtigung des Energieinhalts im Pufferspeicher zu Beginn und Ende des gesamten Beobachtungszeitraums betragen die Rohrleitungs- und Speicherverluste maximal 75 % der von der Solaranlage und der Wärmepumpe gelieferten Wärme, wobei die Wärmepumpe im Beobachtungszeitraum nur einen sehr kleinen Beitrag geliefert hat. Dieser Wert ist unerwartet hoch und entsteht durch Setzungen der Wärmedämmung und aufgrund von ungewollten Zirkulationsströmungen (siehe Detailbetrachtungen). Auch Messfehler könnten die Ursache sein. Aufgrund der Ausführungen in den Detailbetrachtungen werden mögliche Messfehler am ehesten auf der Output-Seite der Energiebilanz vermutet.

Es ist anzumerken, dass der Heizbetrieb zum Teil die Umverteilung der Wärme einzelner Gebäudeteile darstellt und diese Wärme nicht aus dem Pufferspeicher kommen muss. Diese Vorgänge werden in den Detailbetrachtungen näher erläutert.

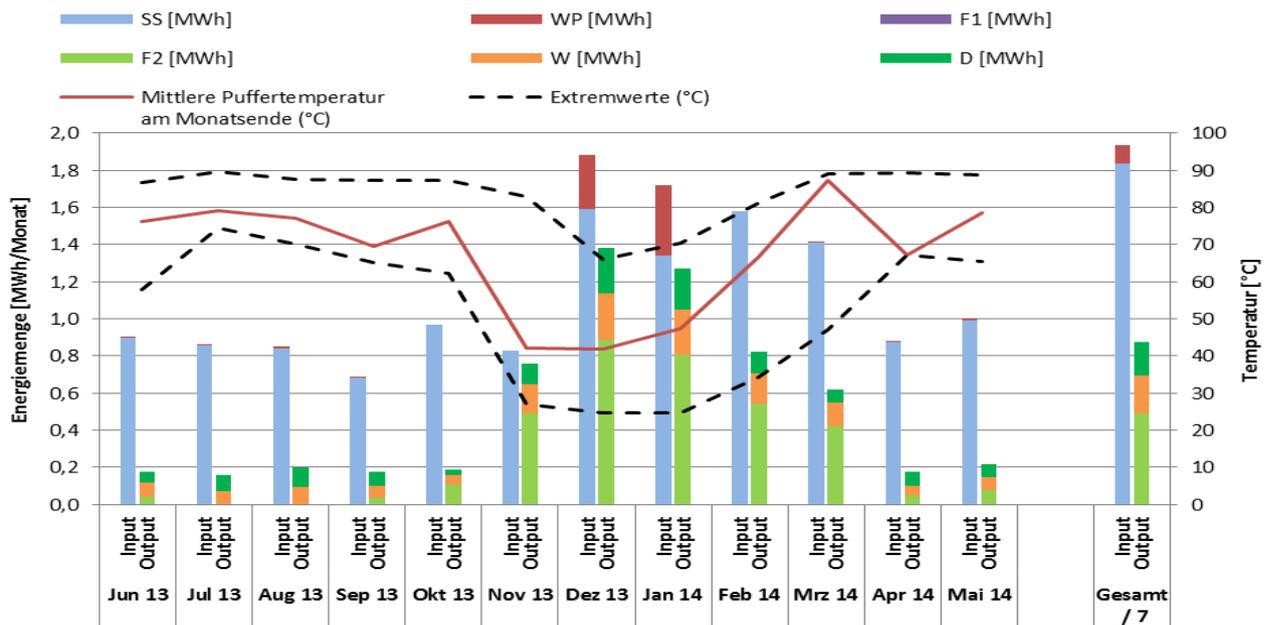


Abbildung 244: Energiebilanz ohne Berücksichtigung der Solarwärme unter die Bodenplatte der Anlage „ETG Sonnenhaus“ für den Heizfall (Juni 2013 bis Mai 2014)

Heiz- und Kühlfall werden gesondert für das Bürogebäude und den Hallenboden betrachtet. Die in Abbildung 245 dargestellten Energieströme am Bürogebäude umfassen einerseits die drei messbaren Wärmeinputs (blau: Fußbodenheizung; grün: Wandheizung; violett: Deckenheizung) im Heizfall und andererseits die vier messbaren Wärmeabfuhrungen im Kühlfall (blau: Fußbodenkühlung; grün: Wandkühlung; violett: Deckenkühlung; orange: Demonstration Wand- und Deckenkühlung im Besprechungsraum). Im Heizfall überwiegt die Wärmeabgabe über die Fußbodenheizung. Im Kühlfall überwiegt die Kühlung über die Decke. Wie geplant wird der Fußboden nicht zur Kühlung eingesetzt.

Es zeigt sich, dass Heizung und Kühlung in jedem Monat zwischen Juni und September 2013 parallel vorgekommen sind, obwohl der Betreiber gerade in diesen Monaten reinen Kühlbetrieb angefordert hat. Hierbei handelt es sich um Fehler in der Regelung, die der Betreiber erst nach dem Monitoringzeitraum zu ändern geplant hat.

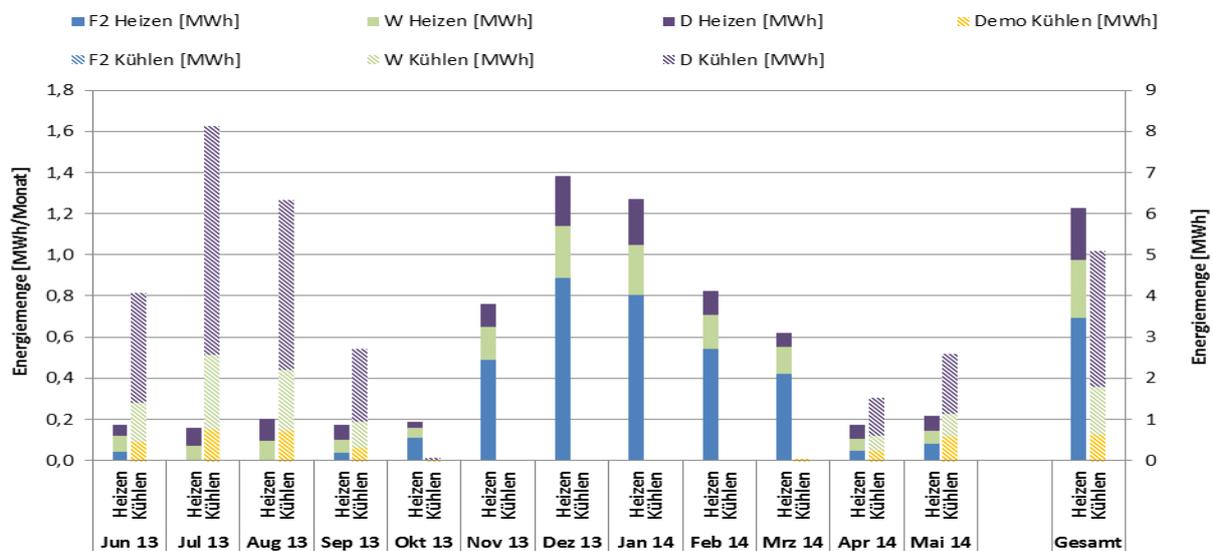


Abbildung 245: Gemessene Energieströme am Bürogebäude der Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

Die in Abbildung 246 dargestellten Energieströme am Hallenboden umfassen einerseits die zwei messbaren Wärmeinputs (blau: Solarwärme unter die Bodenplatte; grün: Fußbodenheizung in der Halle) im Heizfall und andererseits die theoretisch messbare, aber nicht geplante Wärmeabfuhr (grün: Kühlung über die Register der Fußbodenheizung). Die gemessenen Wärmeströme bewirken nicht ausschließlich die gewünschte Temperierung der Halle, sondern beinhalten auch nicht messbare, unerwünschte Wärmeverluste ins Erdreich (Heizfall) bzw. Wärmeaufnahme aus dem Erdreich (theoretischer Kühlfall). Laut den Messdaten wird über die Fußbodenheizung der Halle keine thermische Leistung übertragen. Aus den vorhandenen Temperaturfühlern in der Bodenplatte wurde der räumliche Mittelwert berechnet. Seine Extremwerte in einem Monat bzw. sein Endwert im selben Monat sind als Linien im Diagramm dargestellt. Es zeigt sich, dass die Temperatur in der Bodenplatte dem Energieeintrag durch die Solaranlage tendenziell folgt.

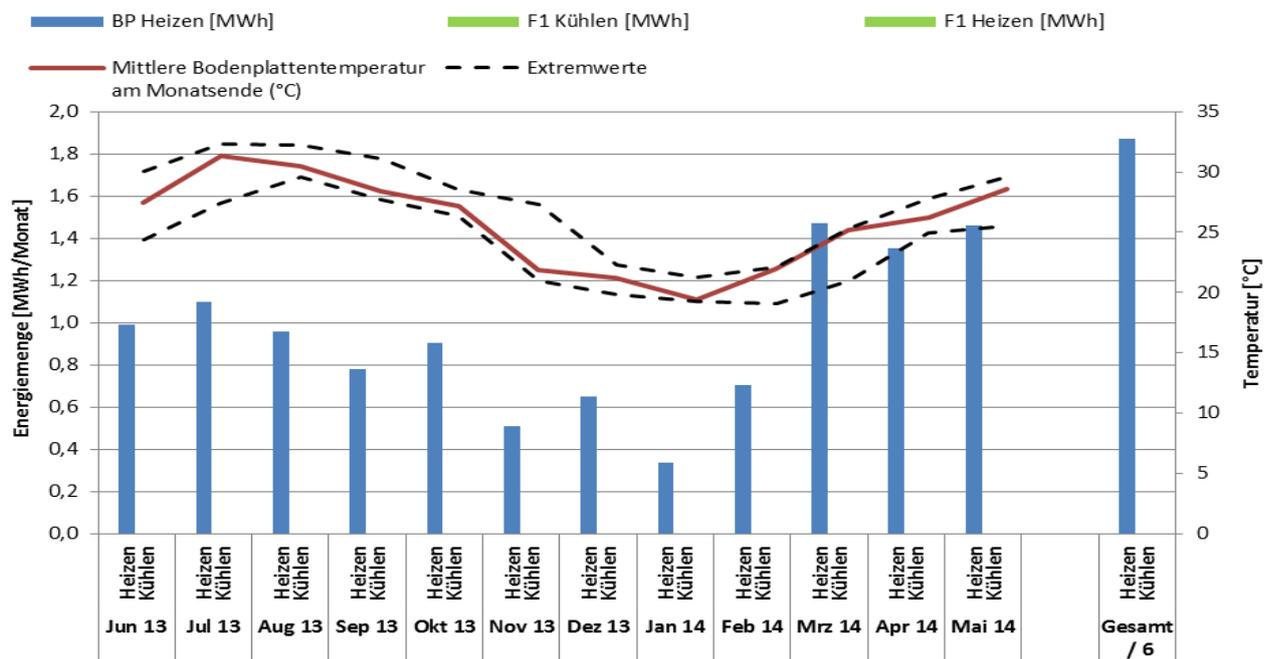


Abbildung 246: Gemessene Energieströme am Hallenboden der Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

Die in Abbildung 247 dargestellten Energieströme an der Luft/Wasser-Wärmepumpe umfassen einerseits die elektrisch zugeführte Energie (grün) und andererseits den messbaren Nutzen (orange: Wärmezufuhr im Heizfall; blau: Wärmeabfuhr im Kühlfall). Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand im gesamten Beobachtungszeitraum ergibt sich eine Gesamtarbeitszahl von rund 3,3. Dabei war die Wärmepumpe hauptsächlich im Kühlbetrieb.

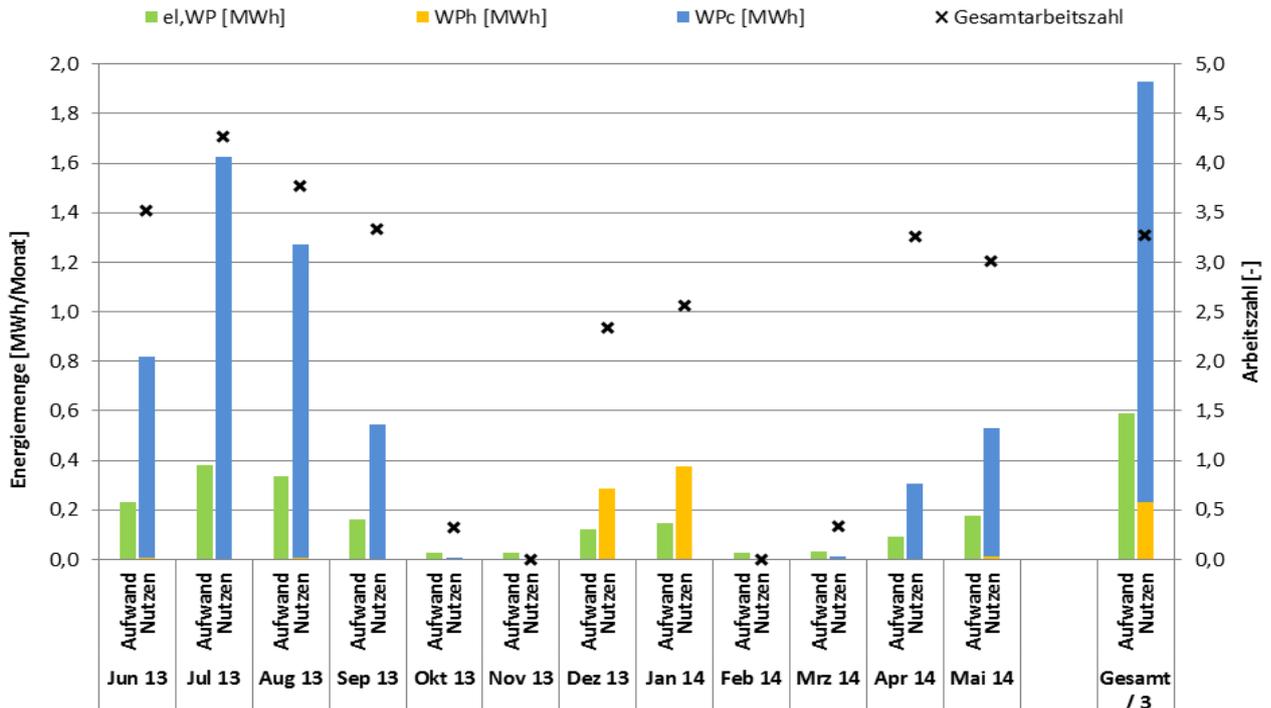


Abbildung 247: Nutzenergie und elektrischer Aufwand an der Wärmepumpe der Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

### 7.18.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), entschied sich das Projektteam für das Heranziehen der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase. Die im Programm SHW durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 248 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde mit 202 kWh/m<sup>2</sup> berechnet. Der gemessene spezifische Jahresertrag von 213 kWh/m<sup>2</sup> übertrifft den prognostizierten Wert um 11 kWh/m<sup>2</sup> (5 %).

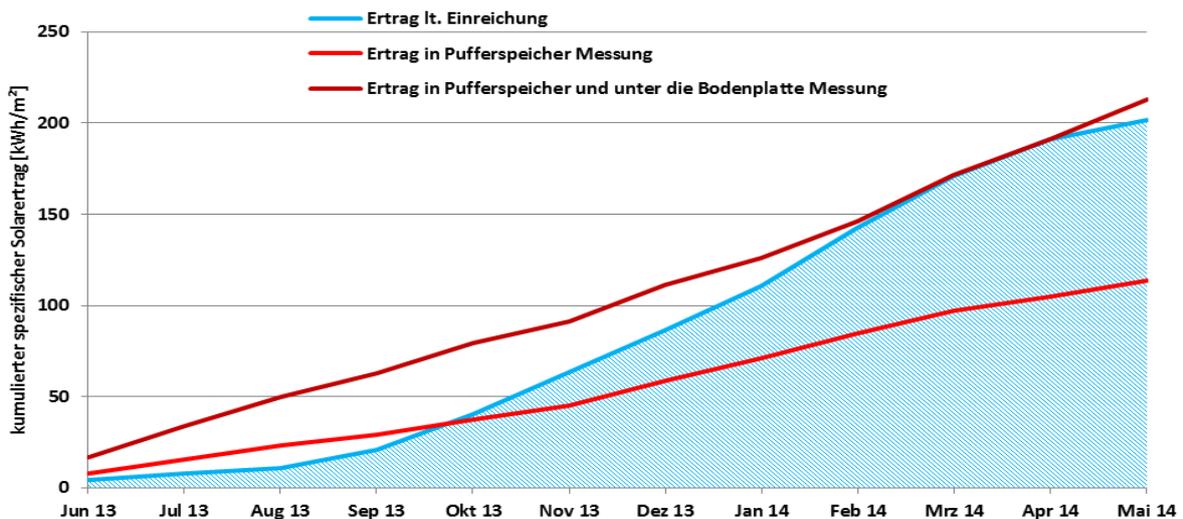


Abbildung 248: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags (mit und ohne solare Einspeisung unter die Bodenplatte) mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf die Summe der Inputs) ist in Abbildung 249 dargestellt. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 78 % prognostiziert. Der gemessene Jahresdeckungsgrad von 97 %, die auch den Solarertrag in die Bodenplatte berücksichtigt, übertrifft den prognostizierten Wert deutlich.

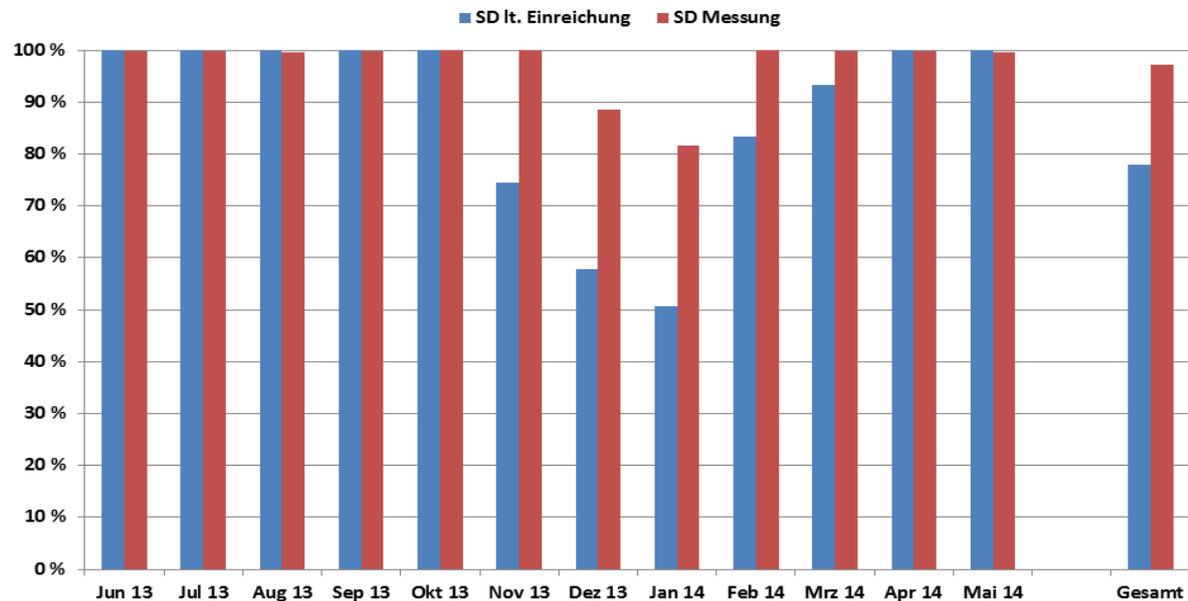


Abbildung 249: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 250 kumuliert dargestellt (der Jahresverbrauch wurde mit 27 MWh berechnet). Der gemessene Jahresverbrauch von 17 MWh unterschreitet den simulierten Jahresverbrauch um rund 10 MWh (36 %). Der gemessene Wärmeverbrauch ist gegenüber der Simulationsberechnung in beiden Fällen gleichmäßiger über das Jahr verteilt. Außerdem zeigt sich, dass die Wärmeeinspeisung unter die Bodenplatte einen Großteil des Verbrauchs darstellt und den Gesamtverbrauch glättet.

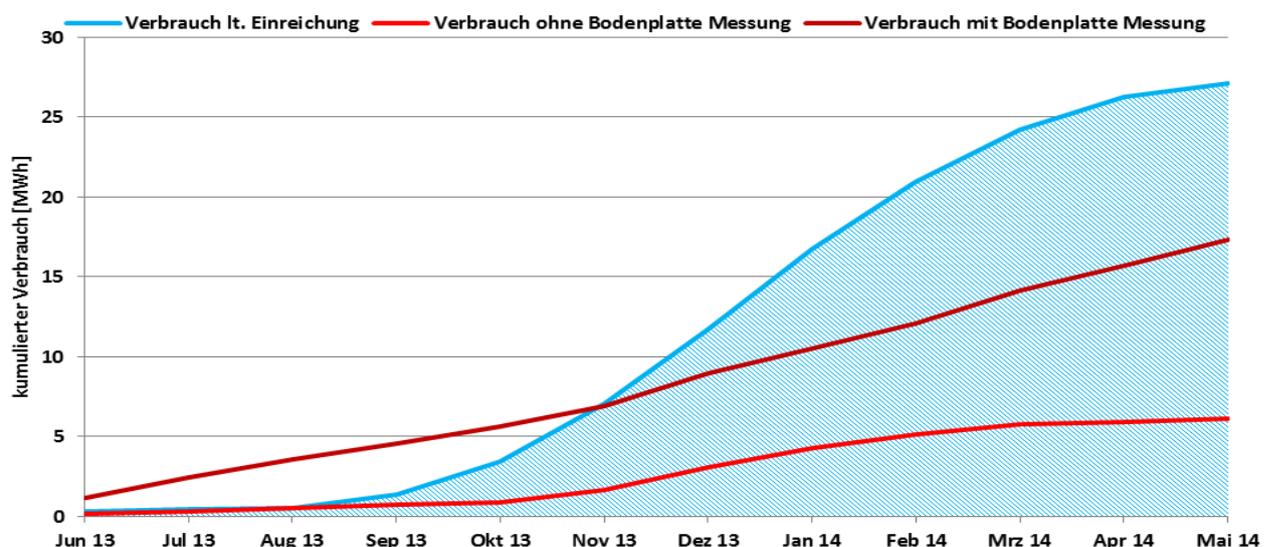


Abbildung 250: Vergleich des gemessenen kumulierten Verbrauchs (mit und ohne Bodenplatte-Energiefluss) für die Anlage „ETG Sonnenhaus“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

### 7.18.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die folgenden Betrachtungen und Abbildungen enthalten Uhrzeitangaben, die unabhängig vom Datum immer in mitteleuropäischer Winterzeit (MEZ=UTC+1) angegeben sind.

#### Solaranlage im Normalbetrieb

Das Betriebsverhalten des Solarsystems an einem Schönwettertag ist exemplarisch in Abbildung 251 für den 27. Mai 2013 dargestellt. Während die Globalstrahlung (dunkelgrüne Linie) bis 14:00 Uhr aufgrund von durchziehenden Wolken noch unregelmäßig ist, zeigt sich danach der typische Verlauf eines wolkenlosen Sonnentages. Die Solaranlage schaltet sich um etwa 12:30 Uhr ein und erreicht um etwa 14:00 Uhr höchste Vor- und Rücklauftemperaturen von etwa 110 und über 90 °C (rote und hellgrüne Linien). Anfangs wird der Pufferspeicher im mittleren und oberen Bereich auf etwa 90 °C geladen (hellbraune und gelbe Linien).

Ab etwa 16:15 Uhr wird der untere Bereich des Puffers beladen (mittelbraune Linie). Solange die Solaranlage in Betrieb ist, wird Energie unter die Bodenplatte der Halle eingespeist, wodurch die zwei gemessenen Temperaturen in diesem Bereich steigen (hellblaue Linien). Die gemessene primärseitige Austrittstemperatur aus dem Solarwärmetauscher (dunkelblaue Linie) ist im Normalbetrieb der Solaranlage nicht nur am dargestellten Tag, sondern oftmals kleiner (!) als die Eintrittstemperatur in die Kollektoren (hellgrüne Linie).

Der unplausible Verlauf der Rücklauftemperatur auf der Primärseite des Solarwärmetauschers zeigt einen systematischen Messfehler, der durch eine zu große Tauchhülse des nachgerüsteten Sensors verursacht wird. Da mithilfe dieses Fühlers auch die Einspeisung der Solarenergie unter die Bodenplatte geregelt wird, sollten diese Maßnahmen so schnell wie möglich durchgeführt werden.

Im Zuge einer Entleerung der Anlage werden die Tauchhülsen der einzelnen Messfühler überprüft und gegebenenfalls getauscht werden.

Aufgrund der Parametrierung des Monitoring-Equipments sind Werte der Kollektorausstrittstemperaturen (violette Linien), die größer als 100 °C sind (zwischen 12:30 und 16:30 Uhr), in der Abbildung nicht dargestellt. Die Parametrierung ist bereits angepasst worden. Die drei zur Verfügung stehenden Kollektorausstrittstemperaturen (vier Felder insgesamt) weichen bisher nicht wesentlich voneinander ab. Das deutet darauf hin, dass die Kollektorfelder ausreichend hydraulisch abgeglichen sind.

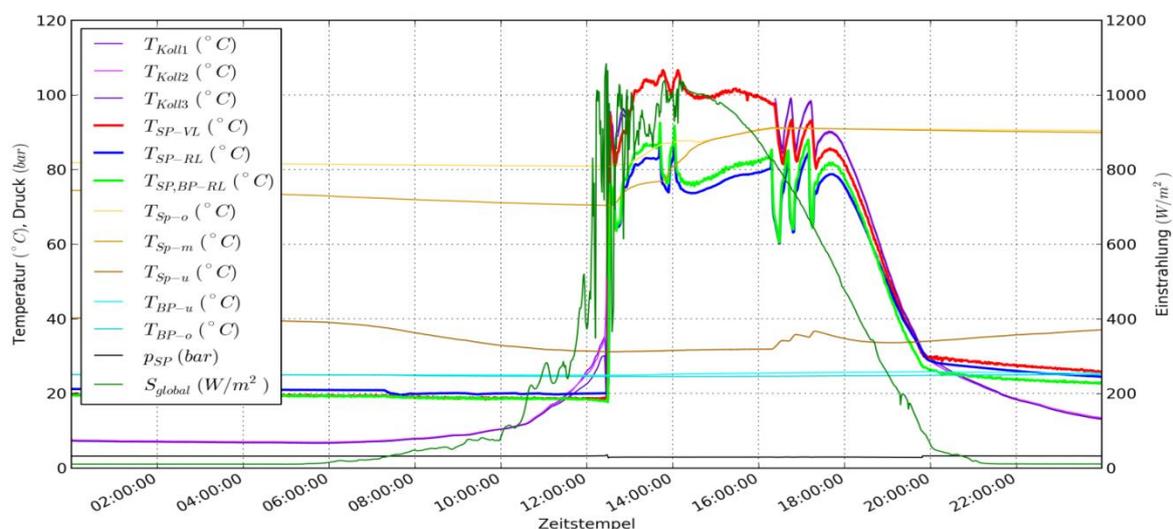


Abbildung 251: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in drei Bereichen des Pufferspeichers und an der Bodenplatte, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene (Zeitraum: 27.5.2013, MEZ)

Die Energie der Globalstrahlung wird teilweise von den Kollektoren in den Primärkreis übertragen. Über den Solarwärmetauscher wird ein Teil dieser Solarenergie weiter in den Sekundärkreis und damit in den Pufferspeicher übertragen. Der andere Teil wird, von Rohrleitungsverlusten abgesehen, unter die Bodenplatte der Halle eingespeist. In Abbildung 252 sind die Einstrahlung auf die Kollektorfläche (grün) sowie die Wärmeleistungen im Solarprimär- (rot) und -sekundärkreis (blau) exemplarisch für den 27.5.2013 dargestellt. Die schwarzen Punkte stellen den berechneten Kollektorwirkungsgrad dar, dessen Median bei 32% liegt.

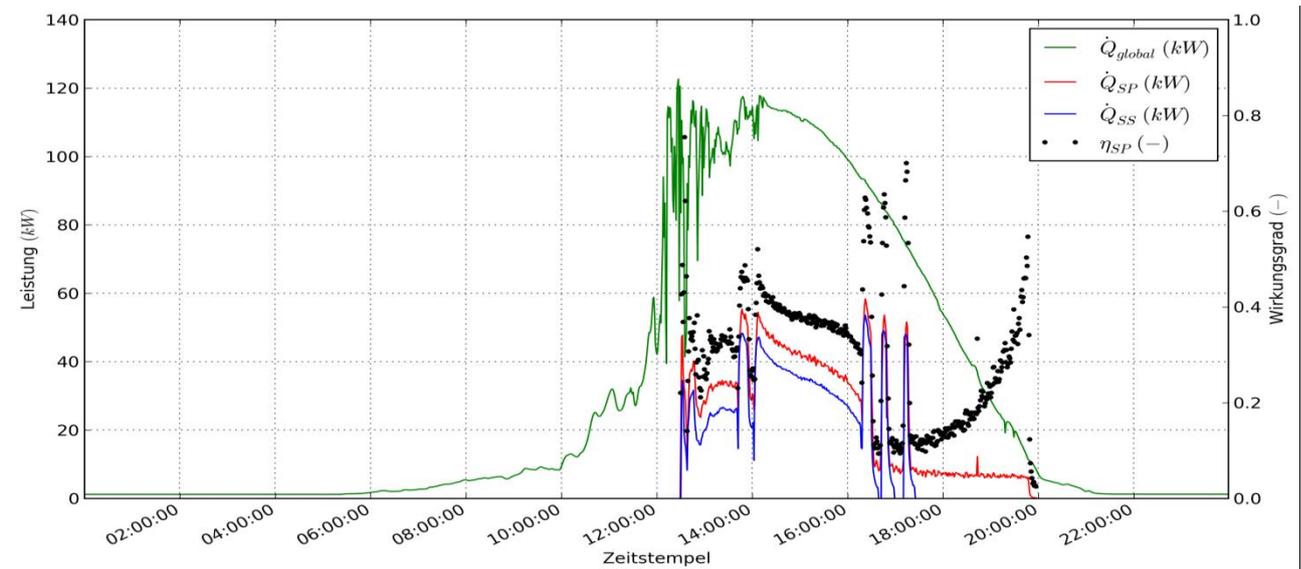


Abbildung 252: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistung im Solarprimärkreis sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 27.5.2013, MEZ)

Anhand von Abbildung 253 sind die Vorgänge in der Solaranlage mithilfe der Volumenströme deutlicher dargestellt. Der Volumenstrom im Solarprimärkreis (gelbe Linie) bleibt im Betrieb weitgehend unverändert, bis die Drehzahlregelung der Pumpe aufgrund sinkender Kollektorausstrittstemperaturen (ab etwa 18:00 Uhr) den Volumenstrom deutlich reduziert und eine relativ konstante Spreizung von etwa 3 bis 4 K erreicht (Differenz zwischen roter und hellgrüner Linie).

Die Pufferladung erfolgt in Schichten. Die Umschaltung zwischen den einzelnen Bereichen zeigt sich an abrupten Temperatursprüngen der Pufferentnahmetemperatur (blau gestrichelte Linie), die zwischen 12:30 und etwa 14:00 Uhr fünfmal stattgefunden hat. Ab 16:15 Uhr erfolgt die Pufferentnahme aus dem untersten Bereich des Puffers. Nach etwa 15 Minuten senkt die Drehzahlregelung den sekundärseitigen Durchfluss bis zum Stillstand ab. Die aus dem Primärkreis abgeführte Leistung wird geringer und die Kollektorausstrittstemperaturen steigen wieder. Dadurch schaltet sich die Sekundärkreispumpe wieder ein, senkt jedoch nach bereits vier Minuten den Durchfluss innerhalb von 10 Minuten wieder auf null ab. Dieser Vorgang wiederholt sich noch ein weiteres Mal, ehe ab 17:30 Uhr keine Energie mehr in den Pufferspeicher geladen wird.

Anhand des 27. Mai 2013 zeigt sich exemplarisch: Obwohl gegen Abend Kollektorausstrittstemperaturen von knapp über 90°C gemessen werden, erreicht der unterste Pufferbereich nur maximal 37°C (siehe Abbildung 251), der Rest der Solarenergie an diesem Tag geht unter die Bodenplatte. Der Solarertrag in den Pufferspeicher kann durch Anpassung der Regelung wahrscheinlich noch erhöht werden, sodass der Pufferspeicher auch im untersten Bereich eine sehr hohe Temperatur erreicht.

Aufgrund der geringen Kosten für die Nachheizung und den im Vergleich dazu hohen Kosten für den Eingriff in die Regelung, wurde dieses Optimierungspotential vom Fördernehmer nicht ausgeschöpft.

Die Grädigkeit des Solarwärmetauschers (und generell eines jeden Wärmetauschers) ist ein Maß für die Dimensionierung des Wärmetauschers im Auslegungspunkt, der durch die gewünschten Ein- und Austrittstemperaturen sowie die Durchflüsse auf Primär- und Sekundärseite definiert wird. Je kleiner die Grädigkeit des Solarwärmetauschers ist, desto geringer ist der Exergieverlust bei der Energieübertragung vom Primär- in den Sekundärkreis. Das heißt, dass das hohe Temperaturniveau der Energie vom Kollektorausstritt bis in den Pufferspeicher besser erhalten bleibt. Analog bleibt das tiefe Temperaturniveau des Pufferaustritts bis zum Kollektoreintritt besser erhalten, wodurch die Kollektormitteltemperatur geringer bleibt und der Kollektor mit besserem Wirkungsgrad arbeitet.

Um die Grädigkeit bei gleicher Übertragungsleistung verringern und damit die Exergieeffizienz steigern zu können, muss im Allgemeinen die Wärmeübertragungsfläche erhöht werden. Dadurch wird der Wärmetauscher teurer und es steigen die Strömungswiderstände, was die notwendige Pumpenergie erhöht. Aus Erfahrung wird bei Solarwärmetauschern 5-6 K als Optimum zwischen Kosten- und Exergieeffizienz angesehen.

Die berechnete Grädigkeit des Solarwärmetauschers ist in Abbildung 253 als rosa Linie dargestellt. Aufgrund der wechselnden Einstrahlung, den wechselnden Temperaturen und den wechselnden Durchflüssen (drehzahlgeregelte Pumpen), arbeitet der Wärmetauscher im Allgemeinen nicht in seinem Auslegungspunkt, wodurch sich stark unterschiedliche Werte für die aktuelle Grädigkeit ergeben. Sie erreicht Maximalwerte von über 20 K beim Ausschaltvorgang der Solarsekundärpumpe. Ab einem Durchfluss von etwa 100 l/h auf der Sekundärseite geht die turbulente Strömung in eine Laminare über. Dadurch verringert sich der Wärmeübergang auf der Sekundärseite. Dies wird an dem Knick und dem starken Anstieg der Grädigkeit bei weiterer Reduktion des Durchflusses bis zum Stillstand deutlich. Der Betrieb des Wärmetauschers kann als grenzwertig bezeichnet werden, da die zentralen 50 % der berechneten Grädigkeit zwischen 5 und 12 °C liegen. Ab etwa 17:30 Uhr wird die Solarenergie nur mehr unter die Bodenplatte eingespeist, wobei der Volumenstrom (braune Linie) bis auf wenige Ausnahmen konstant bleibt.

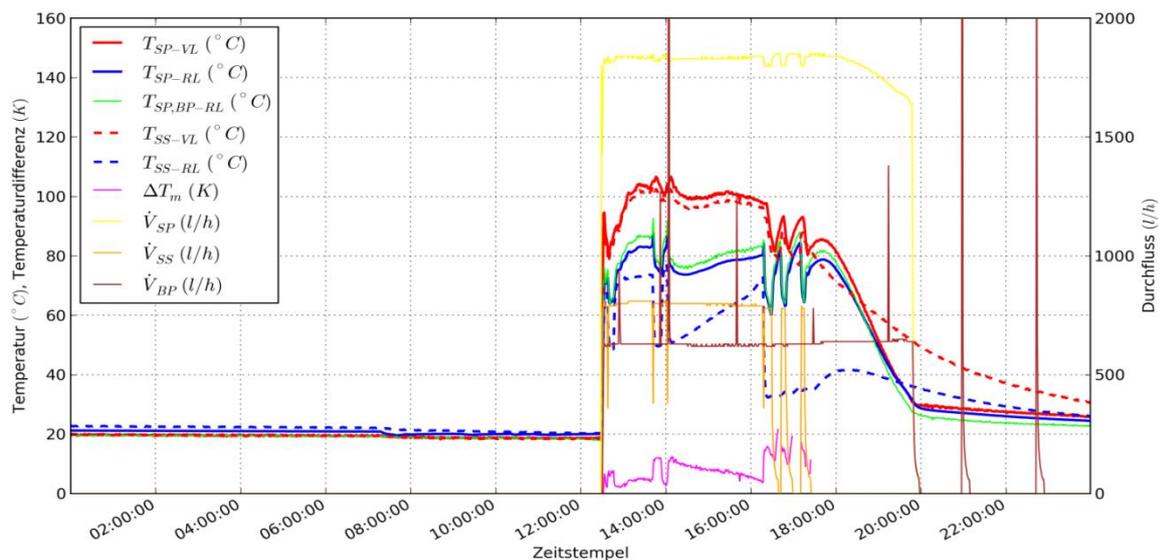


Abbildung 253: Beispielhafte Temperaturen und Grädigkeit am Solarwärmetauscher sowie Durchfluss im Solarprimär- und -sekundärkreis (Zeitraum: 27.5.2013, MEZ)

Die Solaranlage war von April bis Juni mehrmals pro Monat und von Juli bis Oktober an praktisch jedem Schönwettertag im Stillstand. Die dargebotene Solarenergie wurde weder in den Pufferspeicher geladen noch unter die Bodenplatte der Halle eingespeist. Exemplarisch sind die Vorgänge im Solarsystem für den 6.6.2013 in Abbildung 254 dargestellt. Die Solaranlage geht um etwa 10:40 Uhr in Betrieb, schaltet sich aber um etwa 12:45 Uhr für mehr als drei Stunden wieder aus (hellrot hinterlegte Fläche). Durch die fehlende Wärmeabfuhr werden Kollektorausstrittstemperaturen von teilweise über 160 °C gemessen (violette Linien), was zu einer beschleunigten Alterung des Wärmeträgermediums führen kann. Durch die Wärmeausdehnung des Wärmeträgermediums steigt der Druck im System von etwa 3 bar auf knapp 5 bar an. Während die Temperaturen im oberen und mittleren Teil des Pufferspeichers knapp 90 °C betragen (gelbe und hellbraune Linie), hat der unterste Teil des Pufferspeichers erst unter 50 °C (dunkelbraune Linie).

Um zu hohe Temperaturen im oberen Bereich des Pufferspeichers zu vermeiden, wird die Solaranlage von der Regelung bisher abgeschaltet, sobald die Temperatur im untersten Teil des Pufferspeichers einen bestimmten Maximalwert erreicht hat. Bisher hat die Puffertemperatur dadurch 93 °C nicht überschritten.

Um die Speicherkapazität besser auszunutzen und damit Stillstand der Solaranlage zu vermeiden, wäre eine Umstellung der bisherigen Regelung denkbar. Eine Überwachung sowohl der Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis als auch der Temperatur im obersten Pufferbereich sollte die Überhitzung des Puffers verhindern. Eventuell lassen sich zusätzlich die Drehzahlen der Solarpumpen erhöhen, sodass sogar der untere Bereich des Puffers auf über 50 °C geladen werden kann.

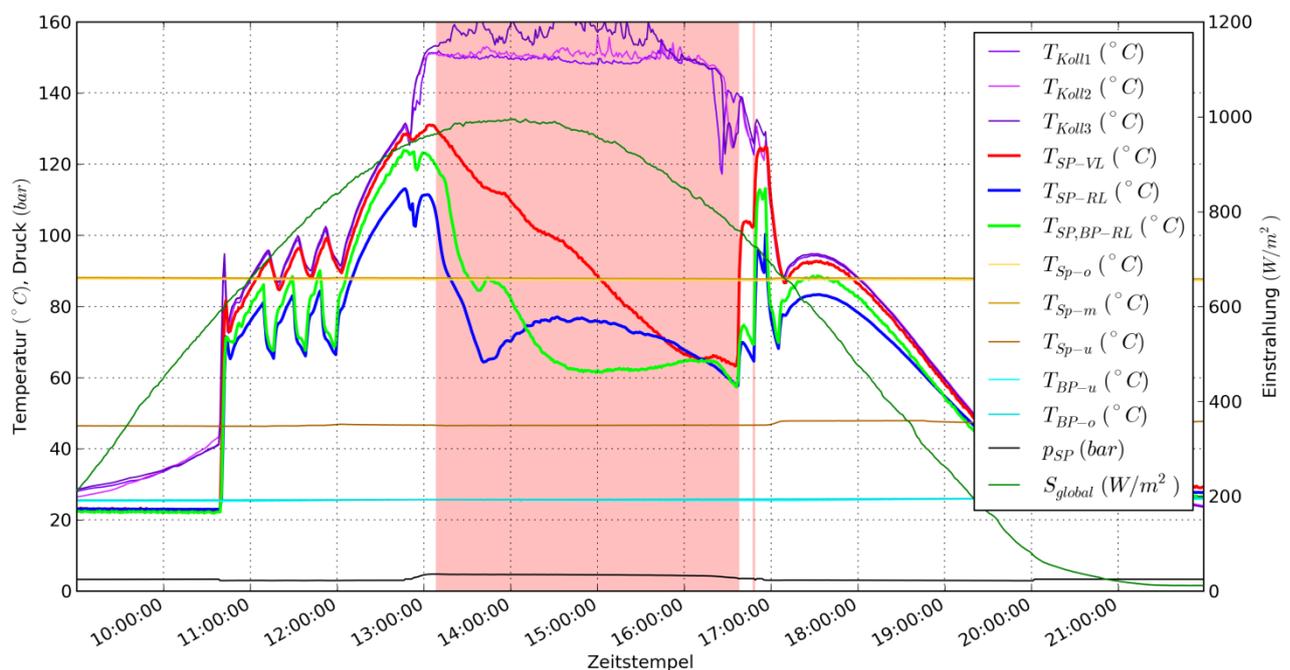


Abbildung 254: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in drei Bereichen des Pufferspeichers und an der Bodenplatte, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage (Zeitraum: 6.6.2013, MEZ)

Im Juli 2013 haben sich Veränderungen im Verhalten der Anlage gezeigt. Das soll exemplarisch an Abbildung 255 für den 4. September 2013 dargestellt werden:

- Die Kollektortemperaturen unterscheiden sich im Stagnationsfall stärker voneinander als davor, um bis zu 20 K.
- Der minimale Relativdruck im Solarsystem (nachts) war in den Monaten Juli bis September 2013 negativ und lag bei  $-0,01$  bar. Ab Oktober 2013 lag dieser Monatswert bei etwa  $0,4$  bar. Davor (zwischen Oktober 2012 und Juni 2013) lag der Wert in jedem Monat über  $2,6$  bar.
- Der maximale Relativdruck im Solarsystem der einzelnen Monate betrug zwischen März und Juni 2013 immer  $5,1$  bar, ab Juli ist der Wert auf  $4,4$  bar gesunken.

Die Kollektoren sind mit Wellrohren verbunden. Die Verbindungen mit den Kollektoren haben sich gelockert und sind undicht geworden. Dieser Fehler ist behoben worden und das fehlende Frostschutzmittel ist ergänzt worden. Sicherheitsventil und Ausdehnungsgefäß wurden überprüft und sind in Ordnung. Der Betreiber, der als Installateur die Anlage selbst aufgebaut hat, vermutet, dass der Druckverlust im Solarprimärkreis mit den Leitungen unter der Bodenplatte zusammenhängt.

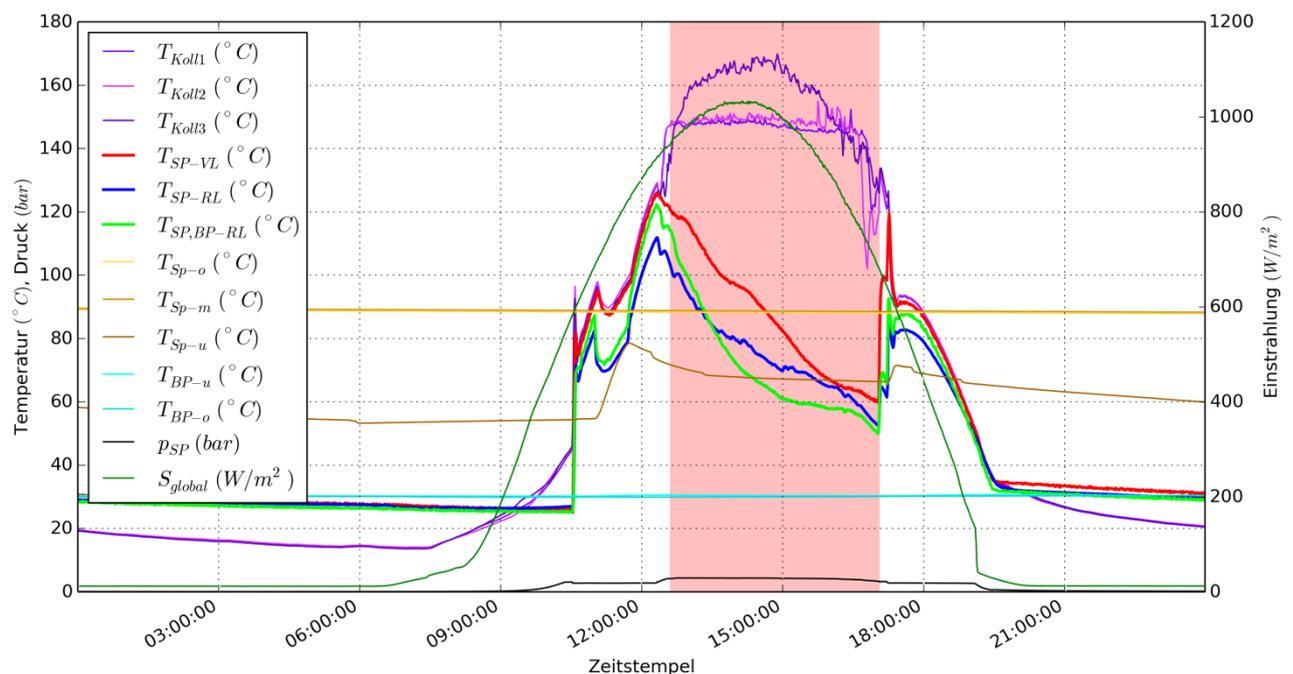


Abbildung 255: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in drei Bereichen des Pufferspeichers und an der Bodenplatte, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage (Zeitraum: 4.9.2013, MEZ)

### Heizregister unter der Bodenplatte der Halle

Wie an Abbildung 253 ersichtlich, gibt es Durchflussspitzenwerte der Umwälzpumpe zu den Heizregistern unter der Bodenplatte am Tag. Abbildung 256 zeigt, dass sich die Umwälzpumpe auch in manchen Nächten immer wieder einschaltet (braune Linie). Beispielsweise hat sich am 10.6.2013, an dem die Solaranlage nicht in Betrieb war, die Umwälzpumpe sehr regelmäßig etwa stündlich kurz eingeschaltet, was den Energietransport aus den Heizkreisen in den Solarprimärkreis fördert (Abkühlung).

Um Strom zu sparen und auch um ungewollte Betriebszustände der Umwälzpumpe zu den Heizkreisen unter der Bodenplatte zu vermeiden (Durchflussspitzen am Tag, Pumpbetrieb in der Nacht), sollten z. B. Sperrzeiten in der Regelung implementiert werden bzw. die Einschaltbedingungen überprüft und ggf. angepasst werden. Zusätzlich sollten die für die Regelung ausschlaggebenden Sensoren auf etwaige Messfehler hin

überprüft werden. Eine Umsetzung durch den Betreiber konnte bis dato noch nicht festgestellt werden.

