

3. Zwischenbericht zum Projekt

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN 2014“**

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Samuel Knabl
Walter Becke
Reinhard Pertschy

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Franz Helminger
Max Blöchle
Thomas Natiesta

Austrian Institute of Technology (AIT)

Gleisdorf, im Mai 2018

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



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

Programmabwicklung:

Kommunalkredit 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
www.aee-intec.at



Projektpartner:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

A-1210 Wien, Donau-City-Straße 1
www.ait.ac.at



Forschungsgruppe ASiC

FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH

Ringstraße 43a, A-4600 Wels
www.asic.at



Inhalt

1	KURZFASSUNG	4
2	EINLEITUNG	6
3	ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE	8
4	BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM.....	10
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	12
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	14
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	17
7.1	Sonnenarena Ansfelden, OÖ.....	17
7.2	Ökofaktur Christandl, Stmk.....	31
7.3	Opelhaus Krammer, Stmk.	47
7.4	Regionalwärme Ebenthal, Ktn.	63
7.5	Nahwärme Danzermühle, OÖ	81
7.6	Fernheizwerk Graz, Stmk.	95
7.7	ALWI Solarbüro, S.....	107
7.8	DLZ Grieskirchen, OÖ	115
7.9	Energieinsel Landskron, Ktn.....	133
7.10	Franz Oberndorfer GmbH & Co KG, OÖ	139
7.11	Speicherprojekt Neufeldweg, Stmk.	144
7.12	Sporthalle Lieferung, S.....	149
7.13	Tischlerei Gries, S	156
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	162

1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieanlagen stellen hier 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 acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 280 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, gilt es die Erkenntnisse aus dem Messprogramm gezielt in der Weiterentwicklung der Technologieschwachstellen und beim Aufzeigen von weiterführendem Forschungsbedarf einzusetzen.

Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (März 2017 bis Februar 2018) mit den 16 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen 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. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand für 3 Projekte die einjährige Monitoringperiode abgeschlossen werden konnte, für 3 Anlagen konnte die Monitoringperiode gestartet werden, weitere 7 Anlagen sind bereits in Betrieb und an der Umsetzung des Monitoringsystems wird gearbeitet. Bei einer Anlage ist nach wie vor unklar, ob sie umgesetzt wird und 2 Anlagen werden definitiv nicht gebaut.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 16 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen 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 für 13 Projekte
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 6 Projekten
- 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

- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (19 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 13 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2017 die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu kooperativen Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 11 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie 11 Artikel in Fachzeitschriften (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2017) 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. Große Solarthermieanlagen stellen hier 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 acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 280 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

Das Förderprogramm

Das Förderprogramm richtet sich an gewerbliche Anwendungen in fünf speziellen Kategorien und Systemgrößen zwischen 100 und 2.000 m² Bruttokollektorfläche (außer Themenfeld 5: ab 50 m² bis 250 m² Bruttokollektorfläche):

1. Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
2. Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung
3. Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden (>20%)
4. Kombinierte Anwendungen zum solarunterstützten Kühlen und Heizen
5. Neue Technologien und innovative Ansätze

Die wissenschaftliche Programmbegleitung

Ziel der wissenschaftlichen Programmbegleitung ist 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 Monitoringsystems
- 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 stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- 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.
- 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 einzelnen kooperativen Forschungsprojekten.
- 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 gegenständlichen Projekts bisher 11 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet sowie 11 Artikel in Fachzeitschriften publiziert werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2017).
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an Industrieverbände (z.B. Austria Solar) bzw. den Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Zwischenbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2014 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 und 2011 (Fink et al., 2015; Fink et al., 2016a) sowie für die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012, 2013, 2015 und 2016 (Fink et al., 2016b; Fink et al., 2016c; Fink et al., 2017a; Fink et al., 2017b) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm 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. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand für 3 Projekte die einjährige Monitoringperiode abgeschlossen werden konnte, für 3 Anlagen konnte die Monitoringperiode gestartet werden, weitere 7 Anlagen sind bereits in Betrieb und an der Umsetzung des Monitoringsystems wird gearbeitet. Bei einer Anlage ist nach wie vor unklar, ob sie umgesetzt wird und 2 Anlagen werden definitiv nicht gebaut.

Hohe solare Deckungsgrade	m ²
Opelhaus Krammer, Stmk.	103
DLZ Grieskirchen, OÖ	173
Tischlerei Gries, S	107
Sporthalle Liefering, S	350
Betriebsgebäude Oberndorfer, OÖ	150

Neue Technologien	m ²
Sonnenarena Union Ansfelden, OÖ	53
Obstbau Christandl, Stmk.	50
ALWI - Kanzlei Grödig, S	55
Danzermühle Pettenbach, OÖ	154

Einspeisung in Wärmenetz	m ²
BC-Regionalwärme Ebenthal, Ktn.	366
Speicherprojekt Neufeldweg, Stmk.	2000
Energieinsel Landskron, Ktn.	1330
Fernwärmeeinspeisung Mürzzuschlag, Stmk.	2000
Fernwärmeeinspeisung Graz OST, Stmk.	2000
Fernheizwerk Erweiterung III, Stmk.	1086

Prozesswärme	m ²
Thermosolare Hackguttrocknung, Ktn.	1234

Anlage wird realisiert
Anlagenrealisierung ungewiss
Anlage wird nicht realisiert.

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2014)

Von den 13 konkreten Anlagen ist bei 3 Projekten die einjährige Monitoringperiode bereits abgeschlossen, für 3 Anlagen konnte die Monitoringperiode gestartet werden, weitere 7 Anlagen sind bereits in Betrieb und an der Umsetzung des Monitoringsystems wird gearbeitet.

Details zum Umsetzungsstatus der einzelnen Projekte können im Überblick Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 16 Projekten im Förderprogramm 2014

Nr.	Projektname und Bruttokollektorfläche	Projektstatus	Zuständigkeit Begleitforschung
1.	Sonnenarena Union Ansfelden, OÖ 53 m ²	Monitoring abgeschlossen	AIT
2.	Ökofaktur Christandl, Stmk. 50 m ²	Monitoring abgeschlossen	AIT
3.	Opelhaus Krammer, Stmk. 103 m ²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
4.	BC-Regionalwärme Ebenthal, Ktn. 366 m ²	Monitoring läuft	AEE INTEC
5.	Danzermühle Pettenbach, OÖ	Monitoring läuft	AIT

	154 m ²		
6.	Fernheizwerk Erweiterung III, Stmk. 1086 m ²	Monitoring läuft	AEE INTEC
7.	ALWI - Kanzlei Grödig, S 55 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT
8.	DLZ Grieskirchen, OÖ 173 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT
9.	Energieinsel Landskron, Ktn. 1330 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
10.	Franz Oberndorfer GmbH & Co KG, OÖ 150 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
11.	Speicherprojekt Neufeldweg, Stmk. 2000 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
12.	Sporthalle Liefering, S 350 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
13.	Tischlerei Gries, S 107 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
14.	Thermosolare Hackgutttrocknung, Ktn. 1234 m ²	Unklar, ob Anlage gebaut wird	AEE INTEC
15.	FW-Einspeisung Graz OST, Stmk. 2000 m ²	Anlage wird nicht umgesetzt	AEE INTEC
16.	FW-Einspeisung Mürzzuschlag, Stmk. 2000 m ²	Anlage wird nicht umgesetzt	AEE INTEC

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. Der Status zu den bisher in diesem Zusammenhang für Anlagen aus dem Förderprogramm 2014 ausgestellten Bestätigungen ist Abbildung 2 zu entnehmen. Bei AEE INTEC werden 8 Projekte begleitet, bei AIT sind es 5.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Opelhaus Krammer, Stmk.			Sep. 16	Aug. 17
BC-Regionalwärme Ebenthal, Ktn.			Jul. 17	
Tischlerei Gries, S				
Sporthalle Liefering, S			Mrz. 18	
Speicherprojekt Neufeldweg, Stmk.			Jun. 18	
Fernheizwerk Erweiterung III, Stmk.			Sep. 17	
Franz Oberndorfer GmbH & Co KG, OÖ				
Energieinsel Landskron, Ktn.				

AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Sonnenarena Union Ansfelden, OÖ			Jul. 16	Mai. 17
DLZ Grieskirchen, OÖ			Mrz. 18	
Obstbau Christandl, Stmk.			Jul. 16	Jun. 17
ALWI - Kanzlei Grödig, S				
Danzermühle Pettenbach, OÖ			Aug. 17	

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den Messprojekten, bei denen das einjährige Monitoring beendet oder gestartet wurde bzw. die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit ist- unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2014)

4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen im Berichtszeitraum

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 bisher 13 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2010) und die Spezifikation der Messtechnik. 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. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung konnten diese Leistungen für 6 Anlagenbetreiber erbracht werden. Bei 7 Anlagen steht die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings kurz bevor, 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

Bei Anlagen mit in Betrieb befindlicher Messdatenerfassung werden die Messdaten 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 erfolgt 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.

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“. Bisher wurden diese Visualisierungsmechanismen für die 6 Projekte in der einjährigen Messphase angewandt.

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 19 Optimierungsmaßnahmen detektiert und davon bei 13 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (März 2017 bis Februar 2018) 11 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2017).

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

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im bisherigen Projektzeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themenveranstaltung	"Fernwärme der Zukunft"	Solare Großanlagen in Wärmenetzen – Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	ca. 100
	4. April 2017, Graz	Nutzungspotentiale von industrieller Abwärme, Solarthermie und saisonaler Speicherung für die Fernwärme der Zukunft	
Workshop	SDHp2m - Delegationsreise 10. Mai 2017, Friedrichshafen, Dänemark	Austrian funding program „Solarthermie - Solare Großanlagen“	15
Symposium	27. Symposium „Thermische Solarenergie“ 10. bis 12. Mai 2017, Bad Staffelstein, Deutschland	Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen im Förderprogramm für solarthermische Anlagen in Österreich – Statuserhebung und Erfahrungsbericht	ca. 500
		Aggregierte Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“ in Österreich	
Konferenz	International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 29. Oktober bis 2. November 2017, Abu Dhabi	Combined solar thermal and heat pump systems within the funding program of large-scale solar thermal systems in Austria – Status investigation and progress report	
Workshop	Expertenforum Energiespeicher Beton, 8. November 2017, Wien	Monitoringergebnisse zu Projekten aus Wohnbau und Gewerbe mit hohen solaren Deckungsgraden und Bauteilaktivierung	ca. 160
Workshop	Science Brunch Solarthermie + thermische Speicher 27. November 2017, Wien	Begleitforschung Solarthermie - Solare Großanlagen	ca. 100
Konferenz	48th International Congress and Exhibition on Heating, Refrigeration and Air-Conditioning 6. bis 8. Dezember 2017, Belgrad	Scenarios for the integrated and cost-effective refurbishment of a social owned housing complex	
Coaching webinar	SDHp2m- coaching webinar 13. Dez 17	SDHp2m - Coaching webinar on solar/biomass	ca. 12
Themenveranstaltung	Holzwelt Murau - Stammtisch 24. Jan 18	Solare Einkopplung in Nahwärmenetze	ca 25

Weiters wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, 11 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2017)

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	BWK Das Energie-Fachmagazin Bd.69, 2017	Monitoring-Programm für große solarthermische Anlagen in Österreich Ergebnisse stimmen zuversichtlich
Artikel	tab Das Fachmedium der TGA-Branche Ausgabe 7-8/2017	Erfahrungen mit Solarthermieanlagen Ergebnisse aus einem Monitoring- Programm in Österreich
Artikel	a3 Building Technologies / Solutions Ausgabe 5-2017	Große Solar-Anlagen Gemanagt & gemessen
Artikel	EuroHeat&Power 46. Jg. 2017, Heft 9	Große Solar-Anlagen in Österreich Solare Wärmenetze unter Beobachtung
Artikel	HLK Heizung Lüftung Klimatechnik Ausgabe 5-2017	Thermische Energietechnologien/Trends und Förderungen Große Solarthermie-Anlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Der österreichische Installateur Ausgabe 5/2017	Schwerpunkt auf solaren Großanlagen
Artikel	TGA Technische Gebäudeausrüstung 5/2017	Monitoring-Programm Solarthermie Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Umweltschutz der Wirtschaft Ausgabe 2/2017	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig Förderung verlängert
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2017-3	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Erneuerbare Energien, Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie Ausgabe 06/2017	Gekoppelte Thermie Solarwärme ist heute wieder gefragt - und lässt sich kombinieren
Online-Artikel	Erneuerbare Energien – Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie, SunMedia Verlags GmbH, 16. August 2017	Solarwärme Förderquoten von bis zu 45 Prozent

In unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2017 wurde, wie in Tabelle 4 angeführt, innerhalb des Projektzeitraums eine akademische Arbeit verfasst.

Tabelle 4: Übersicht zu durchgeführten Master- und Diplomarbeiten im Projektzeitraum

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name Diplomand	Universität / Fachhochschule
Betriebsanalyse und Bewertung von Solarthermie-Wärmepumpen-Anlagen in Kombination mit innovativen Speicherlösungen	Andreas Mairoid 2017	Fachhochschule Technikum Wien

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 15 messtechnisch zu begleitenden Projekten aus dem Großanlagenprogramm 2014 konnte bei 3 Projekten mit der einjährigen Monitoringphase abgeschlossen und bei 3 weiteren mit der Monitoringphase begonnen werden. Sieben Anlagen befinden sich gerade in der Umsetzungsphase. Bei der Anlage (NW Ebenthal) musste das Monitoring mit Juni 2017 neu gestartet werden, da aufgrund der Abschaltung integraler Anlagenkomponenten (Wärmepumpe) ein, der Einreichung entsprechender Anlagenbetrieb nicht gewährleistet werden konnte. Bei der Anlage „DLZ Grieskirchen“ ist aufgrund einer Unterbrechung der Datenübertragung im Zeitraum Juli 2017 bis Februar 2018 und anderen Fehlern bei der Datenerfassung ein Neustart des Monitorings erforderlich.

Zur Darstellung der bisherigen Ergebnisse werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen dieser 13 solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche. Jene Projekte mit abgeschlossener Monitoringperiode werden jeweils mit vollen Balken dargestellt, während in der Monitoringphase befindliche Anlagen schraffiert dargestellt sind.