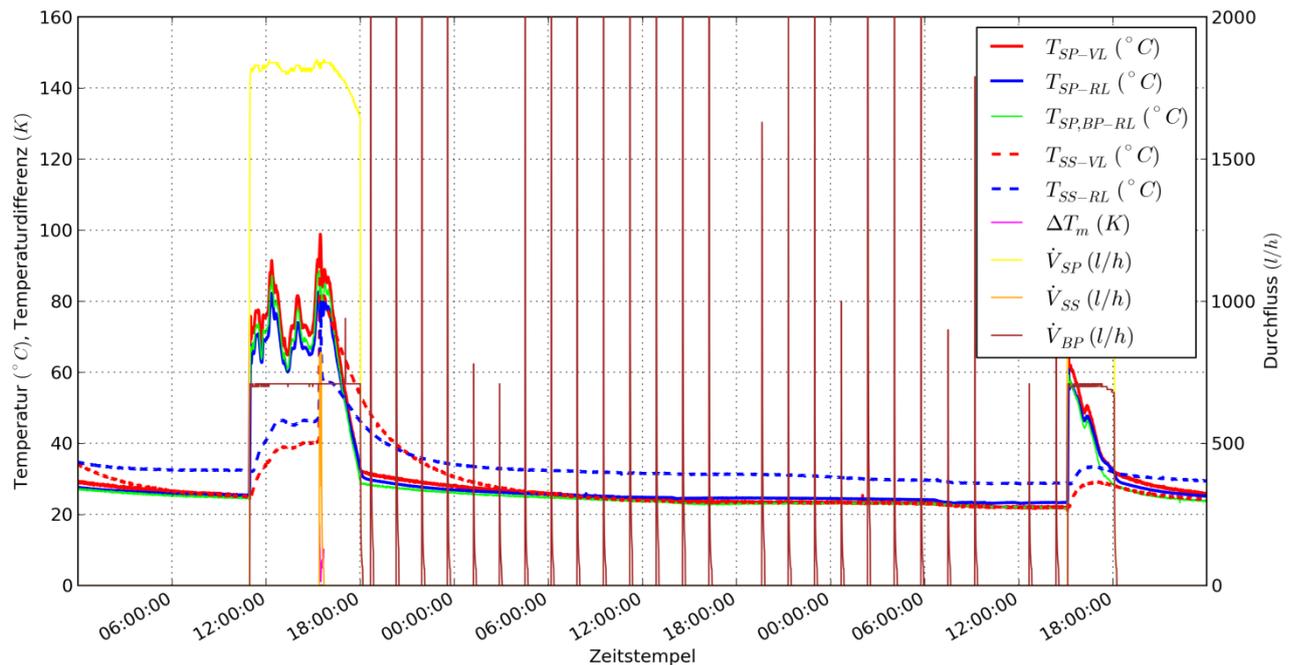


Abbildung 256: Beispielhafte Temperaturen und Grädigkeit am Solarwärmetauscher sowie Durchfluss im Solarprimär- und -sekundärkreis (Zeitraum: 9.-12.6.2013, MEZ)

### Wärmepumpe und Abgabesysteme im Heizfall (inkl. Abtauzyklus)

Der Heizfall ist exemplarisch für den 10.12.2012 in Abbildung 257 dargestellt. Der Durchfluss (orangene Linie) liegt im Heizbetrieb relativ konstant bei 1490 l/h (Median). Die Temperaturdifferenz (schwarze Linie) zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmepumpe (rote und blaue Linie) ist fast immer positiv, das heißt die Wärmepumpe ist im Heizbetrieb. Die Vorlauftemperatur beträgt dabei etwa 27,5 °C (Median). Durch die positive Temperaturdifferenz von etwa 2,9 K (Median) steigt der Zählerstand, der die Heizenergie misst (violette Linie), während der Zählerstand für die Kühlenergie (hellblaue Linie) sich nicht verändert. Die grüne Linie stellt die Stromaufnahme der Wärmepumpe dar. Sie schwankt sehr stark (Modulation) und erreicht immer wieder Maxima von über 6 kW. Zu diesen Zeitpunkten ist die Abtaufunktion der Außeneinheit aktiv, um am Wärmetauscher angefrorenes Eis zu schmelzen. Diese Funktion verringert die Arbeitszahl der Wärmepumpe, ist für den fehlerfreien Betrieb jedoch unverzichtbar.

Im Heizbetrieb der Wärmepumpe läuft die Umwälzpumpe auf der Nutzerseite trotz Leistungsmodulation der Wärmepumpe praktisch unverändert durch.

Um bei Heizbetrieb der Wärmepumpe im Teillastbereich die Stromaufnahme der Umwälzpumpe auf der Nutzerseite zu reduzieren, sollte ergänzend auch deren Drehzahl verringert werden.

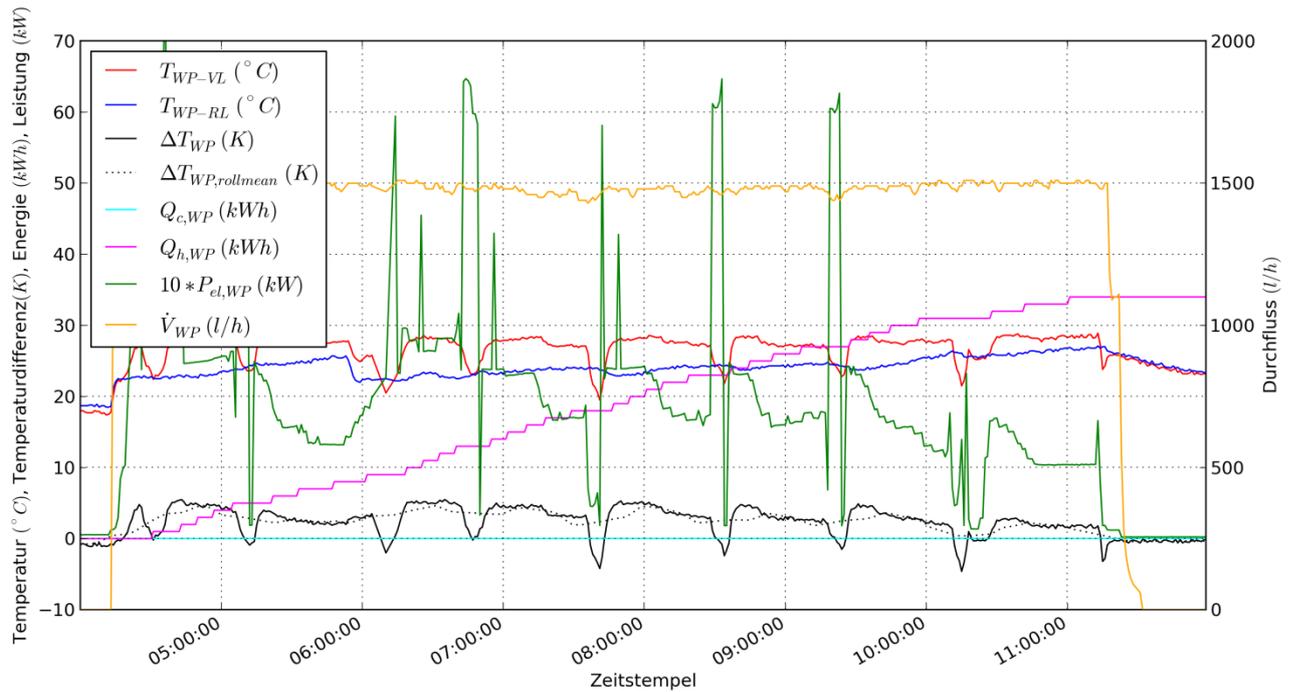


Abbildung 257: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen, Temperaturdifferenz samt gleitendem Durchschnitt, Zählerverlauf des Kühl- und Heizregisters, Aufnahme elektrischer Leistung sowie Durchfluss der Wärmepumpe (Zeitraum: 10.12.2012, MEZ)

In Abbildung 258 ist die thermische Leistung auf der Nutzerseite der Wärmepumpen dargestellt. Sie beträgt im Heizbetrieb zwischen 4 und 7,7 kW (zentrale 50 % der Daten) mit einem Maximalwert von 9,8 kW. Bei umgekehrter Temperaturdifferenz (Abtaubetrieb) beträgt die Maximalleistung 7,4 kW.

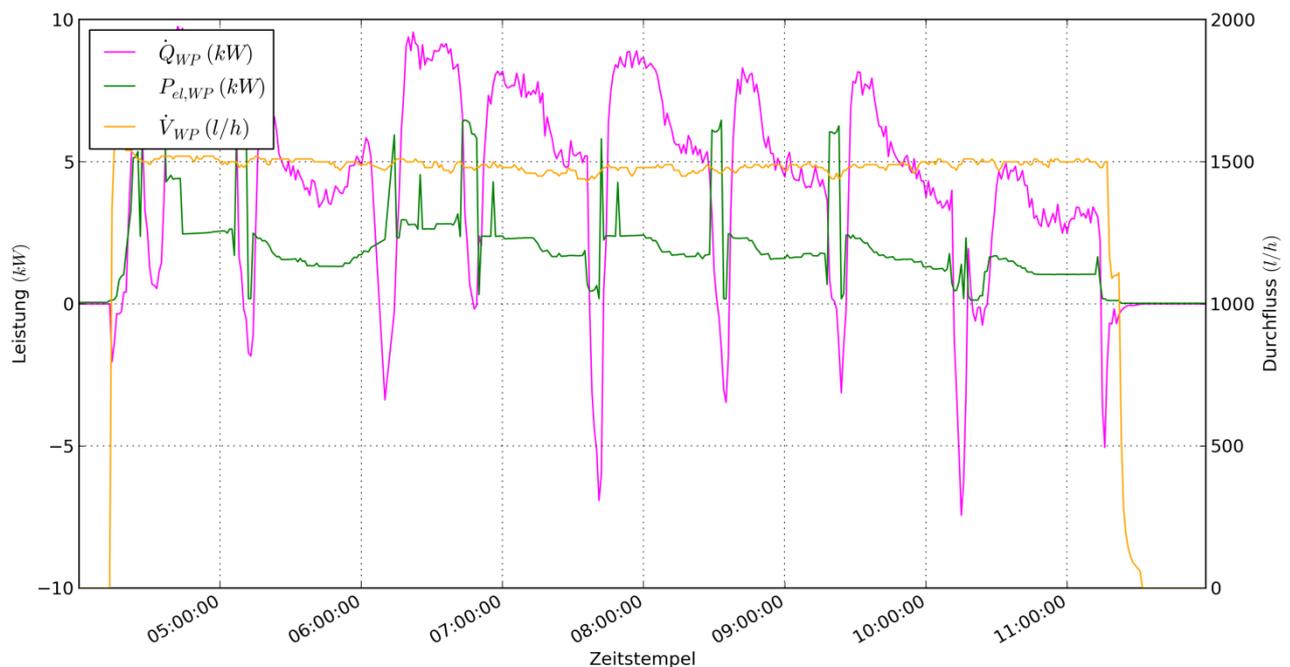


Abbildung 258: Beispielhafte Aufnahme elektrischer Leistung sowie thermische Leistung und Durchfluss auf der Nutzerseite der Wärmepumpe (Zeitraum: 10.12.2012, MEZ)

Die Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmepumpe und in den Wärmeabgabesystemen im Bürogebäude sind in Abbildung 259 dargestellt (türkis:

Wärmepumpe; rot: Fußboden; grün: Wände; orange: Decke). Die Vorlauftemperaturen der Abgabesysteme bewegen sich bei Betrieb in einem engen Bereich um 25 °C. Die Rücklauftemperaturen sind um etwa 2 K geringer. Die drehzahlgeregelten Pumpen halten den Durchfluss für etwa 3 Stunden relativ konstant, die Leistung wird demnach mithilfe der Mischventile geregelt, siehe Volllinien in Abbildung 260.

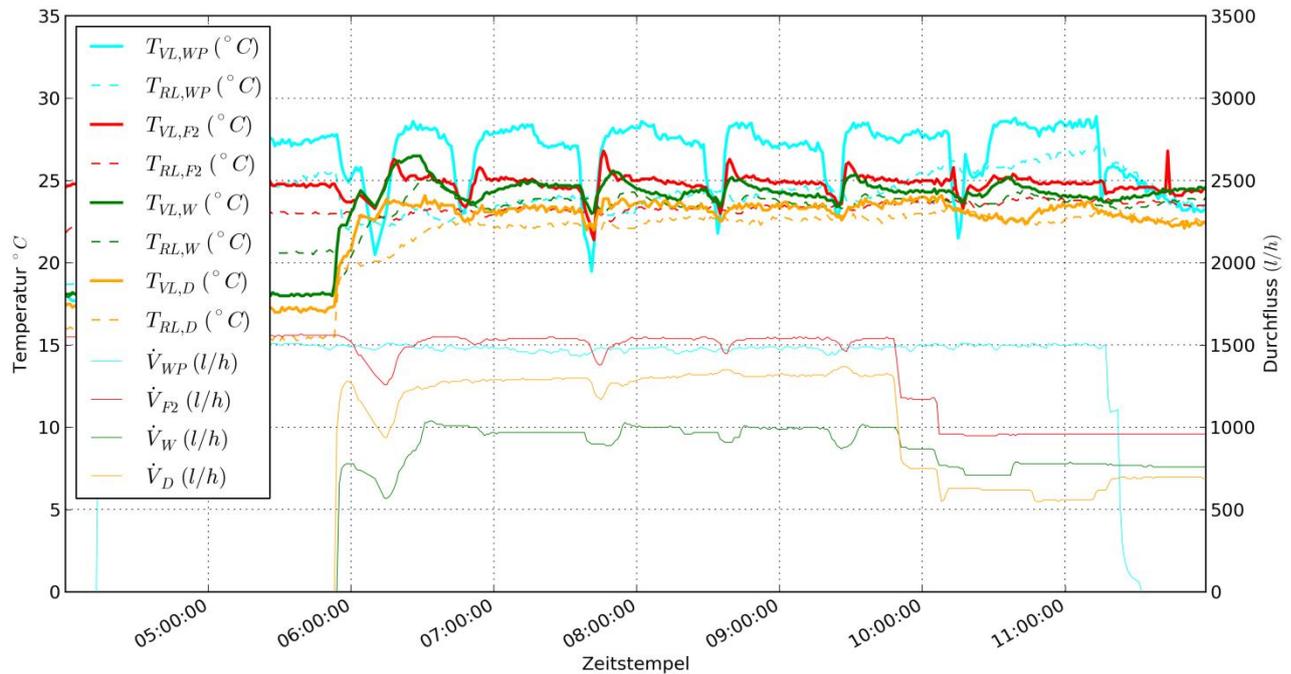


Abbildung 259: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse an der Wärmepumpe und den Wärmeabgabesystemen im Bürogebäude (Zeitraum: 10.12.2012, MEZ)

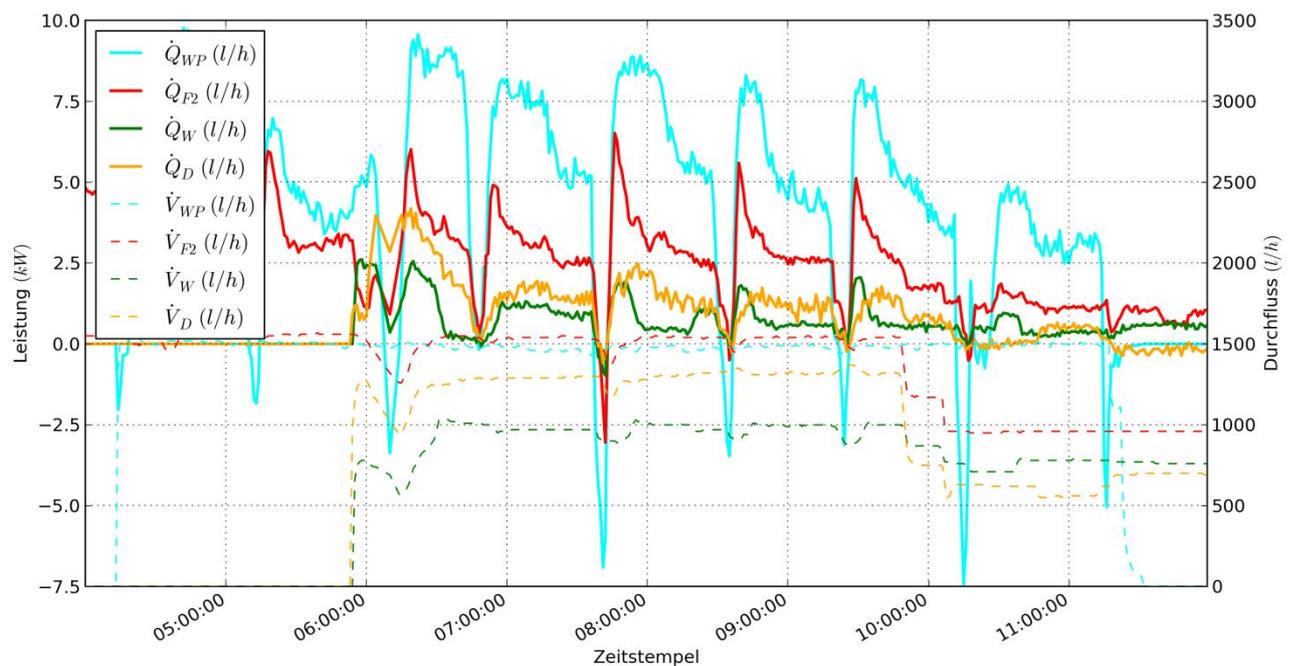


Abbildung 260: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Leistungen an der Wärmepumpe und den Wärmeabgabesystemen im Bürogebäude (Zeitraum: 10.12.2012, MEZ)

## Wärmepumpe im Kühlfall

Die Vorgänge an der modulierenden Luft/Wasserwärmepumpe sind exemplarisch für den 6.6.2013 anhand Abbildung 261 dargestellt. Die Wärmepumpe ist an diesem Tag zweimal für jeweils etwa 6 Stunden in Betrieb, was am deutlichsten anhand des relativ konstanten Durchflusses von etwa 1550 l/h erkennbar ist (orange Linie). Die Temperaturdifferenz (schwarze Linie) zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmepumpe (rote und blaue Linie) ist fast immer negativ, das heißt die Wärmepumpe ist im Kühlbetrieb. Die Vorlauftemperatur beträgt dabei etwa 15 °C (Median). Durch die negative Temperaturdifferenz von etwa 1,8 K (Median) steigt der Zählerstand, der die Kühlenergie misst (hellblaue Linie), während der Zählerstand für die Heizenergie (violette Linie) sich nicht verändert. Die grüne Linie stellt die Stromaufnahme der Wärmepumpe dar. Sie schwankt sehr stark (Modulation) und erreicht immer wieder Minima von etwa 150 W. Zu diesen Zeitpunkten wird die Temperaturdifferenz sehr gering und teilweise auch positiv. Die Wärmepumpe setzt demnach den Kühlbetrieb aus (Kompressorstillstand), hält den Durchfluss aber aufrecht. Dadurch bleibt die Stromaufnahme der Umwälzpumpe unverändert hoch. Die Aufnahme elektrischer Leistung sowie die thermische Leistung und den Durchfluss auf der Nutzerseite der Wärmepumpe zeigt Abbildung 262.

Um bei Kühlbetrieb der Wärmepumpe im Teillastbereich die Stromaufnahme der Umwälzpumpe auf der Nutzerseite zu reduzieren, sollte ergänzend auch deren Drehzahl verringert werden. Um Energie zu sparen sollte bei Kompressorstillstand auch die Umwälzpumpe auf der Nutzerseite ausgeschaltet werden. Diese Maßnahme ist seitens des Betreibers im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden.

Um für die weiteren Analysen den Kühlbetrieb der Wärmepumpe trotz kurzzeitig positiver Temperaturdifferenz zuverlässig erkennen zu können, wird der gleitende Durchschnitt der Temperaturdifferenz berechnet (schwarz punktierte Linie). Ist er negativ wenn Durchfluss gemessen wird, so läuft die Wärmepumpe im Kühlbetrieb. Obwohl die kurzzeitig positive Temperaturdifferenz keinen wirklichen Heizbetrieb darstellt, wird sie vom Wärmemengenzähler als solcher wahrgenommen. Über ganze Monate gesehen ergeben sich messbare, wenn auch relativ kleine Energiebeträge, die beispielsweise in Abbildung 262 dargestellt sind.

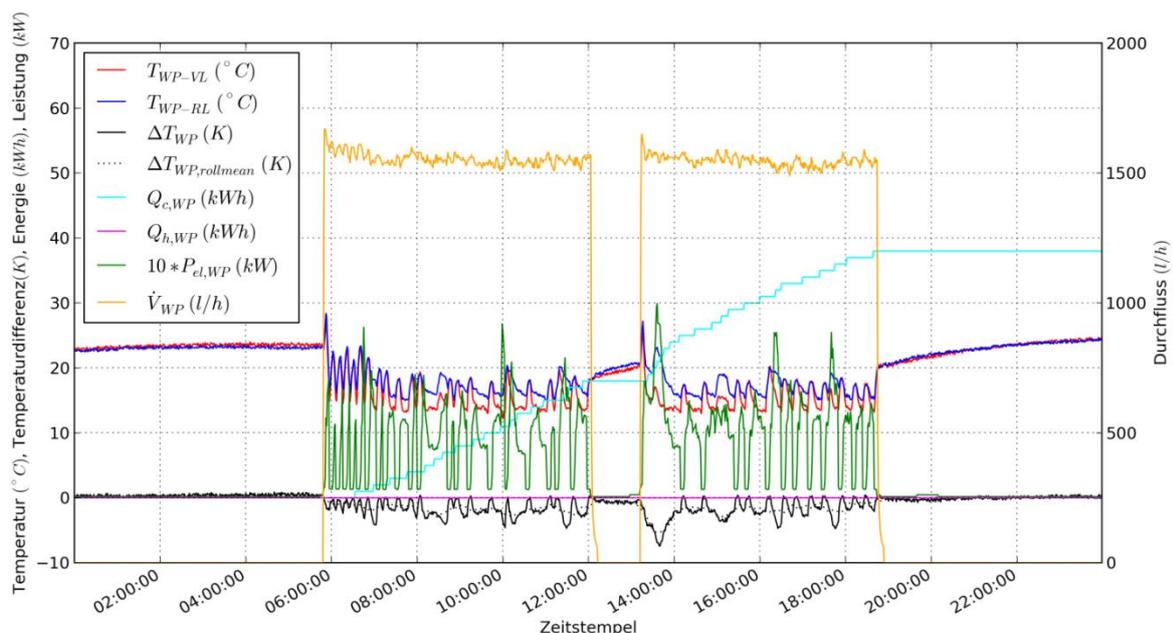


Abbildung 261: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen, Temperaturdifferenz samt gleitendem Durchschnitt, Zählerverlauf von Kühl- und Heizenergie, Aufnahme elektrischer Leistung sowie Durchfluss der Wärmepumpe (Zeitraum: 6.6.2013, MEZ)

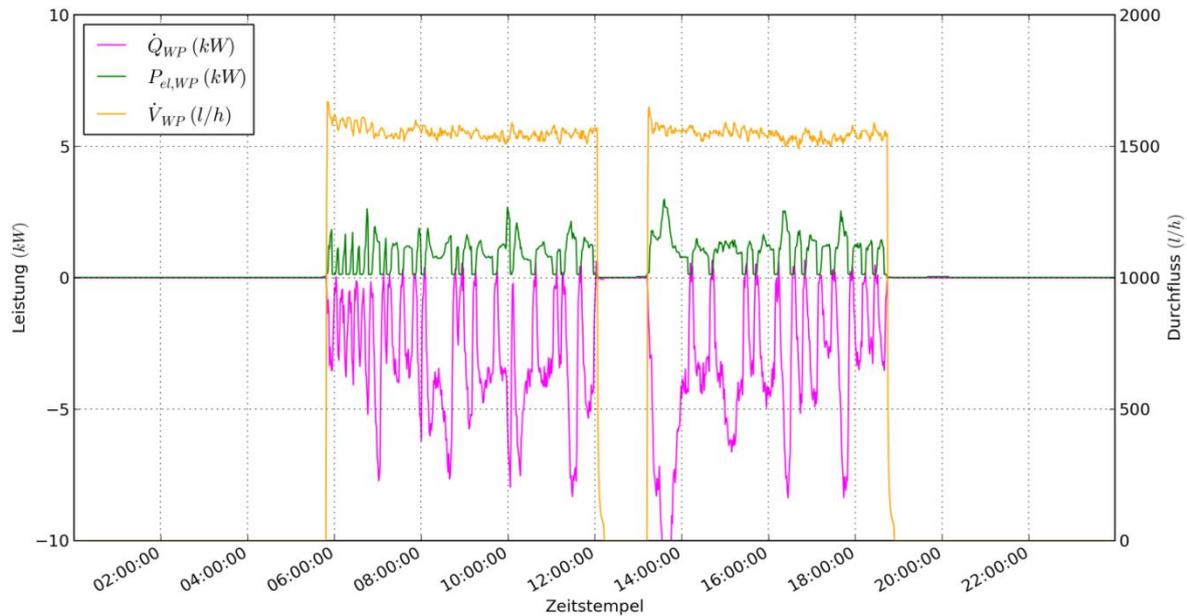


Abbildung 262: Beispielhafte Aufnahme elektrischer Leistung sowie thermische Leistung und Durchfluss auf der Nutzerseite der Wärmepumpe (Zeitraum: 6.6.2013, MEZ)

### Heizbetrieb und Demokühlbetrieb der Wärmepumpe gleichzeitig

Anhand Abbildung 263 und Abbildung 264 zeigt sich, wie über die Wand- und Deckenabgabesysteme beheizt wird, während der Besprechungsraum gekühlt wird. Die türkisenen Linien zeigen die Zustände an der Wärmepumpe (Index WP; durchgezogen: Vorlauftemperatur; strichliert: Rücklauftemperatur; punktiert: Kühlenergie; strichpunktiiert: Durchfluss; durchgezogen: Leistung). Zwischen 9:30 und 10:30 Uhr läuft die Wärmepumpe mit einer Kühlleistung von etwa 2,3 kW (Median), wodurch der Zählerstand für die Kühlenergie steigt. Diese Kühlleistung wird dem Besprechungsraum entzogen. Aufgrund der raschen Abkühlung der Vor- und Rücklauftemperaturen (trotz des zusätzlichen 18-Liter-Behälters) von etwa 25 °C auf etwa 15 °C wird der Durchfluss auf der Nutzerseite stark verringert, wodurch die Temperaturen wieder ansteigen – das System schwingt mit einer Periodendauer von etwa 10 Minuten.

Um bei sehr kleiner Kühllast im Demonstrationsbetrieb das Schwingen der Temperaturen und des Durchflusses zu vermeiden, sollten die Regelungsparameter angepasst werden. Diese Maßnahme ist im Monitoringzeitraum seitens des Betreibers nicht umgesetzt worden.

Während im Besprechungsraum gekühlt wird, wird an der Deckenheizung (orange, Index D) eine Heizleistung von etwa 3,8 kW (Median) gemessen, wodurch der Zählerstand der Heizenergie steigt. Die Vorlauftemperatur beträgt bis zu 55 °C bei einer Rücklauftemperatur von etwa 25 °C.

Die Verläufe der Temperaturen in der Deckenheizung lassen auf Optimierungspotenzial an der Regelung schließen: Bei nahezu konstanter Rücklauftemperatur schwankt die Vorlauftemperatur um bis zu 30 °C (Mischventil). Der Durchfluss wird über die drehzahlregelte Umwälzpumpe in einem Bereich von 1:8 (!) variiert, auch die Heizleistung schwankt sehr stark (etwa 1:10).

Um Stellenergie einzusparen und zu hohe Temperaturgradienten an der Decke im Heizbetrieb vermeiden zu können, sollten die Regelungsparameter so optimiert werden, dass ein Schwingen von Vorlauftemperatur und Durchfluss vermieden wird.

Auch über die Wände wird im selben Zeitraum zeitweise beheizt (grüne Linien, Index W), was am Verlauf der Heizleistung erkennbar ist. Die Vorlauftemperatur beträgt etwa 63 °C, wodurch auch die Rücklauftemperatur auf über 40 °C ansteigt. Die Regelung ist hier träger eingestellt, Heizenergie wird nur etwa 10 Minuten lang übertragen.

Aus Komfortgründen und um Schäden der Flächenheizelemente (Decke und Wände) zu vermeiden, sollte eine Vorlauftemperaturbegrenzung in der Regelung hinterlegt werden.

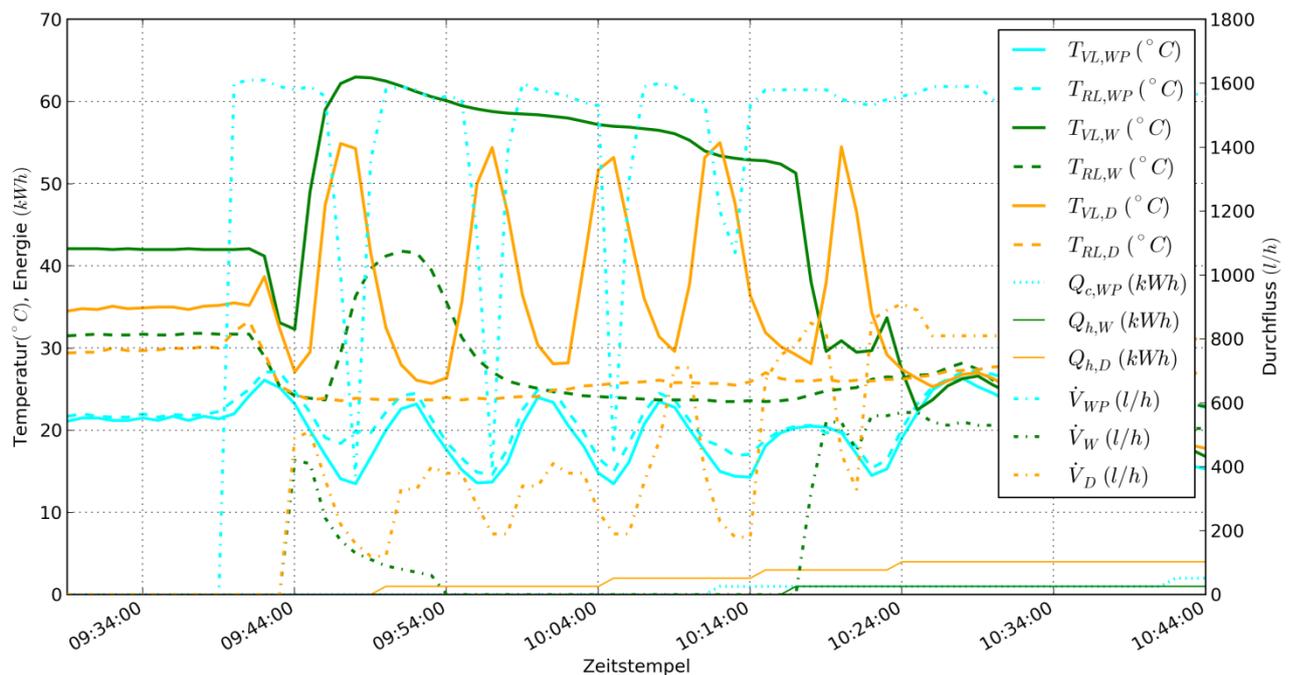


Abbildung 263: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse der Wärmepumpe, der Wand- und Deckenabgabesysteme sowie Zählerverlauf von Kühl- bzw. Heizenergie dieser drei hydraulischen Kreisläufe (Zeitraum: 15.6.2013, 9:30-10:45 Uhr, MEZ)

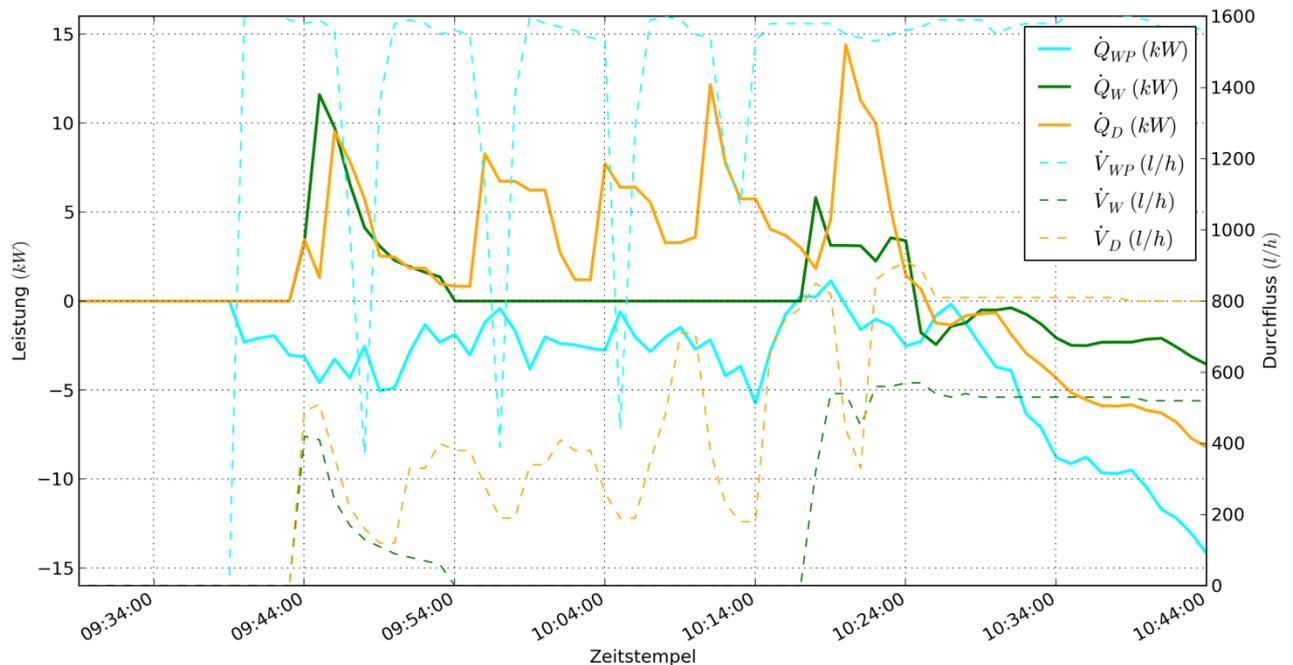


Abbildung 264: Beispielhafte Leistungen und Durchflüsse der Wärmepumpe sowie der Wand- und Deckenabgabesysteme (Zeitraum: 15.6.2013, 9:30-10:45 Uhr, MEZ)

### Heiz- und Kühlbetrieb am selben Tag

Obwohl in der Regelung immer entweder Heiz-, oder Kühlbetrieb ausgewählt ist, kommt es vor, dass am selben Tag über die Wände und die Decke sowohl geheizt als auch gekühlt wird. Exemplarisch sind dafür die Zählerstände und Durchflüsse der Wärmepumpe, der Wand- und der Deckenabgabesysteme in Abbildung 265 für den 15. Juni 2013 dargestellt. Die zugehörigen thermischen Leistungen zeigt Abbildung 266. Am frühen Morgen wird über die Wände und die Decke beheizt und kurz darauf über die Decke gekühlt. Am späten Vormittag wird im Demobetrieb gekühlt und über die Wände und die Decke geheizt. Eine Stunde später wird über die Wände und die Decke gekühlt. Zum Mittag zeigt sich ein Kühlbetrieb mit Umverteilung der Wärme im Gebäude. Nach einer Stunde Pause wird am Nachmittag erneut erst geheizt und dann weitergekühlt

Insgesamt wird an diesem Tag über die Wärmepumpe nur gekühlt, über die Decke mehr gekühlt als geheizt, und über die Wände gleich viel gekühlt wie geheizt. Heizung und Kühlung am selben Tag zu betreiben, kostet Energie und sollte unter Berücksichtigung des Komforts wenn möglich vermieden werden.

Beim Einschalten der Kühlung kommt es anfangs zu unerwünschtem Heizbetrieb über Wände und Decke. Nach Rücksprache mit dem Betreiber dauert der Umschaltvorgang des Ventils zu lange, wodurch der Vorlauf zur Wand und zur Decke anfangs aus dem Puffer entnommen wird (unbeabsichtigter Heizbetrieb), ehe er nach der Umschaltung von der Wärmepumpe kommt (gewünschter Kühlbetrieb). Die geschätzte Umschaltdauer von etwa 120 Sekunden allein ist allerdings zu kurz, um die dargestellten Effekte vollständig zu erklären. Als Abhilfe wird seitens des Betreibers das Ventil im Sommer in der Stellung Kühlung belassen werden.

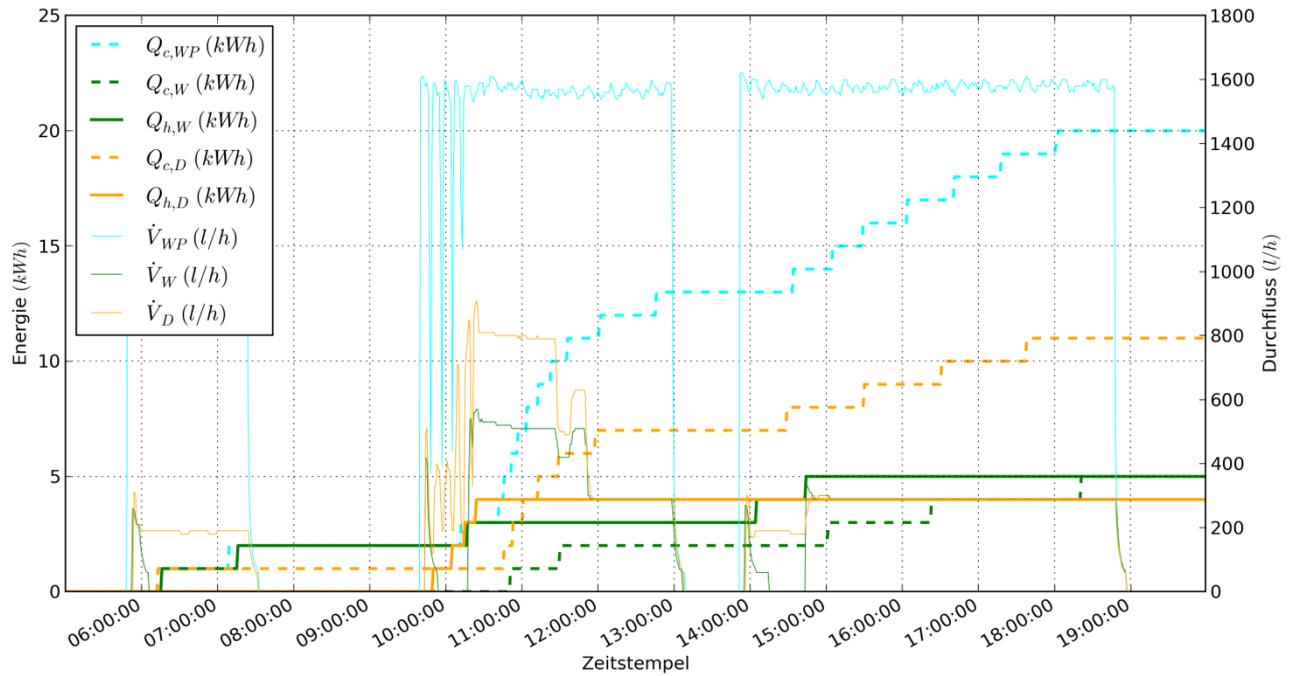


Abbildung 265: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse der Wärmepumpe, der Wand- und Deckenabgabesysteme, Zählerverlauf von Kühl- bzw. Heizenergie dieser drei hydraulischen Kreisläufe (Zeitraum: 15.6.2013, 5:00-20:00 Uhr, MEZ)

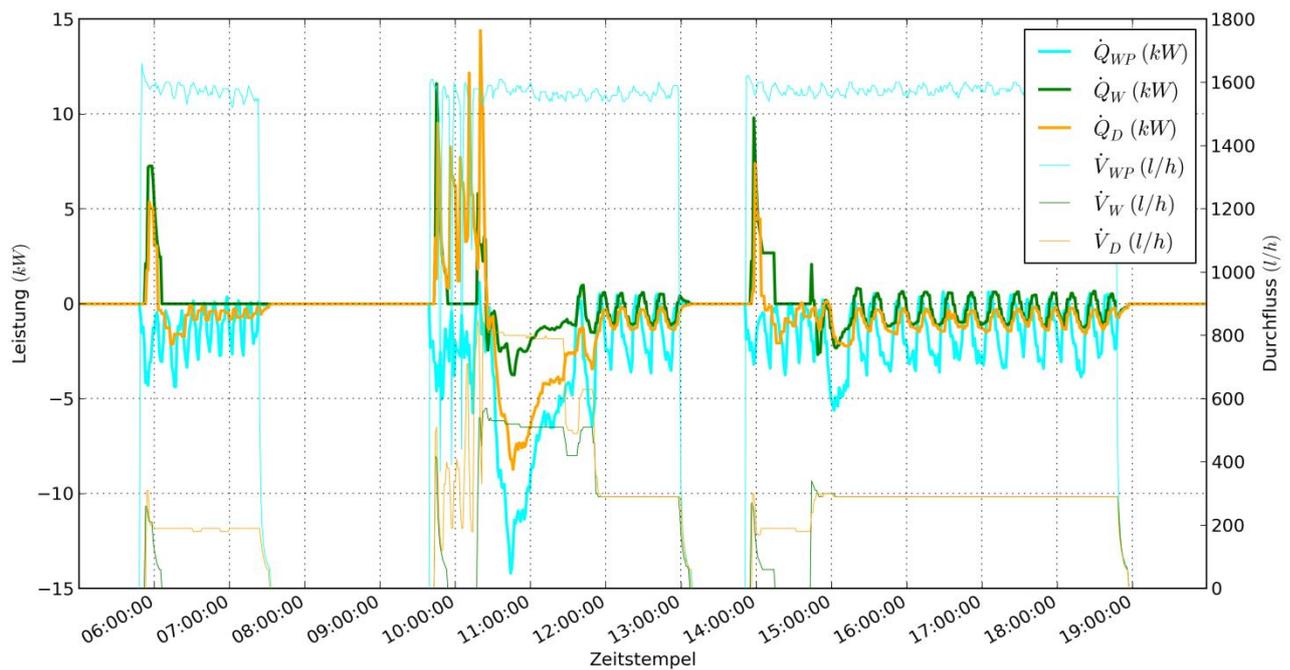


Abbildung 266: Beispielhafte Leistungen und Durchflüsse der Wärmepumpe sowie der Wand- und Deckenabgabesysteme (Zeitraum: 15.6.2013, 5:00-20:00 Uhr, MEZ)

### Ineffizienter Kühlbetrieb

Die Gebäudekühlung über Wände und Decke wird durch die Wärmepumpe ermöglicht. Die Rücklauf­temperatur der Deckenkühlung liegt dabei im Normalfall höher als die der Wandkühlung. Die Wärmepumpe moduliert je nach Leistungsbedarf die Drehzahl von Kompressor und Ventilator und schaltet sich auch immer wieder für einige Minuten ganz ab. Da die Umwälzpumpe auf der Nutzerseite der Wärmepumpe weiterläuft, wird die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmepumpe praktisch null. Anhand der rot hinterlegten Flächen in Abbildung 267 zeigt sich, dass zehn

Abschaltungen in vier Stunden vorkommen können (durchschnittlich alle 24 Minuten). In diesen Zeiten hebt die hohe Rücklauftemperatur der Deckenkühlung sehr rasch die Vorlauftemperatur der Wandkühlung an. Dadurch wird aus der Decke abgeführte Wärme über die Wände wieder zugeführt, siehe Abbildung 268. Der gewünschte Kühleffekt verzögert sich, dennoch wird elektrischer Strom für die Umwälzpumpen aufgewendet.

Während die Wärmepumpe den Kühlbetrieb aussetzt, sollten auch die Umwälzpumpen der Wand- und Deckenabgabesysteme ausgeschaltet werden. Dadurch soll verhindert werden, dass mit dem eingesetzten Strom für die Umwälzpumpen Wärmeenergie über die Decke abgeführt und über die Wände wieder zugeführt wird.

Aufgrund der häufigen Schaltzyklen der Wärmepumpe im Teillastbetrieb wird der Kühlbetrieb ineffizient. Als Abhilfe könnte ein Kältespeicher eingesetzt werden, der, entkoppelt von der tatsächlichen Kühllast, von der Wärmepumpe über längere Zeit beladen werden kann. Dieser Kältespeicher wird vom Anlagenbetreiber eingebaut werden, allerdings erst nach dem Monitoringzeitraum

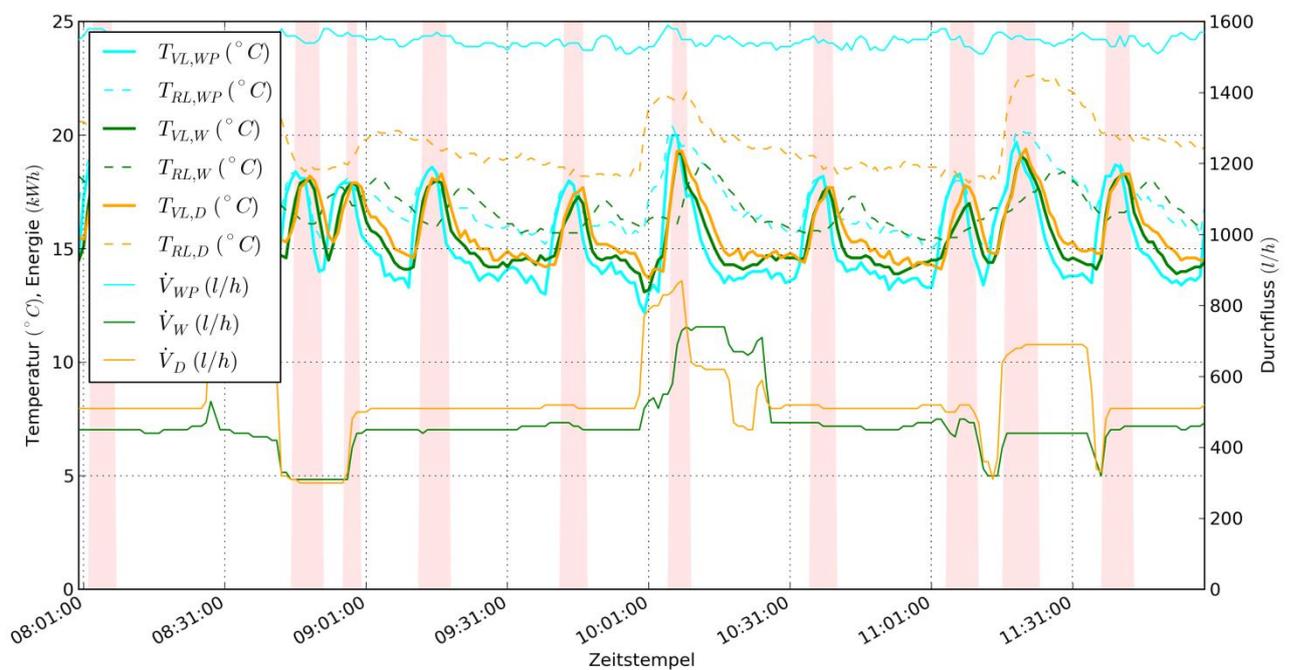


Abbildung 267: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse der Wärmepumpe, der Wand- und Deckenabgabesysteme. Rot hinterlegt: Im Kühlbetrieb wird Wärme von der Decke zu den Wänden statt zur Wärmepumpe transportiert (Zeitraum: 6.6.2013, 8:00-12:00 Uhr, MEZ)

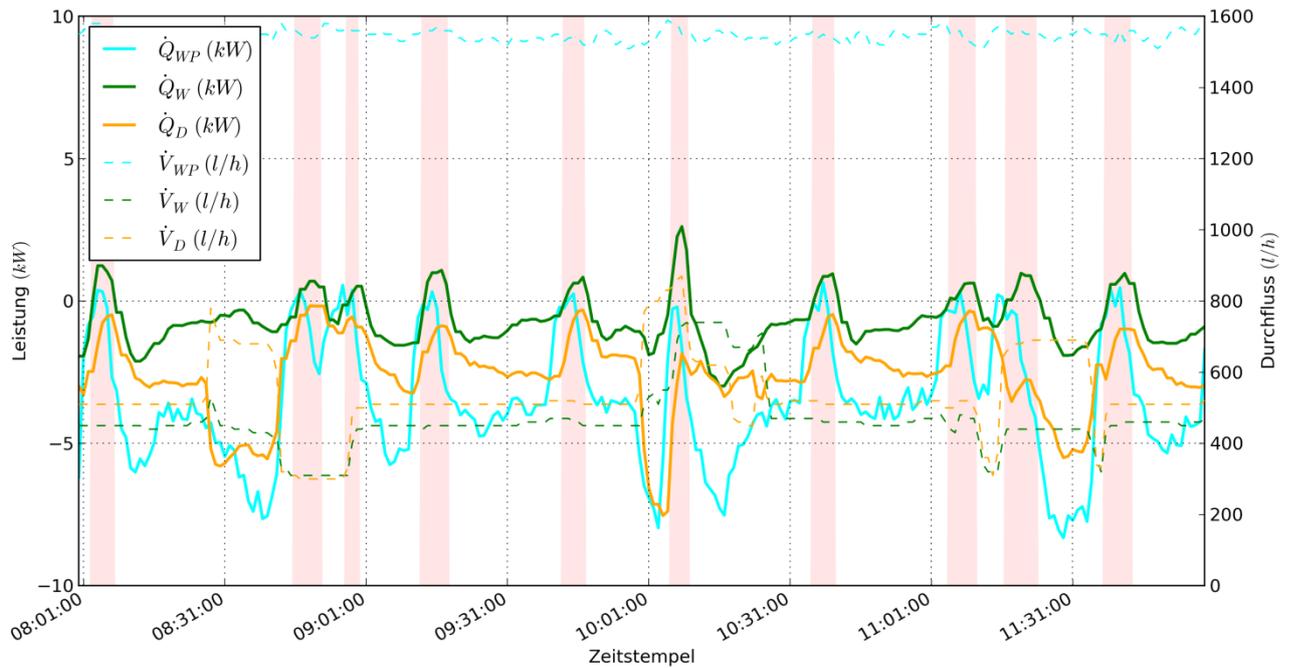


Abbildung 268: Beispielhafte Leistungen und Durchflüsse der Wärmepumpe sowie der Wand- und Deckenabgabesysteme. Rot hinterlegt: Im Kühlbetrieb wird Wärme von der Decke zu den Wänden statt zur Wärmepumpe transportiert (Zeitraum: 6.6.2013, 8:00-12:00 Uhr, MEZ)

### 7.18.6 Anlagen Status Quo

Aufgrund der Anlagendimensionierung und der konsequenten Auslegung der Verbraucher hinsichtlich Niedertemperaturabgabesysteme sowie der Aktivierung der Fundamentplatte als Wärmespeicher, konnte der in der Planung prognostizierte hohe solare Deckungsgrad auch im Betrieb messtechnisch nachgewiesen werden (97 %). Aufgrund des geringen Warmwasserbedarfs geht der hohe solare Deckungsgrad einher mit vermehrter Anlagenstagnation in den Sommermonaten.

Im Betrachtungszeitraum festgestellte Undichtigkeiten im Bereich der hydraulischen Verbindungen der Kollektoren konnten detektiert und behoben werden.

Weitere kleinere Optimierungspotentiale betreffend das gesamte Wärmeversorgungssystem (Puffer für den Kühlbetrieb zu klein dimensioniert, Zirkulationsströmungen, Regelung der solarthermischen Anlage, lange Vor- und Nachlaufzeiten der Umwälzpumpen, etc.) konnten detektiert und an den Betreiber kommuniziert werden. Eine Behebung konnte innerhalb des Betrachtungszeitraums noch nicht festgestellt werden.

Zusammenfassend kann dem gesamten Wärmeversorgungssystem eine stabile Betriebsweise attestiert werden.

## 7.19 Franziskanerkloster Graz, Stmk.

### 7.19.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Franziskanerkloster Graz
<u>Adresse:</u>	8010 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung 711 MWh/a, Warmwasser 45 MWh/a
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	373 m <sup>2</sup> , Flachkollektor: 180 m <sup>2</sup> Fassade, 193 m <sup>2</sup> am Dach
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 x 5 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	Fernwärme 330 kW, 2 Wärmepumpen (2 x 200 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	14 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	256 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit September 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Franziskanerkloster ist die älteste Klosterniederlassung auf Grazer Stadtgebiet. Es wird von etwa 15 Mönchen bewohnt und wurde 2010 generalsaniert. Im Zuge der im Februar 2010 gestarteten Sanierung wurde eine solarthermische Anlage installiert, Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt und zwei Wärmepumpen in das Wärmeversorgungssystem integriert.

Die Solaranlage besteht aus 193 m<sup>2</sup> Flachkollektoren am Dach, und 180 m<sup>2</sup> Fassadenkollektoren an der Südfassade (siehe Abbildung 269). Für das Projekt wurden einzelne Kollektoren speziell angefertigt und teilweise sogenannte Blindkollektoren (ohne Absorber) für die formschöne Gebäudeintegration verbaut. Im Bedarfsfall kann über einen Fernwärmeanschluss zugeheizt werden. Weiters wurden bei der Anlagenerrichtung zwei Wärmepumpen (2x200kW) zur Heizungsunterstützung installiert. In dem umgesetzten Konzept sollte Brunnenwasser aus dem Hinterhof des Klosters als Quelle für die Wasser/Wasser-Wärmepumpen dienen und im Falle von Sommerüberschüssen vortemperiert werden. Durch die Kombination der Grundwasserwärmepumpen mit der thermischen Solaranlage sollte laut Planung eine Maximierung der Kollektorerträge erreicht werden können. Die installierten Wärmepumpen wurden jedoch aufgrund von bereits vor dem Monitoringstart auftretenden Defekten außer Betrieb genommen. Laut Auskunft des Anlagenbetreibers sind die ungelösten Probleme der Wärmebereitung mittels der Wärmepumpen Gegenstand gerichtlicher Verhandlungen. Die Betriebsweise der Wärmepumpen sowie der Entnahme bzw. Vortemperierung des Brunnenwassers konnten dementsprechend im einjährigen Betrachtungszeitraum nicht analysiert und bewertet werden.



Abbildung 269: Ansicht des 210 m<sup>2</sup> umfassenden Kollektorfelds am Dach und der Fassade des "Franziskanerklosters Graz", Bildquelle: AEE INTEC



Abbildung 270: Ansicht der Rohranbindung des Kollektorfeldes im Dach (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

### 7.19.2 Hydraulik- und Messkonzept

Der Wärmeinput der solarthermischen Anlage, der Wärmepumpen als auch der Fernwärmenachheizung wird in drei 5m<sup>3</sup> Pufferspeicher eingebracht. Das Konzept sieht vor, dass sowohl die Wärmepumpen (im Betrachtungszeitraum nicht im Betrieb) als auch die thermische Solaranlage je nach Temperaturniveau in den ersten als auch zweiten Speicher einspeisen, die Fernwärme speist nur in den ersten Speicher ein. Der zweite und dritte Speicher sind im gegenständlichen Konzept mittels Parallelschaltung miteinander verbunden.

Die Erwärmung des Brauchwassers als auch die Abdeckung der Zirkulationsverluste erfolgt über ein zentrales Frischwassermodul im Keller des Franziskanerklosters. Das Wärmeverteilensystem ist, bedingt durch die Historie des Gebäudes, in unterschiedliche Zonen aufgeteilt. In jeder der Zonen befinden sich sowohl Hoch- als auch Niedertemperaturverbraucher. Wie in dem Hydraulikschema erkennbar kann über ein Drei-Wege-Ventil der Rücklauf der einzelnen Zonen je nach vorhandenem Temperaturniveau über zwei unterschiedliche „Sammel-Rückläufe“ in den ersten Speicher (höheres Temperaturniveau) oder aber in den dritten Speicher (niedrigeres Temperaturniveau) eingebracht werden. Die Regelung des Drei-Wege-Ventils erfolgt über einen Vergleich zwischen Rücklauftemperatur der einzelnen Zonen und der in den Speicher gegebenen Temperatur.

Als Nachheizung fungierte im Betrachtungszeitraum aufgrund defekter Wärmepumpen ausschließlich die städtische Fernwärmeanbindung mit 330 kW Anschlussleistung. Wie in dem Hydraulikschema erkennbar wurde für den Betrieb der Wärmepumpe eine Brunnenwasserentnahme aus dem Hinterhof des Klosters umgesetzt. Laut Auskunft des Betreibers hätte hierdurch das Temperaturniveau des Grundwassers, im Winter bei etwa 8 °C bis 10 °C liegt, angehoben werden können.

Das Monitoringkonzept umfasst neun Wärmemengenzähler, 31 Temperatursensoren sowie zwei Globalstrahlungssensoren in den Kollektorebenen und Drucksensoren im Solarprimärkreis.

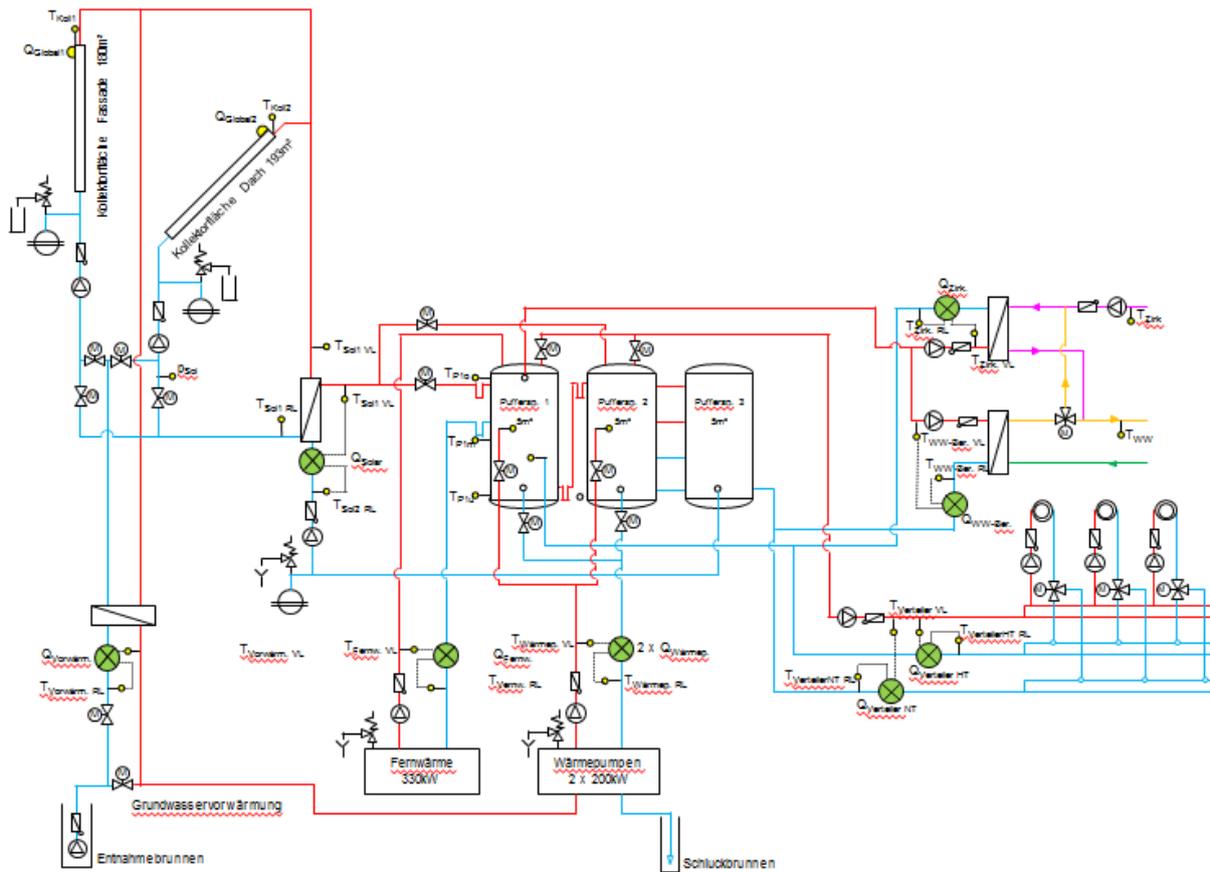


Abbildung 271: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Franziskanerkloster Graz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solarkreis**

Q <sub>Global</sub>	Globalstrahlungssensor
T <sub>Koll1</sub>	Kollektortemperatur 1
P <sub>Sol</sub>	Drucksensor Primärkreis
T <sub>Koll2</sub>	Kollektortemperatur 2
T <sub>Sol1 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
T <sub>Sol1 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
Q <sub>solar</sub>	Wärmemengenzähler Solar
T <sub>Sol2 VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
T <sub>Sol2 RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

**Pufferspeicher**

T <sub>P1o</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben
T <sub>P1m</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitte
T <sub>P1u</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten

**Vorwärmung**

T <sub>Vorwärm. VL</sub>	Vorlauftemperatur für Vorwärmung
T <sub>Vorwärm. RL</sub>	Rücklauftemperatur für Vorwärmung
Q <sub>Vorwärm.</sub>	Wärmemengenzähler Vorwärmung

**Fernwärme**

T <sub>Fernw. VL</sub>	Vorlauftemperatur für Fernwärme
T <sub>Fernw. RL</sub>	Rücklauftemperatur für Fernwärme
Q <sub>Fernw.</sub>	Wärmemengenzähler Fernwärme

Wärmepumpen

- T Wärmep. VL Vorlauftemperatur für Wärmepumpe
- T Wärmep. RL Rücklauftemperatur für Wärmepumpe
- Q Wärmep.. Wärmemengenzähler Wärmepumpe

Verteiler

- T Verteiler VL Vorlauftemperatur für Vorwärmung
- T Verteiler HT RL Rücklauftemperatur für Hochtemperatur
- Q Verteiler HT Wärmemengenzähler Hochtemperatur
- T Verteiler NT RL Rücklauftemperatur für Niedrigtemperatur
- Q Verteiler NT Wärmemengenzähler Niedrigtemperatur

Warmwasser

- T WW.Ber. VL Vorlauftemperatur für Warmwasser
- T WW.Ber. RL Rücklauftemperatur für Warmwasser
- T WW Temperatur für Warmwasser
- Q WW.Ber. Wärmemengenzähler Warmwasser

Zirkulation

- T Zirk. VL Vorlauftemperatur für Zirkulation
- T Zirk. RL Rücklauftemperatur für Zirkulation
- T Zirk. Temperatur für Zirkulation
- Q Zirk. Wärmemengenzähler Zirkulation

**7.19.3 Energiebilanz**

In der Abbildung 272 ist der Wärmeinput und -output über den gesamten Betrachtungszeitraum gegenübergestellt. Dabei ist der Wärmeeintrag durch die solarthermische Anlage (gelb) und durch die Fernwärme (grün) dargestellt. Der Niedertemperatur-Rücklauf-Verteiler (dunkelblau), der Hochtemperatur-Rücklauf-Verteiler (rot), das Frischwassermodul (hellblau) und die Zirkulation (orange) stellen den Wärmeoutput dar. Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und -outputs ergibt sich aufgrund von Pufferspeicherverlusten sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern. Somit ergibt sich ein Verlust für die einjährige Messperiode von Oktober 2013 bis September 2014 im Monatsmittel von rund 14% des Gesamtenergieeintrags. Wie bereits angeführt waren die Wärmepumpen im einjährigen Betrachtungszeitraum nicht in Betrieb und scheinen daher in der Energiebilanz nicht auf.

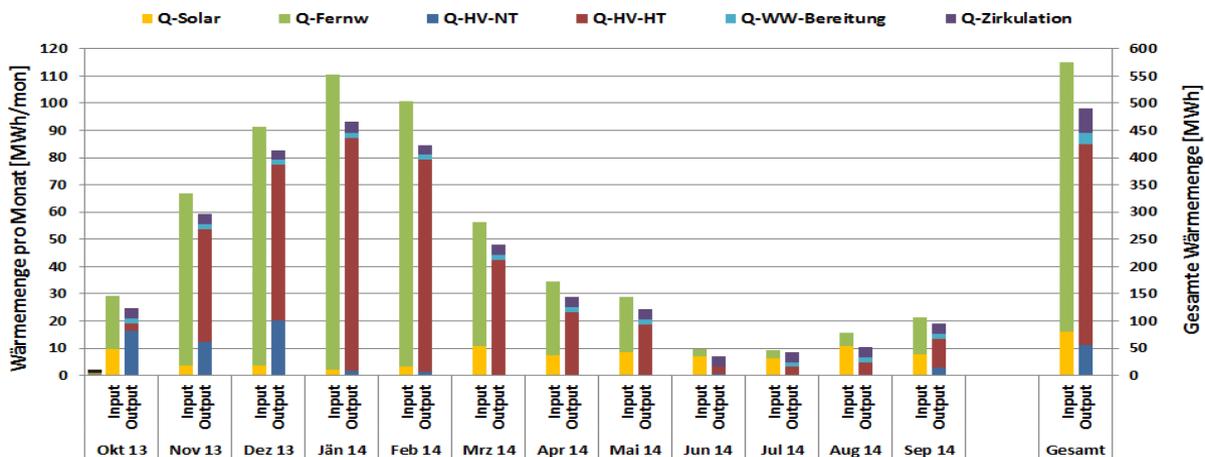


Abbildung 272: Energiebilanz der Anlage „Franziskanerkloster Graz“ (Oktober 2013 bis September 2014)

### 7.19.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Bei der im Rahmen des Einreichprozesses bereitgestellten Anlagensimulationen wurden äußerst optimistische, nicht nachvollziehbare Größenordnungen der Kennzahlen „Solarertrag“, „Solarer Deckungsgrad“ berechnet. Dementsprechend konnten diese nicht für eine der Umsetzung entsprechenden Kennzahlen-Einschätzung herangezogen werden. Das Begleitforschungsteam entschied sich infolgedessen, auf Basis der tatsächlich umgesetzten Anlagenauslegung und einem für den Standort Graz durchschnittlichen Klimadatensatz, eine erneute Simulation mit T\*Sol durchzuführen. Folgend werden daher die Prognosewerte der Anlagensimulation des Begleitforschungsteams mit den gemessenen Kennzahlen „spezifischer Solarertrag“, „Wärmeverbrauch“ und „solarer Deckungsgrad“ verglichen.

Abbildung 273 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie) als auch den im Betrachtungszeitraum gemessenen spezifischen Solarertrag (rote Linie). Der gemessene spezifische Solarertrag liegt nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase mit rund 256 kWh/m<sup>2</sup>a in etwa auf Höhe des simulierten Jahresertrags.

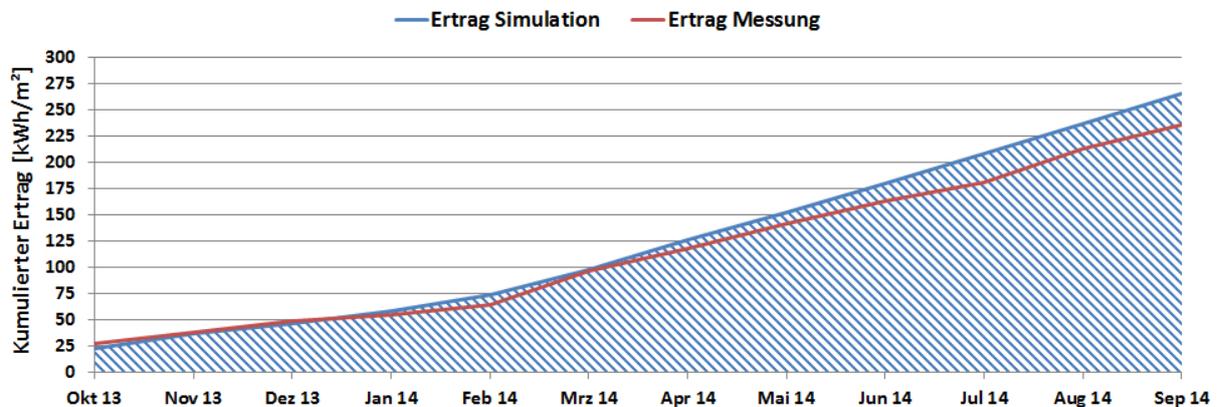


Abbildung 273: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Franziskanerkloster Graz“ (Oktober 2013 bis September 2014)

Der mithilfe der Simulationsrechnung prognostizierte solare Deckungsgrad als auch der gemessene solare Deckungsgrad ist in Abbildung 274 dargestellt. Der gemessene solare Deckungsgrad deckt sich bis auf einzelne Abweichungen gut mit dem Simulationsergebnis. Nach dem Abschluss der einjährigen Messperiode liegt der gemessene solare Deckungsgrad mit rund 14 % geringfügig unter dem Prognosewert von rund 16 %.

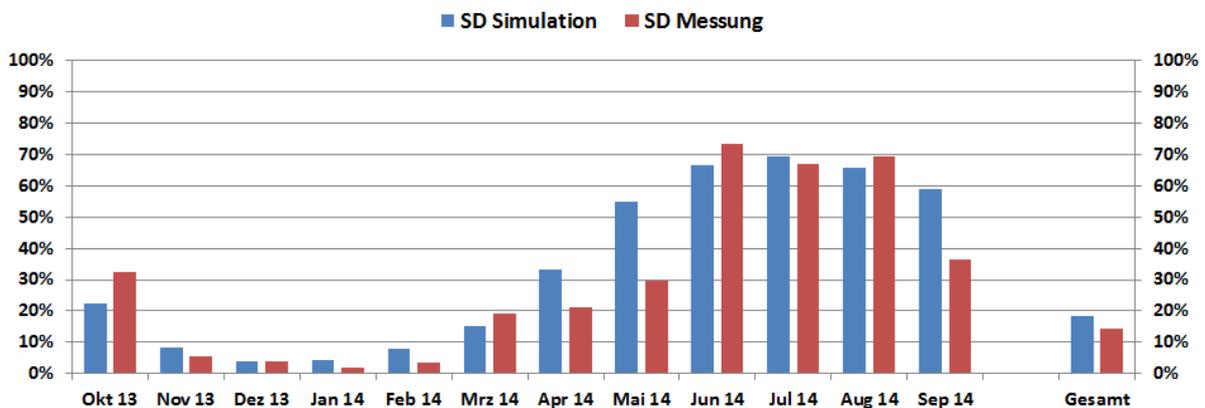


Abbildung 274: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Franziskanerkloster Graz“ (Oktober 2013 bis September 2014)

Abbildung 275 zeigt einen Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Wärmeverbrauchs mit dem tatsächlich nachgefragten Verbrauch. Nach dem Ende der einjährigen Monitoringphase ist eine gute Übereinstimmung erkennbar.

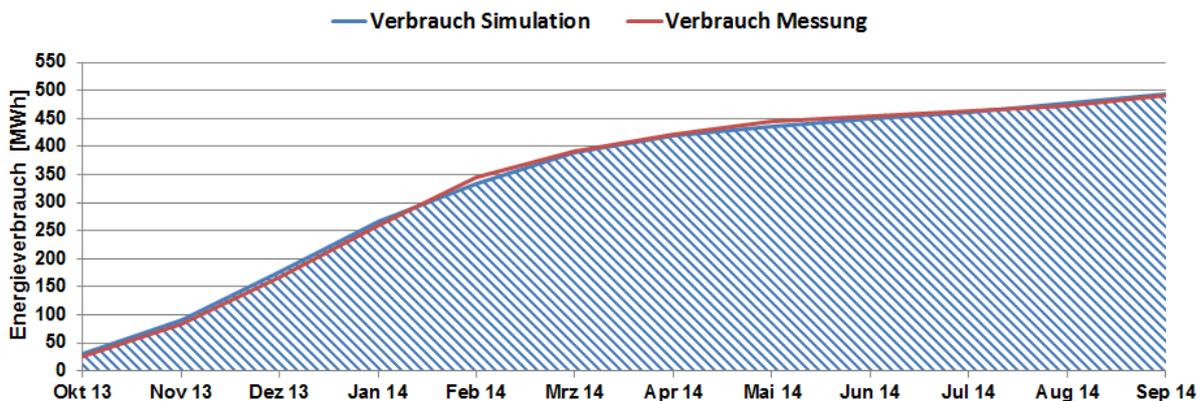


Abbildung 275: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Franziskanerkloster Graz“ (Oktober 2013 bis September 2014)

### 7.19.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Folgenden werden einzelne Kreisläufe der Anlage „Franziskanerkloster Graz“ analysiert, beschrieben und es wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Die Abbildung 276 zeigt die Temperaturverläufe auf der Primärachse sowie die Globalstrahlungswerte und die Volumenströme des Solarkreises auf der Sekundärachse. Die durchgezogenen Linien stellen Messwerte des Primärkreises und die strichlierten Linien stellen Messwerte des Sekundärkreises dar. Das Betriebsverhalten des Solarsystems ist exemplarisch für den 19. Juli 2014 dargestellt. Die solarthermische Anlage schaltet sich um ca. 8:30 Uhr ein, und speist folgend Wärme in die Pufferspeicher, erkennbar anhand des Volumensstromverlaufs dV-Solar, ein. Die Pufferspeicher werden von der solarthermischen Anlage bis ca. 13:30 Uhr beladen. Mit 13:30 kann laut Regelkriterium, Pufferspeichertemperatur im unteren Bereich größer 80°C, keine Energie mehr eingebracht werden und die Solaranlage schaltet trotz hoher Einstrahlungsleistung aus. Dieses Verhalten konnte im Betrachtungszeitraum wiederholt festgestellt werden. Die Gründe hierfür liegen unmittelbar in der Begrenzung der maximalen Speichertemperatur durch die Regelung der solarthermischen Anlage. Durch eine Erhöhung der maximalen Pufferspeichertemperatur auf bspw. 95 °C könnte deutlich länger solarthermische Energie in den Speicher eingebracht und der spezifische jährliche Solarertrag gesteigert werden.

Weiteres Optimierungspotential konnte bei der Analyse der Kollektortemperaturen der einzeln und unabhängig voneinander vermessen Kollektorfelder detektiert werden. In Abbildung 277 sind alle im Zuge des Monitoringprogramms erfassten Kollektortemperaturfühler der unterschiedlichen Kollektorfelder der solarthermischen Anlage für den 22. September 2013 als auch für den 30. September 2014 dargestellt. Wie in Abbildung 277, linke Darstellung, ersichtlich weisen die Temperaturfühler am 22. September 2013 deutlich unterschiedliche Tagestemperaturverläufe von bis zu ca. 20 K auf. Aufgrund dieser erheblichen Temperaturunterschiede in den einzelnen Kollektorfeldern kommt es zwangsläufig zu einer Steigerung des Risikos des Auftretens einer partiellen Stagnation an einer bestimmten Position des Kollektorfeldes. Zudem werden einzelne Kollektorfelder nicht notwendiger Weise auf einem für den Wirkungsgrad der Kollektoren ungünstig hohen Temperaturniveau betrieben.

Der Förderwerber wurde bezüglich der detektierten Optimierungsmöglichkeit informiert, aufgrund von wiederholt wechselnder Zuständigkeiten ergaben sich jedoch starke Verzögerungen hinsichtlich der Abklärung der festgestellten Auffälligkeiten bzw. der Umsetzung der angestrebten Optimierungspunkte. Schlussendlich konnte ein hydraulischer Abgleich bzw. eine Anpassung der Strömungsgeschwindigkeiten der unterschiedlichen Kollektorfelder noch vor Abschluss des Monitoringzeitraums durchgeführt werden. Abbildung 277, rechte Darstellung, zeigt die Kollektortemperaturfühler der unterschiedlichen Kollektorfelder am 30. September 2014 nach erfolgter Optimierungstätigkeit. Wie in der Grafik ersichtlich, sind deutlich geringere Unterschiede in den Tagestemperaturverläufen der einzelnen Kollektortemperaturfühler feststellbar. Eine Anpassung der Regelung bzw. Erhöhung der maximalen Pufferspeichertemperatur zur Erreichung höherer solarer Erträge konnte vor Ende des Begleitforschungszeitraums nicht mehr umgesetzt werden.

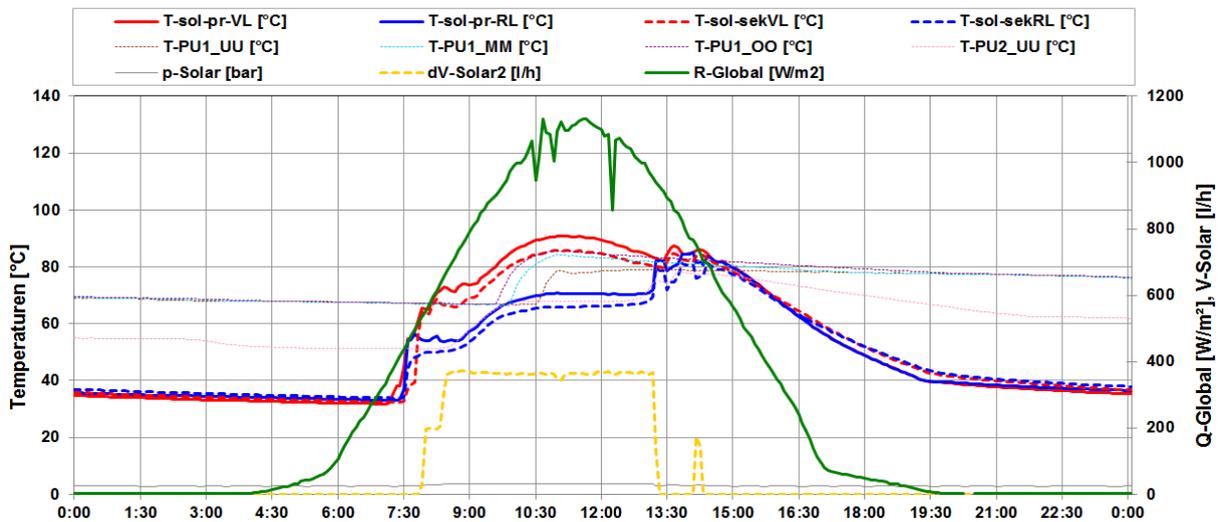


Abbildung 276: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, des Volumenstroms und der Pufferspeichtemperaturen (19.07.2013)

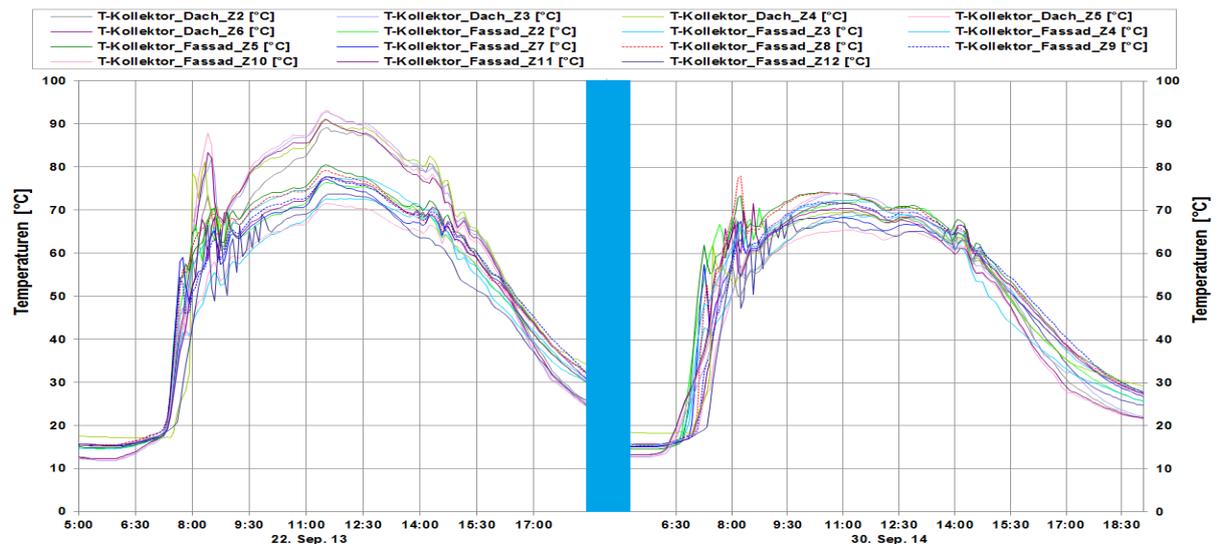


Abbildung 277: Beispielhafter Temperaturverlauf der einzelnen Kollektorfeldtemperaturen aller im Zuge des Monitoring erfassten Zonen vor (linke Darstellung: 22.09.2013) bzw. nach umgesetzter Optimierung (rechte Darstellung: 30.09.2014).

Die Betriebsweise der Nachheizung über die Fernwärme, in Zusammenspiel mit der solarthermischen Anlage ist folgend, beispielhaft für jeweils einen Tag im Sommer (hohe Einstrahlungsleistung und geringer Verbrauch) sowie in der Heizperiode dargestellt. In den Sommermonaten (Juni, Juli und August 2014) wurden rund 70 % der benötigten Wärme durch die solarthermische Anlage bereit gestellt. Wie in Abbildung 278 erkennbar schaltet sich die Fernwärmehheizung aufgrund hoher solarer Erträge nicht ein. Die Nachheizung über die Fernwärme erfolgt wie in Abbildung 279 dargestellt, (26.11.2013 beispielhaft für einen Wintertag) erst ab einem Absinken der Puffer-Ober-Temperatur auf unter 50 °C ein. Bei höheren Temperaturen, beispielweise durch die solarthermische Einspeisung, erfolgt dementsprechend keine Nachheizung über die Fernwärme. In den Wintermonaten (vgl. Abbildung 279), bedingt durch geringe solare Erträge und hohe Wärmeverbräuche, war die Nachheizung über die Fernwärme nahezu durchgehend im Betrieb. Die Betriebsweise der Einbindung der Fernwärme kann als stabil, ohne entscheidende Auffälligkeiten beschrieben werden.

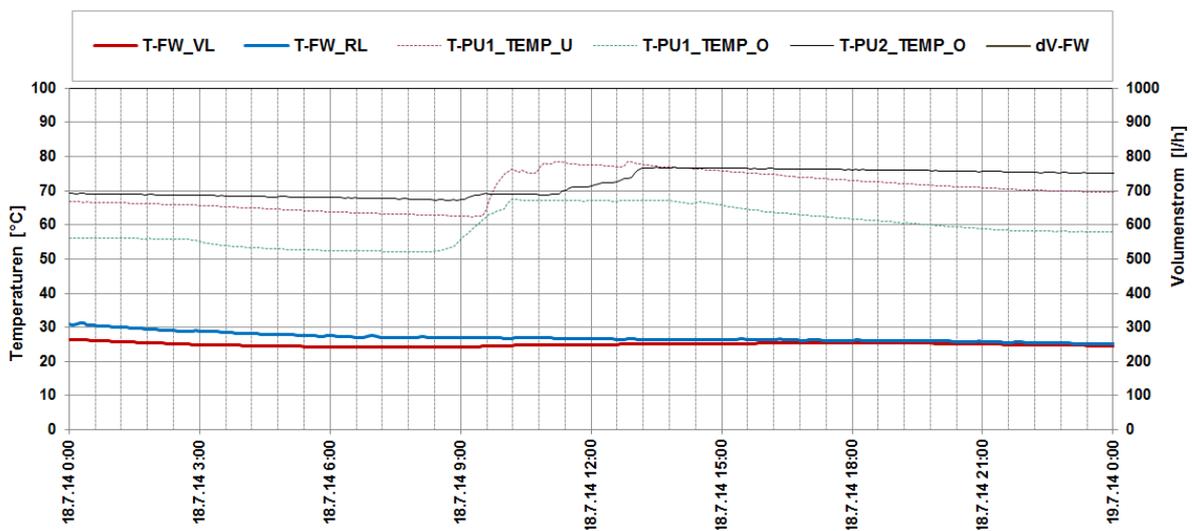


Abbildung 278: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärme-Nachheizungskreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen an drei Sommertagen (18.07.2014 bis 20.07.2014)

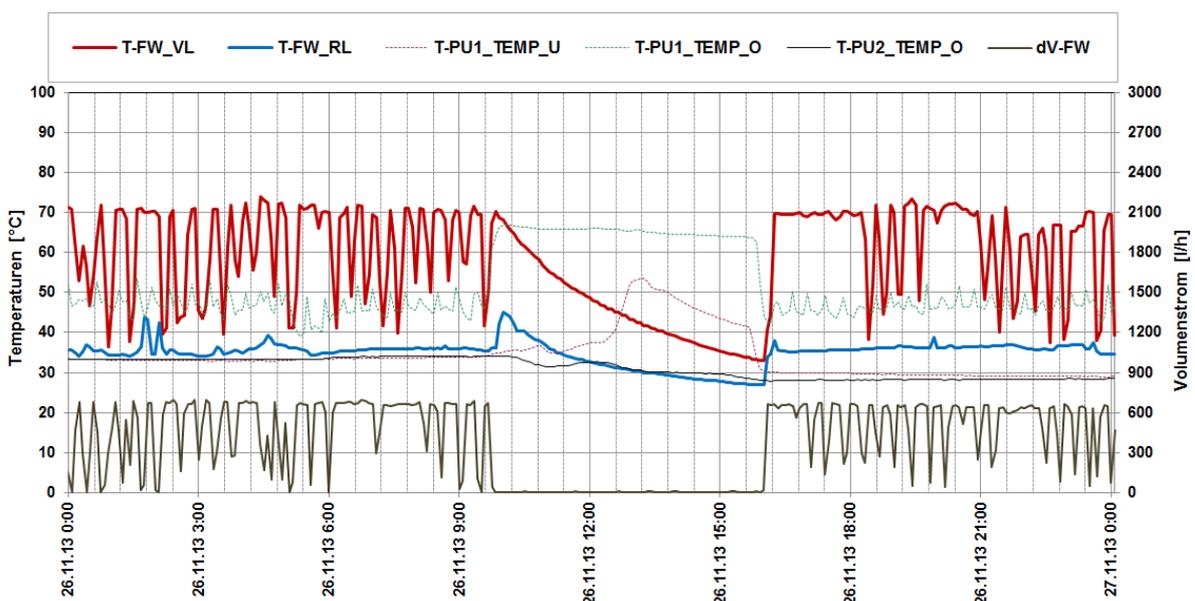


Abbildung 279: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (26.11.2013)

Ein zentrales Frischwassermodul (FWM) sorgt für die Warmwasserversorgung des Franziskanerklosters. Beispielhaft für die Betriebsweise der Warmwasserbereitung für das Projekt „Franziskanerkloster“ ist in Abbildung 280 die die Vor- als auch Rücklauftemperatur sowie die Temperatur der Zirkulationsleitung zuzüglich der Volumenströme für den 26.11.2013 dargestellt. Wie in der Abbildung erkennbar liegen das Temperaturniveau der Zirkulationsleitung deutlich unter 50 °C. Die durchschnittliche Zirkulationstemperatur im Betrachtungszeitraum lag bei rund 46 °C lag. Die Vorgaben der österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019) besagt, dass die Temperatur aus der Zirkulationsleitung 55 °C nicht unterschreiten darf. Der Betreiber wurde vom Begleitforschungsteam dementsprechend darauf hingewiesen. Um diesen Vorgaben zu entsprechen, müsste im konkreten Projekt die Zirkulationspumpe bspw. mit einem höheren Massendurchsatz betrieben werden. Laut Auskunft des Betreibers ist eine Anpassung der Zirkulation (höheren Massendurchsatz) im Zuge weiterer Umbauten und Erweiterung, welche im Herbst 2014 begonnen wurden, geplant.

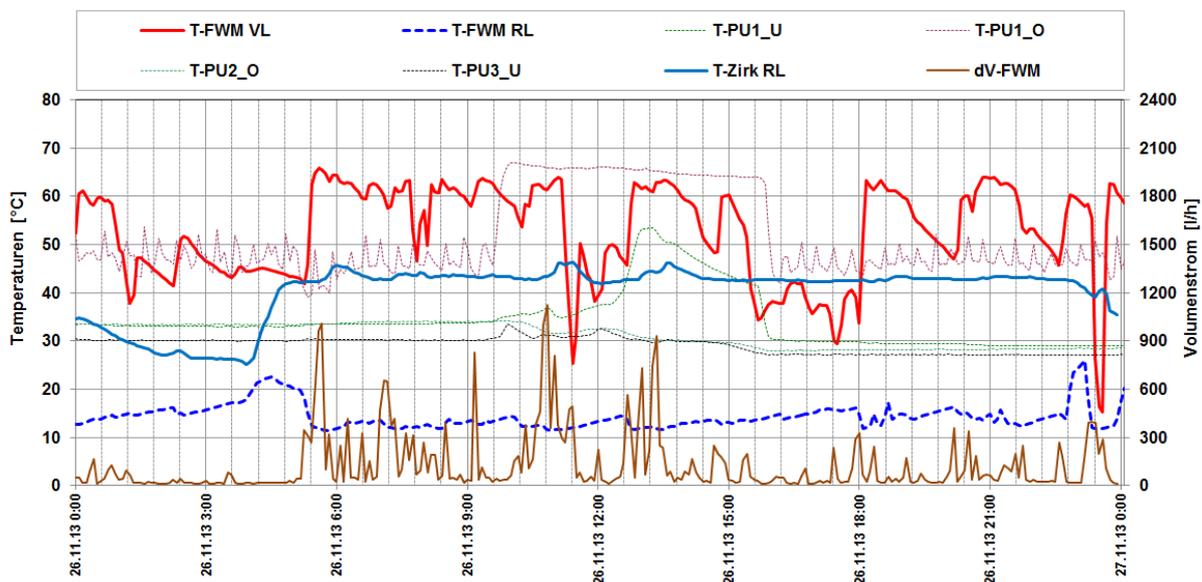


Abbildung 280: Beispielhafter Temperaturverlauf der Wärmeversorgungskreise (Heizungsverteiler HT, Warmwasserbereitung FWM) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (26.11.2013)

### 7.19.6 Anlagen Status Quo

Im Zuge der Sanierung des Franziskanerkloster Graz wurde eine solarthermische Anlage installiert, welche im Rahmen des Begleitforschungsprogramms bis September 2014 messtechnisch begleitet wurde. Eine Analyse der Funktionsweise des gesamten Wärmeversorgungskonzepts (Solarthermie, Wärmepumpen, Fernwärmenachheizung) konnte im Betrachtungszeitraum aufgrund defekter Anlagenkomponenten (Wärmepumpendefekt) nur beschränkt durchgeführt werden.

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage zeigte deutliches Optimierungspotential hinsichtlich der hydraulischen Einregulierung der einzelnen unterschiedlichen Kollektorfelder. Nach Rücksprache mit den verantwortlichen Personen vor Ort konnte eine erneute Einregulierung durchgeführt und deren Umsetzung messtechnisch nachgewiesen werden. Die Vorgaben der österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019) wurden bei dem Projekt nicht umgesetzt. Die durchschnittliche Zirkulationstemperatur im Betrachtungszeitraum lag bei rund 46 °C. Der Betreiber wurde vom Begleitforschungsteam dementsprechend darauf hingewiesen. Laut Auskunft ist eine

Anpassung der Zirkulation im Zuge weiterer Umbauten und Erweiterung, welche im Herbst 2014 begonnen wurden, geplant.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Betriebsweise der solarthermischen Anlage, der Nachheizung über die Fernwärme und des Wärmeabgabesystems als stabil bezeichnet werden. Eine Beurteilung des zum Zeitpunkt der Einreichung geplanten und äußerst innovativen Wärmebereitung- und Wärmeverteilungskonzeptes (Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpenbetrieb) konnte aufgrund defekter und im Betrachtungszeitraum nicht funktionstüchtiger Anlagenkomponenten nicht durchgeführt werden.

## 7.20 Nahwärme Großklein, Stmk.

### 7.20.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Großklein
<u>Adresse:</u>	8452 Großklein
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in Wärmenetze (kommunales Nahwärmenetz Großklein)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit ca. 2,1 GWh/a
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	485 m <sup>2</sup> , Flachkollektor: 350 m <sup>2</sup> am Heizhausdach, 85 m <sup>2</sup> Gemeinde-Ärzte-Zentrum (GÄZ), 50 m <sup>2</sup> Fassadenintegration GÄZ
<u>Energiespeichervolumen:</u>	50 m <sup>3</sup> Heizhaus, 5 m <sup>3</sup> GÄZ
<u>Nachheizungssystem:</u>	Hackgutkessel 600 kW, 2 Ölkessel (2 x 200 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	7,8 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	418 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit September 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das 2009 errichtete kommunale Nahwärmenetz Großklein (Steiermark) versorgt rund 40 Abnehmer aus Großklein und Umgebung mit Wärme. Neben vorwiegend kleineren privaten Abnehmern (22 Privathaushalte, 7 Mehrparteien-Häuser, 3 Gasthäuser, 1 Pflegeheim, 1 Bäckerei, 1 Kaufhaus) sind die örtliche Schule, der Kindergarten als auch ein Gemeinde- und Ärzte-Zentrum an das 2.500 m lange Nahwärmenetz angeschlossen. Die Anlage wurde als bivalente Mehrkesselanlage mit einem 600 kW Biomassekessel, zwei 200 kW Ölkessel (Spitzenlastabdeckung) sowie einem 50 m<sup>3</sup> Pufferspeicher ausgeführt (siehe Abbildung 282). 2012 wurde im Zuge der Erweiterungen des Nahwärmenetzes eine 350 m<sup>2</sup> große, am Dach des Heizwerkes montierte, thermische Solaranlage in Betrieb genommen (siehe Abbildung 281). Im Zuge des Projekts wurden auf dem Gemeinde-Ärzte-Zentrums (GÄZ) zwei weitere Solarkollektorfelder (85 m<sup>2</sup> am Dach GÄZ und 50 m<sup>2</sup> Flachkollektor als Fassadenintegration am GÄZ) errichtet und in das Nahwärmenetz integriert (siehe Abbildung 283). Somit kann aus insgesamt 485 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche solarthermische Wärme in das Nahwärmenetz eingespeist werden. In den Sommermonaten können infolgedessen rund ca. 10.000 Liter Heizöl eingespart und durch solare Wärme ersetzt werden. Des Weiteren werden durch die Errichtung der solarthermischen Anlage die Teillastbetriebsstunden des Biomassekessels verringert und die Lebensdauer der Biomassekesselanlage erhöht. Die Netztemperatur in der Heizperiode beträgt im Mittel 70/45°C bzw. in Sommermonaten 60/50° C.



Abbildung 281: Ansicht des 350 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldes am Dach des Heizhauses bzw. Hackgutlagerraumes der Anlage „Nahwärme Großklein“, Bildquelle AEE INTEC



Abbildung 282: Ansicht des 600 kW Hackgutkessels sowie der beiden Ölkessel mit jeweils 200 kW der Anlage „Nahwärme Großklein“, Bildquelle AEE INTEC



Abbildung 283: Ansicht des 50 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldes an der Fassade des Gemeinde-Ärzte-Zentrums (links) sowie Ausschnitt des 85 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldes am Dach des GÄZ (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

### 7.20.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Nahwärme Großklein“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 284 dargestellt. Im Zuge der Anlagenrealisierung konnten starke Abweichungen in der geplanten Anlagenhydraulik zur tatsächlich umgesetzten Anlagenhydraulik festgestellt werden. Im Gegensatz zur Planung speisen nicht alle Kollektorfelder in einen zentralen Pufferspeicher, sondern in zwei örtlich getrennte Pufferspeicher. Zum einen wird der 50 m<sup>3</sup> Pufferspeicher der Heizzentrale über den Biomassekessel, den beiden Ölkesseln und der 350 m<sup>2</sup> solarthermischen Solaranlage beladen. Den Wärmeoutput stellt dabei das Fernwärmenetz dar. Das zweite bzw. dritte Kollektorfeld am Dach bzw. der Fassade des GÄZ speist in einen weiteren 5 m<sup>3</sup> Pufferspeicher ein. Aus diesem werden zum einen das GÄZ und zum anderen über eine Fernwärmeanbindung weitere Abnehmer des Nahwärmenetzes (Seniorenwohnheim Keltenpark) mit solarthermischer Wärme versorgt. Diese Fernwärmeanbindung stellt den Hauptabnehmer dar und erfolgt nachdem der Pufferspeicher des GÄZ entsprechend den Regelkriterien ausreichend beladen wurde. Im GÄZ erfolgt sowohl die Versorgung der Fußbodenheizung als auch der Warmwasserbereitung aus dem 5 m<sup>3</sup> Pufferspeicher. Um eine vollständige Bilanzierung der gesamten Anlage zu gewährleisten, wurden diese im folgend dargestellten Monitoringkonzept mitgemonitort.

Das gesamte Monitoringkonzept umfasst dementsprechend 9 Wärmemengenzähler, 32 Temperatursensoren sowie einen Globalstrahlungssensor in den jeweiligen Kollektorebenen und einen Drucksensor im jeweiligen Solarprimärkreis.