Im Allgemeinen gilt zu beachten, 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.

Während die Anlagen „Sonnenarena Union Ansfelden“ und „Opelhaus Krammer“ die prognostizierten Solarerträge nicht erreichten, wurde bei der Anlage „Ökofaktor Christandl“ der Prognosewert mehr als 100 % überschritten. Bei den drei weiteren Anlagen mit gestartetem Monitoring liegen die Messwerte im Falle von „Nahwärme Ebenthal“ und „Fernheizwerk Erweiterung III“ im Bereich der Prognose und bei „Danzermühle Pettenbach“ etwas darunter. Die jeweiligen prognostizierten solaren Erträge sind als schwarze Striche dargestellt.

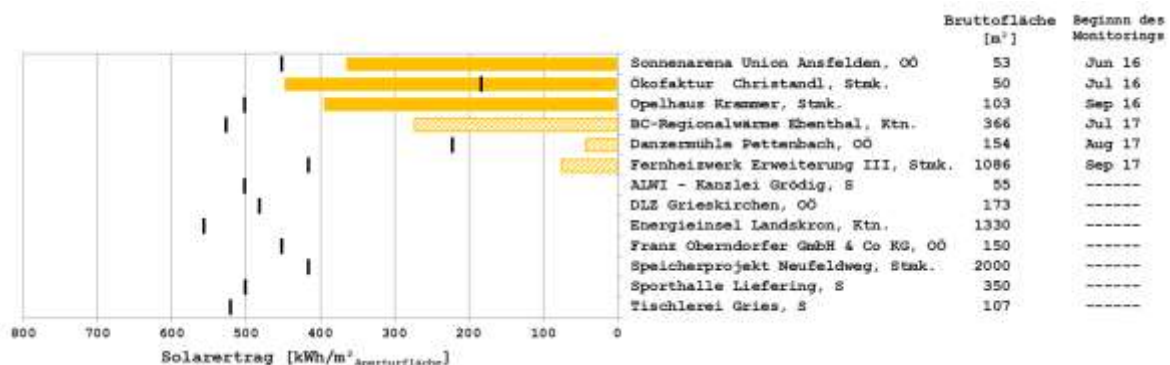


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

Betreffend die Darstellung des solaren Deckungsgrades wird folgende mathematische Definition verwendet:

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

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

Bei zwei Anlagen („Opelhaus Krammer“ und „DLZ Grieskirchen“), bei denen solare Wärme einerseits als Wärmequelle für den Verdampfer der installierten Wärmepumpen dienen als auch andererseits direkt zur Brauchwasserbereitung und Heizungsunterstützung verwendet werden, wurde neben dem solaren Deckungsgrad (Gleichung 1) auch der direkte solare Deckungsgradanteil ermittelt. Nach dieser Definition (Gleichung 2) wird nur der Anteil der Solarwärme für die Berechnung herangezogen, welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung in Energiespeicher eingespeist wird:

$$SD_{direkt} = \frac{Q_{Solar-direkt}}{Q_{konv We} + Q_{Solar-gesamt}}$$

Gleichung 2

$Q_{Solar-direkt}$ jährlicher Wärmeinput des Solarsystems welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung herangezogen wird

$Q_{Solar-gesamt}$ jährlicher Wärmeinput des gesamten Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises

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

Der Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Beachtenswert ist, dass bei der Anlage „Ökofaktur Christandl“ der gesamte Wärmebedarf über die solarthermische Anlage gedeckt werden konnte. Bei zwei Anlagen mit Wärmepumpennachheizung, bei denen solare Wärme als Wärmequelle für den Verdampfer dient („Opelhaus Krammer“ und „DLZ Grieskirchen“), wird auch der indirekte Anteil des gesamten solaren Deckungsgrades ermittelt (hellrot). Für die Anlage „DLZ Grieskirchen“ sind noch keine Daten verfügbar.

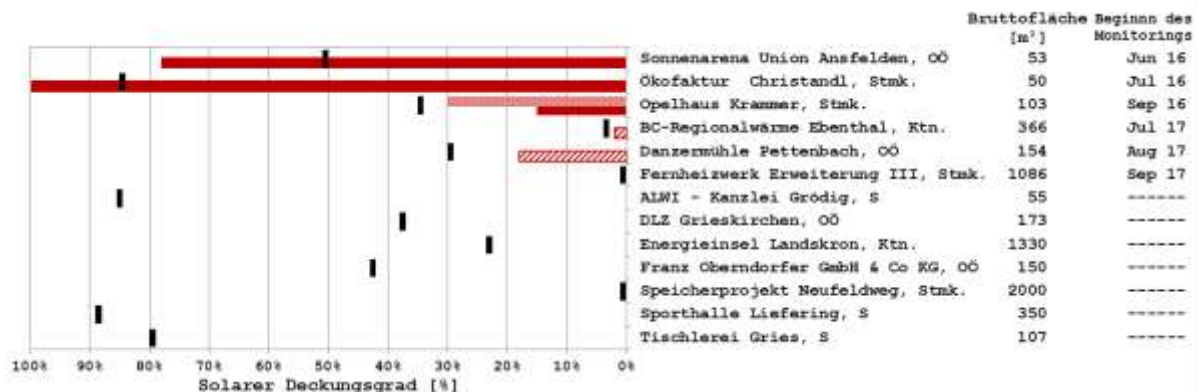


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs mit dem Prognosewert. Im Berichtszeitraum zeigen „Sonnenarena Union Ansfelden“ und „Ökofaktur Christandl“ gute Übereinstimmung mit den Prognosewerten. Bei „Nahwärme Ebenthal“ zeigt sich bereits eine Überschreitung der angenommenen Verbrauchswerte, während „Danzermühle Pettenbach“ und „Opelhaus Krammer“ die prognostizierten Werte teilweise deutlich unterschreiten.

Bei der Darstellung gilt zu beachten, dass der Verbrauch der Anlagen „BC-Regionalwärme Ebenthal“ (prognostizierter Verbrauch: 6080 MWh) und „Energieinsel Landskron“ (prognostizierter Verbrauch: 3450 MWh) mit den Faktor 10 multipliziert werden müssen. Des Weiteren ist es für die Projekte „Fernheizwerk Erweiterung III“ und „Speicherprojekte Neufeldweg“ nicht möglich einen Verbrauch zu definieren, da jeglicher Solarertrag ins Fernwärmenetz eingespeist wird. Der Prognosewert wurde daher mit Null beziffert.

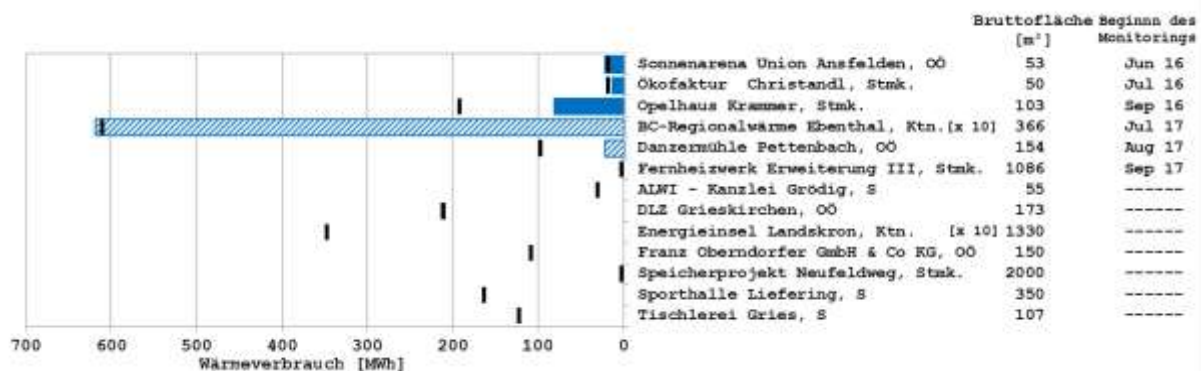


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche).

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Sonnenarena Ansfelden, OÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sonnenarena Ansfelden
<u>Adresse:</u>	4052 Ansfelden
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung sowie Warmwasserbereitung mit Frischwassermodulen
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	51 m ² Flachkollektor (Gasokol Gigasol OR)
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3000 l Warmwasserpuffer, 1000 l Heizungspuffer, ca. 80 t Betonkernaktivierung
<u>Nachheizung</u>	9 kW E-Patrone im Warmwasserpuffer, 3 kW E-Patrone im Heizungspuffer
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	78 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	365 kWh/m ² (Messwert, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen mit Mai 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei der Anlage „Sonnenarena Ansfelden“ im Bundesland Oberösterreich handelt es sich um eine 51 m² große Kollektoranlage auf dem neugebauten und 2015 wiedereröffneten Vereinshaus der Union Ansfelden, siehe Abbildung 6. Die Solaranlage ersetzt im gegenständlichen Projekt den Einsatz von Strom zur Warmwasserbereitung und Raumheizung. Das Gebäude besteht aus zwei Teilen, einer Umkleide (256 m²) und einer Kantine (186 m²), und wird von den verschiedenen Mannschaften der Sektion Fußball, aber auch von den Sektionen Beachvolleyball und Stockschießen genutzt.

Ziel des Projektes ist es, ausschließlich mit Solarenergie das Gebäude zu beheizen und die Warmwasserversorgung zu gewährleisten. Als Wärmeverteilsystem und zusätzlichem Wärmespeicher wurden mithilfe von 2.150 m Heizrohren die beiden Bodenplatten thermisch aktiviert (Betonkernaktivierung), siehe Abbildung 7. Die notwendige elektrische Energie soll möglichst mit der Photovoltaikanlage (Spitzenleistung 30 kW) abgedeckt werden.

Sowohl die Solarthermie als auch die Photovoltaik-Kollektoren sind auf dem gemeinsamen Dach der beiden Gebäudeteile montiert, siehe Abbildung 8. Die Solarthermie-Kollektoren sind nach Süden orientiert und in einem Winkel von 60° aufgeständert.



Abbildung 6: Außenansicht Vereinsgebäude mit aufgeständerten Solarthermie-Kollektoren



Abbildung 7: Linkes Bild: Ansicht der Heizrohre zur Betonkernaktivierung während der Errichtung. Rechtes Bild: Querschnitt der Betonkernaktivierung als Modell ausgestellt. Quellen: <http://www.kuster.co.at>



Abbildung 8: Vereinsgebäude mit Solarthermie- und Photovoltaik-Kollektoren auf dem Dach. Quelle: <http://www.union-ansfelden.at>



Abbildung 9: Rundumsicht der Umgebung von dem Dach des Vereinsgebäudes mit Solarthermie- und Photovoltaik-Kollektoren. Quelle: AIT

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Die thermische Solaranlage besteht aus zwei parallel geschalteten Kollektorfeldern, die jeweils aus fünf hintereinander geschalteten Flachkollektoren aufgebaut sind. Das gewählte Hydraulikkonzept ermöglicht die Speicherung von Solarenergie auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in einem Warmwasser-Puffer (3000 l) und einem Heizungspuffer (1000 l), siehe Abbildung 10. Aus dem Heizungspuffer werden die Wärmeabgabesysteme, zwei thermisch aktivierte Betonkerne (etwa 80 t), versorgt. Der Betonkern in der Kantine wird bei Bedarf über einen Wärmetauscher mit Kaltwasser aus der Brunnenanlage gekühlt („Stille Kühlung“). Die Frischwasserverbraucher (zwei Duschkabinenbereiche sowie die Betriebsküche) werden aus dem Warmwasser-Puffer versorgt, siehe Abbildung 10 und Abbildung 11. Beide Pufferspeicher werden mittels elektrischer Energie nachbeheizt, wenn die Solarenergie zur Wärmeversorgung nicht ausreicht.



Abbildung 10: Ansicht Technikraum (links: Solarprimärpumpengruppe mit Solarwärmetauscher, sowie Raumheizungsverteiler mit Pumpengruppen; Mitte: Heizungspuffer; rechts: Warmwasser-Puffer) (Quelle: AIT)



Abbildung 11: Verteiler Betonkernaktivierung und Frischwasserstation Umkleide (rechts) (Quelle: AIT)

Die Duschen sind mit sparsamen Duschköpfen ausgestattet, die den Warmwasserbedarf reduzieren sollen. Zusätzlich ist eine Abwasser-Wärmerückgewinnung eingebaut (siehe Abbildung 12). Mit der Abwärme des Abwassers wird das Kaltwasser, das zu den Frischwassermodulen fließt, vorgewärmt, und damit der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung reduziert.

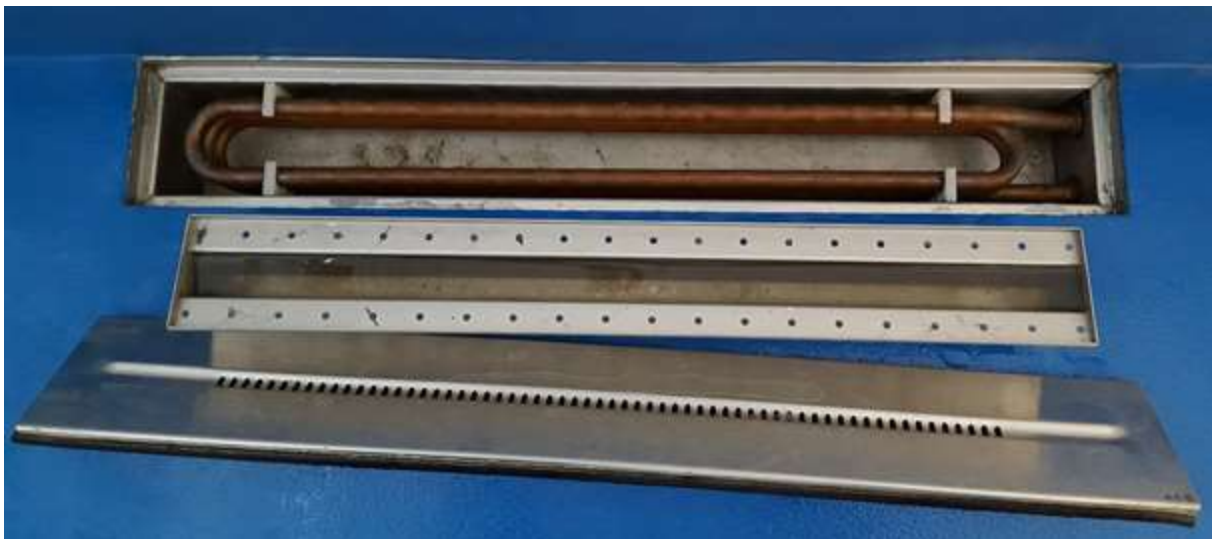


Abbildung 12: Abwasser-Wärmerückgewinnung in der Gemeinschaftsdusche (Quelle: AIT)