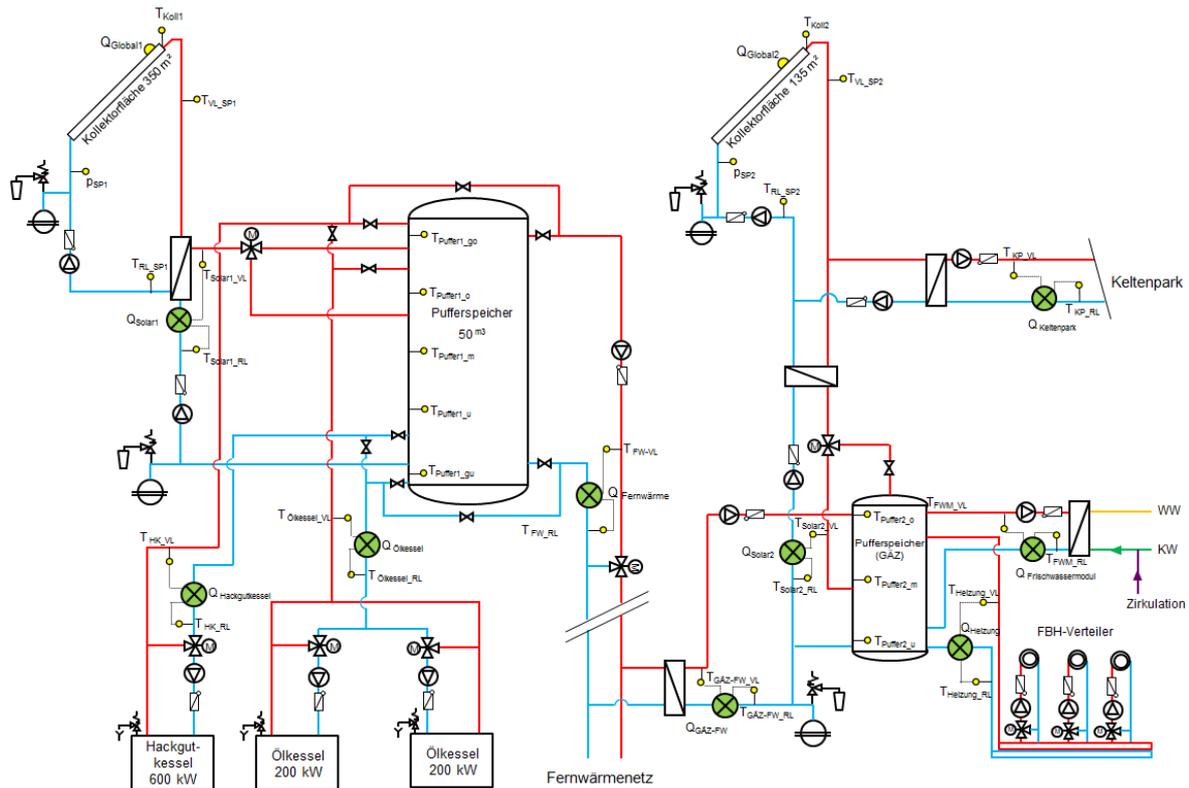


Abbildung 284: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Nahwärme Großlein“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $Q_{Global1}$  Globalstrahlungssensor Kollektorebene Heizhaus
- $P_{SP1}$  Drucksensor Primärkreis Heizhaus
- $T_{Koll1}$  Kollektortemperatur Heizhaus
- $T_{VL\_SP1}$  Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Heizhaus
- $T_{RL\_SP1}$  Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Heizhaus
- $Q_{Global2}$  Globalstrahlungssensor Kollektorebene GÄZ
- $P_{SP2}$  Drucksensor Primärkreis GÄZ
- $T_{Koll2}$  Kollektortemperatur GÄZ
- $T_{VL\_SP2}$  Vorlauftemperatur Solarprimärkreis GÄZ
- $T_{RL\_SP2}$  Rücklauftemperatur Solarprimärkreis GÄZ

**Solar-Sekundärkreis**

- $T_{SS1\_VL}$  Vorlauftemperatur Solarsek. Heizhaus
- $T_{SS1\_RL}$  Rücklauftemperatur Solarsek. Heizhaus
- $Q_{Solar1}$  Wärmemengenzähler Solarsek. Heizhaus
- $T_{SS2\_VL}$  Vorlauftemperatur Solarsek. GÄZ
- $T_{SS2\_RL}$  Rücklauftemperatur Solarsek. GÄZ
- $Q_{Solar2}$  Wärmemengenzähler Solarsek. GÄZ
- $T_{KP\_VL}$  Vorlauftemperatur Solarsek. Keltenpark
- $T_{KP\_RL}$  Rücklauftemperatur Solarsek. Keltenpark
- $Q_{Keltenpark}$  Wärmemengenzähler Solarsek. Keltenpark

**Pufferspeicher**

- $T_{Puffer1\_go}$  Pufferspeichertemperatur Heizhaus ganz oben
- $T_{Puffer1\_o}$  Pufferspeichertemperatur Heizhaus oben

$T_{\text{Puffer1\_m}}$	Pufferspeichertemperatur Heizhaus Mitte
$T_{\text{Puffer1\_u}}$	Pufferspeichertemperatur Heizhaus unten
$T_{\text{Puffer1\_gu}}$	Pufferspeichertemperatur Heizhaus ganz unten
$T_{\text{Puffer2\_o}}$	Pufferspeichertemperatur GÄZ oben
$T_{\text{Puffer2\_m}}$	Pufferspeichertemperatur GÄZ Mitte
$T_{\text{Puffer2\_u}}$	Pufferspeichertemperatur GÄZ unten

### Verbraucher Heizhaus

$T_{\text{FW\_VL}}$	Vorlauftemperatur Nahwärme
$T_{\text{FW\_RL}}$	Rücklauftemperatur Nahwärme
$Q_{\text{Fernwärme}}$	Wärmemengenzähler Nahwärme

### Verbraucher GÄZ

$T_{\text{FWM\_VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{FWM\_RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
$Q_{\text{Frischwassermodul}}$	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{HZ\_VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
$T_{\text{HZ\_RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung
$Q_{\text{Heizung}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung

### Nachheizung Heizhaus

$T_{\text{HK\_VL}}$	Vorlauftemperatur Hackgutkessel
$T_{\text{HK\_RL}}$	Rücklauftemperatur Hackgutkessel
$Q_{\text{Hackgutkessel}}$	Wärmemengenzähler Hackgutkessel
$T_{\text{OI\_VL}}$	Vorlauftemperatur Ölkessel
$T_{\text{OI\_RL}}$	Rücklauftemperatur Ölkessel
$Q_{\text{Ölkessel}}$	Wärmemengenzähler Ölkessel

### Nachheizung GÄZ

$T_{\text{GÄZ-FW\_VL}}$	Vorlauftemperatur Fernwärmeanschluss
$T_{\text{GÄZ-FW\_RL}}$	Rücklauftemperatur Fernwärmeanschluss
$Q_{\text{GÄZ-FW}}$	Wärmemengenzähler Fernwärmeanschluss

## 7.20.3 Energiebilanz

Abbildung 285 stellt die Energiebilanz zum Projekt „Nahwärme Großklein“ dar. Im Heizhaus werden die Wärmeinputs zum einen durch die solarthermische Anlage am Dach des Heizhauses (Solar1: dunkelgelb), durch den Hackgutkessel (grün) sowie durch die beiden Ölkessel (rot) bestimmt. Der Wärmeinput der solarthermischen Anlage am Dach und der Fassade des GÄZ (Solar2), welche sowohl über den Keltenpark in das Fernwärmenetz als auch direkt in das GÄZ speist, wird hellgelb dargestellt. Den Wärmeoutput stellt das Fernwärmenetz (blau) als auch das Wärmeverteilsystem des GÄZ (grau) dar. Die beiden Wärmeverteilsysteme des GÄZ (Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung) werden zur besseren Darstellung zu einem Verbraucher zusammengeführt.

Erwähnenswert ist der höhere Output im Vergleich zum Input in den ersten Monaten des bisherigen Betrachtungszeitraums. In Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber wurden dahingehend alle Inputs und Outputs mehrmals überprüft und da keine weiteren Energieeinträge in das System stattfinden, können die Widersprüche in der Bilanz nur durch Messfehler in einem oder mehreren Wärmemengenzählern erklärt werden. Laut Herstellerangaben kann der Messfehler der verwendeten Wärmemengenzähler bis zu 5% des Wärmeoutputs (in Abbildung 285 durch Fehlerbalken zur Verdeutlichung dargestellt) betragen. In der angegebenen Messperiode vom Oktober 2013 bis September 2014 ist

im Monatsmittel ein um etwa 3% höherer Output des Gesamtenergieeintrags zu erkennen. Unter Rücksichtnahme möglicher Messunsicherheiten von bis zu 5 % als auch unter Anbetracht des allgemein stabilen Betriebs der Anlage wurde von einem kostenintensiven Austausch der Wärmemengenzähler abgesehen.

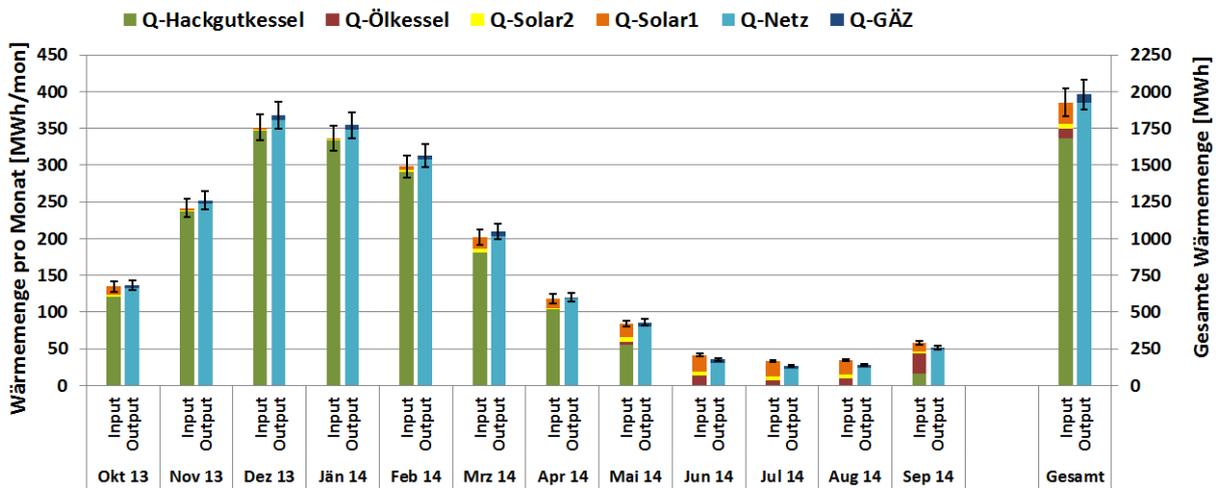


Abbildung 285: Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Großklein“ (Oktober 2013 bis September 2014)

### 7.20.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 286 bis Abbildung 288) geben einen Vergleich über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse mit den im Rahmen des Anlagenmonitorings ermittelten Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Nahwärme Großklein“.

Wie in Abbildung 286 ersichtlich, liegt der gemessene kumulierte jährliche Solarertrag (rote Linie) mit 418 kWh/m<sup>2</sup>a auf dem Niveau des prognostizierten Simulationswerts (blau schraffierte Fläche) mit 421 kWh/m<sup>2</sup>a.

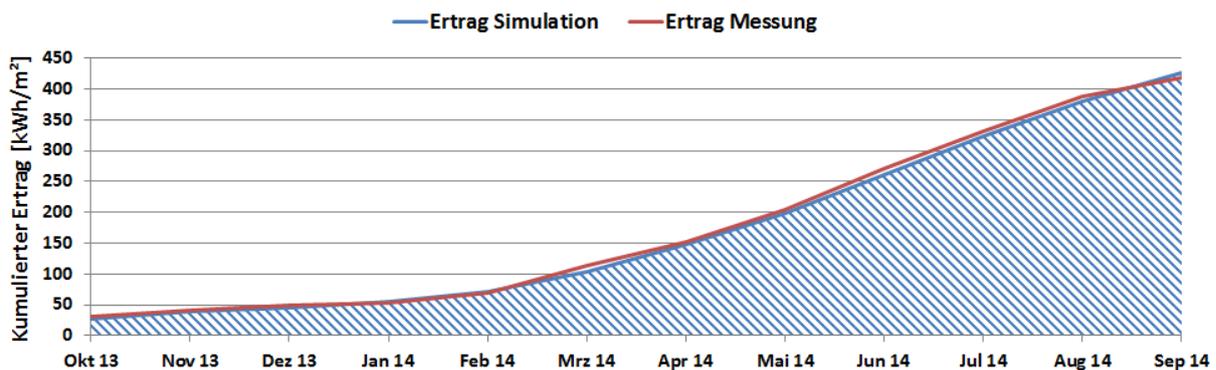


Abbildung 286: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Nahwärme Großklein“ (Oktober 2013 bis Januar 2014)

Abbildung 287 stellt den Monatsvergleich des simulierten solaren Deckungsgrades (Solarertrag bezogen auf Summe aller Inputs) mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad im Betrachtungszeitraum dar. Es zeigte sich, dass bis auf die Monate August 2014 und September 2014 eine hohe Übereinstimmung zwischen Mess- und Prognosewert erzielt werden konnte. Nach dem Ende der einjährigen Monitoringphase liegt der Messwert mit 7,8 % etwas über den Simulationswert von 6 %.

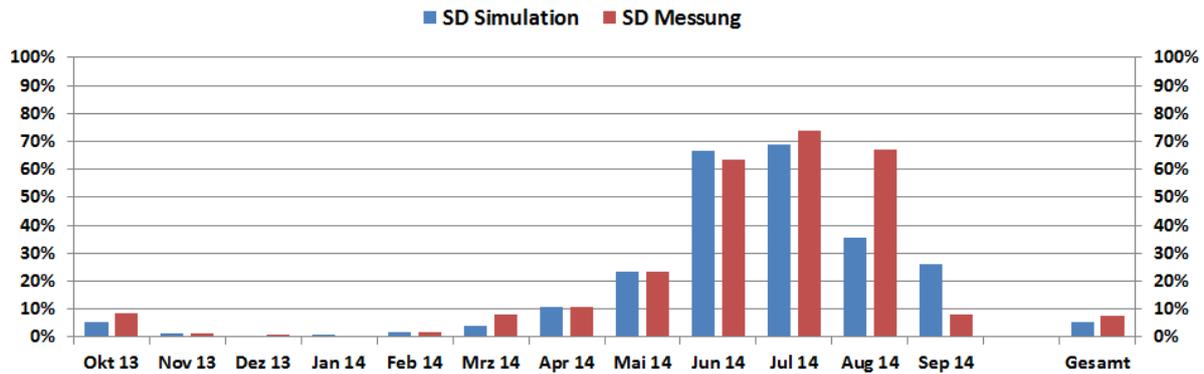


Abbildung 287: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Nahwärme Großklein“ (Oktober 2013 bis Januar 2014)

Der für die Simulation angenommene (blau schraffiert) sowie der gemessene (rote Linie) Verbrauch des Nahwärmenetzes Großklein wird in Abbildung 288 dargestellt. Der gemessene Verbrauch liegt mit 2062 MWh nach Ende des einjährigen Betrachtungszeitraums in etwa auf Höhe des Prognosewertes (2095 MWh).

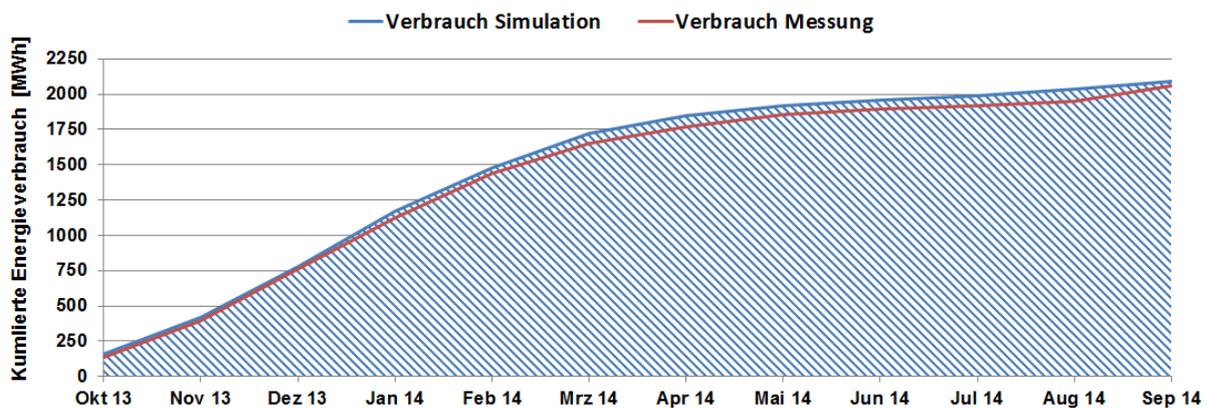


Abbildung 288: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Nahwärme Großklein“ (Oktober 2013 bis Januar 2014)

### 7.20.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie im Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Abbildung 290 bis Abbildung 291 zeigen hierzu Detailbetrachtungen der einzelnen Kreise der Anlage „Nahwärme Großklein“. Optimierungspotential konnte bei der Anlage „Nahwärme Großklein“ insbesondere im Bereich der Einbindung von solarthermischer Wärme beim Standort GÄZ detektiert werden. Die solarthermische Anlage des Heizwerkes zeigt hingegen eine zufriedenstellende und stabile Betriebsweise. Bei der Betriebsweise des Hackgutkessels bzw. der Wärmeverteilungskreise des GÄZ konnten keine Auffälligkeiten detektiert werden.

Abbildung 289 stellt die Energiebilanz des Standortes GÄZ dar. Die Wärmeinputs zur Versorgung des Gemeinde- und Ärztezentrum erfolgen durch die solarthermischen Anlage am Dach und der Fassade des GÄZ (Solar2-gelb) als auch über die Nachheizung über den Fernwärmeanschluss (blau). Den Wärmeoutput stellt die Warmwasserbereitung über das Frischwassermodul (rot) die Raumheizung (HZ) sowie die Rückeinspeisung von solarthermischen Überschüssen in das FW-Netz über den FW-Anschluss Keltenpark (grün). Deutlich erkennbar ist, dass in der Kernheizperiode keine Überschüsse zur Rückeinspeisung vorhanden sind und über den FW-Anschluss nachgeheizt wird. Zwischen



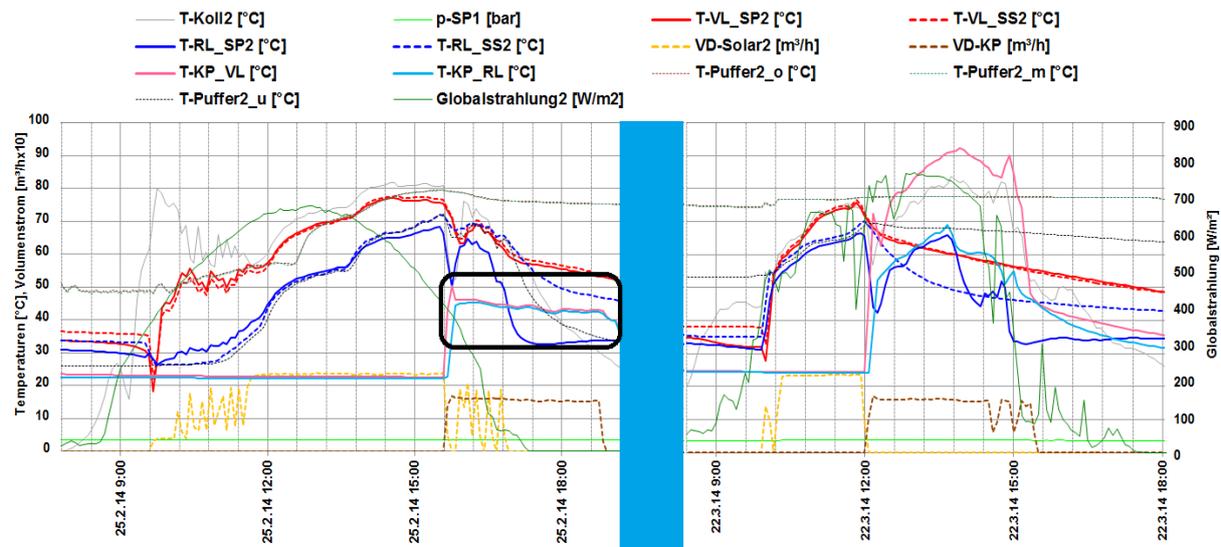


Abbildung 290: Vergleich des Temperaturverlaufs im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems (135 m² Kollektorfeld am Dach bzw. der Fassade des GÄZ) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, der Volumenströme, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung vor der Optimierung (links, 25.02.2014) und nach der Optimierung (rechts, 22.03.2014)

Abbildung 291 sowie Abbildung 292 zeigt den Nachheizungs- als auch die Versorgungskreise des GÄZ für jeweils drei Tage, einerseits repräsentativ für die Heizperiode (31.12.2013 bis 3.1.2014, siehe Abbildung 291) bzw. für den Sommer (7.8.2014 bis 10.8.2014, siehe Abbildung 292). Es sind sowohl die Versorgungstemperaturen der Warmwasserbereitung (FWM) und der Raumheizung (HZ) als auch der Solarthermieanlage, des Fernwärmanschlusses und der Rückeinspeisung inkl. der zugehörigen Volumenströme als auch die auftretenden Speichertemperaturen angeführt. Wie in Abbildung 291 erkennbar erfolgt die Nachheizung für das GÄZ bei nicht ausreichend vorhandener solarthermischer Wärme über den Fernwärmanschluss. In der angeführten Darstellung war die Nachheizung über die Fernwärme dauerhaft in Betrieb. Die solarthermische Anlage konnte in diesem Zeitraum keine nennenswerten Energiemengen bereitstellen. Auffallend ist, dass das Zirkulations-Rücklauf-temperaturniveau der Anlage teilweise deutlich unter 55 °C liegen. Die erkennbare Betriebsweise entspricht nicht den Vorgaben der österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019). Um diesen Vorgaben zu entsprechen, müsste im konkreten Projekt die Temperatur das Zirkulations-Rücklauf-temperaturniveau auf rund 55 °C durchgehend gehalten werden. Der Betreiber der Anlage wurde darauf hingewiesen und eine Anpassung der Betriebsweise wurde empfohlen. Nach Rücksprache mit den verantwortlichen Personen vor Ort ist eine Anpassung der Trinkwassererwärmung zur Erreichung der Vorgaben der österreichischen Hygienenorm vorgesehen. Im Betrachtungszeitraum wurde diese Anpassung jedoch nicht umgesetzt.

Die Betriebsweise der Nachheizungs- als auch die Versorgungskreise des GÄZ, repräsentativ für die Sommermonate ist in Abbildung 292 angeführt. Dargestellt sind drei einstrahlungsreiche Tage an denen deutlich die Rückeinspeisung solarthermischer Wärme über den Anschluss Keltenpark erkennbar ist. Die solarthermische Anlage geht jeweils um ca. 8:30 in Betrieb und speist ab diesen Zeitpunkt solarthermische Wärme in den Energiespeicher des GÄZ ein. Ab ca. 11:30 Uhr, nach vollständiger Beladung des GÄZ-Energiespeichers erfolgt ein Umschalten und Überschüsse können in das Netz rückeingspeist werden. Im Betrachtungszeitraum wurden so rund 20 MWh solarthermische Wärme rückeingspeist.

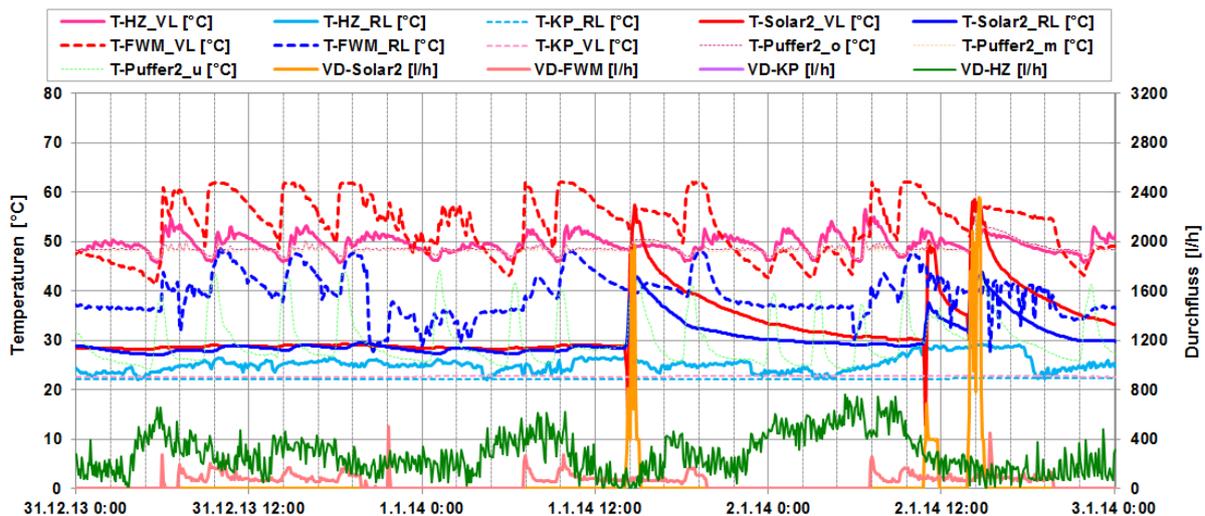


Abbildung 291: Beispielhafter Temperaturverlauf der Versorgungs- und Nachheizungskreise zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (31.12.2013 bis 3.1.2014)

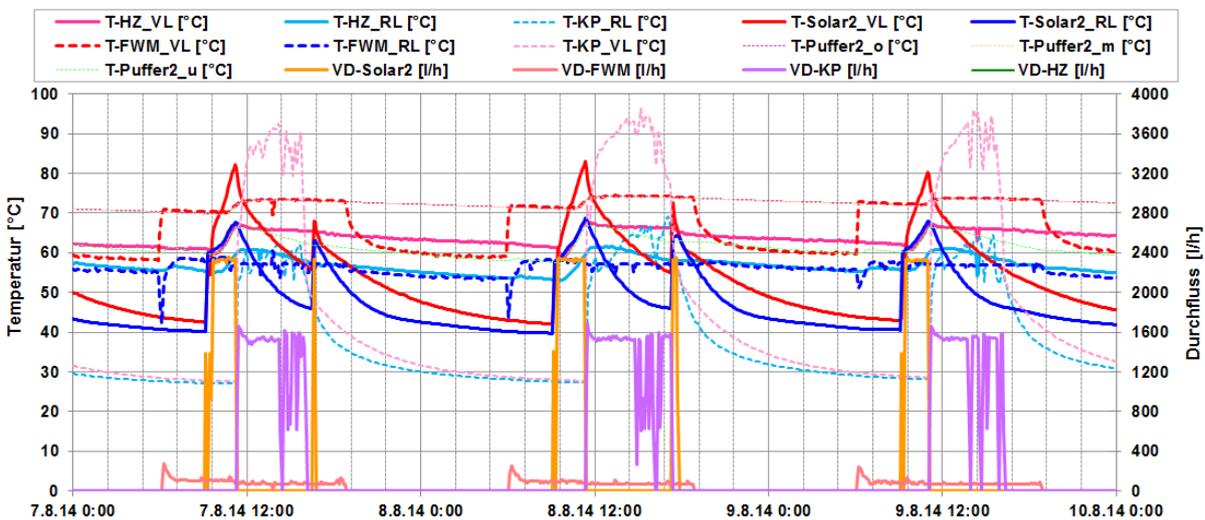


Abbildung 292: Beispielhafter Temperaturverlauf der Versorgungs- und Nachheizungskreise zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (7.8.2014 bis 10.8.2014)

Exemplarisch für die Betriebsweise des 350 m<sup>2</sup> großen Kollektorfeldes am Dach des Heizhauses ist in Abbildung 293 der Tagesverlauf des Solarkreises (Vorlauf-Rücklauf-temperatur sowie Volumenstrom der solarthermischen Anlage und Pufferspeichertemperaturen) dargestellt. Die Anlage geht ab ca. 9:30 in Betrieb und speist bis rund 16:00 Uhr solarthermische Energie in den Energiespeicher ein. Im Allgemeinen konnten im Betrachtungszeitraum bei der Betriebsweise der solarthermischen Anlage keine schwerwiegenden Auffälligkeiten detektiert werden.

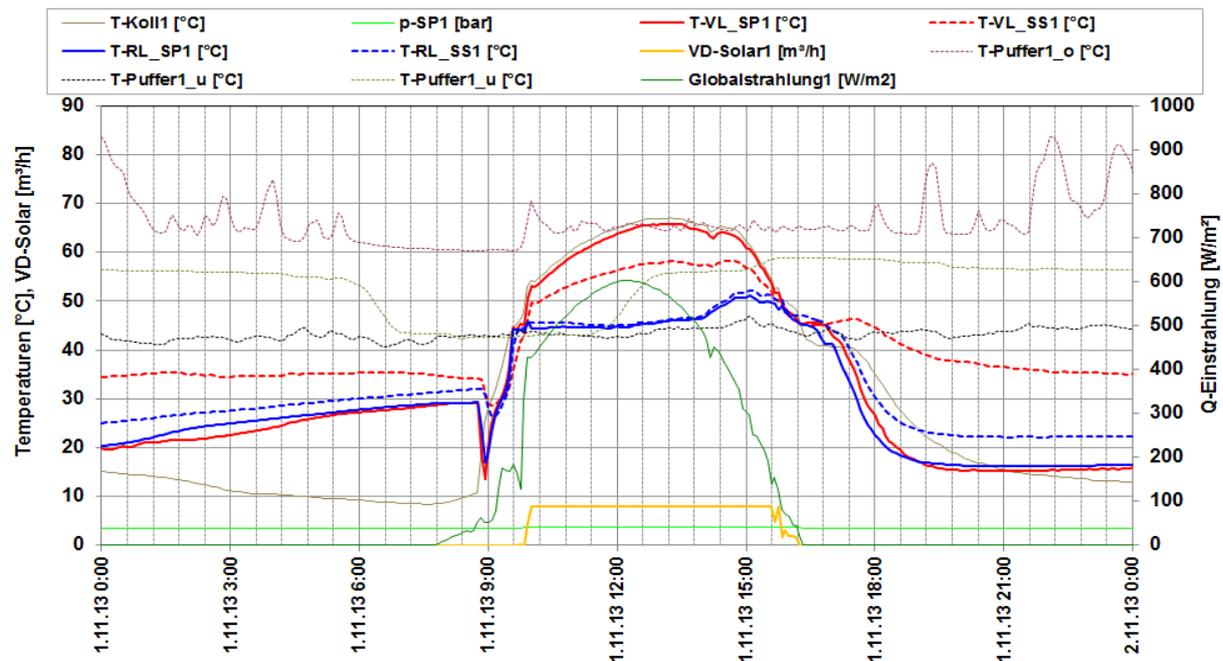


Abbildung 293: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems (350 m<sup>2</sup> Kollektorfeld am Heizhaus der Anlage) zuzüglich des Verlaufs des Drucks im Primärkreis, des Volumenstroms im Sekundärkreis, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (01.11.2013)

Beispielhaft für die Betriebsweise des Heizhauses des Fernwärmenetzes der Anlage „Nahwärme Großklein“ sind in Abbildung 294 sowie Abbildung 295 die Tagestemperaturverläufe und Leistungsverläufe (Solarthermie, Hackgutkessel, Ölkessel und Fernwärme) zuzüglich der Pufferspeichertemperaturen für jeweils drei Tage, einerseits repräsentativ für die Kernheizperiode (31.12.2013 bis 3.1.2014, siehe) bzw. für den Sommer (20.07.2014 bis 24.07.2014, siehe) dargestellt. In der Kernheizperiode, vgl. Abbildung 294, ist deutlich der zur Abdeckung der Netzleistung parallel verlaufende Betrieb des Hackgutkessels erkennbar. Die solarthermische Anlage wird in diesem Zeitraum nur sehr kurz eingeschaltet, ein Betrieb des Ölkessel kommt in der Kernheizperiode praktisch nicht vor. Im Laufe des einjährigen Betrachtungszeitraums wurden in der Heizperiode maximale Netzspitzen von rund 980 kW gemessen. Ein komplettes Durchladen des Pufferspeichers durch den Biomassekessel, erkennbar an den Temperaturniveaus der Pufferspeichertemperaturen, konnte nicht beobachtet werden.

Abbildung 295 stellt die Betriebsweise des Heizhauses für drei Sommertage mit teilweise niedriger Einstrahlungsleistung dar. Wie in der Darstellung ersichtlich konnte am 20.07.2014 die solarthermische Anlage die Netzlast komplett selbst abdecken. In den darauf folgenden Tagen (21.07.2014 und 22.07.2014) wurde zur Netzabdeckung solarthermische Energie aus dem Pufferspeicher herangezogen. Infolge anhaltender niedriger Einstrahlungsleistung wurden jedoch am 23.07.2014. der Ölkessel in Betrieb genommen. Zusammenfassend konnte jedoch in den Monaten Juni, Juli und August 2014 solare Deckungsgrade von jeweils über 60% erreicht werden.

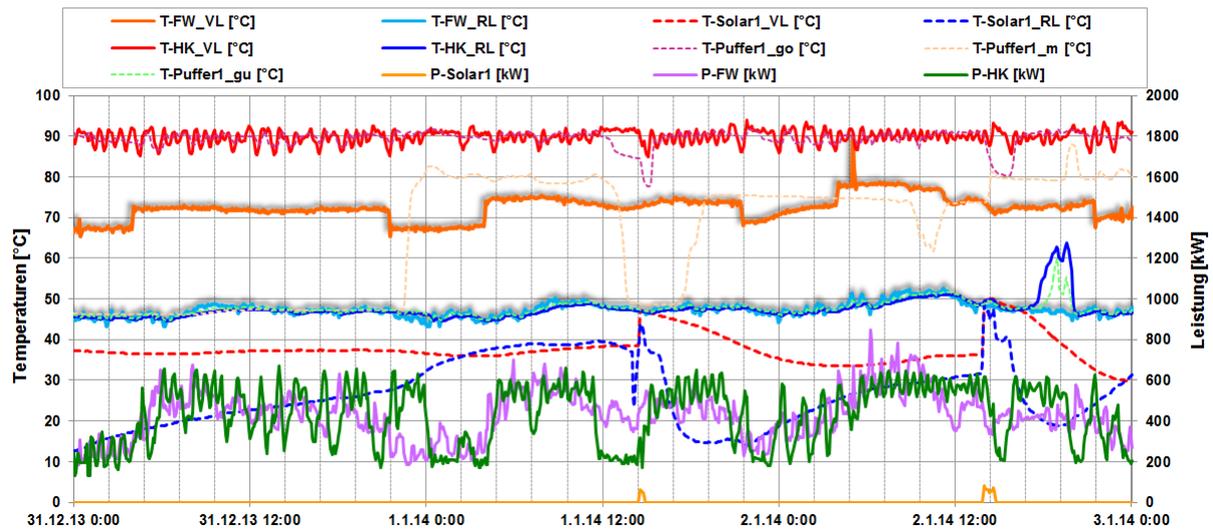


Abbildung 294: Beispielhafter Temperaturverlauf der Nachheizungskreise und des FW-Netzes zuzüglich des Verlaufs der Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (31.12.2013 bis 3.1.2014)

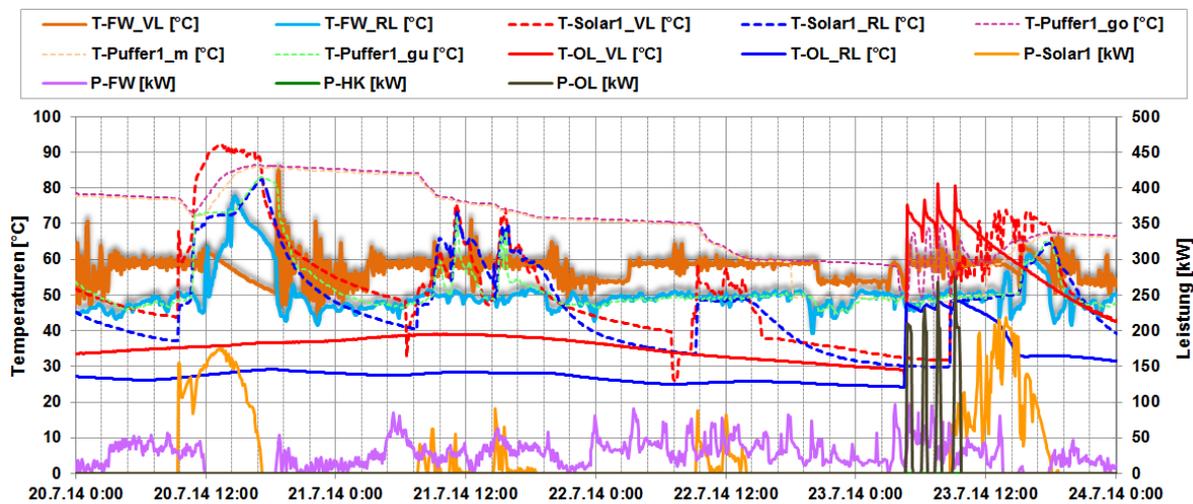


Abbildung 295: Beispielhafter Temperaturverlauf der Nachheizungskreise und des FW-Netzes zuzüglich des Verlaufs der Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (20.07.2014 bis 24.07.2014)

Eine Darstellung der täglichen mittleren Stundenleistung der einzelnen Nachheizungen (Solarthermie, Ölkessel, Hackgutkessel) zuzüglich der Netzvorlauf- und Netzrücklauf-temperatur im Jahresverlauf des Betrachtungszeitraums ist in Abbildung 296 dargestellt. Gut erkennbar sind die Unterschiede in der Betriebsweise in Abhängigkeit der Jahreszeit bzw. Außentemperatur. Wird in der Kernheizperiode die Wärme fast ausschließlich durch den Hackgutkessel bereitgestellt, so ist in den Sommermonaten bzw. ab Juni 2014 der Hackgutkessel nicht mehr in Betrieb. Die Bereitstellung erfolgt dann über die solarthermische Anlage bzw. bei ausbleibender Einstrahlungsleistung durch den Ölkessel. Das Netzvorlauf-temperaturniveau lag in der Heizperiode bei rund 75°C (bis max. 80°C), das Netzrücklauf-temperaturniveau bei rund 45°C. Das Netzvorlauf-temperaturniveau lag in Sommer deutlich unter denen der Heizperiode bei rund 60°C, das Netzrücklauf-temperaturniveau bei rund 50°C.

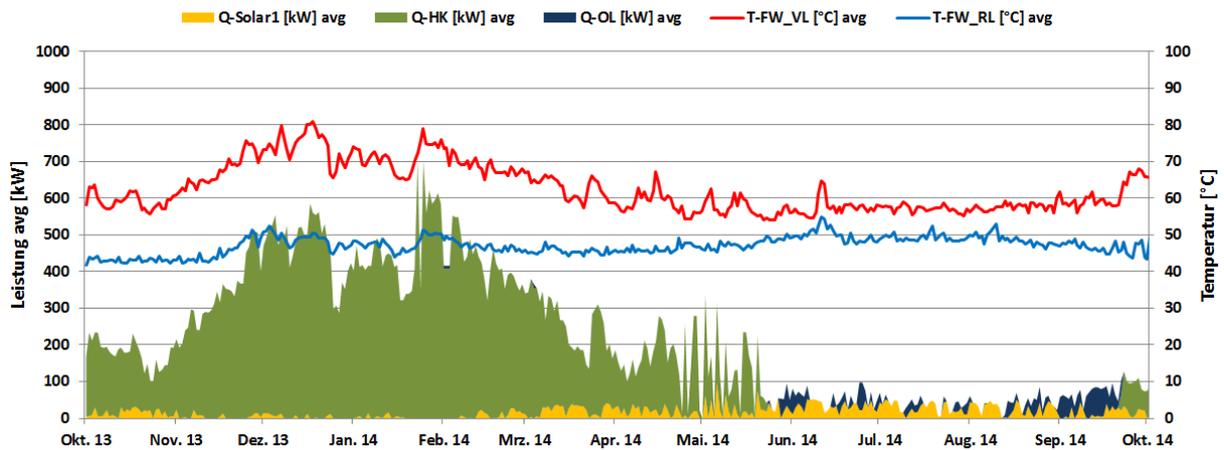


Abbildung 296: Darstellung der täglichen mittleren Stundenleistung der einzelnen Nachheizungen (Solarthermie, Ölkessel, Hackgutkessel) zuzüglich der Netzvorlauf- und Netzurücklauftemperatur im Jahresverlauf des Betrachtungszeitraums

### 7.20.6 Anlagen Status Quo

Das Anlagenmonitoring zeigte für das Projekt „Nahwärme Großklein“ einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb der Solarsysteme mit vereinzelt Optimierungspotentialen. Analysiert wurden im Rahmen des begleitenden Monitorings zwei solarthermische Kollektorfelder, die an verschiedenen Einspeisepunkten (GÄZ und Heizhaus) Wärme in das Nahwärmenetz Großklein einbringen.

Optimierungspotential konnte bei der solarthermischen Anlage am GÄZ im Bereich der Rückeinspeisung in das Fernwärmenetz bzw. bei der Regelung detektiert werden. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurden die erforderlichen Optimierungen (Änderung der Positionierung der Temperaturfühler, Anpassung der Regelkriterien) durchgeführt und die Wirkung dieser umgesetzten Maßnahmen konnte messtechnisch deutlich nachgewiesen werden. Im Bereich der Warmwasserversorgung konnten Abweichungen zur österreichischen Hygienenorm für zentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (ÖNORM B5019) festgestellt werden. Nach Rücksprache mit den verantwortlichen Personen vor Ort ist eine Anpassung der Trinkwassererwärmung zur Erreichung der Vorgaben der österreichischen Hygienenorm vorgesehen. Im Betrachtungszeitraum wurde diese Anpassung nicht umgesetzt.

Der Betrieb der solarthermischen Anlage im Bereich des Heizhauses, der Einspeisung in das Fernwärmenetz als auch die Betriebsweise des Biomassekessels kann als stabil und zufriedenstellend bezeichnet werden. Eine Analyse der Netztemperaturen als auch des Speichermanagement bestätigt die gute Betriebsweise der Anlage.

## 7.21 STIHL Vertriebszentrum, NÖ

### 7.21.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	STIHL Vertriebszentrum
<u>Adresse:</u>	2334 Vösendorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	257 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	27° nach Westen
<u>Neigung:</u>	48°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 4 m <sup>3</sup> Pufferspeicher, 5.000 m <sup>2</sup> Erdspeicher, 1,5 m <sup>3</sup> Brauchwasserspeicher, 1,5 m <sup>3</sup> Kältespeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 duale Wärmepumpen (2 x Heizleistung 141 kW, Kühlleistung 178 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Mind. 13% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	348 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Oktober 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „STIHL Vertriebszentrum“ handelt es sich um die Einspeisung einer 257 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung des Vertriebs-, Schulungs- und Logistikzentrum von STIHL Österreich im Bundesland Niederösterreich, siehe Abbildung 297. Der Neubau hat eine Grundfläche von etwa 5500 m<sup>2</sup> und besteht aus einer großen Lagerhalle (etwa 3200 m<sup>2</sup>), weiteren kleineren Lagerräumen, sowie aus Werkstätten, Büros und Ausstellungsräumen, einer Kantine und Technik- bzw. weiteren Räumen. Zur Wärmeabgabe stehen eine Fußbodenheizung im gesamten Gebäude (40/30 °C) sowie Torluftschleier in der Halle, Heizregister in der zentralen Lüftungsanlage und Deckenkassetten in den Büros (45/35 °C) zur Verfügung. Damit soll im Heizfall eine Raumtemperatur von 20 °C in den Büros und 17 °C in der Halle eingehalten werden. Über das Kühlregister in der zentralen Lüftungsanlage sowie über die Deckenkassetten in den Büros werden bei Überhitzung Kühllasten abgeführt (10/16 °C). Die Raumtemperatur soll im Kühlfall 22 °C betragen. Die nach Norm berechnete Heizlast beträgt im Bürotrakt 83 kW und in der Halle 207 kW. Die berechnete Kühllast beträgt 75 kW. Das Gebäude wird seit 2012 genutzt, die Solaranlage ist seit Ende 2012 in Betrieb.

Eine Ansicht der Halle zeigt Abbildung 298 (links). Die Kollektoren sind auf der Dachfläche der Halle Gebäudes montiert. Das 257 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld ist nach Süd-Südwest orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 48° (rechts in Abbildung 298). Das Kollektorfeld besteht aus 3 Reihen zu je 40 Kollektoren. Speziell ist bei diesem Projekt, dass neben zwei Wasserwärmespeichern (1,5 m<sup>3</sup> für die Warmwasserbereitung und 2x4 m<sup>3</sup> als Raumheizungspuffer) eine solare Einspeisung in Teile der Bodenplatte und das Erdreich unter dem Gebäude mit dem Ziel der saisonalen Speicherung Verwendung findet, siehe linkes Bild in Abbildung 300. Damit soll die Wärmeversorgung größtenteils über Solarwärme erfolgen. Die Solaranlage reduziert im gegenständlichen Projekt die Laufzeit zweier umkehrbarer Sole/Wasser-Wärmepumpen (rechtes Bild in Abbildung 299), die den Erdspeicher im Heizfall als Wärmequelle und im Kühlfall als Wärmesenke nutzen. Die Einspeisung von Abwärme aus der Raumkühlung und von Solarenergie soll das Temperaturniveau im Erdspeicher längerfristig heben, um die Effizienz der Wärmepumpen im Heizfall zu erhöhen und so den Bedarf an elektrischer Energie zu minimieren. Abbildung 300 zeigt die Rohrregister des Erdspeichers bei der Verlegung sowie die Verteiler und die Verrohrung der Rohrregister im eigenen Technikraum.



Abbildung 297: Nordost-Ansicht des Gebäudes „STIHL Vertriebszentrum“, Quelle: <http://www.stihl.at>



Abbildung 298: Ostansicht des Gebäudes „STIHL Vertriebszentrum“ (links). Aufständerung der drei Kollektorreihen (rechts), Bildquelle: AIT



Abbildung 299: Linkes Bild: Ausdehnungsgefäß der Solaranlage (links) Solarsteuerung im Sekundärkreis mit Umwälzpumpe, drei Umschaltventilen und Abgänge zu den Energiespeichern (Mitte) sowie darüberliegender Solarwärmetauscher. Rechtes Bild: Beide Raumheizungspuffer (links außen), Wärmepumpen (unten) und darüberliegender Kälteverteiler im Technikraum, Bildquelle: AIT



Abbildung 300: Rohrregister (rot) des Erdspeichers bei der Verlegung (links). Verteiler und Verrohrung der Rohrregister (rechts), Bildquelle: AIT



Abbildung 301: Monitoring Box mit Eingangsbaugruppen (oben) und Industrie-PC (rechts), Bildquelle: AIT

### 7.21.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept soll sowohl den Heiz- als auch den Kühlbedarf des Gebäudes decken können. Die Solaranlage kann je nach Temperaturniveau in einen Warmwasserspeicher (1,5 m<sup>3</sup>), zwei parallel geschaltete Raumheizungspuffer (2x4m<sup>3</sup>, von der Solaranlage diagonal durchströmt) und in einen etwa 5000 m<sup>2</sup> großen Erdspeicher (Teile der Bodenplatte und das Erdreich unter dem Gebäude) mit dem Ziel der saisonalen Speicherung einspeisen. Die Einspeisung von Solarenergie und von Abwärme aus der Raumkühlung soll das Temperaturniveau im Erdspeicher längerfristig heben, um die Effizienz der Wärmepumpen im Heizfall zu erhöhen und so den Bedarf an elektrischer Energie zu minimieren. Dabei ist die Regelung so eingestellt, dass der Erdspeicher im Hochsommer als Wärmesenke für die Kühlung reserviert ist. Die solarthermische Beladung des Erdspeichers ist hingegen für Spätsommer bis Herbst geplant. Mit dieser Wärme sollen die kritischen Monate bis zum Jahresende überbrückt werden, in denen die Sonneneinstrahlung am geringsten ist.

Der Erdspeicher besteht aus 158 Rohrmatten (Harfen), die flächendeckend, einlagig auf dem Grundstück angeordnet sind, siehe Abbildung 302. Den Bodenaufbau zeigt Abbildung 303: Die Rohrmatten sind relativ zentral in eine etwa 1,5 m hohe Schüttung eingebettet. Der Erdspeicher ist mit einer 10 cm starken XPS-Schicht zur Bodenplatte hin gedämmt, in die anderen Richtungen ist keine Dämmung vorhanden.