Das Monitoringkonzept der Anlage ist in Abbildung 13 ersichtlich. Vier Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 26 Temperatursensoren, ein Einstrahlungssensor sowie ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

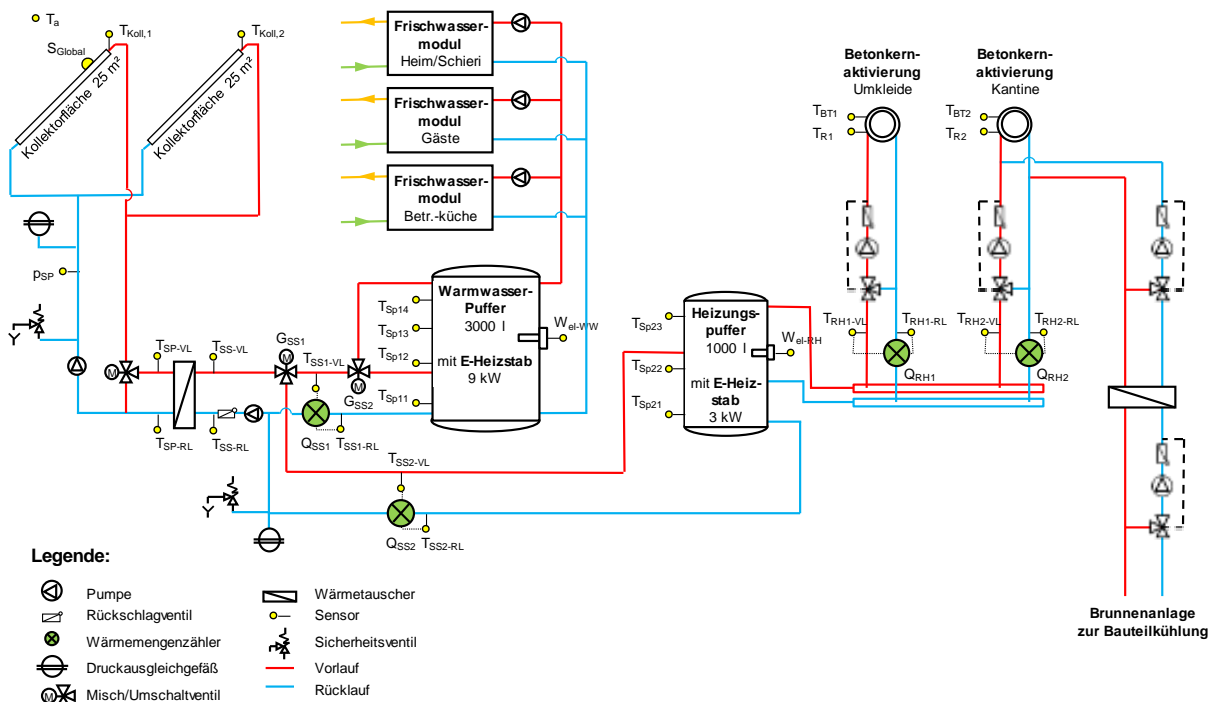


Abbildung 13: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Sonnenarena Ansfelden“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S_{Global}	Einstrahlungssensor in Kollektorebene
T_a	Außentemperatur
$T_{\text{Koll},1}, T_{\text{Koll},2}$	Kollektortemperaturen der zwei parallelen Kollektorfelder
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{\text{SP-RL}}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis

Q_{SS1}	Wärmemengenzähler an der Einspeisung in den Warmwasser-Puffer
$T_{\text{SS1-VL}}$	Solarvorlauftemperatur an der Einspeisung in den Warmwasser-Puffer
$T_{\text{SS1-RL}}$	Solarrücklauftemperatur an der Einspeisung in den Warmwasser-Puffer

Q_{SS2}	Wärmemengenzähler an der Einspeisung in den Heizungspuffer
$T_{\text{SS2-VL}}$	Solarvorlauftemperatur an der Einspeisung in den Heizungspuffer
$T_{\text{SS2-RL}}$	Solarrücklauftemperatur an der Einspeisung in den Heizungspuffer

T_{Sp11} bis T_{Sp14}	Vier Temperaturen im Warmwasser-Puffer (von unten nach oben)
T_{Sp21} bis T_{Sp23}	Drei Temperaturen im Heizungspuffer (von unten nach oben)

Nachheizung mit elektrischer Energie

$W_{\text{el-WW}}$	Stromzähler am E-Heizstab im Warmwasser-Puffer
$W_{\text{el-RH}}$	Stromzähler am E-Heizstab im Heizungspuffer

Raumheizung / Betonkernaktivierung

Q_{RH1}	Wärmemengenzähler an der Betonkernaktivierung „Umkleide“
$T_{\text{RH1-VL}}$	Vorlauftemperatur an der Betonkernaktivierung „Umkleide“
$T_{\text{RH1-RL}}$	Rücklauftemperatur der Betonkernaktivierung „Umkleide“
T_{BT1}	Temperatur im Betonkern „Umkleide“

T_{R1}	Raumtemperatur „Umkleide“
Q_{RH2}	Wärmemengenzähler an der Betonkernaktivierung „Kantine“
T_{RH2-VL}	Vorlauftemperatur an der Betonkernaktivierung „Kantine“
T_{RH2-RL}	Rücklauftemperatur der Betonkernaktivierung „Kantine“
T_{BT2}	Temperatur im Betonkern „Kantine“
T_{R2}	Raumtemperatur „Kantine“

7.1.3 Energiebilanzen

Die Jahresenergiebilanz in Abbildung 14 zeigt den Wärmeinput (dunkelblau: Solarenergie an den Raumheizungspuffer; dunkelrot: Elektrische Nachheizung im Raumheizungspuffer; hellblau: Solarenergie an Warmwasser-Puffer; hellrot: elektrische Nachheizung im Warmwasser-Puffer) und die Nutzung (dunkelgrün: Betonkernaktivierung „Umkleide“; hellgrün: Betonkernaktivierung „Kantine“; gelb schraffiert: maximaler Wärmebedarf der Frischwassermodule). Der Unterschied zwischen Wärmeinput und Nutzung entspricht den Rohrleitungs- und Speicherverlusten. Diese scheinen in den Monaten mit elektrischer Nachheizung unplausibel zu sein (Input größer als Output), dieser Unterschied ist jedoch geringer als die Messunsicherheit der Zähler. Die Verluste im Raumheizungspuffer fallen im Winterbetrieb geringer aus, da das Temperaturniveau des Speichers überwiegend Raumtemperatur beträgt. In der Wintersaison mit geringerem Trainingsbetrieb verringert sich der Warmwasserbedarf, und die Raumtemperatur wird auf 15 °C gesenkt. Mangels Wärmemengenzähler für die Frischwassermodule wird der gesamte Wärmeeintrag in den Warmwasserspeicher (Q_{SS1} und Wel_{WW} , gelb schraffiert) als Bedarf dargestellt.