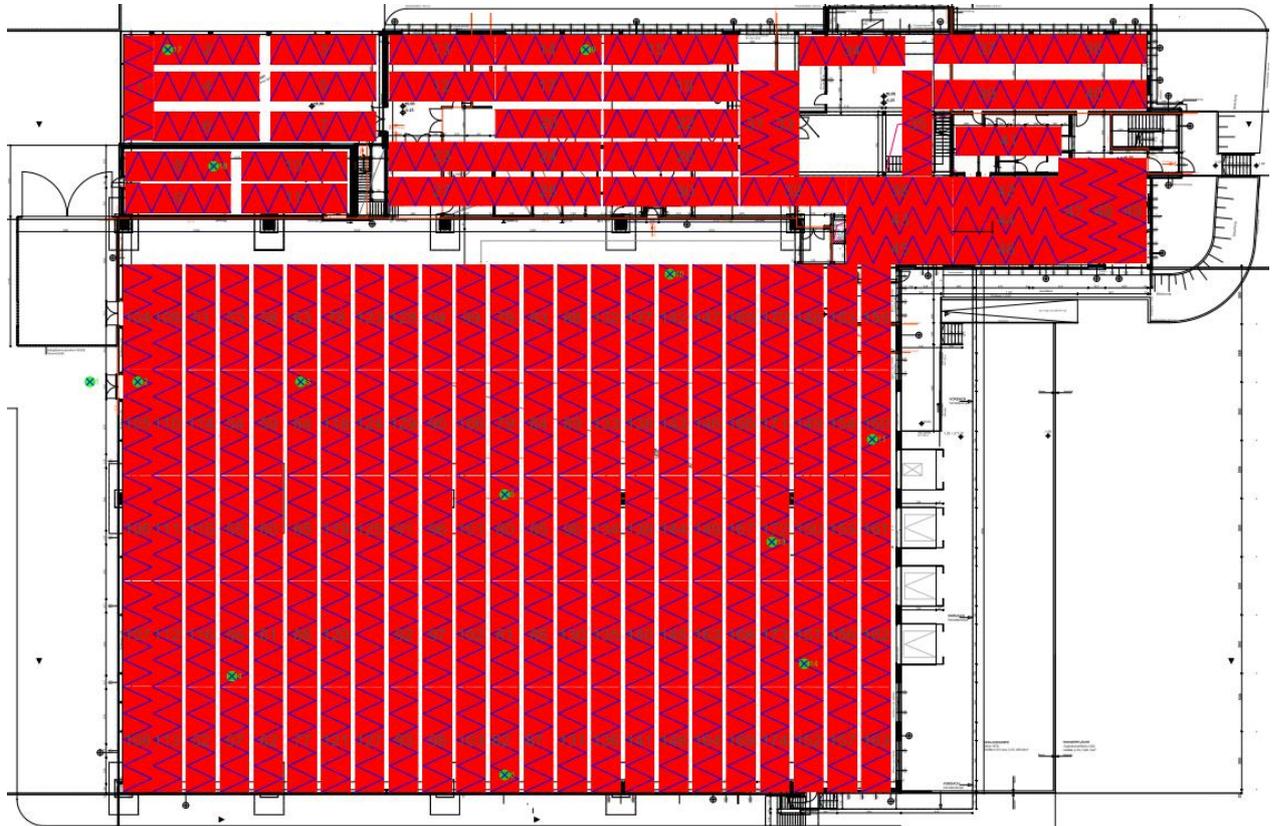


Abbildung 302: Erdspeicherverlegeplan. Rot: Rohrmatten; grün: Temperaturfühler (teilweise im Monitoring)

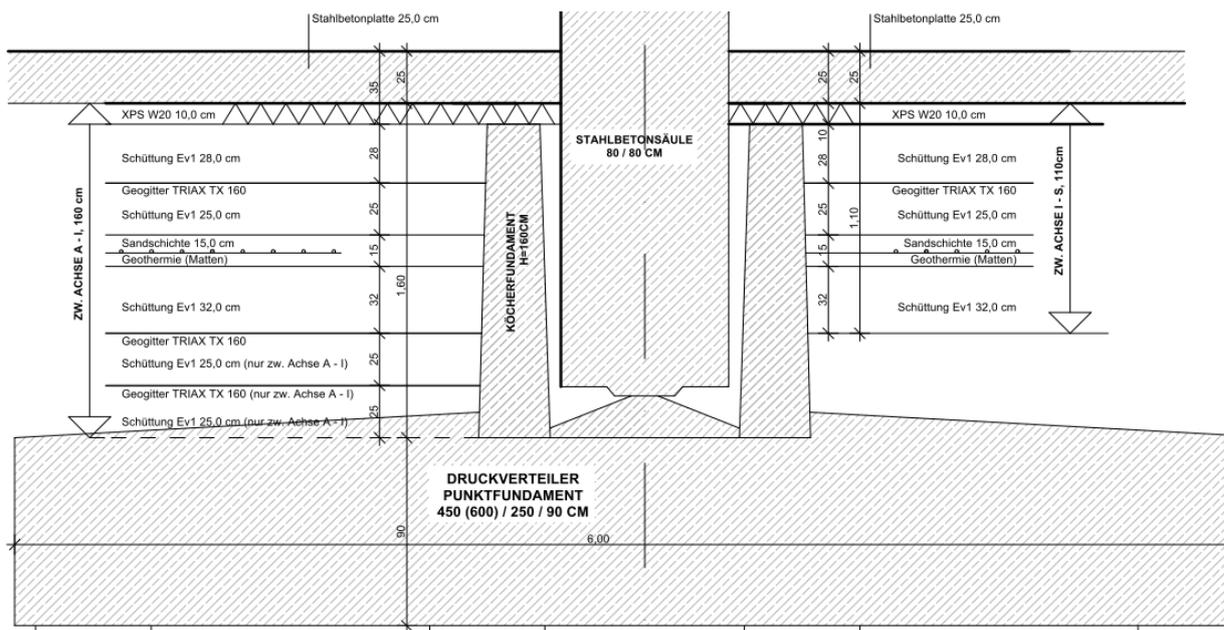


Abbildung 303: Schnitt des Hallenbodens mit Erdspeicher

Der Erdspeicherwärmetauscher ist im Gegensatz zur Planung im Gleichstromprinzip verschaltet. Das bewirkt, dass die Vorlauftemperatur in den Erdspeicher im besten Fall nur so hoch ist wie die Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis! Dadurch steigt im Heizfall der Strombedarf der Wärmepumpen.

Die Verschaltung im Gegenstromprinzip hat drei wesentliche Vorteile gegenüber dem Gleichstromprinzip:

- Das Vorlauftemperaturniveau aus dem Solarsekundärkreis wird bestmöglich in den Erdspeicher übertragen. Dadurch erreicht die Erdspeichertemperatur höchstmögliche Werte und der Strombedarf der Wärmepumpen im Heizfall sinkt auf das Minimum.
- Das Wasser im Solarsekundärkreis wird bestmöglich bis zur Rücklauftemperatur aus dem Erdspeicher abgekühlt. Das senkt die Kollektormitteltemperatur, wodurch die Kollektoren mit besserem Wirkungsgrad arbeiten. Bei gleicher Sonneneinstrahlung wird die meiste Wärme gewonnen.
- Da die Spreizung auf beiden Seiten des Wärmetauschers größtmöglich ist, wird die übertragene Wärme maximal. Dadurch wird der Erdspeicher schneller geladen und der Solarertrag steigt.

Solare Einspeisung in den Erdspeicher bei gleichzeitigem Kühlbetrieb der Wärmepumpen ist ein kritischer Betriebszustand, wenn die Verrohrung auf der Quellenseite der Wärmepumpen nicht stimmt. Wenn die solare Einspeisung der Ebene SS3 (Erdspeicher) in den Vorlauf vom Erdspeicher zu den Wärmepumpen erfolgt, so kann die höchstzulässige Eintrittstemperatur der Wärmepumpen überschritten werden. Das bewirkt eine zeitweilige Abschaltung der Wärmepumpen. Daher erfolgt die solare Einspeisung der Solarenergie in die Rücklaufleitung der Wärmepumpe zum Erdspeicher. Nur diese Verrohrung macht es möglich, das tiefe Temperaturniveau des Erdspeichers für die Solaranlage zu nutzen. Dadurch steigen Solarertrag und Wirkungsgrad der Solarkollektoren.

Der Anlagenplaner geht davon aus, dass sich der Temperaturunterschied zwischen Vor- und Rücklauf des Erdspeichers zwischen der Kühl- und der Heizsaison ausgleicht. Deshalb wird auf den zusätzlichen technischen Aufwand zur Umkehrung der Durchströmung des Erdspeichers je nach Nutzung als Wärmequelle oder -senke verzichtet.

Aus dem Warmwasserspeicher wird ein zentrales Frischwassermodul versorgt. Ist das Temperaturniveau im Warmwasserspeicher zu gering, wird er von der Wärmepumpe 1 geladen. Die Raumheizungskreise (Fußbodenheizung im gesamten Gebäude sowie Torluftschleier in der Halle, Heizregister in der zentralen Lüftungsanlage und Deckenkassetten in den Büros) entladen die beiden Heizungspuffer. Sollte die Temperatur in den Heizungspuffer unter ihren Sollwert sinken, werden zur Nachheizung stufenweise die beiden Sole/Wasser-Wärmepumpen aktiviert, die als Quelle den Erdspeicher nutzen. Dabei dienen die Heizungspuffer als hydraulische Weiche (diagonal durchströmt) für die Wärmepumpen und die Raumheizungskreise (Durchströmung eher durch den rechten Puffer).

Für den Kühlfall können die Wärmepumpen umgekehrt betrieben werden, sodass der Erdspeicher als Wärmesenke für die Kühllast der zentralen Lüftungsanlage und die Deckenkassetten im Bürotrakt dient. Ein Kältespeicher (1,5 m<sup>3</sup>) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen und ermöglicht die kontinuierliche Raumkühlung auch wenn die Wärmepumpe 2 den Warmwasserspeicher auflädt. Die vier Umschaltventile am Kältespeicher schalten im Kühlbetrieb den Kältespeicher anstatt die Raumheizungspuffer zwischen die Wärmepumpen und die Verbraucher.

Abbildung 304 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Acht Wärmemengenzähler, ein Stromzähler, 31 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor

im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung. Die Monitoring-Box zeigt Abbildung 301.

Während der Optimierungsphase (vor dem offiziellen Start der Monitoringphase) war die solare Einspeisung in den Heizungspuffer ab Juni 2013 auffällig gering. Auch in den Erdspeicher wurden ab Juni 2013 keine Erträge mehr gespeichert, obwohl die Einstrahlung in Kollektorebene stärker war als im Mai 2013, und der Erdspeicher mit einer mittleren Temperatur von nur etwa 15 °C freie Speicherkapazität hatte. Es hat sich herausgestellt, dass bei der Verdrahtung (schon bei der Anlagenerrichtung) Fehler gemacht worden sind und dadurch die Anlage grobe Fehlfunktionen hatte. Auch deshalb hat Anfang September 2013 eine größere Reparatur des Systems stattgefunden. Dabei wurden auch die Verbindungsleitungen zwischen den beiden Heizungspuffern durch Rohrleitungen mit größerem Durchmesser ersetzt, da eine der zuvor eingesetzten Schlauchleitungen geplatzt ist. Im Zuge der Reparatur wurden auch Optimierungen durchgeführt. So wurde die Raumheizung/-kühlung auf Einzelraumregelung umgestellt, um Heiz- und Kühlbetrieb am selben Tag zu vermeiden. Der ungeplante ununterbrochene Durchfluss am Frischwassermodul wurde behoben. Die Umwälzpumpen zur der solarthermischen Beladung des Erdspeichers wurden nur noch zeitgleich in Betrieb genommen, was den Stromaufwand zur Solarwärmeübertragung verringert. Der defekte Wärmezähler SS1 ist ebenfalls getauscht worden. Bereits vor Start der einjährigen Monitoringphase haben sich im Zuge der Datenanalyse unerwünschte Fehlströmungen durch den Warmwasserspeicher und den Heizungspuffer gezeigt, die bei bestimmten Betriebszuständen der Wärmepumpen aufgetreten sind. Als Optimierungsmaßnahme ist der Einbau von Ventilen in die drei Rücklaufleitungen im Solarsekundärkreis vorgeschlagen worden. Zwei Ventile sind im September 2013 eingebaut worden: Am Heizungspuffer und am Erdspeicher, siehe Abbildung 304.

Als weitere Optimierungsmaßnahme ist die Umstellung des Erdspeicherwärmetauschers auf das Gegenstromprinzip dringend angeraten worden. Der Wärmetauscher ist zwar schlecht zugänglich, allerdings kann die Anpassung der Verrohrung auch im Erdspeicherraum erfolgen. Diese Optimierung ist innerhalb des Monitoring-Zeitraums nicht umgesetzt worden.

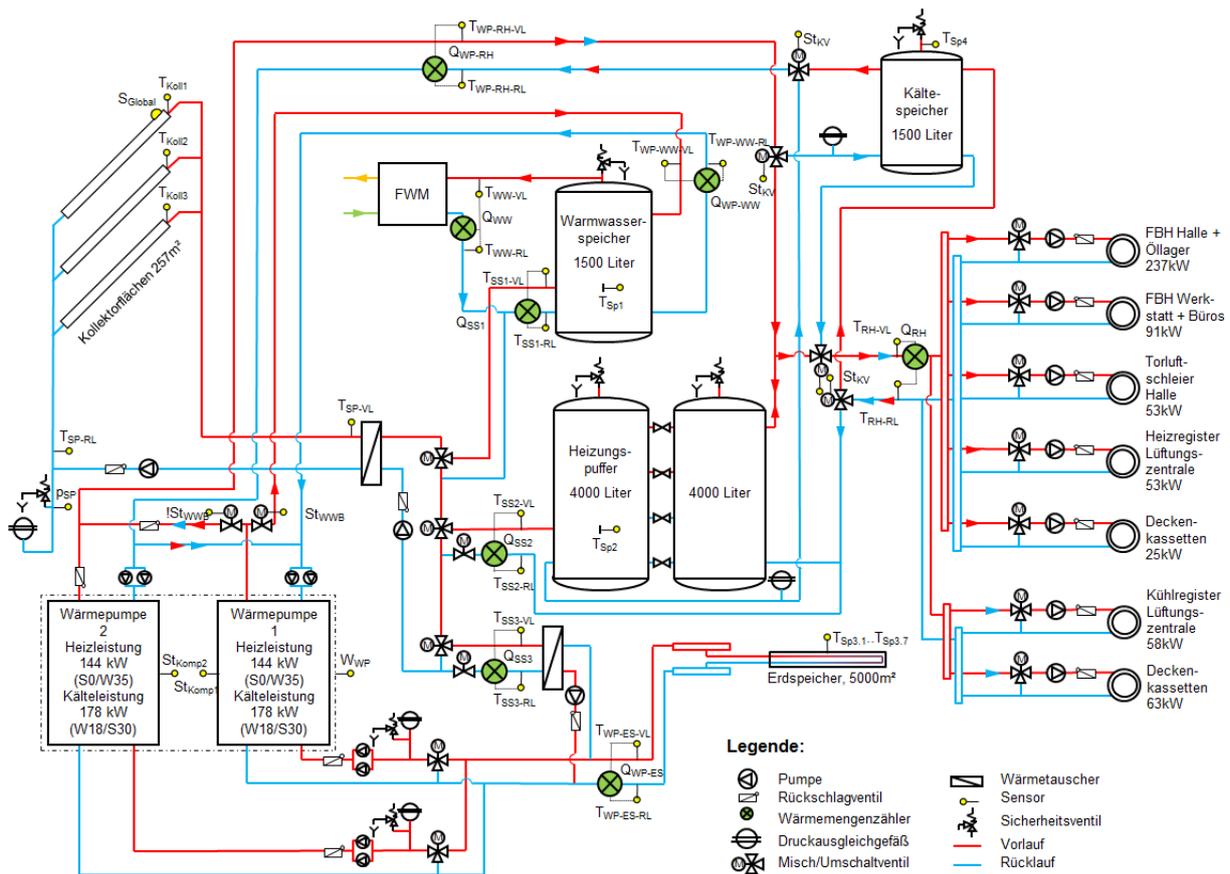


Abbildung 304: Angepasstes Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ nach September 2013 (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis mit Heizkreis unter der Bodenplatte der Halle**

- $S_{Global}$  Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- $T_{Koll1}$  Kollektorausstrittstemperatur Kollektor 1
- $T_{Koll2}$  Kollektorausstrittstemperatur Kollektor 2
- $T_{Koll3}$  Kollektorausstrittstemperatur Kollektor 3
- $p_{SP}$  Drucksensor im Solar-Primärkreis
- $T_{SP-VL}$  Solarvorlauftemperatur primär
- $T_{SP-RL}$  Solarrücklauftemperatur primär
- $V_{BP}$  Durchflusszähler im Heizkreis unter der Bodenplatte
- $\dot{V}_{BP}$  Volumenstrom im Heizkreis unter der Bodenplatte
- $T_{BP,o}$  Temperatur in der Bodenplatte (südwestliche Ecke der Halle)
- $T_{BP,u}$  Temperatur in der Schüttung unter der Bodenplatte (südöstliche Ecke der Halle)

**Solar-Sekundärkreis**

- $Q_{SS1}$  Wärmemengenzähler Solar in den Warmwasserspeicher
- $\dot{V}_{SS1}$  Volumenstrom Solar in den Warmwasserspeicher
- $T_{SS1-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär in den Warmwasserspeicher
- $T_{SS1-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Warmwasserspeicher
- $Q_{SS2}$  Wärmemengenzähler Solar in die Heizungspuffer
- $\dot{V}_{SS2}$  Volumenstrom Solar in die Heizungspuffer
- $T_{SS2-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär in die Heizungspuffer

$T_{SS2-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus den Heizungspuffern
$Q_{SS3}$	Wärmemengenzähler Solar in den Erdspeicher
$\dot{V}_{SS3}$	Volumenstrom Solar in den Erdspeicher
$T_{SS3-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Erdspeicher
$T_{SS3-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Erdspeicher

### Speicher

$T_{Sp1}$	Temperatur am untersten Teil des Warmwasserspeichers (Anlegefühler)
$T_{Sp2}$	Temperatur am untersten Teil des Heizungspuffers (Anlegefühler)
$T_{Sp3.1..T_{Sp3.7}}$	Referenztemperaturen im Erdspeicher
$T_{Sp4}$	Temperatur oben am Kältespeicher

### Nachheizung bzw. -kühlung

$Q_{WP-ES}$	Wärmemengenzähler zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$\dot{V}_{WP-ES}$	Volumenstrom zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$T_{WP-ES-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$T_{WP-ES-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Erdspeicher und Wärmepumpen
$Q_{WP-RH}$	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$\dot{V}_{WP-RH}$	Volumenstrom zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$T_{WP-RH-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$T_{WP-RH-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Wärmepumpen und Puffern bzw. Heiz/Kühlsystem
$Q_{WP-WW}$	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpe und Warmwasserspeicher
$\dot{V}_{WP-WW}$	Volumenstrom zwischen Wärmepumpe und Warmwasserspeicher
$T_{WP-WW-VL}$	Vorlauftemperatur zwischen Wärmepumpe und Warmwasserspeicher
$T_{WP-WW-RL}$	Rücklauftemperatur zwischen Wärmepumpe und Warmwasserspeicher
$W_{WP}$	Stromaufnahme der beiden Wärmepumpen

### Verbraucher – Warmwasser

$Q_{WW}$	Wärmemengenzähler Versorgung Frischwassermodul
$\dot{V}_{WW}$	Volumenstrom Frischwassermodul
$T_{WW-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgung Frischwassermodul
$T_{WW-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgung Frischwassermodul

### Verbraucher – Raumheizung bzw. -kühlung

$Q_{RH}$	Wärmemengenzähler Versorgung Heiz/Kühlsystem
$\dot{V}_{RH}$	Volumenstrom Versorgung Heiz/Kühlsystem
$T_{RH-VL}$	Vorlauftemperatur Versorgung Heiz/Kühlsystem
$T_{RH-RL}$	Rücklauftemperatur Versorgung Heiz/Kühlsystem

Square View Representations des Gesamtsystems im Heiz- und im Kühlfall zeigen Abbildung 305 und Abbildung 306. Diese Darstellungen sollen die relevanten Energieflüsse zwischen Energiequellen, den Einzelkomponenten des Gesamtsystems und den Verbrauchern verdeutlichen. Speicher- und Rohrleitungsverluste sind nicht dargestellt. Beschriftete Pfeile kennzeichnen Energieströme, die von Zählern erfasst werden. Nicht ermittelbar ist beispielsweise die Wechselwirkung des Erdspeichers mit dem umgebenden Erdreich und der teilweise darüber angeordneten Fußbodenheizung sowie mit der Raumluft des Gebäudes selbst.

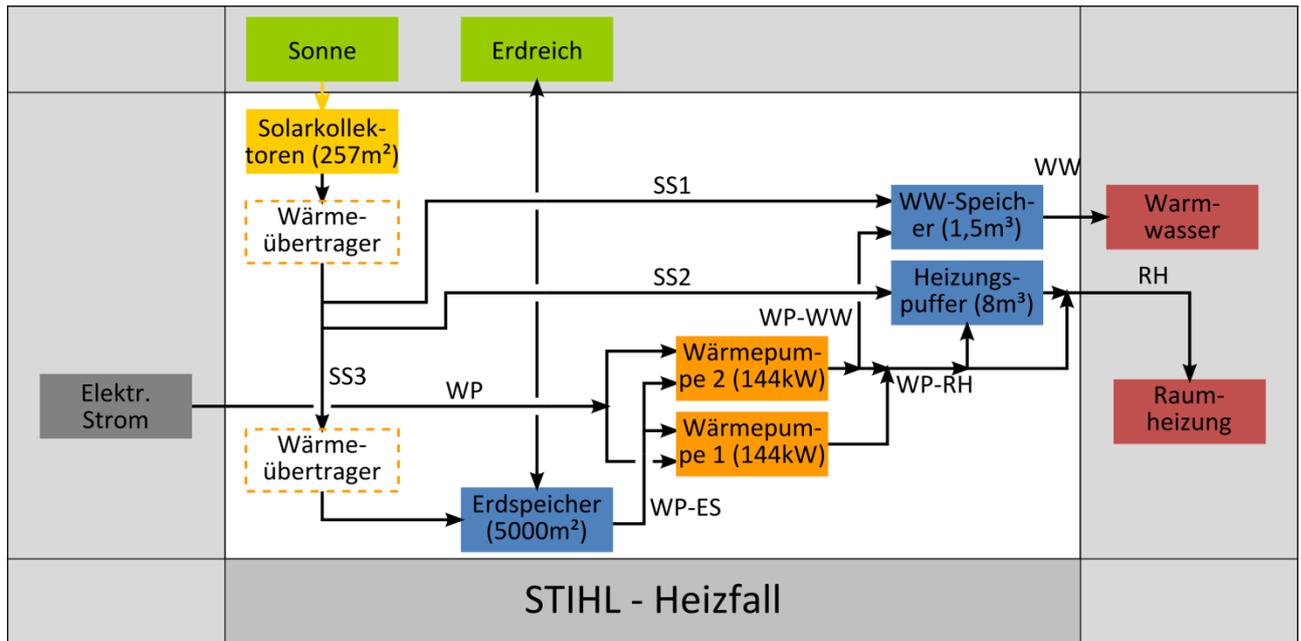


Abbildung 305: Square View Representation des Gesamtsystems der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ im Heizfall

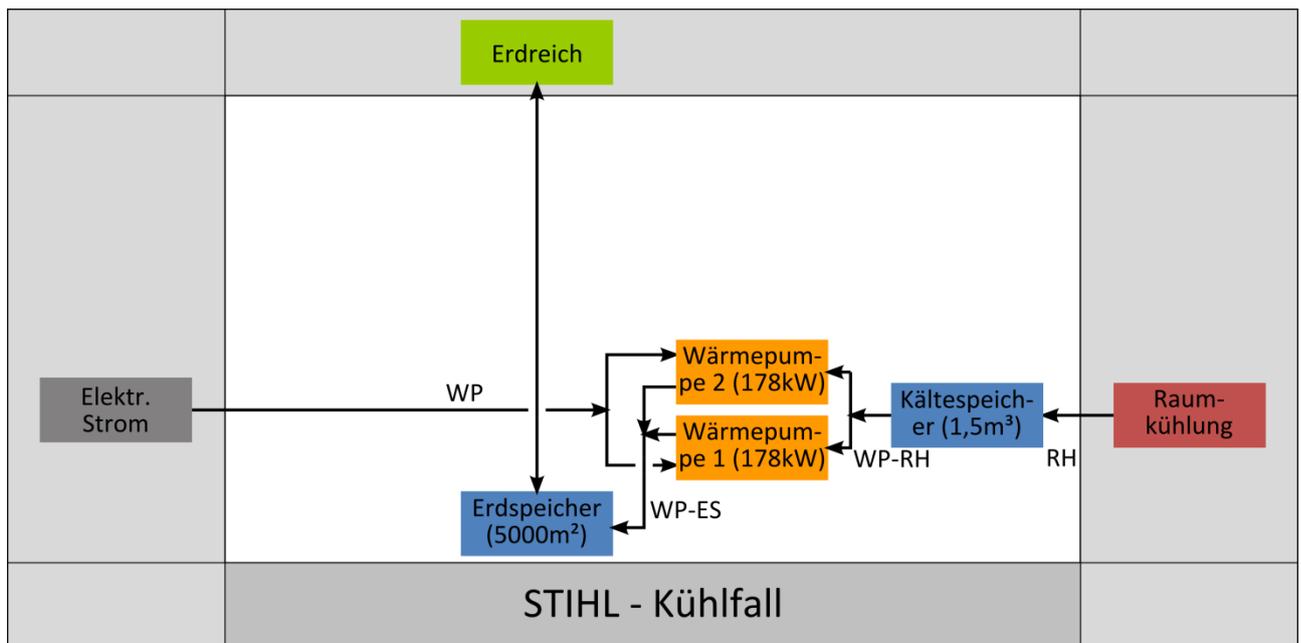


Abbildung 306: Square View Representation des Gesamtsystems der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ im Kühlfall

### 7.21.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 307 dargestellte Energiebilanz des Projekts „STIHL Vertriebszentrum“ zeigt einerseits die vier Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in den Warmwasserspeicher; dunkelblau: Solarwärme in den Heizungspuffer; dunkelrot: Nachheizung durch die Wärmepumpen für Raumheizung; hellrot: Nachheizung durch die Wärmepumpe in den Warmwasserspeicher) und andererseits die beiden Outputs (grün: Raumheizung; orange: Energieentnahme durch das Frischwassermodul). Der Erdspeicher wird in dieser Darstellung nicht mitbilanziert. Der Wärmehähler für den Warmwasserverbrauch ist im letzten Monat (ab 8. Oktober 2014) ausgefallen ( $Q_{h,ww}$ ). In

der Gesamtbetrachtung ist das jedoch bedeutungslos, da die Warmwasserbereitung nur etwa 1 % des Wärmeverbrauchs ausmacht.

Die von der Wärmepumpe scheinbar gelieferte Heizenergie in den Sommermonaten ist ein systematischer Messfehler, der beim Einschalten der Wärmepumpe auftritt. Kurz vor dem Einschalten hat der Vorlauftemperaturfühler des Zählers in etwa die Temperatur der Heizungspuffer (z. B. 70°C) angenommen (Wärmeleitung durch die Rohrleitungen). Bis die Rohrleitung mit dem Fühler vollständig herunter gekühlt ist (z. B. 15°C), erhöht sich der Zählerstand für Heizenergie, obwohl die Wärmepumpe im Kühlbetrieb läuft.

Aufgrund von Speichereffekten im Gesamtsystem (Warmwasserspeicher, Heizungspuffer) kann das Energiedargebot der Solaranlage und der Wärmepumpe vom Energiebedarf an den Wärmeabgabesystemen bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei der unterschiedliche Energieinhalt im Speicher am Anfang und am Ende vernachlässigt wird.

Aktuell betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 17 % der von der Solaranlage und der Wärmepumpe gelieferten Wärme.

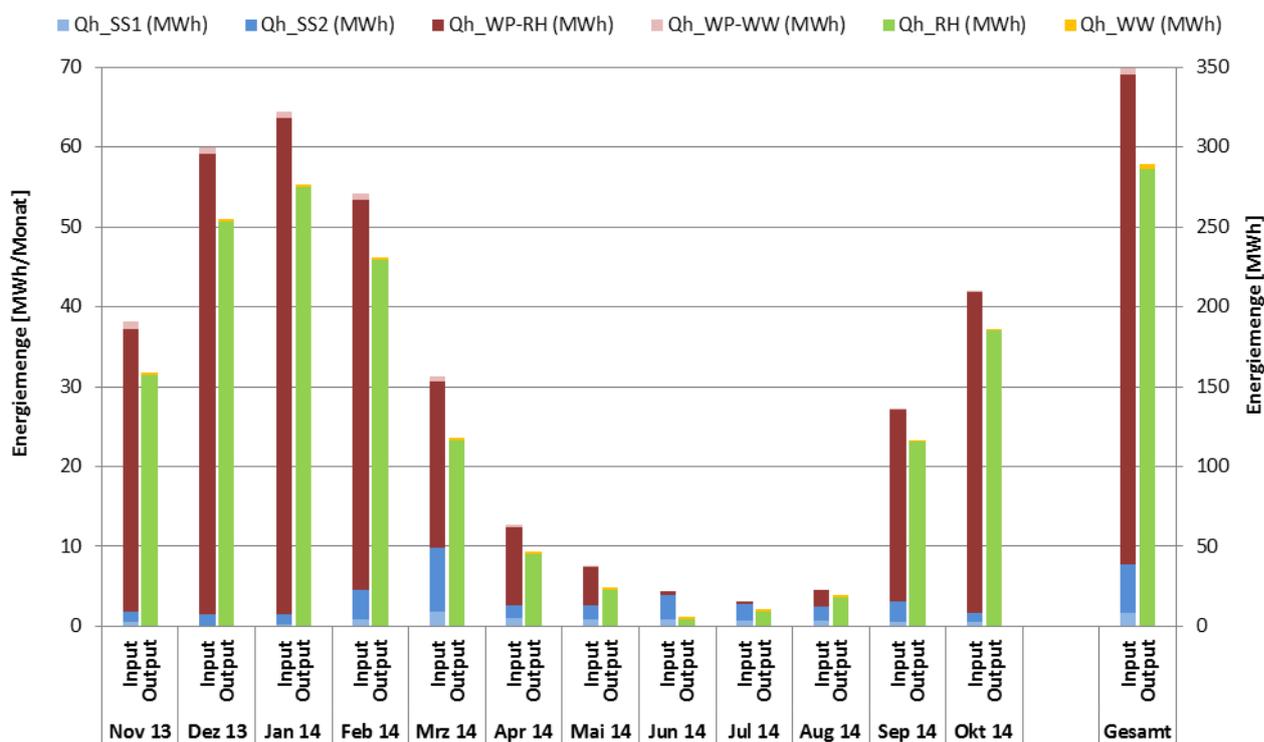


Abbildung 307: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ für den Heizfall, (November 2013 bis Oktober 2014)

Die in Abbildung 308 dargestellte Gegenüberstellung für den Erdspeicher zeigt einerseits das umgewälzte Volumen bei Wärmeinput in den Erdspeicher (violett: Solare Einspeisung sowie Einspeisung durch die Wärmepumpen im Raumkühlungsfall) und andererseits das umgewälzte Volumen bei Wärmeentzug aus dem Erdspeicher (grün: Wärmeaufnahme der Wärmepumpen im Heizfall). Dabei ist zu beachten, dass gleichzeitig mit Wärmeentzug durch die Wärmepumpen eine solare Einspeisung in den Erdspeicher erfolgen kann. Überwiegt dabei der Wärmeentzug durch die Wärmepumpen, so wird das gesamte umgewälzte Volumen dem Output zugezählt. Überwiegt jedoch die solare Einspeisung, erhöht sich das Volumen auf der Input-Seite.

Am Erdspeicher kann das Energiedargebot der Solaranlage und der Wärmepumpen im Raumkühlungsfall vom Energiebedarf der Wärmepumpen im Heizfall bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Der Energieinhalt im Speicher wird mithilfe der räumlich gemittelten Erdspeichertemperatur (7 Sensoren, keine Gewichtung) am Ende des jeweiligen Monats angedeutet (rote Linie). Die Extremwerte der räumlich gemittelten Temperatur im jeweiligen Monat werden durch die schwarz strichlierten Linien dargestellt. Im August wurde die Maximaltemperatur von 23,3 °C erreicht. Die niedrigste Temperatur betrug 8,0 °C und wurde im Februar erreicht.

Die Temperatur im Erdspeicher ist nicht allein vom Nettowert der zu- bzw. abgeführten Energiemenge abhängig, da es einerseits nicht messbare Wechselwirkungen (Energieverluste bzw. -gewinne) des Erdspeichers mit seiner Umgebung gibt. Andererseits ist das Temperaturniveau der zugeführten Energiemenge variabel (Unterschied zwischen Solarenergieeintrag und Energieeintrag aus Raumkühlung).

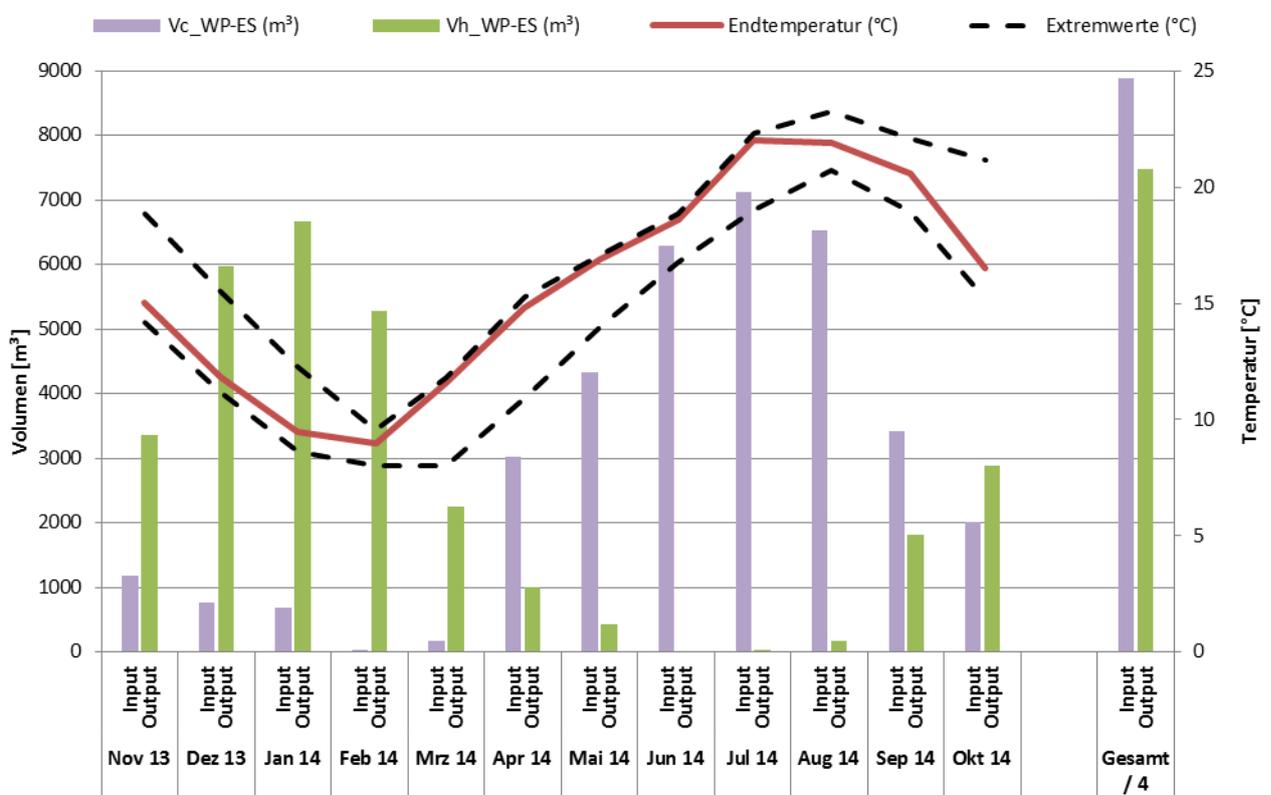


Abbildung 308: Volumina am Erdspeicher der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

Die in Abbildung 309 dargestellte Energiebilanz des Kältespeichers zeigt einerseits den Kälteinput in den Kältespeicher (blau: Kühlung durch die Wärmepumpen) und andererseits den Output (grün: Raumkühlung). Es zeigt sich, dass zur Erfüllung der Komfortansprüche auch noch im Oktober Kühlbetrieb notwendig war.

Am Kältespeicher kann das Kühlenergiedargebot der Wärmepumpen vom Kühlenergiebedarf an den Kälteabgabesystemen bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei der unterschiedliche Energieinhalt im Speicher am Anfang und am Ende vernachlässigt wird.

Aktuell betragen im Kühlfall die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 30% der von den Wärmepumpen abgeführten Wärme.

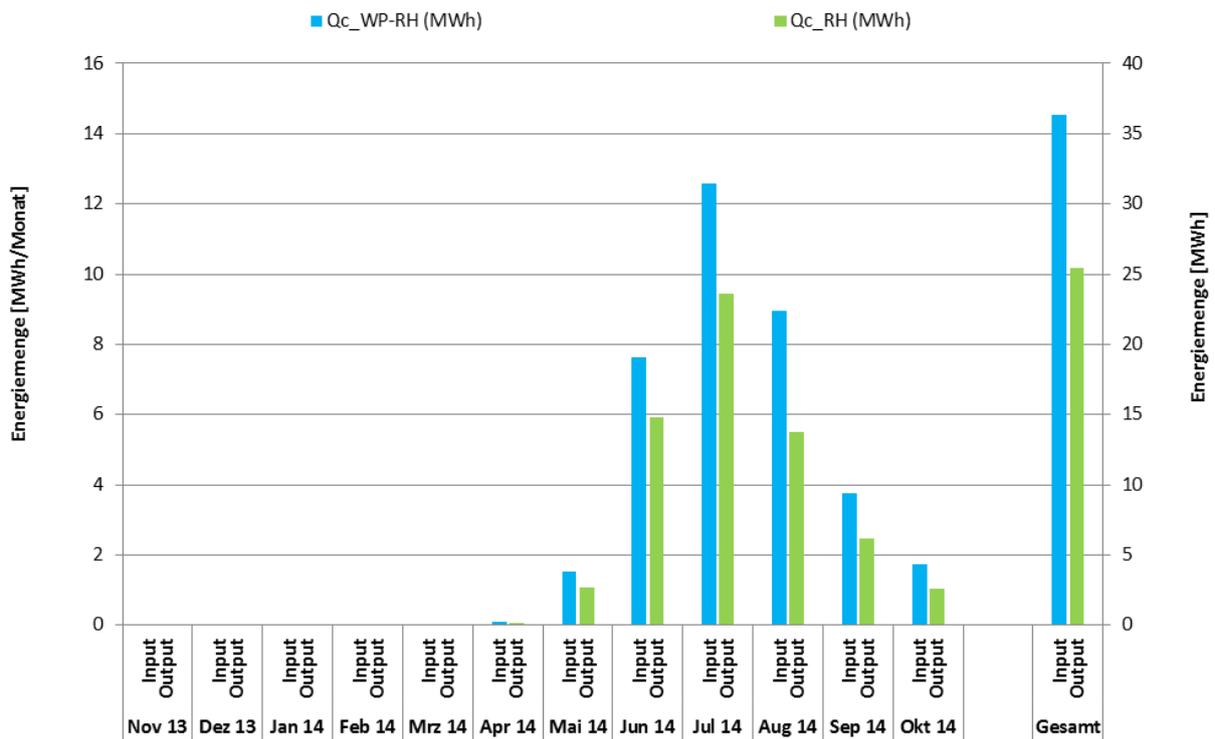


Abbildung 309: Energiebilanz Kältespeicher der Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

Die in Abbildung 310 dargestellten Energieströme an den Sole/Wasser-Wärmepumpen umfassen einerseits die elektrisch zugeführte Energie (braun) und andererseits den messbaren Nutzen (hellrot: Wärmezufuhr in den Warmwasserspeicher; dunkelrot: Wärmezufuhr ins Heizungssystem; blau: Wärmeabfuhr aus dem Kältespeicher).

Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl (schwarz). Über den gesamten Beobachtungszeitraum ergibt sich eine Gesamtarbeitszahl von 3,6. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe hängt hauptsächlich vom Temperaturunterschied zwischen Quelle (im Heizfall der Erdspeicher) und Senke (im Heizfall das Wärmeabgabesystem) ab. Im Februar war der Erdspeicher am kältesten, hier erreichte die Arbeitszahl ihr Minimum. Im Sommer war die Arbeitszahl besonders hoch, da der Temperaturhub zwischen Wärmequelle und –senke besonders gering war.

Die von der Wärmepumpe scheinbar gelieferte Heizenergie in den Sommermonaten ist ein systematischer Messfehler, der beim Einschalten der Wärmepumpe auftritt. Kurz vor dem Einschalten hat der Vorlauftemperaturfühler des Zählers in etwa die Temperatur der Heizungspuffer (z. B. 70°C) angenommen (Wärmeleitung durch die Rohre). Bis die Rohrleitung mit dem Fühler vollständig herunter gekühlt ist (z. B. auf 15°C), erhöht sich der Zählerstand für Heizenergie, obwohl die Wärmepumpe im Kühlbetrieb läuft. Details dazu finden sich in den Detailbetrachtungen.

Die Wärmepumpe hat insgesamt zu 10 % Kühlenergie auf der Nutzerseite zur Verfügung gestellt, 88 % Heizenergie sowie geringfügig Wärme für die Brauchwasserbereitung (1 %).

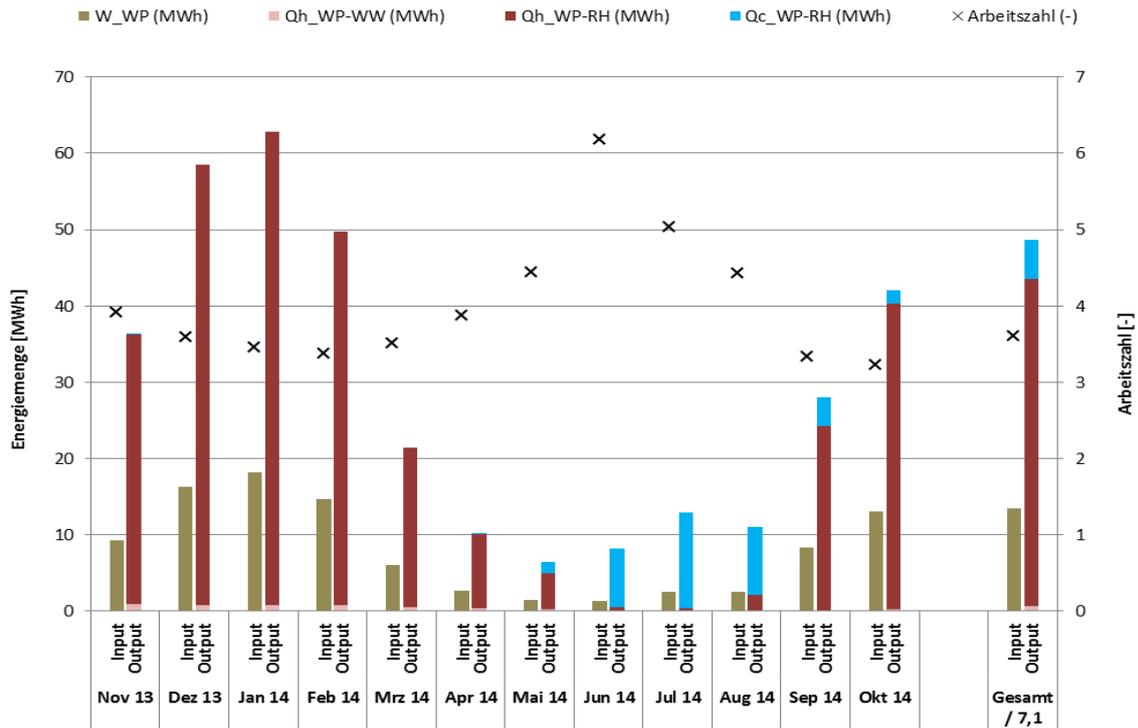


Abbildung 310: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an den Wärmepumpen im Projekt „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

### 7.21.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die im Programm Getsolar durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 311 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 402 kWh/m<sup>2</sup> berechnet. Der gemessene spezifische Jahresertrag von 348 kWh/m<sup>2</sup> liegt 14 % unter dem Simulationswert. Dieser Unterschied entsteht, weil der Jahresverbrauch deutlich geringer war als angenommen.

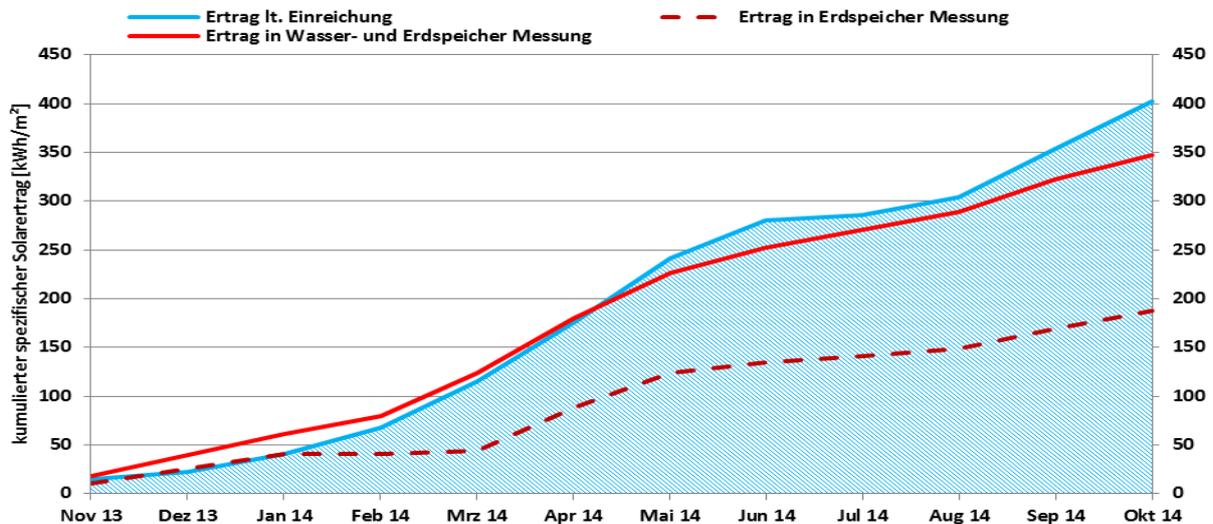


Abbildung 311: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags (mit gesonderter Erfassung des Erdspeichers) mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 312 kumuliert dargestellt (der Jahresverbrauch wurde zu 444 MWh berechnet). Der gemessene Jahresverbrauch von 283 MWh liegt 35 % unter dem Simulationswert von 435 MWh.

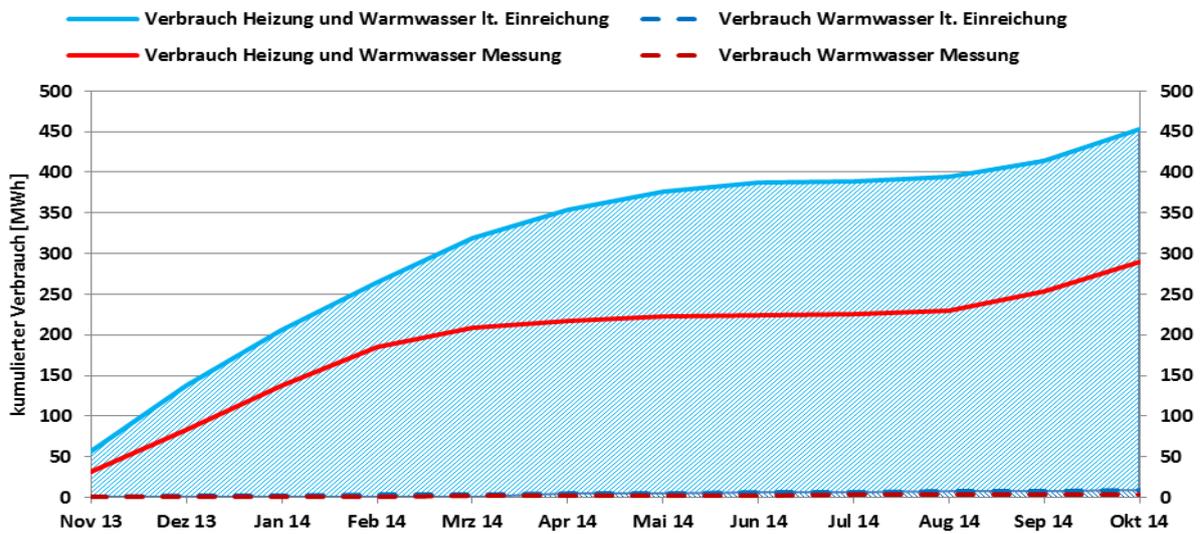


Abbildung 312: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert (jeweils mit gesonderter Erfassung des Warmwasserverbrauchs) für die Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

Der mithilfe der Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf den Verbrauch) ist in Abbildung 313 dargestellt.

Die mithilfe der verfügbaren Messdaten ermittelte untere Schranke für den solaren Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Gesamtverbrauch) im Vergleich zur Simulation sind in Abbildung 313 dargestellt (blau: Simulation; dunkelrot: Messung Untergrenze). Die untere Schranke ergibt sich mit der Annahme, dass die aus dem Erdspeicher entzogene Wärme nur aus der Umgebung und nicht von der Solaranlage stammt. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 21,6 % prognostiziert. Der gemessene solare Deckungsgrad beträgt für den Beobachtungszeitraum mindestens 13 %.

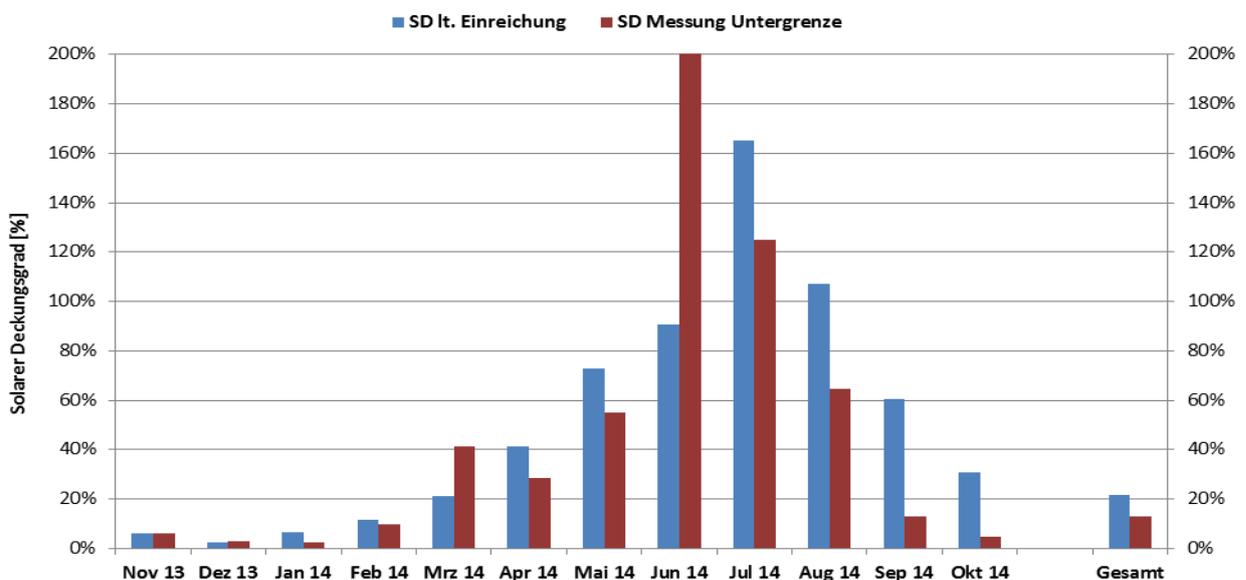


Abbildung 313: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (Untergrenze) mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „STIHL Vertriebszentrum“ (November 2013 bis Oktober 2014)

### 7.21.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die folgenden Betrachtungen und Abbildungen enthalten Uhrzeitangaben, die unabhängig vom Datum immer in mitteleuropäischer Winterzeit (MEZ=UTC+1) angegeben sind.

Das Betriebsverhalten des Solarsystems an einem leicht bewölkten Sonnentag ist exemplarisch in Abbildung 314 für den 21. April 2013 dargestellt. Die Globalstrahlung (dunkelgrüne Linie) zeigt aufgrund der Unregelmäßigkeiten durchziehende Wolken und aufgrund des verringerten Maximalwertes einen insgesamt leicht getrüben Tag an. Die Solaranlage schaltet sich kurz nach 9:00 Uhr ein und erreicht kurz vor 15:00 Uhr erstmals hohe Vor- und Rücklauftemperaturen von knapp 70 °C und etwa 50 °C (rote und dunkelblaue Linien). Die drei Energiespeicher werden je nach den Temperaturniveaus im System teilweise abwechselnd, teilweise gleichzeitig beladen. Die Schaltvorgänge des Reglers im Solarsekundärkreis sind an starken Wechseln der Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis erkennbar, speziell wenn der Erdspeicher zu- oder weggeschaltet wird.

Die Temperaturen des Warmwasserspeichers (gelb) und des Heizungspuffers (braun) erhöhen sich tendenziell, wobei die Temperatur des Warmwasserspeichers so wie schon ab 0:00 Uhr starken Schwankungen von etwa 20 K ausgesetzt ist. Das deutet auf eventuell unerwünschte Strömungen im System hin, auch weil die Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis bei Stillstand der Solaranlage vor 9:00 Uhr in diesem Rhythmus ungewöhnlich stark schwankt. Ab etwa 20:15 Uhr steigt die Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis auf das Niveau der Wasserspeicher an und auch zwei von drei Kollektorausstrittstemperaturen erhöhen sich vor 23:00 Uhr auf über 30 °C. Dadurch geht Wärme über die Kollektoren verloren. Näheres dazu in den Detailbetrachtungen.

Die räumlich gemittelte Erdspeichertemperatur (türkise Linie) steigt an dem Tag kaum an, da die Wärmekapazität des Erdspeichers im Vergleich zu den Wasserspeichern viel größer ist. Der türkise hinterlegte Bereich stellt die Extremwerte der Erdspeichertemperatursensoren dar. Es zeigt sich an ihm, dass die Erdspeichertemperaturen wenig voneinander abweichen.

Die drei zur Verfügung stehenden Kollektorausstrittstemperaturen (violette Linien) weichen an dem dargestellten Tag teilweise stark voneinander ab (violett hinterlegter Bereich), was auf ungleiche Durchströmungen hindeutet. Das ist einerseits exergetisch ungünstig, andererseits entsteht die Gefahr der Teilstagnation.

Umgesetzte Optimierungsmaßnahmen (September 2013): Um unterschiedliche Durchströmung der Kollektorfelder und damit exergetisch ungünstigen Betrieb sowie die Gefahr der Teilstagnation zu vermeiden, sollten die Kollektorfelder noch besser hydraulisch abgeglichen werden bzw. bedarf es einer neuen Feldentlüftung.

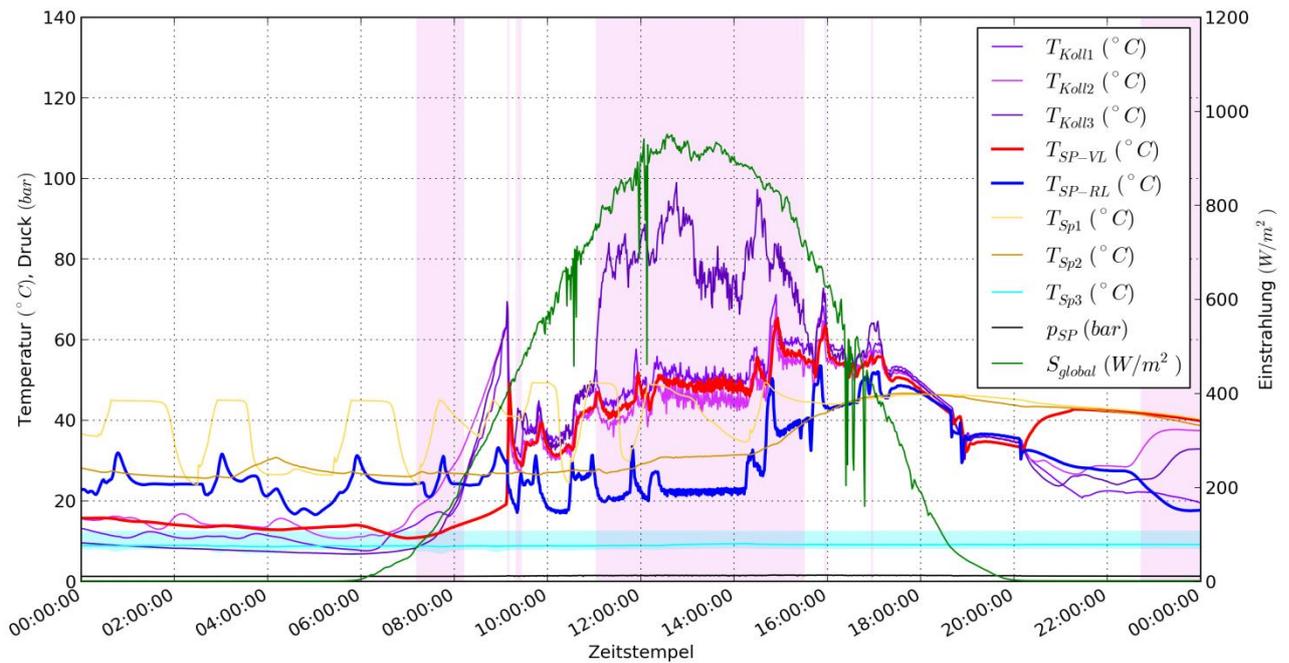


Abbildung 314: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den drei Speichern, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 21.4.2013, MEZ)

Nachdem die Kollektoren hydraulisch besser abgeglichen worden sind ist die Abweichung der Kollektortemperaturen untereinander deutlich geringer als zuvor. Das zeigt sich beispielhaft an Abbildung 315 für den 1. Nov. 2013.

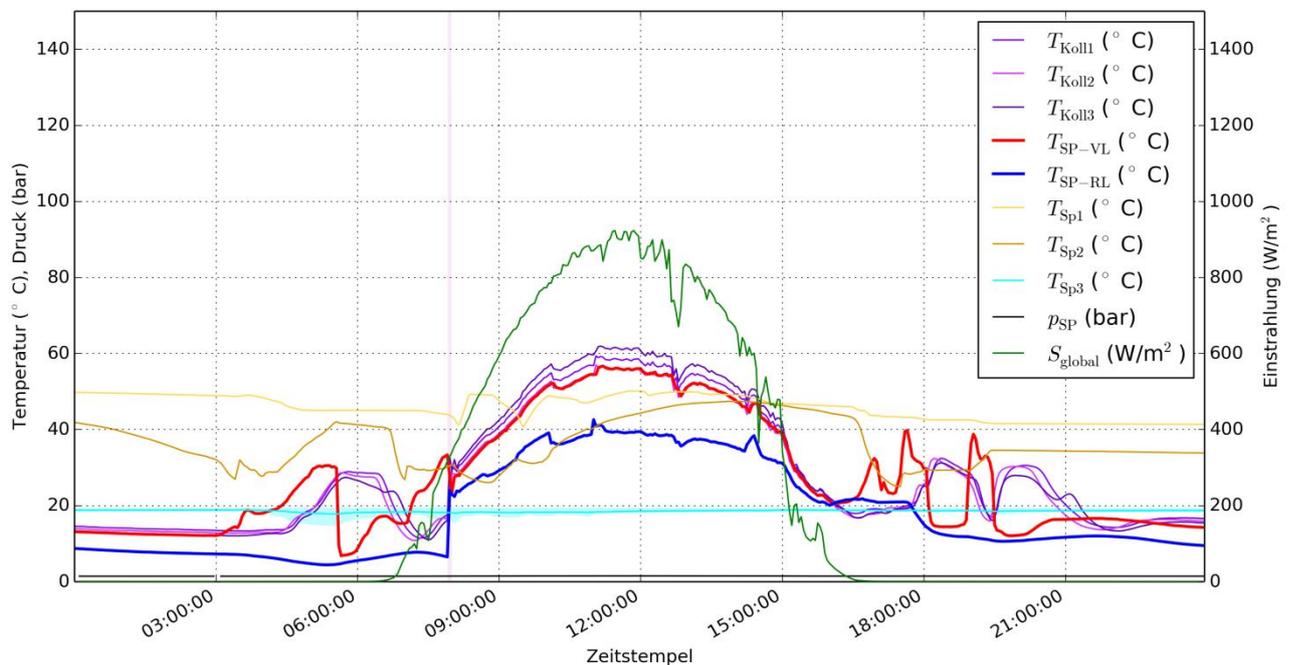


Abbildung 315: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den drei Speichern, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Violett hinterlegt: stark unterschiedliche Kollektorausstrittstemperaturen (Zeitraum: 1.11.2013, MEZ)

Die Energie der Globalstrahlung wird teilweise von den Kollektoren in den Primärkreis übertragen. Über den Solarwärmetauscher wird ein Teil dieser Solarenergie weiter in den Sekundärkreis und damit in die einzelnen Wärmespeicher übertragen. In Abbildung 316 sind die Einstrahlung auf die Kollektorfläche (grün) sowie die in den Warmwasserspeicher (rot), die Heizungspuffer (orange) und den Erdspeicher (blau) übertragenen Wärmeleistungen exemplarisch für den 21.4.2013 dargestellt. Die schwarzen Punkte stellen den berechneten Wirkungsgrad von der Globalstrahlung bis in den Solarsekundärkreis dar. Man erkennt an dieser Abbildung, dass in der Nacht Wärmeströme im Solarsekundärkreis gemessen wurden. Da die Solaranlage in der Nacht ausgeschaltet war, konnten die Strömungen durch andere Pumpen im System oder durch Schwerkraftzirkulationen zufolge von Temperaturunterschieden verursacht worden sein. Dieser Fehler wurde mit 2-Wege-Ventilen im Solarsekundärkreis behoben.

Wirkungsgradwerte, die für die Solaranlage für diese Zeiträume berechnet werden, ergeben teilweise physikalisch unmögliche Werte von über 1, da die Globalstrahlung nicht mehr die Energiequelle für die gemessenen Wärmeströme ist.

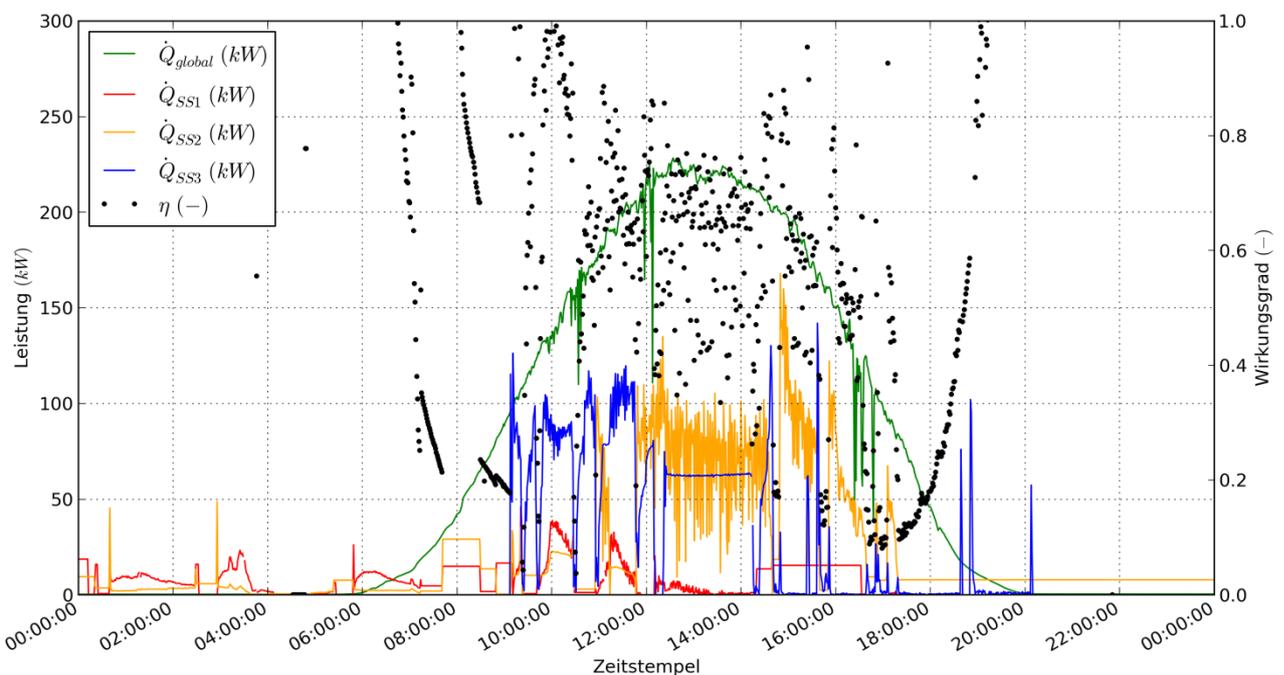


Abbildung 316: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen im Solarsekundärkreis sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 21.4.2013, MEZ)

Die Solaranlage war oft bei sehr hoher Sonneneinstrahlung im Stillstand. Die dargebotene Solarenergie wurde in keinen der Wärmespeicher eingespeist. Exemplarisch sind die Vorgänge im Solarsystem für den 25.4.2013 in Abbildung 319 dargestellt. Die Solaranlage geht um etwa 9:00 Uhr in Betrieb, schaltet sich aber um etwa 12:45 Uhr für mehr als drei Stunden wieder aus (rot hinterlegte Fläche). Durch die fehlende Wärmeabfuhr werden Kollektorausstrittstemperaturen von teilweise etwa 130 °C gemessen (violette Linien), was zu einer beschleunigten Alterung des Wärmeträgermediums führen kann. Die Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis ist vor der Abschaltung auf etwa 70 °C, die Wärmespeicher haben in den unteren Bereichen Temperaturen um etwa 50 °C, die mittlere Temperatur im Erdspeicher beträgt etwa 10 °C. Als Optimierungsmaßnahme wurde daher vorgeschlagen, mithilfe der Regelung freie Speicherkapazität zu nutzen, ehe die Solaranlage abgeschaltet wird.

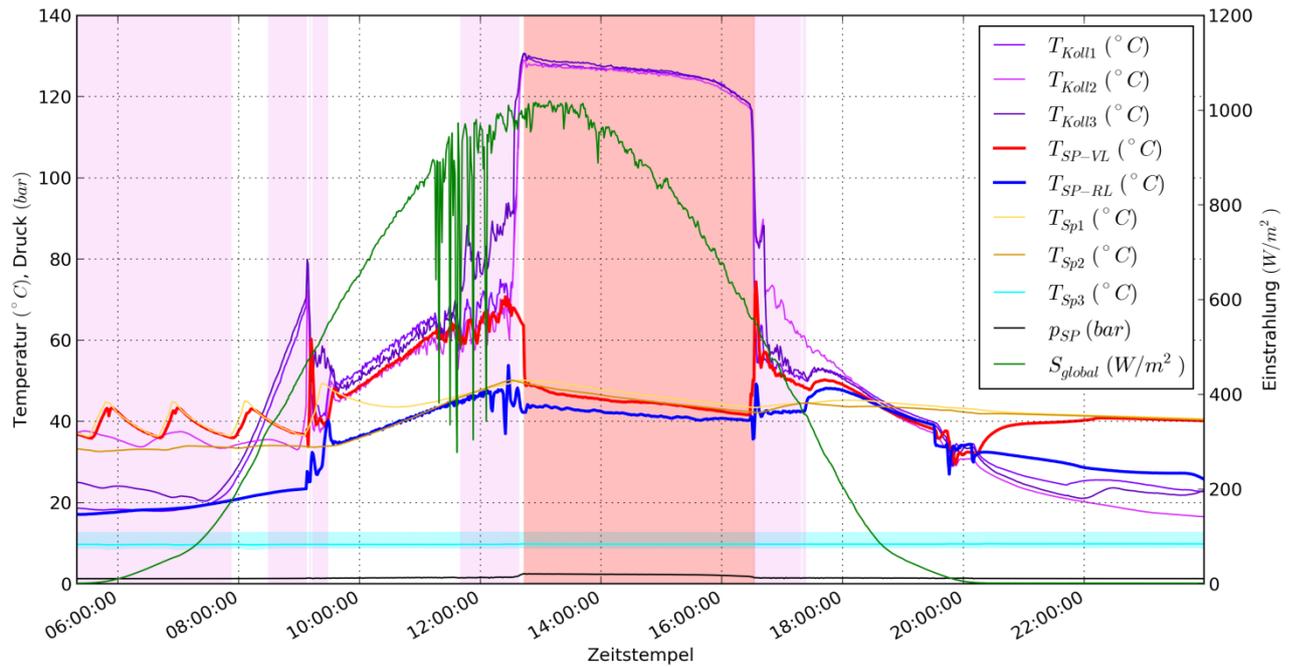


Abbildung 317: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den drei Speichern, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. Violett hinterlegt: stark unterschiedliche Kollektorausstrittstemperaturen. Rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage (Zeitraum: 25.4.2013, MEZ)

Umgesetzte Optimierungsmaßnahmen: Wenn die Solaranlage zum Stillstand kommt (gegen 12:00 Uhr), sind die zur Verfügung stehenden Wärmespeicher (Sp1 und Sp2) bereits zur Gänze geladen worden, wie Abbildung 318 zeigt. Stagnation trat zwischen Juni und September, vor allem bei Schönwetter im Juli und August dennoch sehr häufig auf. Hierbei ist jedoch zu ergänzen, dass die solarthermische Beladung des Erdspeichers im Hochsommer vom Systemlieferanten nicht vorgesehen ist, damit der Erdspeicher als optimale Wärmesenke für die Raumkühlung dienen kann.

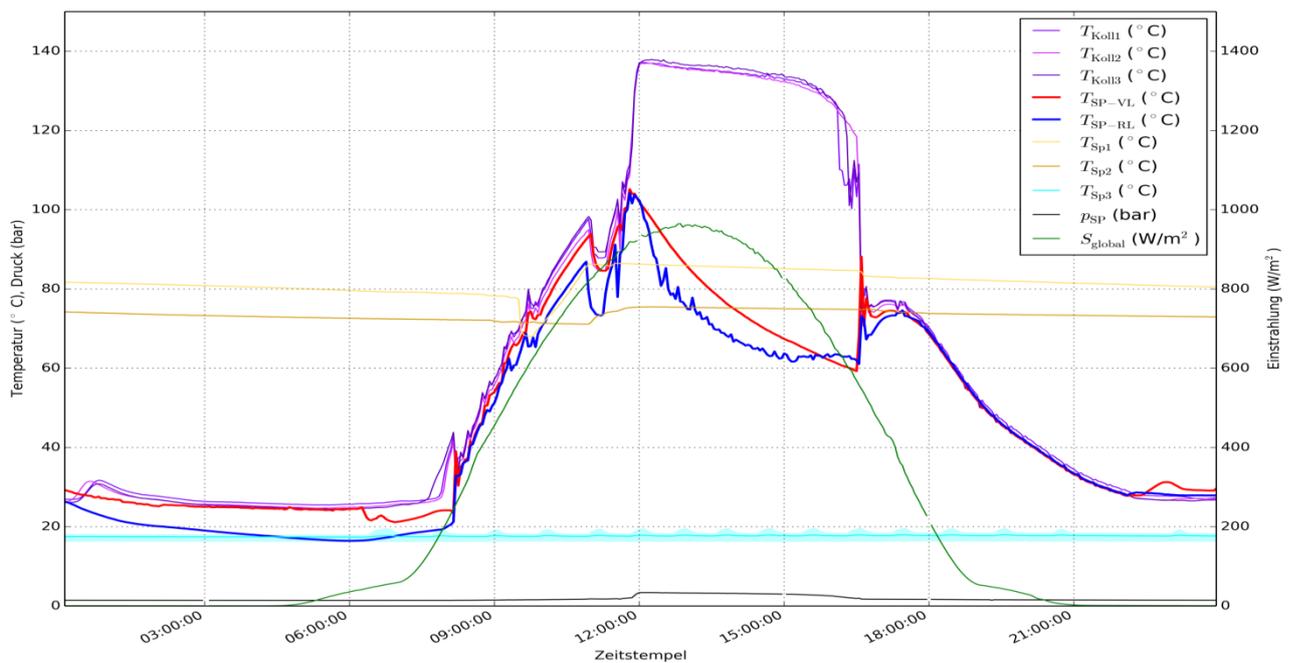


Abbildung 318: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den drei Speichern, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 10.6.2014, MEZ)

Idealerweise ist der Strömungswiderstand einer hydraulischen Weiche (z. B. der Warmwasserspeicher oder die beiden Raumheizungspuffer) null. Tatsächlich stellt sich bei der Durchströmung jedoch ein gewisser Druckunterschied ein, der durch andere Komponenten, die ebenfalls an die hydraulische Weiche angeschlossen sind, Parallelströmungen verursacht. Je nachdem wie stark diese Parallelströmungen sind, können nennenswerte Exergieverluste (Verringerung des Temperaturniveaus eines Stromes bzw. in einem Speicher) entstehen, die die Effizienz des Gesamtsystems verringern, weil die Nachheizung öfter als notwendig in Betrieb gehen muss. Um Parallelströmungen zu vermeiden, können beispielsweise Ventile eingesetzt werden, die diese Strömungszweige unterbrechen.

Anhand der Abbildung 319 sind unerwünschte Parallelströmungen an den Wasserspeichern durch teilweise auch negativen Volumenströmen deutlich dargestellt. Die Wärmezähler geben Durchflussmesswerte in den Rücklaufleitungen aus. Es ist aber nicht sichergestellt, dass in der zugehörigen Vorlaufleitung der gleiche Durchfluss herrscht, vor allem bei ungeplanten Betriebszuständen. Die gemessene Temperaturdifferenz verliert dann an Aussagekraft, ebenso die daraus errechneten Leistungen und Energien.

Anhand der Durchflüsse erkennt man, dass die hydraulischen Kreisläufe stark miteinander gekoppelt sind. Die Wärmepumpen treiben in der Anbindung zum Raumheizungssystem (Wärmeverteilsystem und Heizungspuffer) scheinbar ununterbrochen einen Durchfluss (dunkelrot), der auch nachts Durchflüsse im Solarsekundärkreis (hellblaue, dunkelblaue und schwarze Linien) bewirkt. Beim sporadischen Umschalten der Wärmepumpen in den Betrieb „Warmwasserbereitung“ (blau hinterlegt) wird der Durchfluss in den anderen Kreisen deutlich verstärkt (*WP-RH*) bzw. die Strömungsrichtung umgekehrt (*SS1, SS2*).

Um unerwünschte Strömungen in den hydraulischen Kreisläufen zu unterbinden, wurden Ventile eingesetzt. Durch den Einbau von gesteuerten 2-Wege-Ventilen im Rücklauf der Ebenen 2 und 3 im Solarsekundärkreis ist es gelungen, negative Volumenströme zu unterbinden.

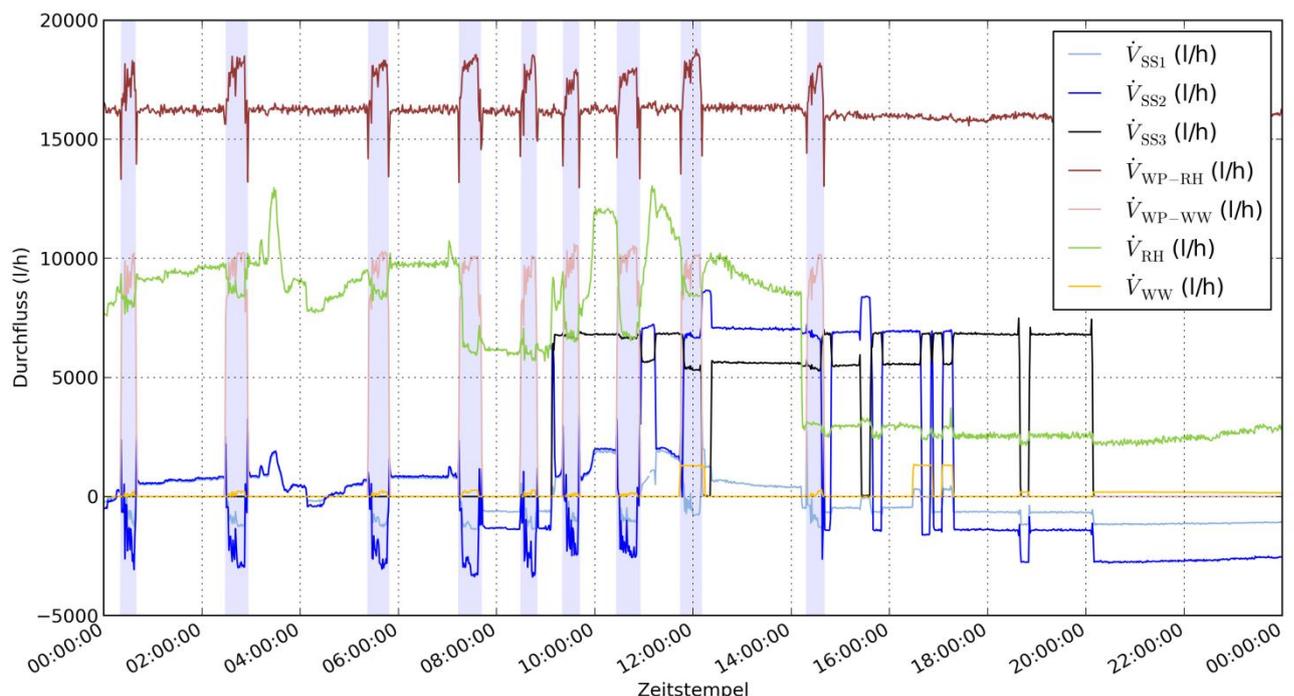


Abbildung 319: Beispielhafte Durchflüsse aller hydraulischen Kreisläufe. Blau hinterlegt: Zeiten mit vorhandenem Volumenstrom. (Zeitraum: 21.4.2013, MEZ)

Die Kollektortemperatur sollte in der Nacht höchstens die Außenlufttemperatur annehmen. Exemplarisch ist anhand von Abbildung 320 dargestellt, wie sich die Kollektoren am 5. November 2013 zwischen 18:00 Uhr abends und 6. November, 6:00 Uhr in der Früh stundenweise allerdings auf knapp 30 °C erwärmen (violette Linien). Dabei wird Energie über die Solaranlage an die Umgebung abgegeben. Die Verluste scheinen jedenfalls dann aufzutreten, wenn die Wärmepumpen im Raumheizungsbetrieb sind (braune Linie). Dabei wird im Solarsekundärkreis ein geringer Durchfluss (in richtiger Strömungsrichtung) in der Rücklaufleitung aus dem Warmwasserspeicher gemessen (hellblaue Linie) und die Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis steigt deutlich an (rote Linie). Auch die Temperatur im Warmwasserspeicher  $T_{Sp1}$  sinkt in diesem Zeitraum deutlich stärker als sonst (graue Linie).

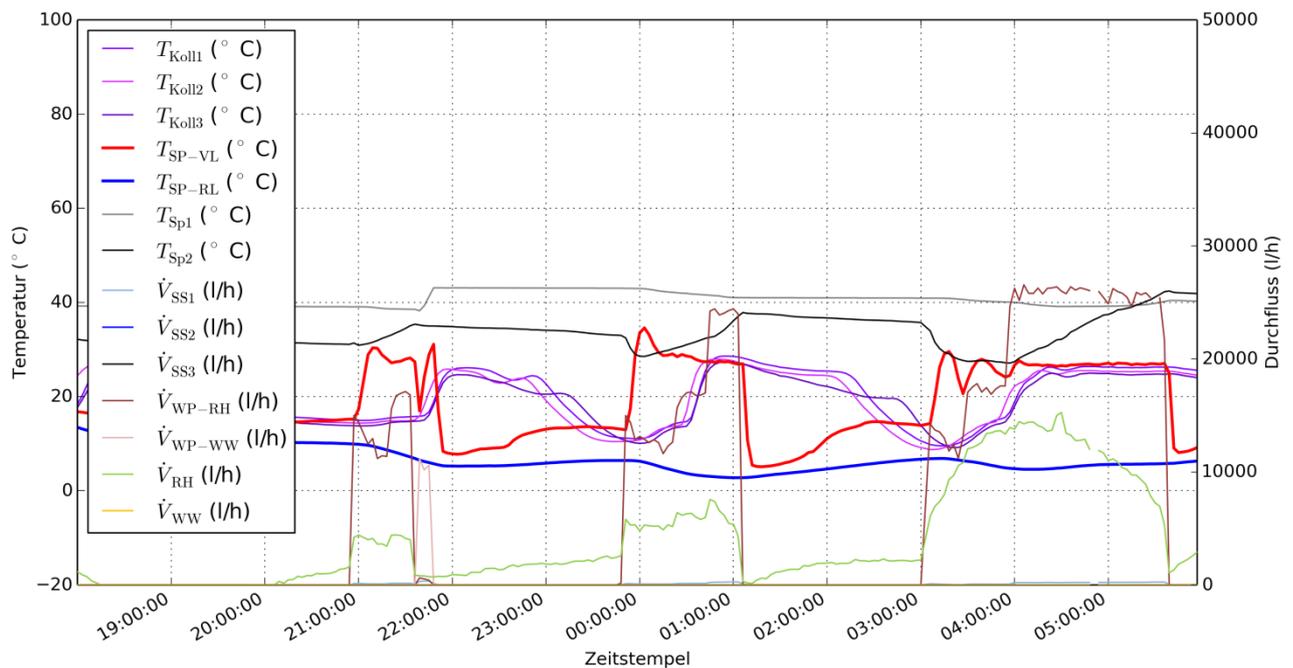


Abbildung 320: Beispielhafte Kollektorausstrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den beiden Wasserspeichern, sowie Durchflüsse aller hydraulischen Kreisläufe. (Zeitraum: 5.11.2013, 18:00 Uhr bis 6.11.2013, 6:00 Uhr, MEZ)

Um unerwünschte Wärmeverluste über die Solarkollektoren zu verhindern, wurden Ventile in den Rücklaufleitungen des Solarsekundärkreises eingebaut.

Aber auch wenn keine Umwälzpumpe messbare Durchflüsse verursacht, entstehen Wärmeverluste über die Solaranlage, siehe Abbildung 321 ab 18:00 Uhr. Die Kollektortemperaturen (violette Linien) erreichen wie die Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis nachts über 20 °C (rote Linie). Gleichzeitig sinkt die Temperatur im Warmwasserspeicher (graue Linie) um etwa 20 K in 10 Stunden. Der Energieverlust über die Solaranlage passiert systematisch und erhöht den Nachheizungsbedarf.

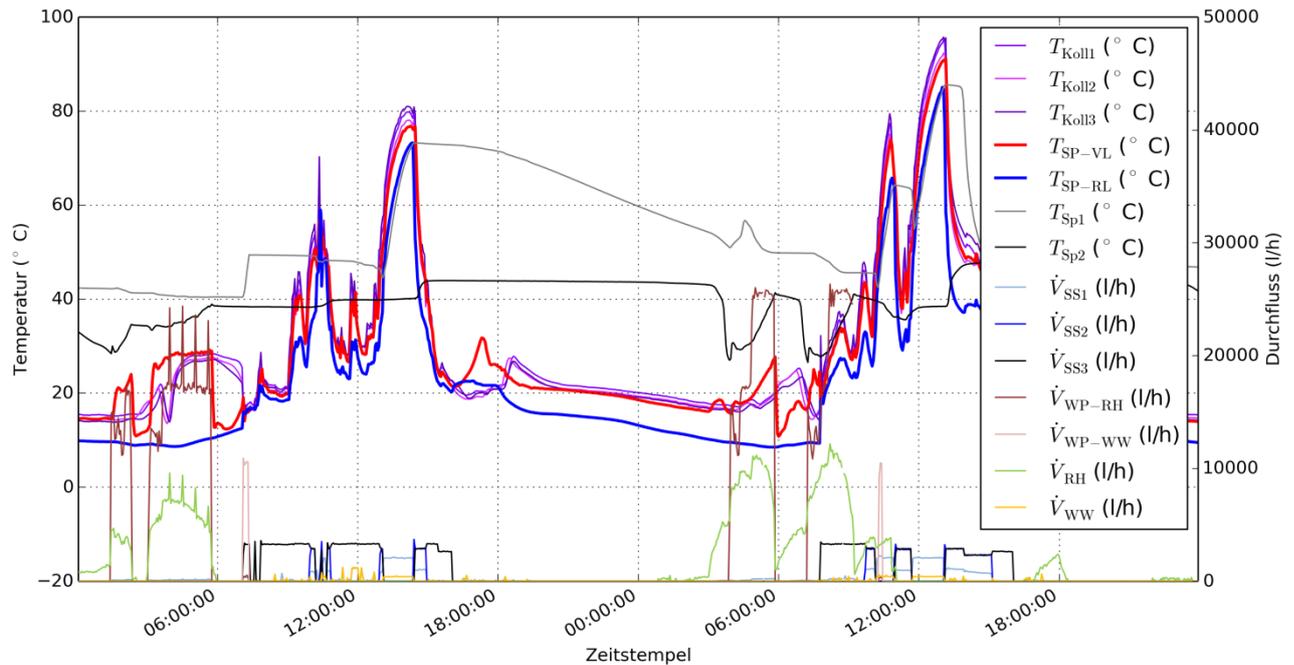


Abbildung 321: Beispielhafte Kollektoraustrittstemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in den beiden Wasserspeichern, sowie Durchflüsse aller hydraulischen Kreisläufe. (Zeitraum: 7.-9.11.2013, MEZ)

In Abbildung 322 sind Vorlauftemperaturen rund um den Warmwasserspeicher als Tagesmaximalwerte der 5-Minuten-Mittelwerte dargestellt. Soweit die Messdaten vorhanden sind, sind die zulässigen Vorlauftemperaturen von 150°C an den damals defekten Wärmezählern SS1 (orangene Linie) und WW (gelbe Linie) nicht überschritten worden.

Im Zusammenhang mit der Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis ( $T_{SP-VL}$ , rote Linie) wurden ab Juni 2013 im unteren Bereich des Warmwasserspeichers Temperaturmesswerte von mehr als 100 °C aufgezeichnet ( $T_{Sp1}$ , grüne Linie) in. Diese Temperatur ist auch an den Vorlauftemperaturfühler der Wärmezähler SS2 (rosa Linie), SS3 (blaue Linie), WP-WW (braune Linie) und WP-RH (graue Linie) gemessen worden. Für die Vorlauftemperaturfühler ist das lt. Zählerbeschriftung unbedenklich. Allerdings sind die Temperaturen im System seit Juni höher als erwartet (> 95°C).

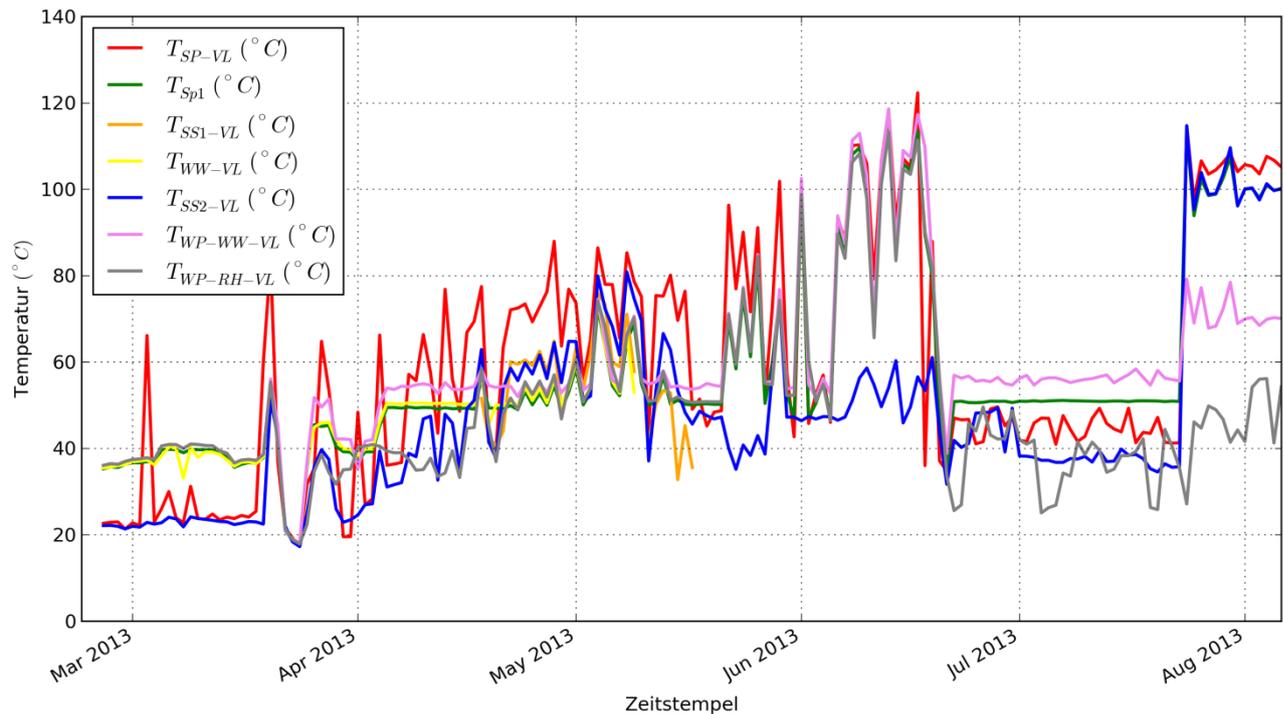


Abbildung 322: Tagesmaxima der 5-Minuten-Mittelwerte der Vorlauftemperaturen im Solarprimärkreis, im Warmwasserspeicher, im Solarsekundärkreis zum Warmwasserspeicher, an der Warmwasserentnahme, im Solarsekundärkreis zum Heizungspuffer, von den Wärmepumpen zum Warmwasserspeicher und zur Raumheizung (Zeitraum: 13.2.-7.8.2013)

Der getaktete Kühlbetrieb der Wärmepumpen ist anhand von Abbildung 323 und Abbildung 324 dargestellt. Die Vor- und Rücklauftemperaturen am Wärmeabgabesystem (rote und blaue Linie) steigen und fallen im 40-Minuten-Takt um 3 bis 4 K. Die Vor- und Rücklauftemperaturen in der Anbindung zu den Wärmepumpen folgen diesem Rhythmus. Im Kühlbetrieb liegt die Rücklauftemperatur der Wärmepumpen wie erwartet auf dem Niveau der Rücklauftemperatur des Wärmeabgabesystems (blaue und cyan-farbene Linie). Die Vorlauftemperatur aus den Wärmepumpen (orangene Linie) sinkt auf bis zu 10 °C ab. Am Wärmeabgabesystem (rote Linie) liegt die Vorlauftemperatur aber um etwa 4 K höher. Das liegt an den stark unterschiedlichen Durchflussmesswerten dieser beiden Kreisläufe. Der Durchfluss am Wärmeabgabesystem (grüne Linie) ist bei Kühlbetrieb der Wärmepumpe 2 um etwa ein Drittel größer als der Durchfluss in der Anbindung zu den Wärmepumpen (braune Linie). Dadurch entsteht im Kältespeicher (hydraulische Weiche) eine Nettodurchströmung von oben nach unten, was der Wirkung einer Beimischschaltung entspricht. Die Spreizung auf der Seite des Wärmeabgabesystems bleibt daher um etwa 60 % geringer als auf der Seite der Wärmepumpen (rote und orangene Linie in Abbildung 324). In den Kältespeicher wird bei Kühlbetrieb mehr als doppelt so viel Kühlenergie von den Wärmepumpen eingespeist als vom Wärmeabgabesystem entnommen wird (braune in grüne Linie in Abbildung 324). Dadurch sinkt die gemessene Temperatur im oberen Teil des Kältespeichers (graue Linie in Abbildung 323), deren Höhe aufgrund der Sensorpositionierung auch stark von der Umgebungstemperatur beeinflusst ist.

Sobald die Wärmepumpen den Kühlbetrieb aussetzen, wird Kühlenergie aus dem Kältespeicher entnommen. Dadurch steigt die Temperatur in diesem Speicher und mit ihr auch die Vor- und Rücklauftemperaturen am Wärmeabgabesystem. In der Anbindung zu den Wärmepumpen wird dabei auch ein Durchfluss gemessen, der etwa dem Durchfluss am Wärmeabgabesystem entspricht. Aufgrund dieser Parallelströmung, bei der die

Leistung von den Wärmepumpen null ist, liegen die Vor- und Rücklauftemperaturen an der Anbindung zu den Wärmepumpen zwischen jenen des Wärmeabgabesystems.

Eine Durchströmung durch die deaktivierten Wärmepumpen bei Kühlbetrieb am Wärmeabgabesystem sollte zur Einsparung elektrischer Energie vermieden werden. Sofern die zugehörigen Umwälzpumpen irrtümlich aktiv sind, sollten die Regelalgorithmen angepasst werden. Sind die Umwälzpumpen jedoch deaktiviert, dann entsteht diese Parallelströmung aufgrund anderer Umwälzpumpen. In diesem Fall sollte der Strömungsweg über die Wärmepumpe mittels Ventilen verschlossen werden, da dieser hydraulische Kurzschluss eine unnötige Umwälzung des Mediums verursacht.

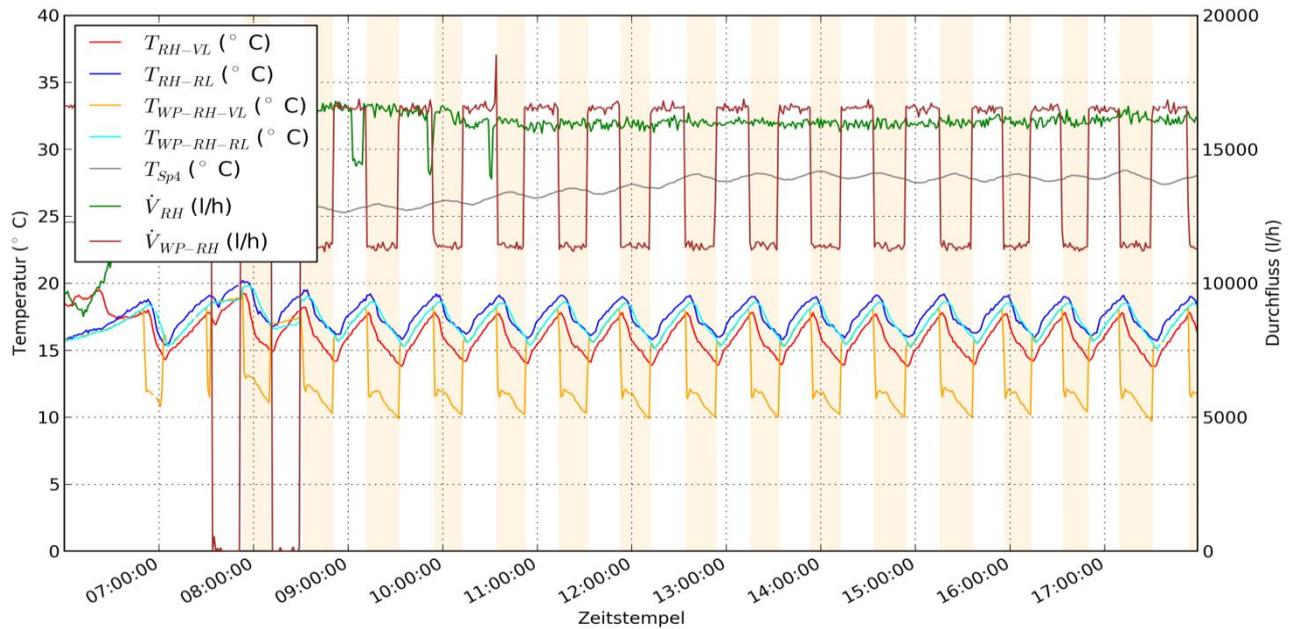


Abbildung 323: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses am Wärmeabgabesystem und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, sowie Temperatur im Kältespeicher. Gelb hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 2 (Zeitraum: 6.8.2013, 6:00-18:00 Uhr, MEZ)

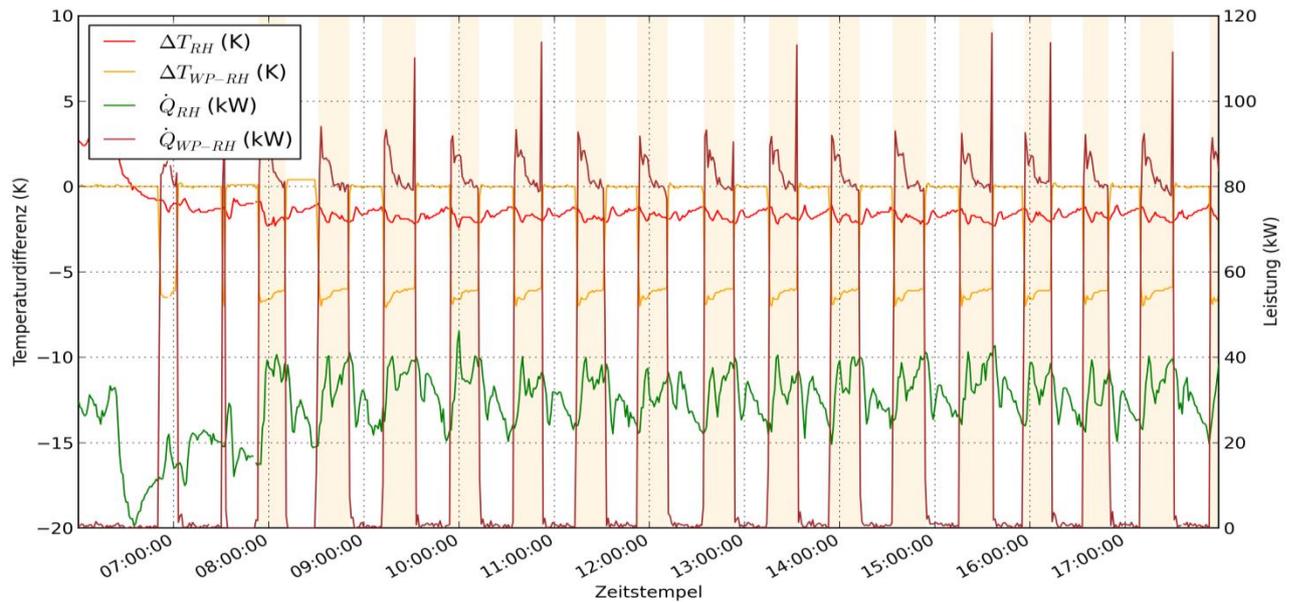


Abbildung 324: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der Leistung am Wärmeabgabesystem und in der Anbindung zu den Wärmepumpen (Zeitraum: 6.8.2013, 6:00-18:00 Uhr, MEZ)

Da der Wärmehähler im Erdspeicherkreis WP-ES kaum Messdaten liefert, kann eine Gegenüberstellung von Nutzer- und Erdspeicherseite der Wärmepumpen für den Kühlbetrieb derzeit nicht dargestellt werden. Abbildung 325 zeigt die Nutzerseite der Wärmepumpe (orange: Temperaturdifferenz; braun: thermische Leistung auf der Nutzerseite) und die Aufnahmeleistung der Wärmepumpen (blaue Linie). Bezieht man die Kälteleistung der Nutzerseite auf die elektrische Aufnahmeleistung, ergibt sich eine Leistungszahl von über 5 im Kühlbetrieb an diesem Tag.