In Abbildung 14 ist gut ersichtlich, dass im Sommer als Stagnationsschutz für die Solaranlage eine Einspeisung in die Betonkernaktivierung der Umkleide erfolgt (Q_{RH1}). Diese einstündige Einspeisung erfolgt wenn bei hoher Einstrahlung beide Speicher durchgeladen sind, und bewirkt u.a. eine Raumtemperatur von bis zu 28,9 °C (am 11 Juli 2016, 18:32 Uhr bei einer Außentemperatur von 32 °C). Diese Überhitzung der Innenräume ist für den Anlagenbetreiber kein Problem.

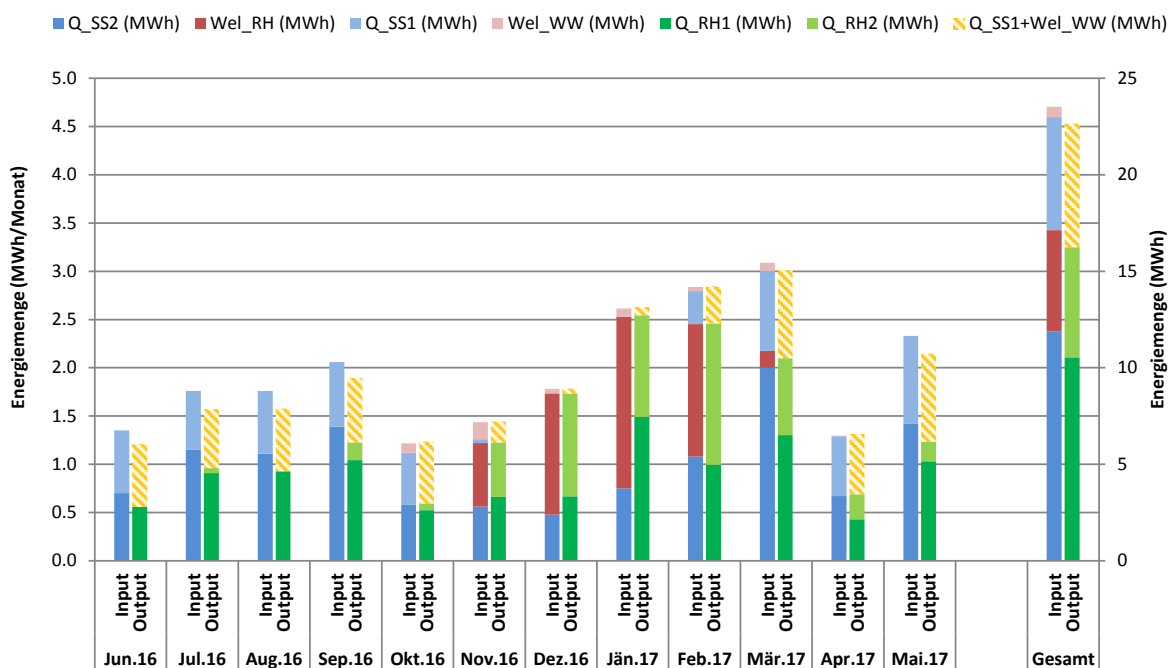


Abbildung 14: Energiebilanz der Anlage „Sonnenarena Ansfelden“

7.1.4 Vergleich Auslegung - Messung

Um den Solarertrag in der Monitoringphase einschätzen zu können, werden die Auslegungswerte des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Abbildung 15 zeigt hierzu die Berechnungsergebnisse (blau) und die Messergebnisse (gelb, rot). Sowohl der gemessene als auch der berechnete Solarertrag berücksichtigen die Einspeisung von Solarenergie in die Betonkernaktivierung. Der berechnete spezifische Jahresertrag beträgt 450 kWh/m². Der Messwert ist mit 365 kWh/m² um 21 % geringer, obwohl die gemessene Einstrahlung mit der prognostizierten Einstrahlung gut übereinstimmt. Der Grund für den geringeren tatsächlichen Solarertrag ist der geringere tatsächliche Verbrauch (siehe Abbildung 16).

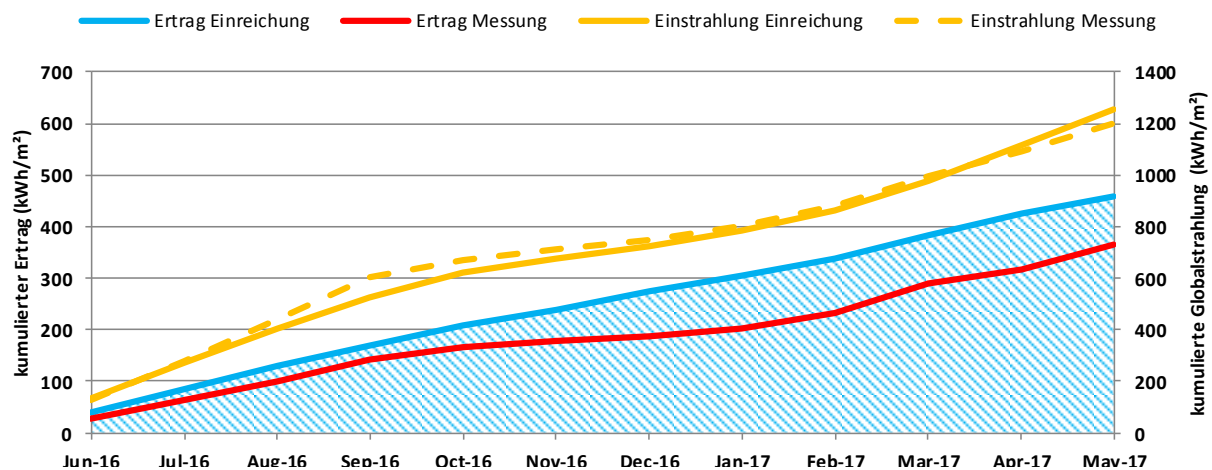


Abbildung 15: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen und gemäß der eingereichten Auslegungswerte der Anlage „Sonnenarena Ansfelden“

In Abbildung 16 sind sowohl der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung (Einreichung und Messung) als auch der Wärmeverbrauch für die Raumheizung ohne Einspeisung in die Betonkernaktivierung (Einreichung) und der Wärmeverbrauch für die Raumheizung inkl. der Einspeisung in die Betonkernaktivierung (Messung) dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die Messwerte unter den Auslegungswerten liegen (-29 %), obwohl in der Realität sogar Überschusswärme der Solaranlage in die Betonkernaktivierung eingespeist worden ist, ohne dass Heizbedarf bestand. Der tatsächliche Verbrauch wurde außerdem erhöht, da die in den dargestellten Prognosewerten berücksichtigte Reduktion der Raumtemperatur von 20 auf 15 °C (November bis inkl. Februar) in der Realität nicht durchgehend stattgefunden hat.

Zur Dimensionierung der Anlage hat der Anlagenplaner die Ergebnisse des Energieausweises mit seinen Erfahrungswerten kombiniert und den Verbrauch mangels Vorliegen genauerer Informationen abgeschätzt. Der tatsächliche Verbrauch lag schlussendlich unter dem angenommenen, sodass der gemessene solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf Gesamtwärmeinput) bis auf Dezember die Erwartungen in jedem Monat erfüllte oder übertraf, vgl. Abbildung 17. Die gemessene solare Deckung im Beobachtungszeitraum beträgt 78 %, was den bei der Einreichung erwarteten Jahreswert von 51 % deutlich übertrifft.

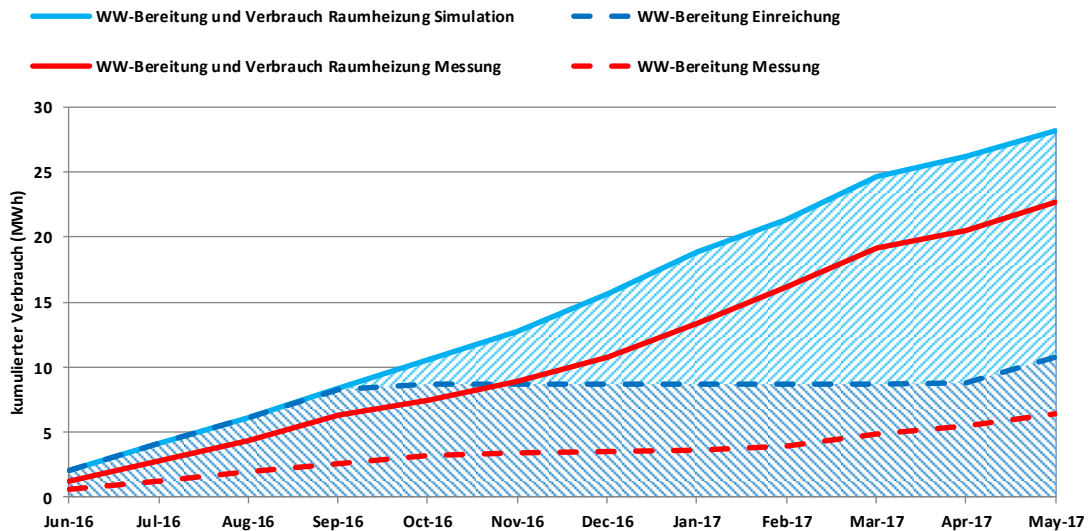


Abbildung 16: Warmwasserbereitung (Einreichung und Messung), sowie Verbrauch Raumheizung (Einreichung) und Verbrauch Raumheizung (Messung) für die Anlage „Sonnenarena Ansfelden“

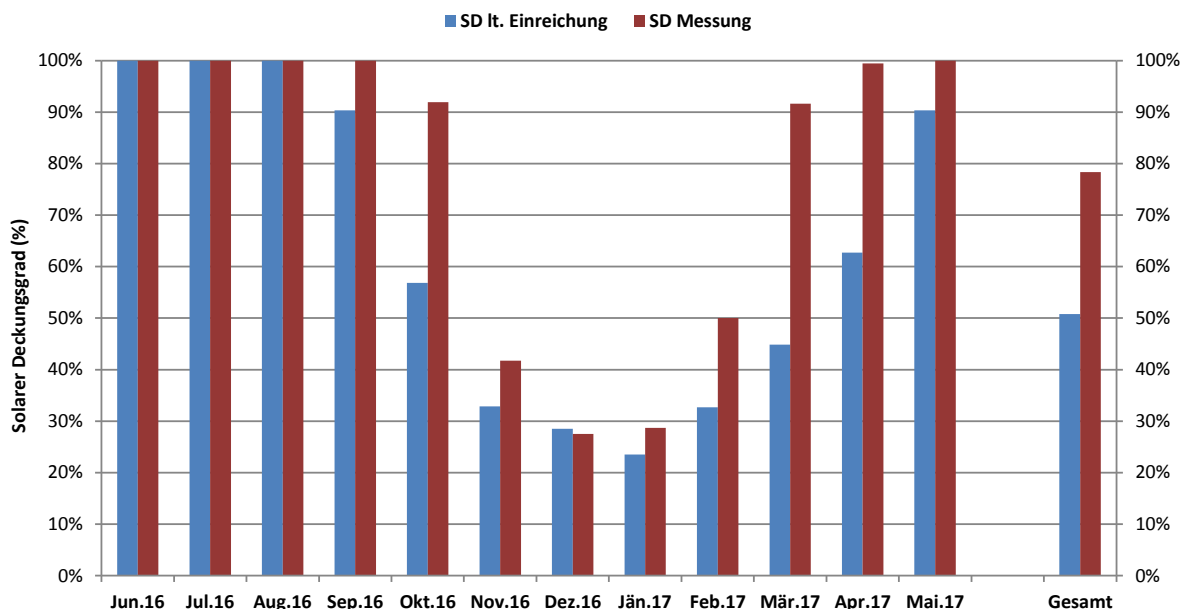


Abbildung 17: Solarer Deckungsgrad der Anlage „Sonnenarena Ansfelden“

7.1.5 Detailbetrachtungen

Abbildung 18 zeigt den sonnigsten Tag im Beobachtungszeitraum, an dem die Solaranlage in Betrieb war. Wie am Volumenstrom in den WW-Puffer (\dot{V}_{SS1} , orange) am Morgen ersichtlich ist, hat die Warmwasserbereitung Vorrang vor dem Raumheizungspuffer (\dot{V}_{SS2} , rot). Das entspricht der zu erwartenden Nutzung. Außerdem ist die Einspeisung in die Bauteilaktivierung in der Mittagszeit und am Abend gut ersichtlich (\dot{V}_{RH1} , blau). Diese findet von knapp 13:00 bis 14:00 Uhr und nach 16:00 Uhr in die Umkleide statt, und vermeidet damit effektiv Kollektortemperaturen, die zu einer Stagnation führen würden.

Auffällig ist die hohe Vorlauftemperatur (T_{VL-SS1} , magenta) im Solarsekundärkreis in der Nacht (80 °C bei Stillstand der Solaranlage). Das ist damit zu erklären, dass der Temperatursensor T_{VL-SS1} sehr nahe bei den Anschlüssen des WW-Puffers montiert ist, und die Speicheranschlüsse nicht siphoniert ausgeführt sind. Dies erhöht zwar die

Wärmeverluste, aber da keine ungewollten Zirkulationen auftreten, ist kein dringender Handlungsbedarf gegeben.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ΔT_m des Solarwärmetauschers beträgt im Durchschnitt 2,6 K bei einer hohen Einstrahlung (zwischen 950 und 1050 W/m^2). Dies deutet auf eine großzügige und damit energetisch günstige Auslegung des Wärmetauschers.