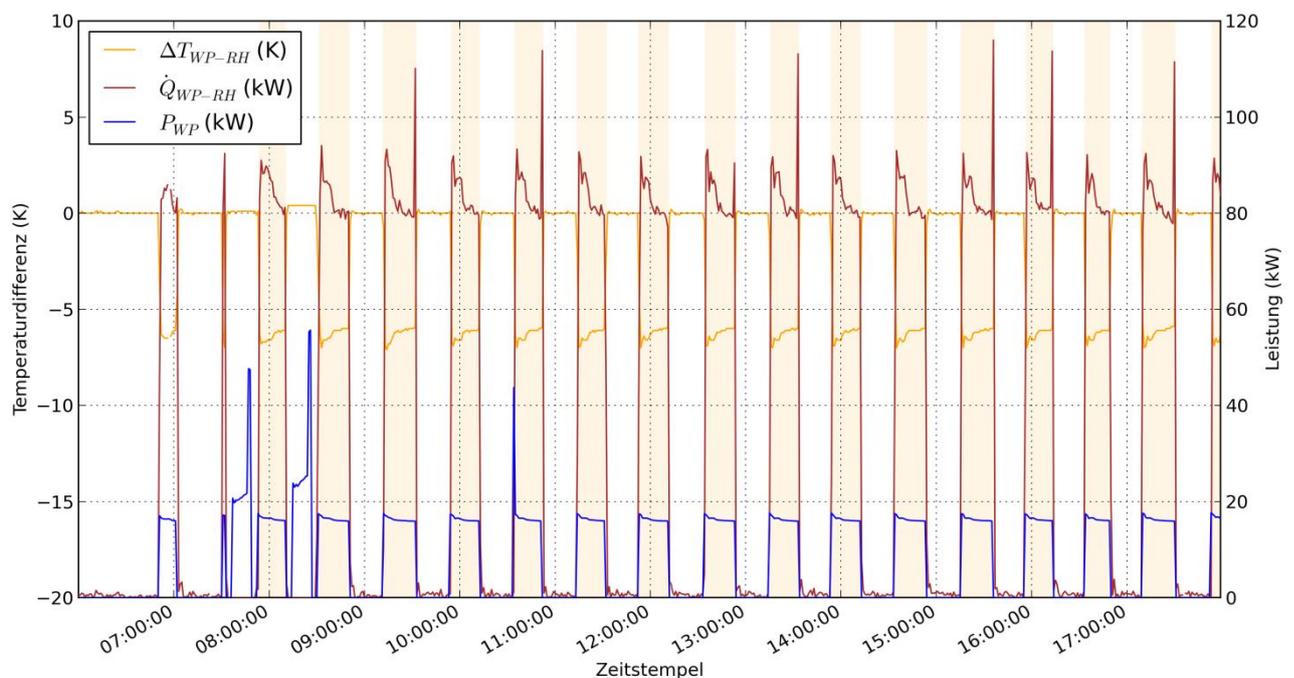


Abbildung 325: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der thermischen Leistung in der Anbindung zu den Wärmepumpen und der elektrischen Leistung der Wärmepumpen. Gelb hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 2 (Zeitraum: 6.8.2013, 6:00-18:00 Uhr, MEZ)

Abbildung 326 zeigt am steigenden Zählerstand  $Q_{h,RH}$ , dass es im Sommer auch Heizbetrieb gegeben hat (ab 19:30 Uhr). Dieser erfolgte jedoch mit einer Mischtemperatur: Die Vorlauftemperatur zu den Verbrauchern beträgt  $18\text{ °C}$ . Aus dem Kältespeicher kann dieses Temperaturniveau nicht kommen, da die Temperaturen am Wärmehähler „WP-RH“ beide kühler sind. Dies deutet auf undichte Ventile oder nicht vollständig eingennommene Ventilstellungen hin.

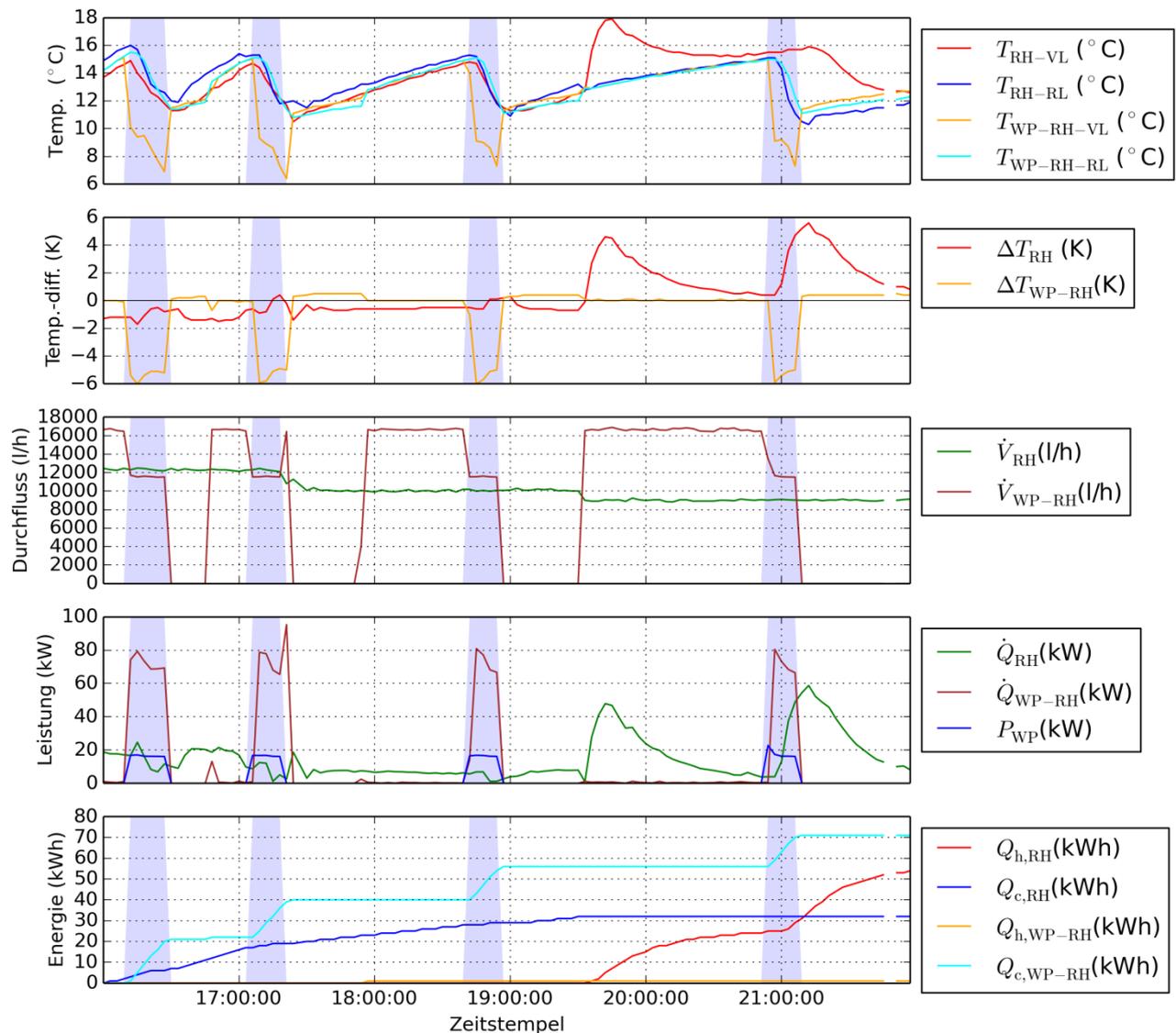


Abbildung 326: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen, der Temperaturdifferenz, der Durchflüsse sowie der thermischen Leistung am Wärmeabgabesystem und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, außerdem elektrische Aufnahmeleistung der Wärmepumpen und die Heiz- und Kühlzählerstände des Wärmeabgabesystems und in der Anbindung zu den Wärmepumpen. Blau hinterlegt: Kompressoren in Betrieb (Zeitraum: 26.8.2014, 16:00-22:00 Uhr, MEZ)

Der Raumheizungsbetrieb der Wärmepumpe im Winter wird anhand von Abbildung 327 und Abbildung 328 exemplarisch dargestellt. Der Durchfluss der Wärmepumpen (braune Linie) zeigt an, dass sowohl das Wärmeabgabesystem als auch die Heizungspuffer mit Wärme versorgt werden. Der variable Durchfluss im Wärmeabgabesystem (grüne Linie) ist dabei um zumindest 50% geringer als durch die Wärmepumpen (braune Linie) – der Speicher dient als hydraulische Weiche. Die übertragene Leistung am Wärmeabgabesystem ist nur um etwa 20% geringer als die von den Wärmepumpen abgegebene. Das bedeutet, dass der Heizungspuffer zwar kräftig durchmischert wird

(Steigerung der Speicherverluste), der Großteil der von der Wärmepumpe generierten Leistung aber direkt zum Wärmeabgabesystem übertragen wird. Wie geplant wird im Stillstand der Wärmepumpen Energie aus dem Heizungspuffer entnommen bis dessen Temperatur zu weit abgesunken ist und sich die Wärmepumpen erneut einschalten.

Die Rücklauftemperatur aus dem Wärmeabgabesystem (blaue Linie) liegt tiefer als die Temperatur im unteren Bereich der Heizungspuffer (graue Linie), daher ergibt sich als Rücklauftemperatur für die Wärmepumpen (cyan-farbene Linie) eine Mischtemperatur aus diesen beiden. Die von den Wärmepumpen kommende Vorlauftemperatur (orangene Linie) ist bei aktiven Wärmepumpen größer als die Vorlauftemperatur zum Wärmeabgabesystem (rote Linie). Dieser Temperaturverlust von etwa 1 K muss nicht unbedingt auf schlechte Isolation hinweisen, da auch die Wärmezähler gewisse Messunsicherheiten aufweisen.

Anhand von Abbildung 329 ist erkennbar, welche elektrische Leistung im Heizbetrieb und während der Warmwasserbereitung (nur während der kleinen Leistungsspitze um 13:00 Uhr) von den Wärmepumpen aufgenommen worden ist. Die Leistungszahl für den Raumheizungsbetrieb lag an diesem Tag bei durchschnittlich 3.2.

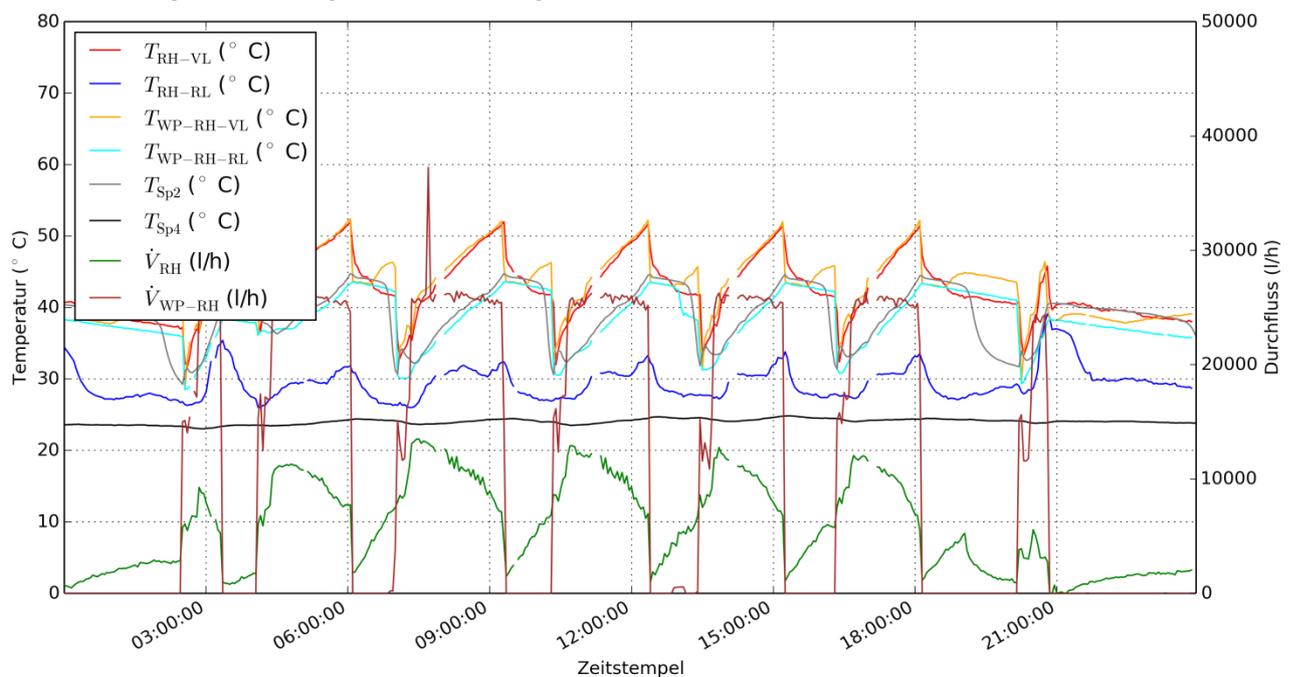


Abbildung 327: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses am Wärmeabgabesystem und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, sowie Temperatur im Heizungspuffer. (Zeitraum: 30.1.2014)

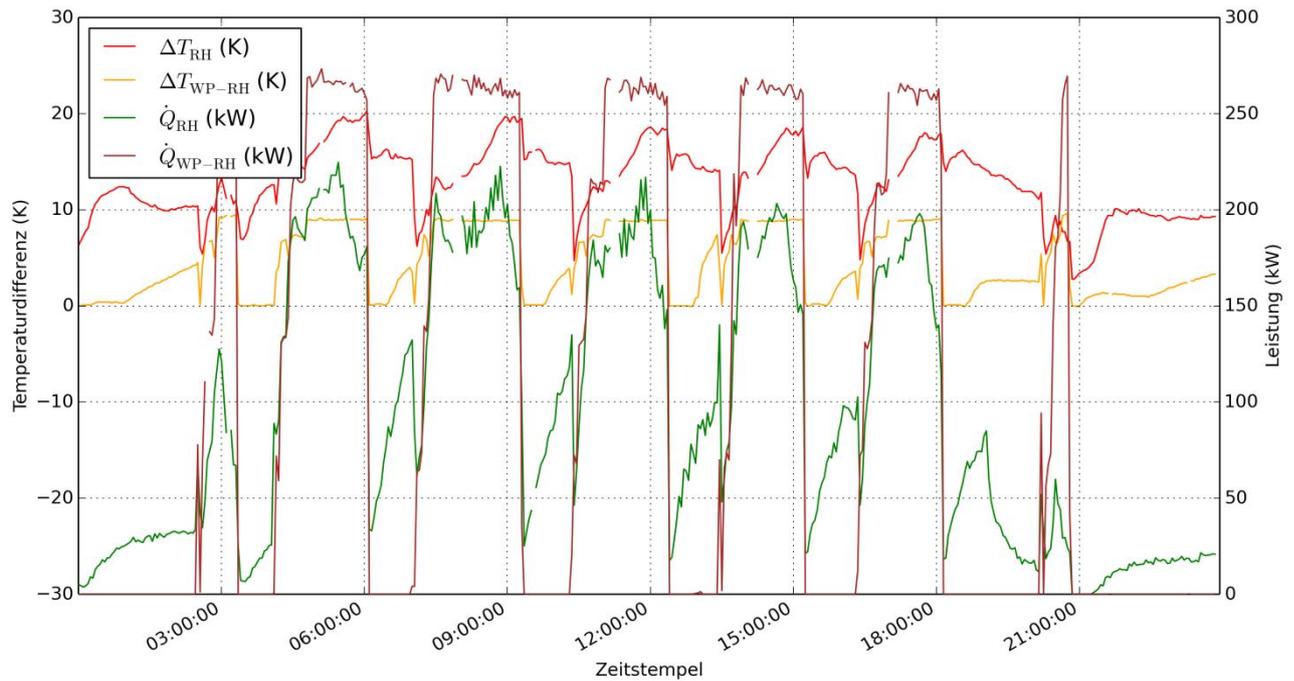


Abbildung 328: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der Leistung am Wärmeabgabesystem und in der Anbindung zu den Wärmepumpen. (Zeitraum: 30.1.2014)

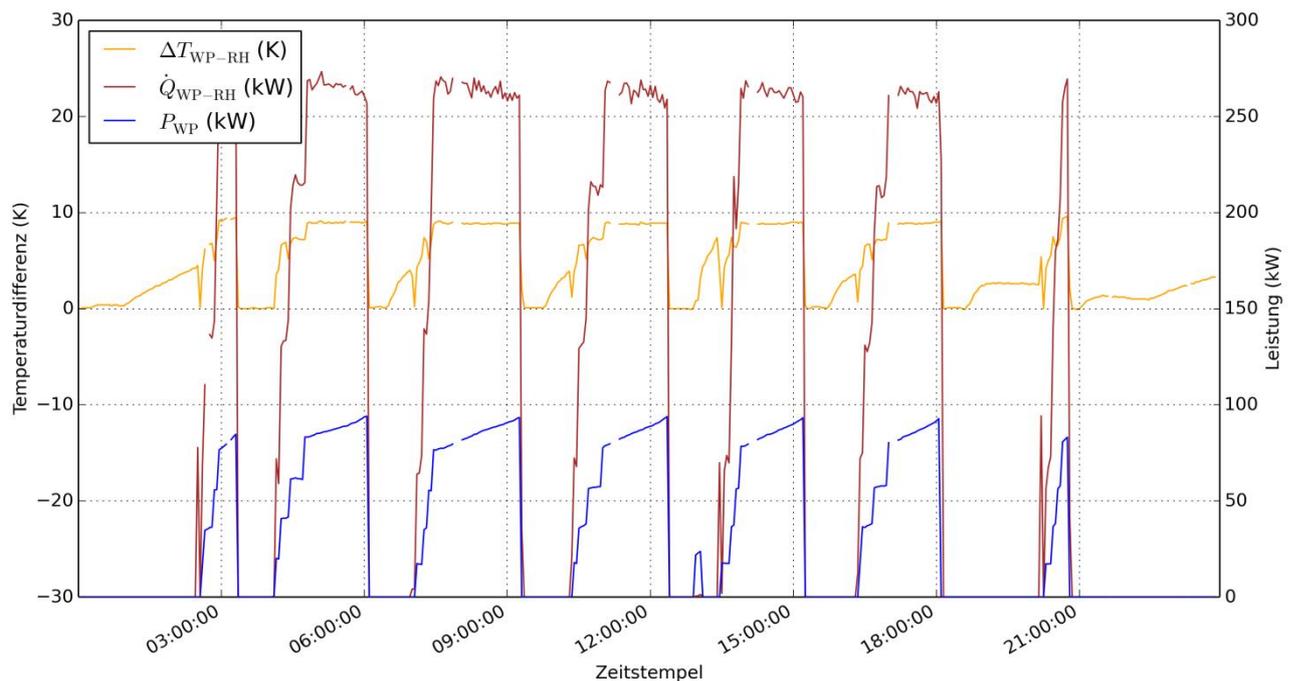


Abbildung 329: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der thermischen Leistung in der Anbindung zu den Wärmepumpen und der elektrischen Leistung der Wärmepumpen (Zeitraum: 31.1.2014)

Die Warmwasserbereitung der Wärmepumpe wird anhand von Abbildung 330 und Abbildung 331 exemplarisch dargestellt. Der blau hinterlegte Bereich beispielsweise zwischen etwa 8:15 und 8:40 Uhr zeigt an, dass Warmwasserbedarf vorhanden ist. In diesen Zeitbereichen wird nahezu konstanter Durchfluss zwischen Warmwasserspeicher und den Wärmepumpen gemessen (braune Linie). Der Durchfluss durch das Frischwassermodul ist weit geringer, tritt aber auch in der Nacht auf.

Umgesetzte Optimierungsmaßnahmen (September 2013): Stundenlanger ungeplanter Durchfluss am Frischwassermodul ist seit der Optimierung im September 2013 nicht mehr beobachtet worden.

Die von den Wärmepumpen kommende Vorlauftemperatur (orangene Linie) ist bei aktiver Wärmepumpe 1 (dunkelviolett hinterlegt) meistens um 4 bis 5 K größer als die Vorlauftemperatur zur Frischwasserstation (rote Linie). Dieser Temperaturverlust ist zum Teil der fehlenden Wärmedämmung an den Rohrleitungen zuzuschreiben.

Um Rohrleitungs- und Speicherverluste am Warmwasserspeicher zu vermeiden, sollten die Rohrleitung zwischen Warmwasserspeicher und Frischwasserstation wärmegeklämt werden.

Hauptsächlich wird dieser Temperaturverlust jedoch durch die Durchmischung im Warmwasserspeicher verursacht.

Sobald der Status „Warmwasserbedarf“ erlischt, sinkt die Vorlauftemperatur der Wärmepumpen (orangene Linie) sprunghaft ab, während die Rücklauftemperatur auf dem Niveau der Speichertemperatur bleibt. Gründe dafür könnten eine im Vergleich zur Rücklaufleitung deutlich geringere Isolation oder Luft in der Vorlaufleitung sein.

Anhand von Abbildung 332 ist erkennbar, welche elektrische Leistung im Heizbetrieb und während der Warmwasserbereitung von den Wärmepumpen aufgenommen worden ist. Für die blau hinterlegte Warmwasserbereitung ergibt sich eine Leistungszahl von unter 3.

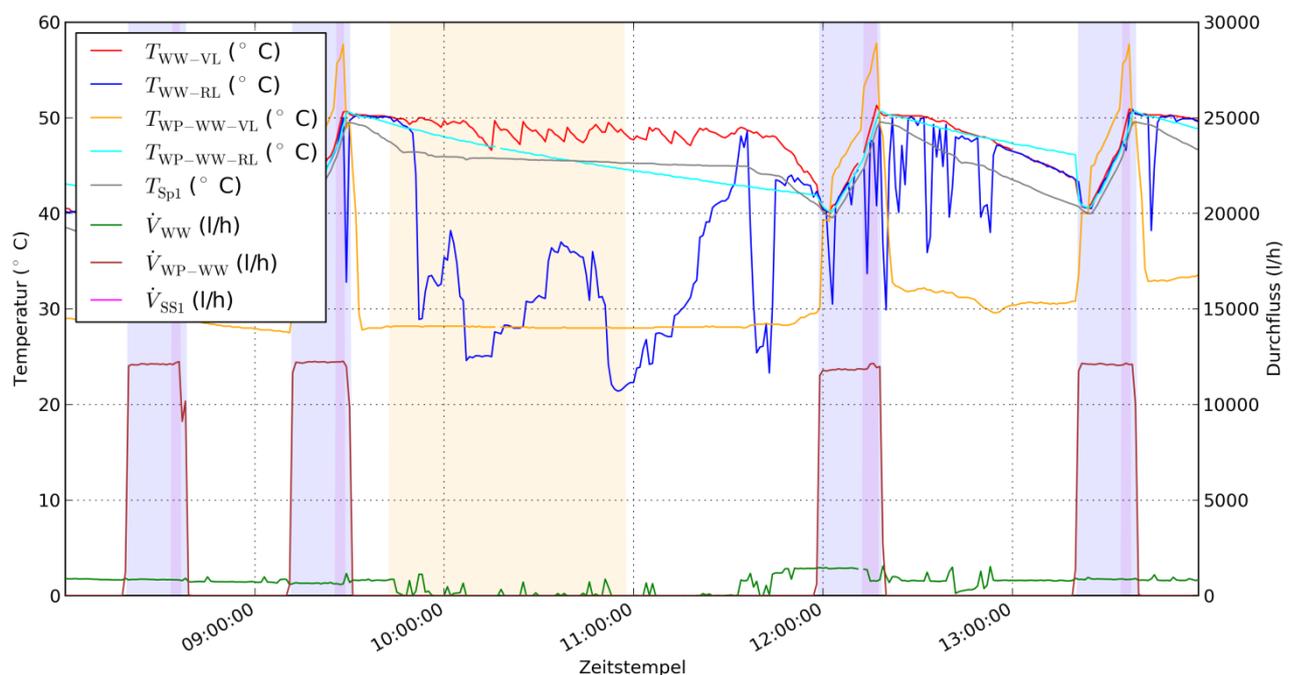


Abbildung 330: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses an der Warmwasserentnahme und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, sowie Temperatur im Warmwasserspeicher. Gelb hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 2. Blau hinterlegt: Status Warmwasserbedarf. Violett hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 1 (Zeitraum: 16.4.2013, 8:00-14:00 Uhr)

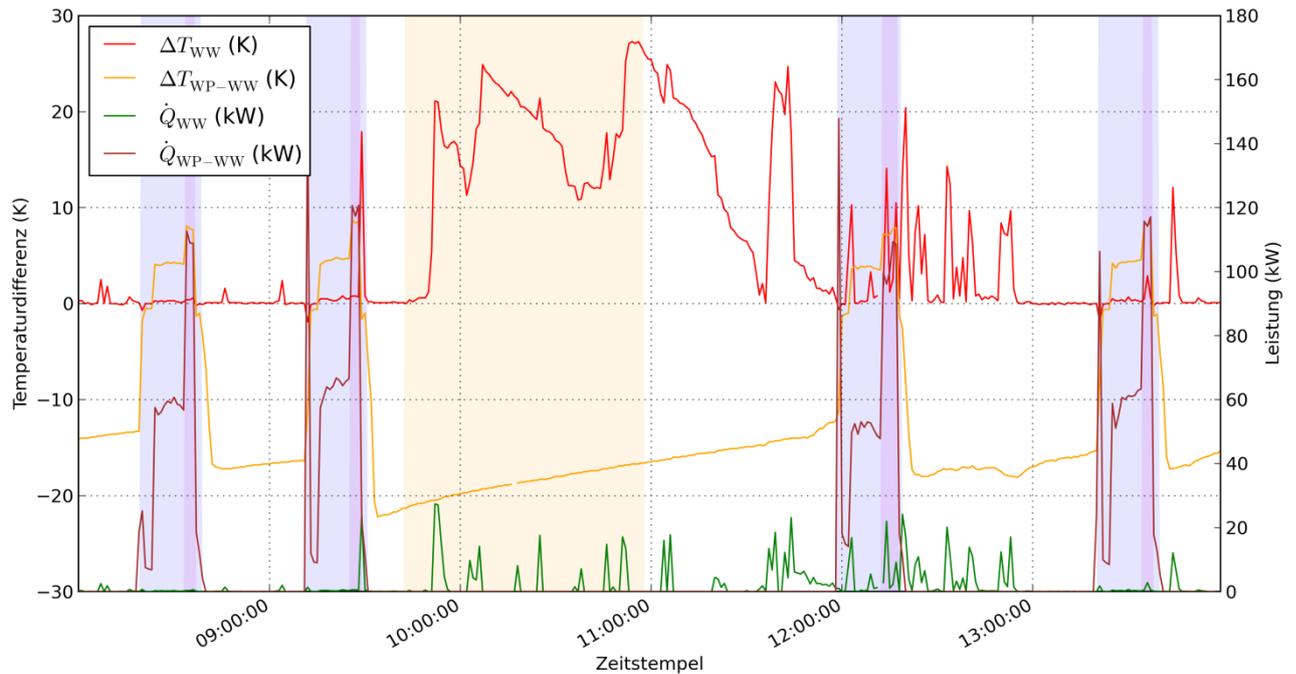


Abbildung 331: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der Leistung an der Warmwasserentnahme und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, sowie Temperatur im Warmwasserspeicher. Gelb hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 2. Blau hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 1 (Zeitraum: 16.4.2013, 8:00-14:00 Uhr)

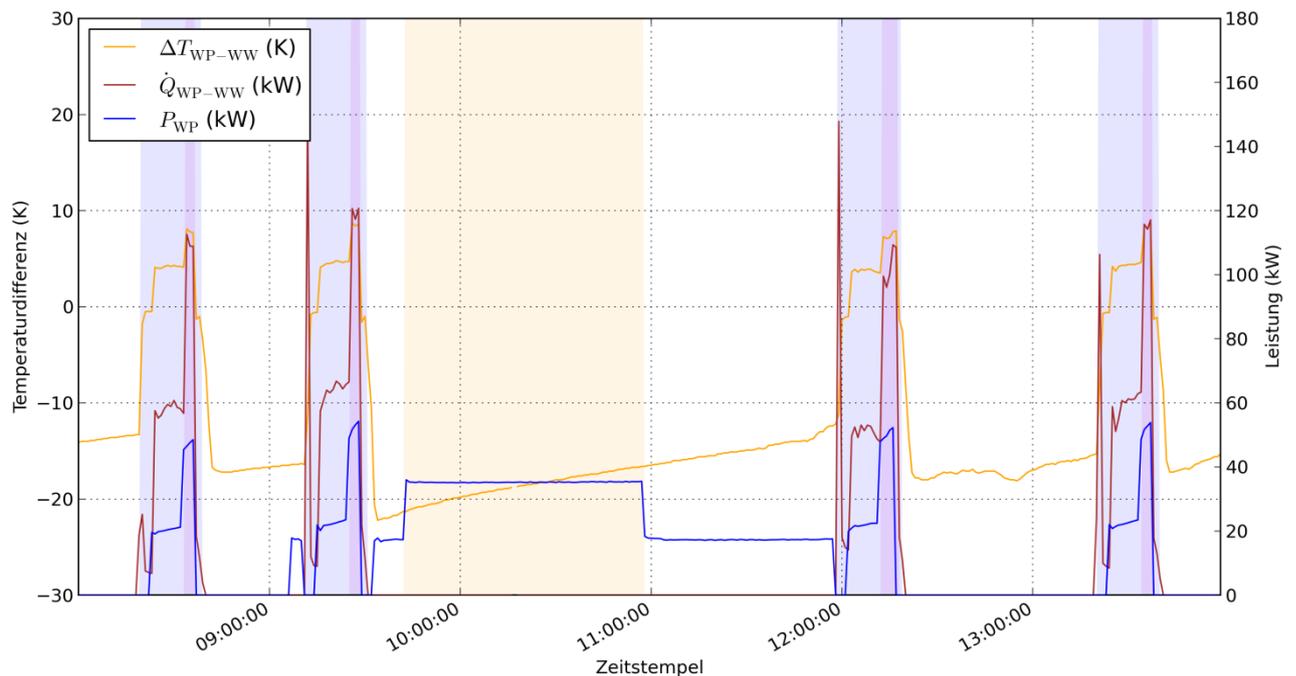


Abbildung 332: Beispielhafter Verlauf der Temperaturdifferenz und der thermischen Leistung in der Anbindung zu den Wärmepumpen und der elektrischen Leistung der Wärmepumpen. Gelb hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 2. Blau hinterlegt: Status Warmwasserbedarf. Violett hinterlegt: Kompressorstatus der Wärmepumpe 1 (Zeitraum: 16.4.2013, 8:00-14:00 Uhr)

Seit der Optimierung der Anlage im September 2013 ist das Verhalten der Anlage verändert. Da die Entnahme durch das Frischwassermodul nicht mehr kontinuierlich, sondern nach Bedarf erfolgt, sind die Ladezeiten durch die Nachheizung kürzer und gleichmäßiger, wie Abbildung 333 zeigt. Man erkennt, dass bei Betrieb der Wärmepumpe (braune Linie) auch ein Durchfluss im Solarsekundärkreis angeregt wird (rosa Linie).

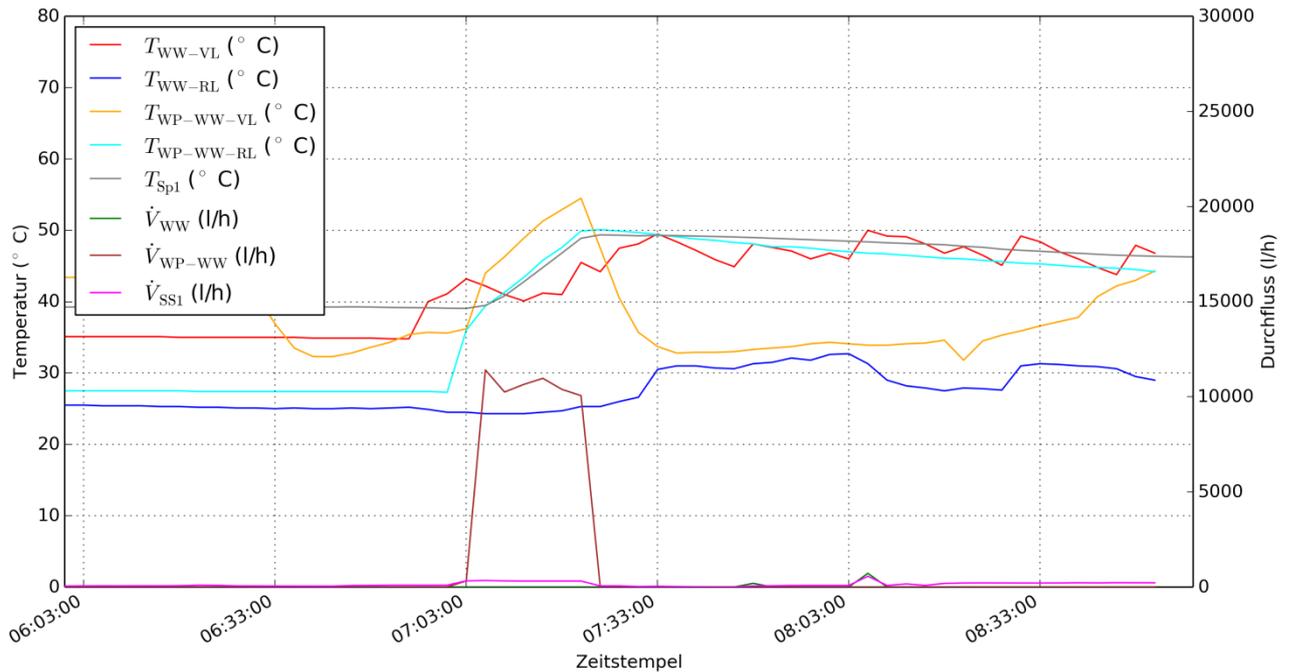


Abbildung 333: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses an der Warmwasserentnahme und in der Anbindung zu den Wärmepumpen, sowie Temperatur im Warmwasserspeicher. (Zeitraum: 12.11.2013, 6:00-9:00 Uhr)

Die Vorgänge bei der solarthermischen Beladung des Erdspeichers und bei der Entladung durch die Wärmepumpen ist exemplarisch für den 22.4.2013 in Abbildung 334 und Abbildung 335 dargestellt. Ob und wann thermische Leistung übertragen worden ist, kann mithilfe der vorhandenen Werte dennoch festgestellt werden.

Zwischen etwa 9:00 und 10:15 Uhr ist die Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis (rote Linie) größer als sämtliche Erdspeichertemperaturen (cyan-farben hinterlegt). Wahrscheinlich wird deshalb von der Regelung ein Durchfluss im Solarsekundärkreis auf den Wärmetauscher zum Erdspeicher aufgebracht (magenta-farbene Linie). Da die Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis (blaue Linie) jedoch kaum von der Vorlauftemperatur verschieden ist, wird praktisch keine Solarenergie in den Erdspeicherkreis übertragen. Das zeigt sich auch an der zugehörigen Temperaturdifferenz (rote Linie in Abbildung 335) und der errechneten thermischen Leistung (braune Linie in Abbildung 335). Es wird davon ausgegangen, dass die Umwälzpumpe auf der Erdspeicherseite nicht in Betrieb war und die solarthermische Regeneration des Erdspeichers verhindert hat. Dasselbe Verhalten zeigt sich auch zwischen etwa 13:00 und 15:30 Uhr.

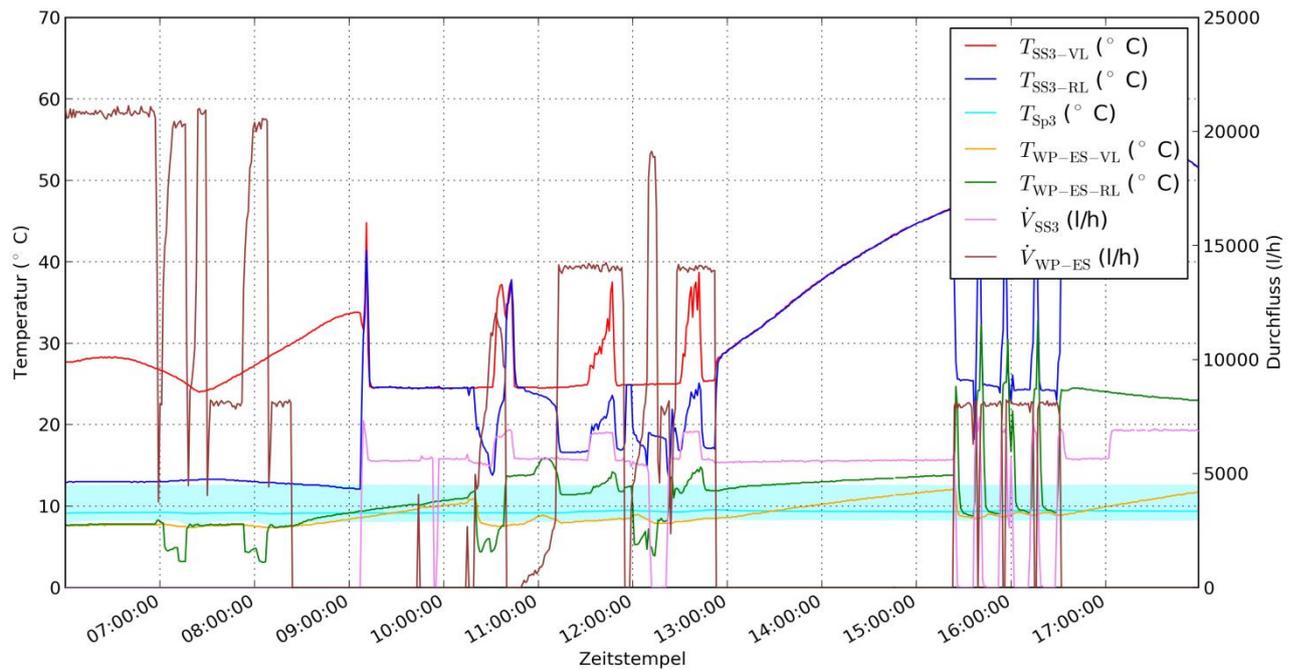


Abbildung 334: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher, Spannweite der Erdspeichertemperaturen inkl. Mittelwert, Vor- und Rücklauftemperaturen im Erdspeicherkreis sowie Durchflüsse in den genannten Kreisen (Zeitraum: 22.4.2013, 6:00-18:00 Uhr)

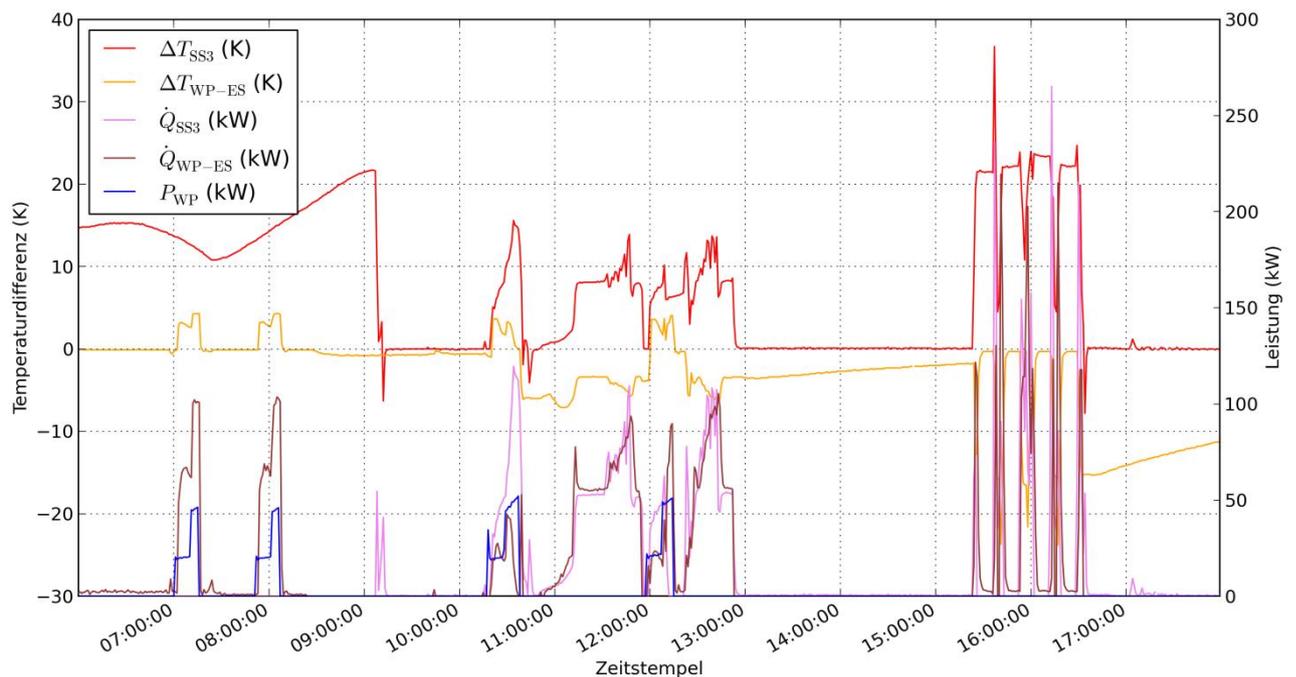


Abbildung 335: Beispielhafte Verläufe der Temperaturdifferenzen und thermischen Leistungen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher und im Erdspeicherkreis, Aufnahme elektrische Energie der Wärmepumpe (Zeitraum: 22.4.2013, 6:00-18:00 Uhr)

Umgesetzte Optimierungsmaßnahmen (September 2013):

Seit der Optimierung im September 2013 sind die Umwälzpumpen zur der solarthermischen Beladung des Erdspeichers zeitgleich in Betrieb.

Den Betrieb des Erdspeichers nach der Optimierung im September zeigen Abbildung 336 und Abbildung 337 exemplarisch für den 14. November 2013. Zwischen etwa 2:00 und etwa 7:00 Uhr ist die Wärmepumpe in Heizbetrieb, wie die elektrische Stromaufnahme  $P_{WP}$  und die Temperaturdifferenz  $\Delta T_{WP-ES}$  zeigen (blaue und gelbe Linie in Abbildung 337). Der Erdspeicher dient als Wärmequelle, dadurch sinkt die mittlere Erdspeichertemperatur (cyan-farbene Linie in Abbildung 336). Die Vor- und Rücklauftemperaturen am Wärmezähler  $WP-ES$  unterscheiden sich um knapp 10 K, dadurch steigern sich auch die Unterschiede zwischen den einzelnen Temperaturfühlern im Erdspeicher (cyan-farben hinterlegter Bereich).

Zwischen etwa 8:00 und 10:00 Uhr wird Solarenergie in den Erdspeicher eingespeist (rosa Linien), der Erdspeicher dient als Wärmesenke, seine Temperatur steigt. Aufgrund der geringeren Unterschiede zwischen der Vor- und der Rücklauftemperatur am Wärmezähler  $WP-ES$  (nur 2 K) verringern sich auch die Unterschiede zwischen den einzelnen Temperaturfühlern im Erdspeicher (cyan-farben hinterlegter Bereich), wobei jene Bereiche des Erdspeichers aufgewärmt werden, die zuvor am meisten abgekühlt worden sind. Aufgrund der Verschaltung des Erdspeicherwärmetauschers im Gleichstromprinzip ist die Vorlauftemperatur in den Erdspeicher um etwa 10 K (!) geringer als im Gegenstromprinzip möglich wäre. Denn die Austrittstemperatur auf der Erdspeicherseite (grüne Linie in Abbildung 336) liegt immer unter der Austrittstemperatur auf der Solarsekundärkreisseite (blaue Linie in Abbildung 336). Dadurch wird einerseits weit weniger Solarenergie übertragen als möglich wäre und andererseits das Temperaturniveau im Erdspeicher künstlich tiefer gehalten (Exergieverlust). Das Temperaturniveau im Erdspeicher (cyan-farbener Bereich in Abbildung 336) könnte beim Gegenstromprinzip im Idealfall sogar bis zur Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis (rote Linie in Abbildung 336) angehoben werden. Weitere Hinweise finden sich in Kapitel 7.21.2 Hydraulik- und Messkonzept.

Zwischen etwa 13:00 und 16:00 Uhr wird sowohl Solarenergie in den Erdspeicherkreis eingespeist als auch Wärme durch die Wärmepumpen entnommen. Der Durchfluss durch den Erdspeicher ist dabei maximal. Durch die Einspeisung der Solarenergie steigt die Rücklauftemperatur in den Erdspeicher um mehr als 5 K fast sprunghaft an. Die Vorlauftemperatur aus dem Erdspeicher steigt um etwa 1,5 K, leicht verzögert an. In Summe überwiegt in diesem Betriebszustand die Entladung des Erdspeichers, die jedoch durch die Nutzung der Solarenergie verlangsamt wird.

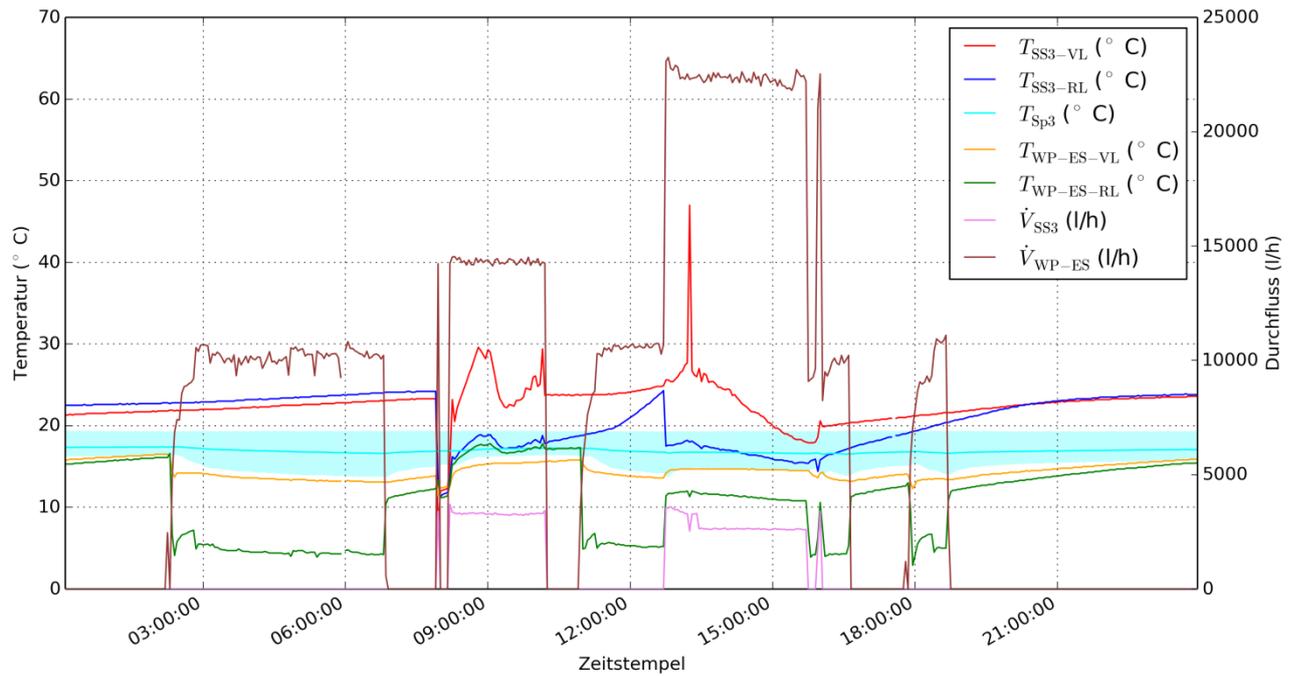


Abbildung 336: Beispielhafter Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher, Spannweite der Erdspeichertemperaturen inkl. Mittelwert, Vor- und Rücklauftemperaturen im Erdspeicherkreis sowie Durchflüsse in den genannten Kreisen (Zeitraum: 14.11.2013)

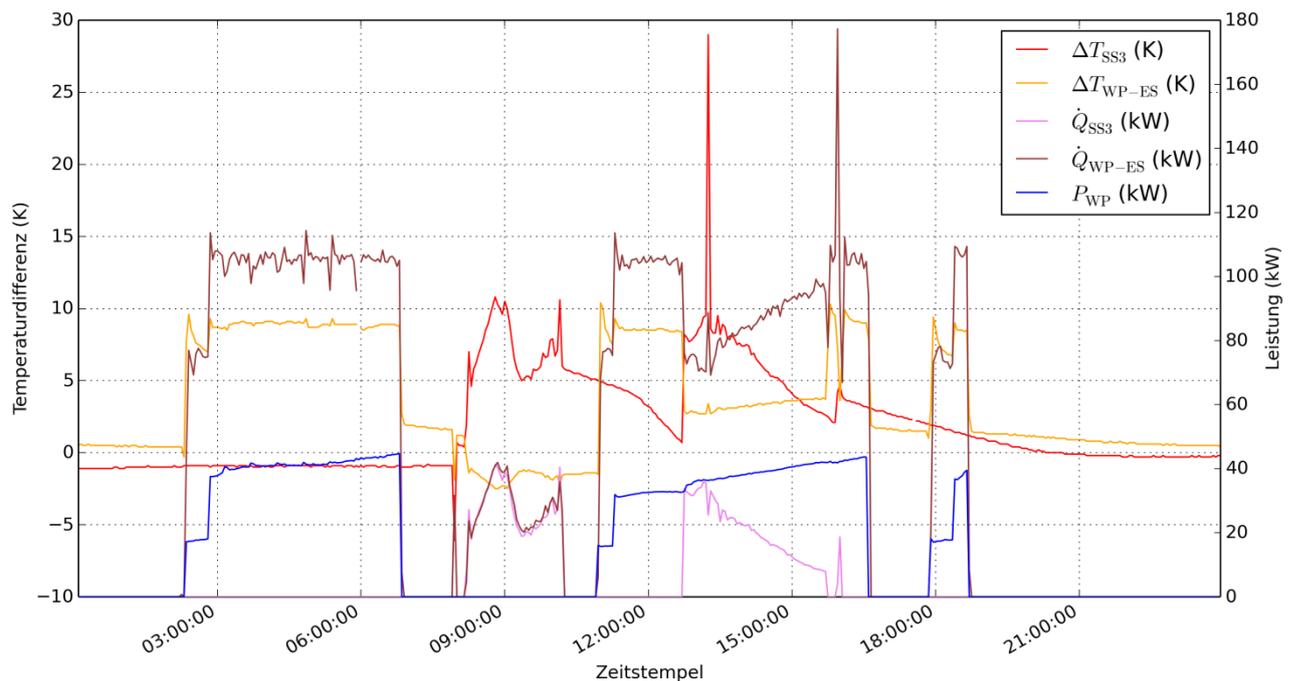


Abbildung 337: Beispielhafte Verläufe der Temperaturdifferenzen und thermischen Leistungen im Solarsekundärkreis zum Erdspeicher und im Erdspeicherkreis, Aufnahme elektrische Energie der Wärmepumpe (Zeitraum: 14.11.2013)

### 7.21.6 Anlagen Status Quo

Das komplexe Wärmeversorgungssystem funktionierte im Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Deckungsgrad beträgt mindestens 13 %. Die Solarenergie aus dem Erdspeicher erhöht diesen Wert jedoch noch, kann allerdings nicht genau beziffert werden.

Eine wesentliche Optimierung war der Einbau von 2-Wege-Ventilen in die Rücklaufleitungen im Solarsekundärkreis, die zur Entkopplung der beiden wassergefüllten Speicher dienen. Dadurch gelingt die Beladung des Warmwasserspeichers schneller und Zirkulationsverluste über den Solarsekundärkreis werden minimiert. Zur Korrektur der nicht vollständig abgeglichenen Kollektorreihen wurde die Solaranlage erneut gespült, entlüftet und abgeglichen. Während der Optimierungsphase hat es innerhalb kurzer Zeiträume Heiz- und Kühlbetrieb gegeben, da das Energiesystem aufgrund der Außentemperatur gesteuert wurde. Später ist die Regelung auf Einzelraumregelung umgestellt worden, da je nach örtlicher Lage der Räume im Gebäude die Raumtemperaturen stark unterschiedlich sein können. Um die Energieeffizienz zu erhöhen, wurden jedoch die Komfortansprüche gesenkt: Die Betriebsart der Raumheizung bzw. -kühlung des gesamten Gebäudes muss in Zukunft beispielsweise von der Geschäftsführung, auf „Heizen“ oder „Kühlen“ eingestellt werden. Die Regelung wurde optimiert, sodass die Solaranlage erst zum Stillstand kommt, wenn die zur Verfügung stehenden Wärmespeicher zur Gänze geladen sind. Ebenso wurde ungeplanter Dauerbetrieb von Umwälzpumpen abgestellt und Vor- bzw. Nachlaufzeiten von Umwälzpumpen angepasst.

Die Umstellung des Erdspeicherwärmetauschers auf das geplante Gegenstromprinzip wurde dringend angeraten, jedoch im Monitoringzeitraum nicht mehr umgesetzt.

## 7.22 Fleischwaren Berger, NÖ

### 7.22.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fleischwaren Berger
<u>Adresse:</u>	8452 Großklein
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Erwärmung von Brauchwasser, Kesselspeisewasservorwärmung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1067 m <sup>2</sup> , Flachkollektor
<u>Energiespeichervolumen:</u>	60 m <sup>3</sup>
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Ölkessel (bis September 2014 - Hochdruckkessel 3,2 to/h; Niederdruckkessel 2,8 to/h) bzw. 2 Gaskessel (ab Oktober 2014 - Hochdruckkessel 3,6 to/h; Niederdruckkessel 3,2 to/h)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	3,5 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	408 kWh/m <sup>2</sup> a (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Jänner 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Jahr 2013 errichtete das Unternehmen Fleischwaren Berger aus Sieghartskirchen, Niederösterreich, eine thermische Solaranlage bestehend aus einer Kollektorfläche von 1.067 m<sup>2</sup> und 60 m<sup>3</sup> Energiespeicher (siehe Abbildung 339). Die solarthermische Anlage unterstützt dabei die Verarbeitung von Frischfleisch zu Schinken und Wurstprodukten. Insgesamt werden am Standort täglich rund 100 Tonnen Fleischwaren produziert. Die Solarwärme wird dabei an zwei Stellen in die Produktion eingespeist. Zum einen wird die Brauchwasserbereitung (ca. 7 m<sup>3</sup>/h Brauchwasserbedarf für Reinigungszwecke) und zum anderen die Kesselspeisewasservorwärmung zweier Dampfkessel (Ölkessel bis September 2014 bzw. Gaskessel ab Oktober 2014) unterstützt. In beiden Prozessabschnitten sind der Solarthermieeinbindung Wärmerückgewinnungsstufen vorgeschaltet. Da insbesondere im Bereich der Kesselspeisewasservorwärmung höhere Temperaturen benötigt werden (Vorwärmung bis 93°C), gelangte ein zweifach abgedeckter Kollektor zur Umsetzung. Montiert wurde das gesamte Kollektorfeld auf einer Freifläche am Betriebsareal (siehe Abbildung 340, linke Darstellung). Spezielle, in das Erdreich gebohrte Stahllanker sorgten dabei für den Entfall von Betonballast und für eine einfache Nivellierung der Unterkonstruktion (siehe Abbildung 340, rechte Darstellung).



Abbildung 338: Ansicht der bodenmontierten 1.067 m<sup>2</sup> großen Kollektorfläche links (Bildquelle S.O.L.I.D.) und dem gesamten Werksareal rechts (siehe links hinten das Kollektorfeld, Bildquelle Fleischwaren Berger)



Abbildung 339: Ansicht des am Werksareal der Fa. Fleischwaren Berger befindlichen 60 m<sup>3</sup> Pufferspeichers (Bildquelle: SOLID)



Abbildung 340: Montage der Stahlanker für die Aufnahme der Kollektoren am Betriebsareal (linke Abbildung, Bildquelle: ÖKOTECH) sowie beispielhafte Abbildung eines für die Montage des Kollektorfeldes verwendeten Stahlankers (rechte Darstellung, Bildquelle: terrafix)



Abbildung 341: Darstellungen aus dem Produktionsprozess der Fa. Fleischwaren Berger (Bildquelle: Fa. Fleischwaren Berger)

### 7.22.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulikkonzept bzw. das Messkonzept der Anlage „Fleischwaren Berger“ ist in Abbildung 342 dargestellt. Wie daraus ersichtlich, kann die Beladung als auch die Entladung seitens der solarthermischen Anlage in bzw. aus dem Pufferspeicher auf zwei unterschiedliche Höhen erfolgen. Die Einbindung in die Brauchwassererwärmung bzw. in die Kesselspeisewasservorwärmung erfolgt in Abhängigkeit des vorhandenen Pufferspeichertemperaturniveaus (vgl. 7.22.5). Im Bereich der Brauchwassererwärmung

wird die Bereitstellung des erforderlichen Temperaturniveaus ( $55^{\circ}\text{C}$ ) über mehrere Nacherwärmungsstufen gewährleistet. In einem ersten Schritt wird aufbereitet Frischwasser über die Wärmerückgewinnung einer Kältemaschine vorerwärmt. In einem zweiten Schritt erfolgt eine Temperaturerhöhung mittels solarthermischer Wärme aus dem Pufferspeicher. Zur Erreichung der benötigten Warmwassertemperatur von wird das bereits vorgewärmte Frischwasser über eine Anbindung an das Niederdruckdampfnetz auf das finale Temperaturniveau erhöht. Die Einbindung solarthermischer Wärme aus dem Pufferspeicher zur Kesselspeisewasservorwärmung erfolgt in den Rücklauf des Kesselspeisewasserkreises.

Das Messkonzept umfasst im Bereich der solarthermischen Anlage einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Temperaturfühler und Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. Weiters werden die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sowohl im Primärkreislauf als auch im Sekundärkreislauf gemessen und aufgezeichnet. Im Bereich der Warmwasserbereitung wurden drei Wärmemengenzähler installiert, welche die einzelnen Wärmeenergien der einzelnen Stufen sowie die Einbindung solarthermischer Wärme in und aus dem Pufferspeicher messen. Der Eintrag solarthermisch gewonnener Wärme in die Speisewasservorwärmung wird mittels eines weiteren Wärmemengezählers ermittelt. Zur Bestimmung der einzelnen Vorwärmungsstufen der Brauchwassererwärmung wurden zwei Wärmemengenzähler im Brauchwasserkreis installiert. Ein Wärmemengenzähler erfasst dabei den Nachheizungskreis der Wärmerückgewinnung der Kälteanlage bzw. ein weiterer erfasst die Summe, sowohl den solarthermischen Eintrag als auch den Eintrag des ND-Netzes. Die Bilanzierung des ND-Anteils an der Brauchwassererwärmung muss dementsprechend über den bekannten Eintrag solarer Wärme sowie über die Summe der solaren Wärme und des ND-Netzes rechnerisch ermittelt werden. Das Begleitforschungsteam entschied sich zu diesem Schritt, da der Einbau eines Wärmemengenzählers für den Eintrag aus dem ND-Netz aufgrund baulicher Gegebenheiten nicht umgesetzt werden konnte. Zur Bestimmung der Temperaturverhältnisse im Energiespeicher wurden insgesamt vier Temperaturfühler in unterschiedlichen Höhen installiert.

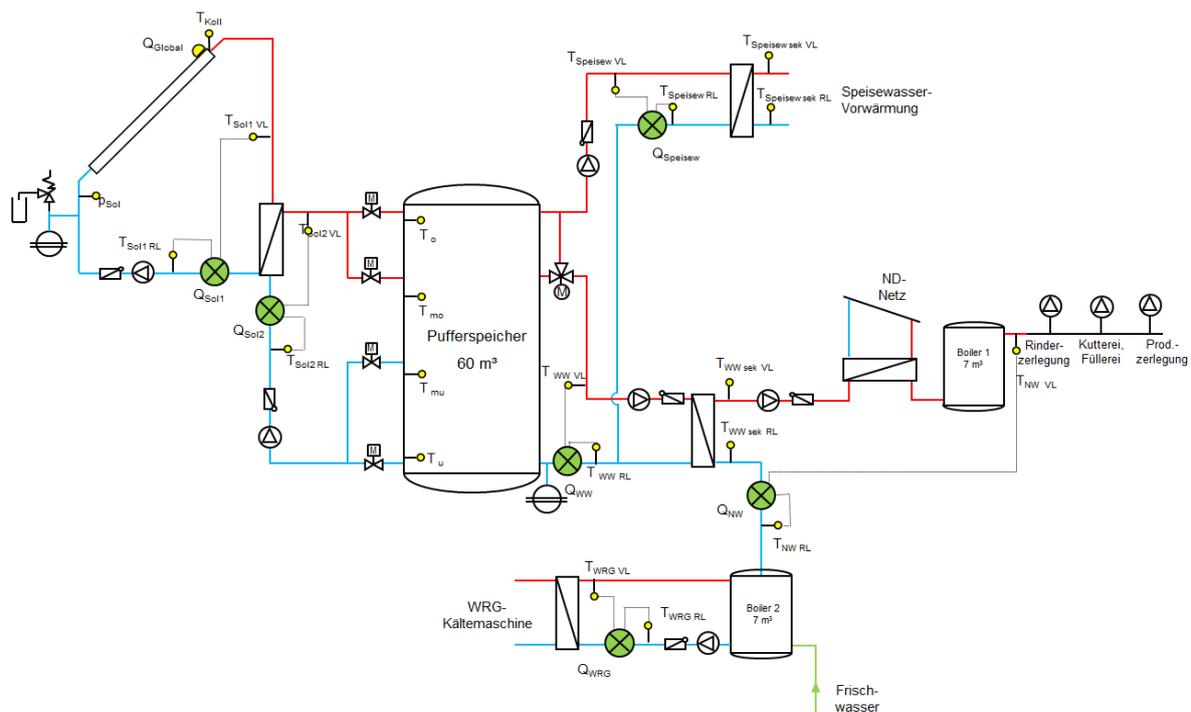


Abbildung 342: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Fleischwaren Berger“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$Q_{\text{Global1}}$	Globalstrahlungssensor Kollektorebene
$P_{\text{SP1}}$	Drucksensor Primärkreis
$T_{\text{Koll}}$	Kollektortemperatur
$T_{\text{Sol2 VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{Sol2 RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis

### Solar-Sekundärkreis

$T_{\text{SS1 VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{SS1 RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
$Q_{\text{Solar2}}$	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis

### Pufferspeicher

$T_{\text{o}}$	Pufferspeichertemperatur oben
$T_{\text{mo}}$	Pufferspeichertemperatur mitte-oben
$T_{\text{mu}}$	Pufferspeichertemperatur mitte-unten
$T_{\text{u}}$	Pufferspeichertemperatur unten

### Verbraucher Speisewasservorwärmung

$T_{\text{Speisewasser VL}}$	Vorlauftemperatur Speisewasservorwärmung
$T_{\text{Speisewasser RL}}$	Rücklauftemperatur Speisewasservorwärmung
$Q_{\text{Fernwärme}}$	Wärmemengenzähler Speisewasservorwärmung
$T_{\text{Speisewasser sek VL}}$	Vorlauftemperatur Speisewasservorwärmung sekundär
$T_{\text{Speisewasser sek RL}}$	Rücklauftemperatur Speisewasservorwärmung sekundär

### Verbraucher Warmwasserbereitung

$T_{\text{WW VL}}$	Vorlauftemperatur solare Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW RL}}$	Rücklauftemperatur solare Warmwasserbereitung
$Q_{\text{WW}}$	Wärmemengenzähler solare Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW sek VL}}$	Vorlauftemperatur solare Warmwasserbereitung sekundär
$T_{\text{WW sek RL}}$	Rücklauftemperatur solare Warmwasserbereitung sekundär
$T_{\text{WRG VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmerückgewinnung Kältemaschine
$T_{\text{WRG RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmerückgewinnung Kältemaschine
$Q_{\text{WRG}}$	Wärmemengenzähler Wärmerückgewinnung Kältemaschine
$T_{\text{NW VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Nacherwärmung
$T_{\text{NW RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Nacherwärmung
$Q_{\text{NW}}$	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Nacherwärmung

## 7.22.3 Energiebilanz

Die Energiebilanz der Anlage „Fleischwaren Berger“ ist in folgender Abbildung 343 dargestellt. Der Wärmeeintrag findet über die solarthermische Anlage (gelb), über die Wärmerückgewinnung der Kälteanlage (grün) als auch über zwei Gaskessel (hellrot), ab Oktober 2014, bzw. zwei Ölkessel (dunkelrot), bis September 2014, statt. In der Produktion wird Wärme einerseits für die Brauchwasserbereitung (hellblau) und zum anderen für die Speisewasservorwärmung bzw. Dampferzeugung (dunkelblau) benötigt. Da für die Bestimmung der benötigten Energie für die Dampferzeugung durch die Öl- bzw. Gaskessel im Rahmen des Begleitforschungsprogramms kein getrennter Wärmemengenzähler vorzusehen war, wurde der Wärmeeintrag der Öl- bzw. Gaskessel dem Begleitforschungsteam im jeweils darauf folgenden Monat vom Betreiber bekannt gegeben und für die Bilanzierung übernommen. Der aufgewendete Energieanteil für die

Speisewasservorwärmung wurde in weiterer Folge aus dem Gesamtwärmeverbrauch rechnerisch ermittelt. Die erkennbaren Schwankungen im Energieverbrauch spielen laut Betreiber übliche Produktionsschwankungen (bspw. Weihnachten, Ostern, Grillsaison, etc.) wieder.

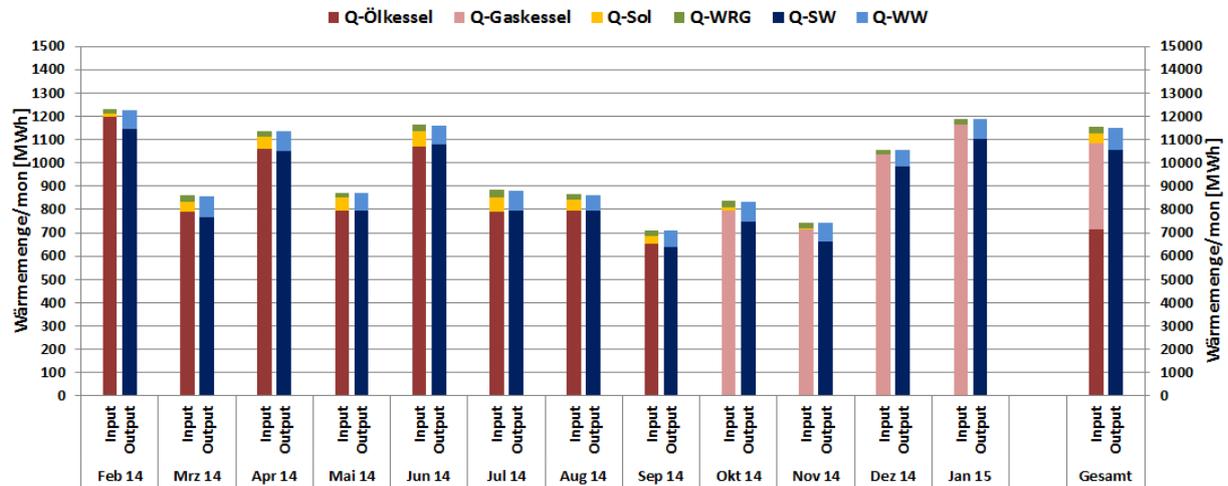


Abbildung 343: Energiebilanz der Anlage „Fleischwaren Berger“ (Februar 2014 bis Januar 2015)

#### 7.22.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 344 bis Abbildung 346) geben einen Vergleich über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse mit dem im Rahmen des Anlagenmonitorings ermittelten Messergebnisse der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Fleischwaren Berger“.

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde der Prognosewerte der Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase mit der gemessenen Kennzahlen „spezifischer Solarertrag“ verglichen. Wie in Abbildung 344 ersichtlich, liegt der gemessene kumulierte jährliche Solarertrag (rote Linie) mit 408 kWh/m<sup>2</sup>a etwas über dem Niveau des prognostizierten Simulationswerts (blau schraffierte Fläche) mit 403 kWh/m<sup>2</sup>a.

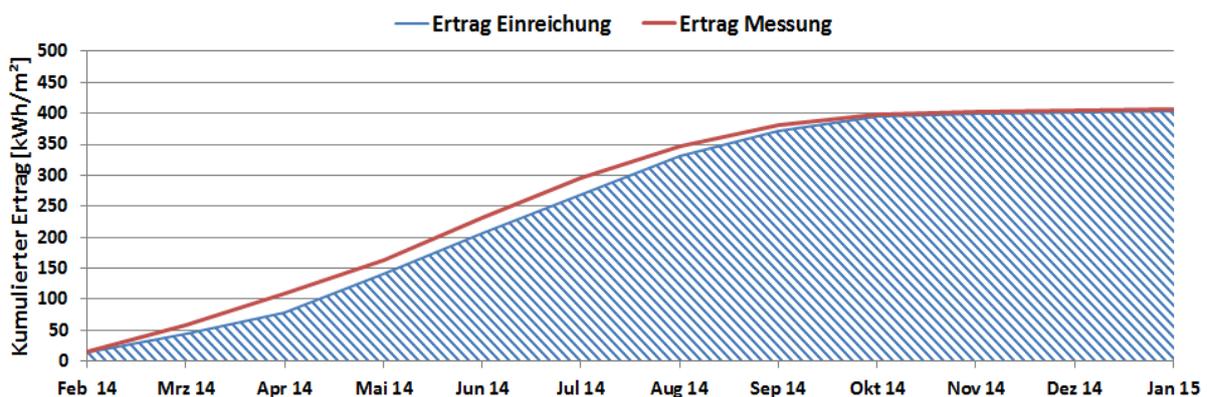


Abbildung 344: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Fleischwaren Berger“ (Februar 2014 bis Januar 2015)

Abbildung 345 zeigt die monatlich prognostizierten (blaue Balken) sowie die monatlich gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) der Anlage „Fleischwaren Berger“. Für den gesamten Betrachtungszeitraum wurde laut Einreichung ein solarer Deckungsgrad von rund 3,5% erwartet. Der gemessene solare Deckungsgrad deckt sich nach Beendigung des einjährigen Betrachtungszeitraums gut mit dem erwarteten Prognosewert.

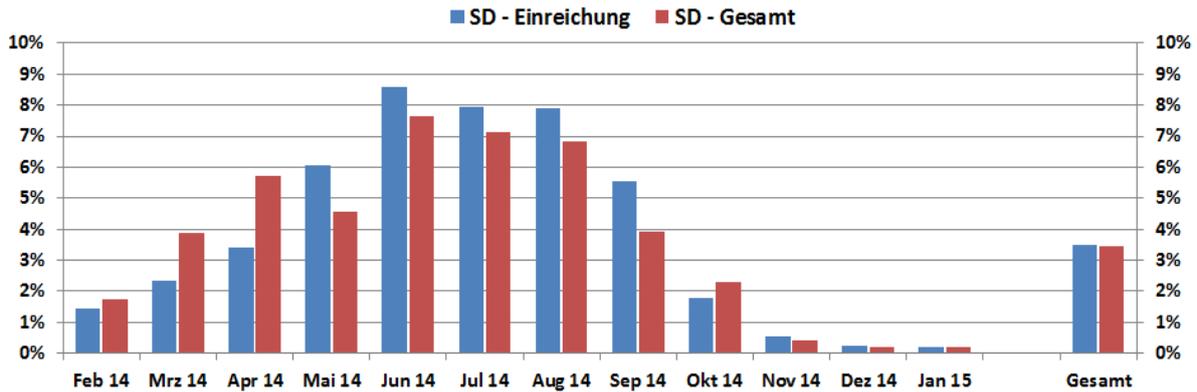


Abbildung 345: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Fleischwaren Berger“ (Februar 2014 bis Januar 2015)

Abbildung 346 zeigt einen Vergleich des zum Zeitraum der Einreichung in der Produktion der Anlage „Fleischwaren Berger“ berücksichtigten Wärmeverbrauchs (blau schraffiert) mit dem tatsächlich nachgefragten Verbrauch (rote Linie). Wie in der Abbildung erkennbar, liegt der gemessene Gesamtwärmeverbrauch am Ende des Betrachtungszeitraums nur geringfügig unter dem Prognosewert.

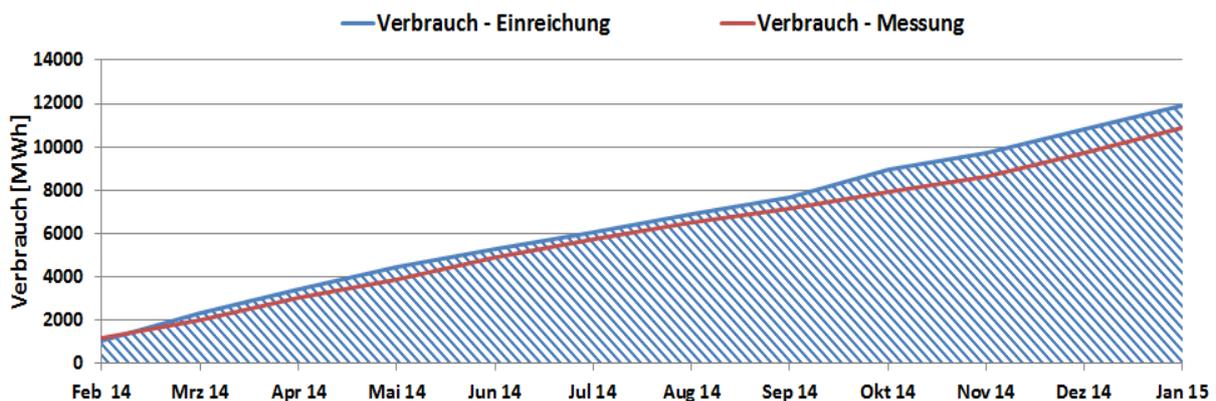


Abbildung 346: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage „Fleischwaren Berger“ (Februar 2014 bis Januar 2015)

### 7.22.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Folgenden werden einzelne Kreisläufe der Anlage „Fleischwaren Berger“ analysiert, beschrieben und es wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Abbildung 347, linke Darstellung, zeigt hierzu eine Detailbetrachtung des Solarsystems an einem wolkenlosen Tag im Juli 2014 (4. Juli). Die dargestellten Messergebnisse zeigen dabei einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb. Die solarthermische Anlage schaltet um ca. 8:00 Uhr ein und speist bis ca. 17:30 Uhr solarthermische Energie in den Energiespeicher ein. Auffälligkeiten an der Betriebsweise zeigten sich jedoch insbesondere an Tagen mit verringerter Einstrahlungsleistung (bspw. in den Wintermonaten). Beispielhaft für das Verhalten des Solarkreises an einem Wintertag (19.12.2014) ist der Tagestemperaturverlauf inkl. Volumenstrom und Globalstrahlung in Abbildung 347, rechte Darstellung, angeführt. So sind bei der Betrachtung der Tagestemperaturverläufe geringfügige Schwankungen der Vorlauftemperatur als auch des Volumenstroms erkennbar. Laut Auskunft des Betreibers bzw. den verantwortlichen Personen ist das Verhalten bekannt und auf Probleme bei der eingesetzten PI-Regelung zurückzuführen. Nach der Inbetriebnahme und bereits vor dem Start des einjährigen

Begleitforschungszeitraums wurden dementsprechend Anpassungen durchgeführt. So wurde um die Totzeit- als auch Ausgleichszeit zu verringern und eine höhere Temperaturstabilität zu erreichen, der für das Einschalten der Solarpumpe verwendete Temperaturfühler im Primärkreis, am Solarwärmetauscher, durch den Mittelwert der Kollektortemperaturen aller Teilfelder ersetzt. Wie in Abbildung 347, linke Darstellung, ersichtlich konnte durch diese Maßnahme das Problem fast zur Gänze behoben werden. Das verbleibende Optimierungspotential, an Tagen mit verringerter Einstrahlungsleistung (vgl. Abbildung 347, rechte Darstellung), ist dem Betreiber bekannt. Eine Anpassung vor dem Ende der einjährigen Monitoringphase konnte von Seiten des Betreibers nicht mehr erreicht werden.

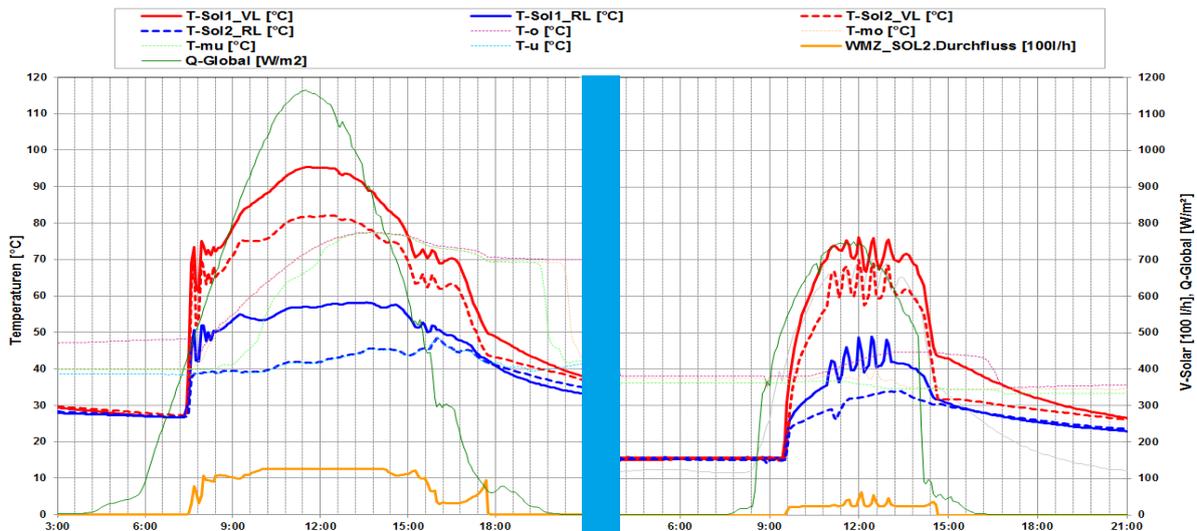


Abbildung 347: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, des Volumenstroms und der Pufferspeichertemperaturen (04.07.2014, linke Darstellung; 19.12.2014, rechte Darstellung)

Wie bereits einführend beschrieben, wird die solarthermische Energie einerseits zur Brauchwasserbereitung und andererseits zur Unterstützung für die Kesselspeisewasservorwärmung zweier Dampfkessel herangezogen. Die monatlichen als auch jährlichen kumulierten solaren Einträge nach dem Pufferspeicher gemessen für die Brauchwasserbereitung und für die Kesselspeisewasservorwärmung sind in Abbildung 348, obere Darstellung, angeführt. Die untere Darstellung der Abbildung 348 zeigt den solaren Anteil, dargestellt als solarer Deckungsgrad, am jeweiligen Gesamtenergieverbrauch der einzelnen Verbraucherstränge. Deutlich erkennbar wurden im Betrachtungszeitraum 83 %, rund 314 MWh, des gesamten solaren Ertrags für die Warmwasserbereitung eingesetzt. Der jährliche solare Anteil am gesamten Energieverbrauch für die Warmwasserbereitung beträgt 34 %, wobei speziell in den Sommermonaten solare Deckungsgrade von rund 60 % erreicht werden konnten. Für die Vorwärmung des Kesselspeisewassers wurden 64 MWh herangezogen. Dies stellt rund 0,7 % des gesamten Energiebedarfs für die Dampferzeugung dar.

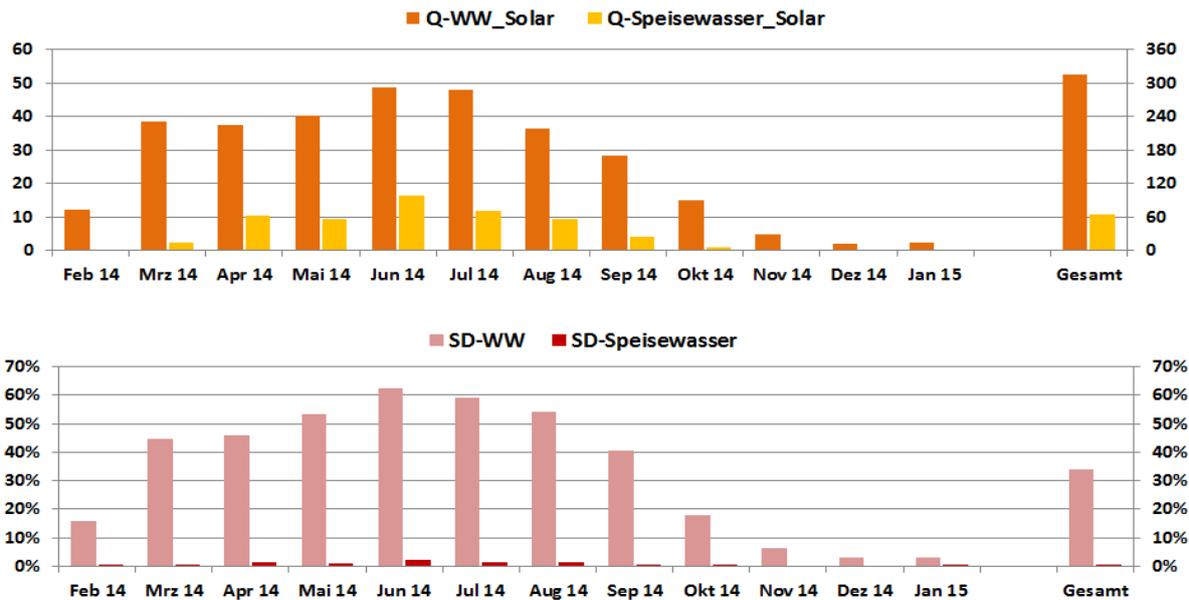


Abbildung 348: Darstellung der jeweils eingesetzten solaren Erträge (obere Darstellung) sowie des solaren Anteils am jeweiligen Wärmebedarf (untere Darstellung) für die Brauchwasserbereitung als auch für die Kesselspeisewasservorwärmung

Eine Beschreibung der Betriebsweise der Brauchwasserbereitung und der Kesselspeisewasservorwärmung werden anhand von beispielhaften Tagestemperaturverläufen durch folgende Abbildung 349 bis Abbildung 351 verdeutlicht.

In Abbildung 349 ist der solare Nachheizungskreis der Kesselspeisewasservorwärmung beispielhaft für den 17.09.2014 dargestellt. Das Regelkriterium sieht vor, dass die solare Nachheizung ab einem verfügbaren Temperaturniveau von 65 °C in Betrieb genommen wird. Am 17.09.2014 ist dieses Anforderungskriterium, erkennbar an der Pufferspeichertemperatur im obersten Bereich (T-o), ab ca. 11:00 gegeben. Die solare Nachheizung ist in Folge rund 9 Stunden in Betrieb und wird dann um ca. 20:00 wieder, nach dem Absinken der Pufferspeicher-Ober-Temperatur auf rund 45 °C, außer Betrieb genommen. Die Schwankungen im Tagesverlauf, erkennbar am Volumenstrom als auch an der Rücklauftemperatur, ergeben sich aus der Beladeparakteristik des Speisewasserkessels. Nach Rücksprache mit dem Betreiber ist für den Frühjahr 2015 eine Anpassung bei der Regelung der solaren Kesselspeisewasservorwärmung vorgesehen. Um auch tiefere Temperaturen aus dem Speicher nutzen zu können wird die Inbetriebnahme nicht mehr über ein fixes Temperaturniveau (aktuell 65°C) geregelt werden. Die Einbindung erfolgt dann in Abhängigkeit der vorhandenen Rücklauftemperatur des Kesselspeisewasserkreises und dem zur Verfügung stehenden Temperaturniveau in dem Pufferspeicher.

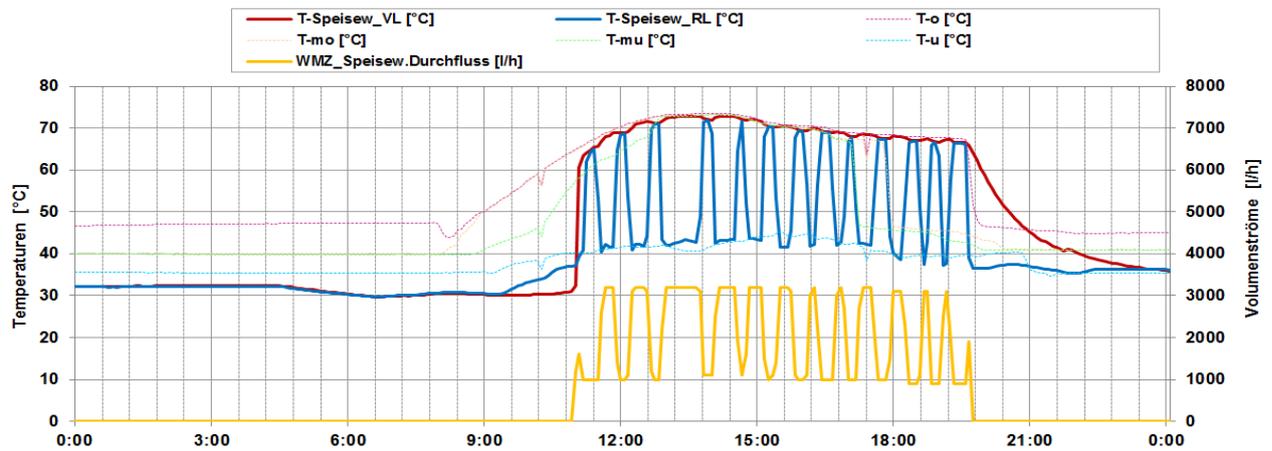


Abbildung 349: Beispielhafter Temperaturverlauf der solaren Kesselspeisewasservorwärmung zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms (17.09.2014)

Die Betriebsweise der Brauchwasserbereitung der Anlage Fleischwaren Berger zeigen folgende Abbildung 350 und Abbildung 351. Abbildung 350 zeigt die einzelnen Vorwärmungsstufen der Brauchwasserbereitung am 17.09.2014. Die Temperaturunterschiede zwischen den einzelnen Vorwärmungsstufen sind dabei deutlich erkennbar. Das aufbereitete Wasser wird in einem ersten Schritt durch die WRG der Kälteanlagen auf ein rund 5 K höheres Temperaturniveau gehoben. In einer zweiten Stufe wird, in Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus im Speicher, solarthermische Wärme herangezogen und das bereits durch die WRG vorerwärmte Frischwasser weiter erwärmt. In einem letzten Schritt wird dann das Frischwasser mittels ND-Netz auf die abschließende Warmwassertemperatur erhöht und in einem 7 m<sup>3</sup> großen Speicher eingebracht. Das Temperaturniveau aus diesem Speicher, hin zur Produktion, betrug im Betrachtungszeitraum im Mittel rund 53 °C.

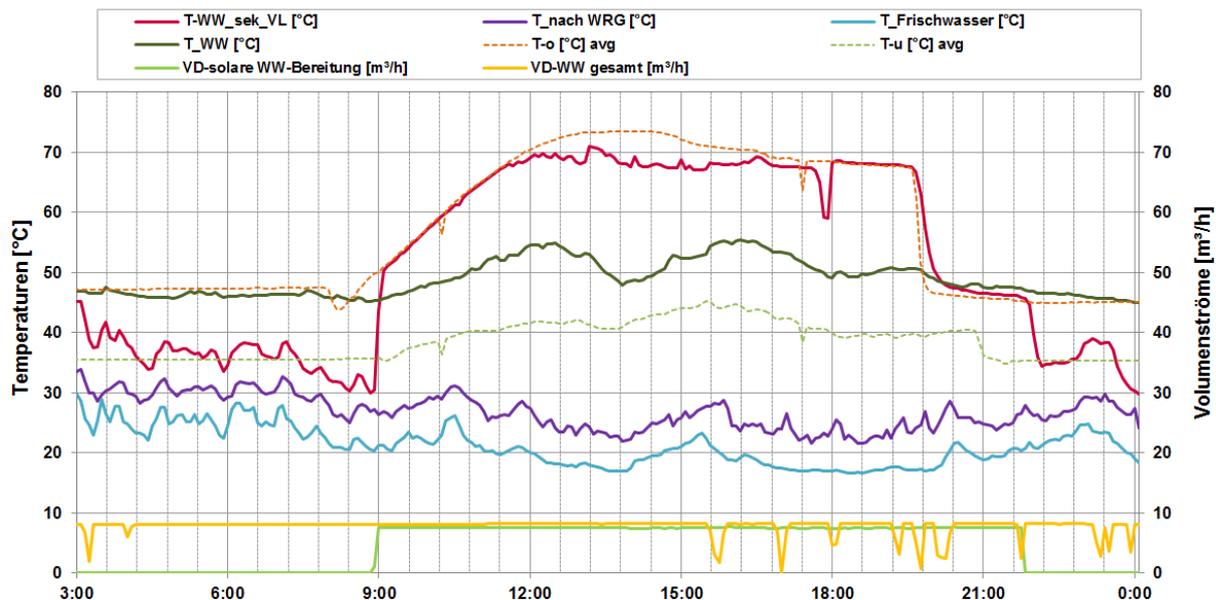


Abbildung 350: Beispielhafter Temperaturverlauf der Warmwasserbereitungsstufen zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (17.09.2014)

Die Regelung der solarthermischen Warmwasservorwärmungsstufe wurde im Laufe des Begleitforschungszeitraums abgeändert. Wie in der Abbildung 350 erkennbar, musste vor der Anpassung eine Mindesttemperatur von 50 °C im Speicher vorhanden sein, um die solare Warmwasservorwärmung einbinden zu können. Am 17.09.2014 war dies um

9:00 Uhr der Fall. Die Regelung wurde dann im Herbst 2014 dahingehend abgeändert, als das auch niedrigere Temperaturniveaus (größer 40 °C) für die Einbindung in die Brauchwasserbereitung herangezogen werden konnten. Durch die Abänderung war es in Folge möglich, auch solare generierte Wärme auf einen niedrigeren Temperaturniveau zu verwenden und die solaren Erträge sollten durch diese Anpassung künftig gesteigert werden können. Beispielhaft hierfür ist in Abbildung 351 der Warmwasserbereitungskreis an einem Wintertag (19.12.2014) mit deutlich geringeren Pufferspeichertemperaturen dargestellt. Gut erkennbar startet die Einbindung der solaren Wärme bei einer Pufferspeichertemperatur von 40 °C um ca. 11:00 Uhr und endet nach rund 6 Stunden um 17:00 Uhr.

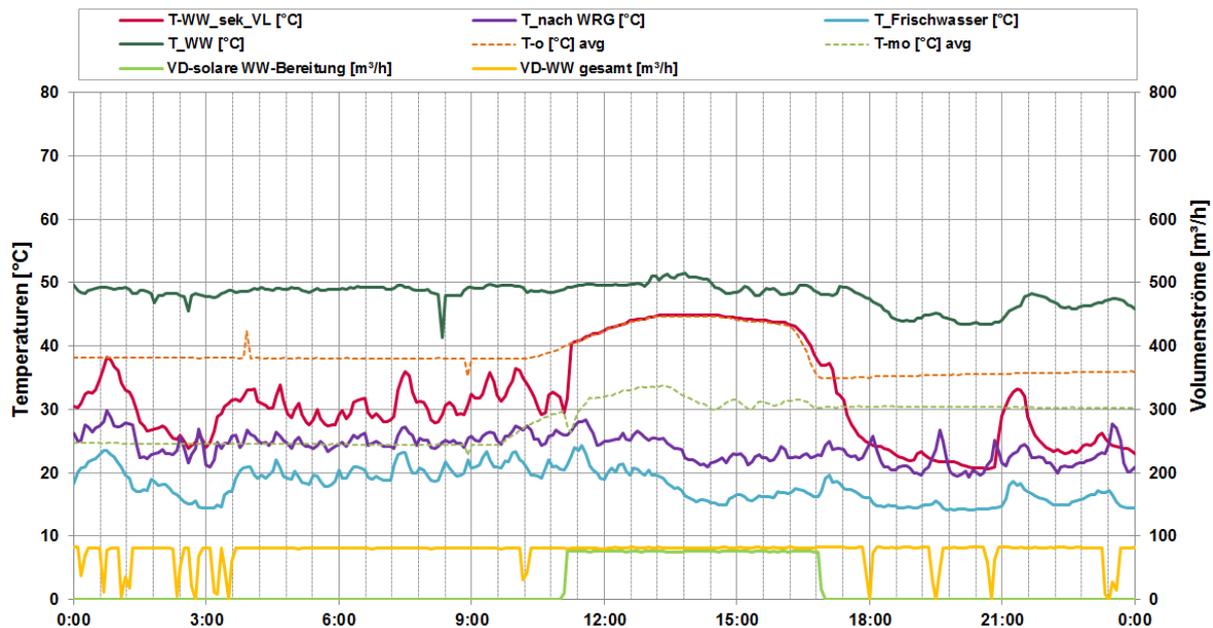


Abbildung 351: Beispielhafter Temperaturverlauf der Warmwasserbereitungsstufen zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (19.12.2014)

### 7.22.6 Anlagen Status Quo

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Anlage „Fleischwaren Berger“ im Betrachtungszeitraum ein solides Betriebsverhalten zeigte und zufriedenstellende solare Erträge lieferte. Vereinzelt Optimierungspotential im Betrieb bzw. in der Regelung der solarthermischen Anlage konnte bereits vor dem Start der Monitoringphase detektiert und behoben werden (Erreichung einer höheren Temperaturstabilität im Solarkreis).

Weiters wurde eine defekte Pumpe im Bereich der solaren Speisewasservorwärmung ausgewechselt und Anpassungen bei der Einbindung der solaren Wärme in den Warmwasserbereitungsprozess (Reduzierung des geforderten Einspeisetemperaturniveaus) durchgeführt. Durch die Reduzierung der geforderten minimalen Einspeisetemperatur wurde es möglich, auch solarthermische Wärme auf einem tieferen Temperaturniveau in den Warmwasserbereitungsprozess einspeisen zu können. Des Weiteren wurden laut Auskunft des Betreibers vergleichbare Anpassungen (Reduzierung des geforderten Einspeisetemperaturniveaus) im Bereich der Kesselspeisewasservorwärmung nach dem Ende der einjährigen Monitoringphase umgesetzt.

Zusammenfassend kann die Einbindung solarer Wärme zur Unterstützung der Verarbeitung von Frischfleisch zu Schinken und Wurstprodukten als sehr zufriedenstellend bezeichnet werden. Nach Angaben des Betreibers ist zudem künftig eine Vergrößerung der solarthermischen Anlage geplant.

## 8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2008:

Christian Fink, Thomas Müller, Werner Weiss: Solarwärme 2020 – Eine Technologie- und Umsetzungsroadmap für Österreich; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2008.

Fink et al., 2010:

Christian Fink, Waldemar Wagner,: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2011:

Christian Fink, Johann Breidler, Waldemar Wagner, Bernd Windholz: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2011

Fink et al., 2012:

Christian Fink, Johann Breidler, Waldemar Wagner, Bernd Windholz: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2011

Fink et al., 2013:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2013

Fink et al., 2014:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 4. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2014