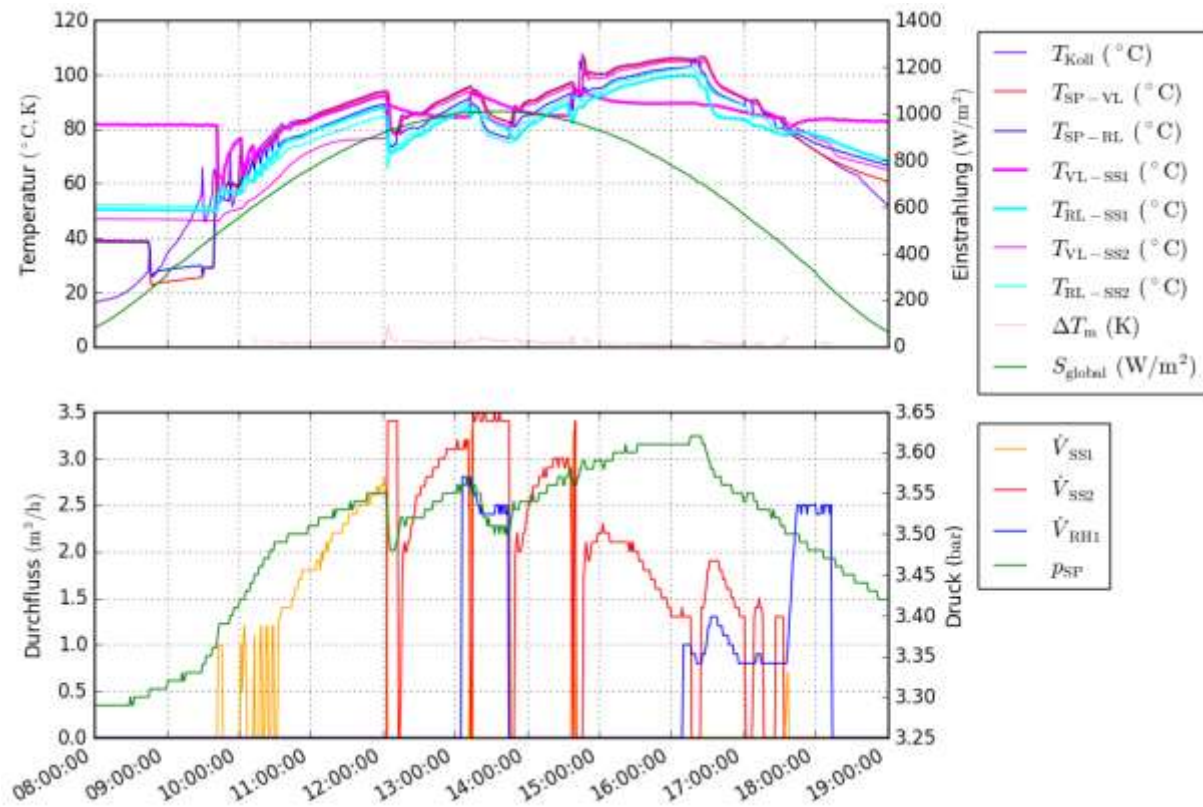


Abbildung 18: Kollektortemperatur (Mittelwert der beiden Kollektorfelder), Temperaturen in den Primär- und den Sekundärkreisen des Solarsystems, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher, Einstrahlung sowie Durchflüsse in den Solarsekundärkreisen und der Betonkernaktivierung der Umkleide, Druck im Solarprimärkreis (31.8.2016, 8:00-19:00 Uhr)

Wie in Abbildung 19 ersichtlich, trat in der Nacht im Solarsekundärkreis der Raumheizung gelegentlich ein Volumenstrom von ca. 1 m^3/h durch den RH-Puffer auf. Dies wurde im September und zu einem weit geringeren Maß im Oktober beobachtet. Der Fördernehmer wurde diesbezüglich informiert, der Grund für diesen Fehler konnte allerdings nachträglich nicht identifiziert werden. Seitdem wurde der nächtliche Volumenstrom jedoch nicht mehr beobachtet.

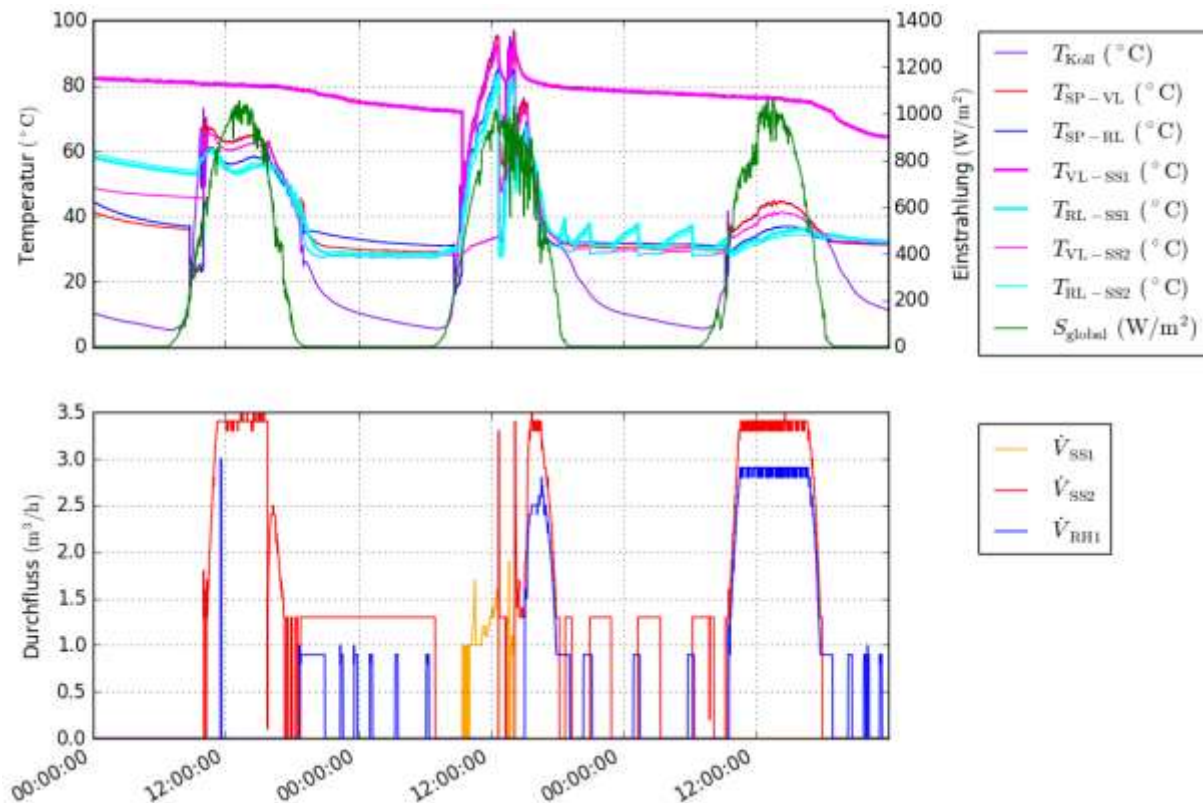


Abbildung 19: Kollektortemperatur (Mittelwert der beiden Kollektorfelder), Temperaturen in den Primär- und den Sekundärkreisen des Solarsystems, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher, Einstrahlung sowie Durchflüsse in den Solarsekundärkreisen und der Betonkernaktivierung der Umkleide (23.09.2016 – 25.09.2016)

Die folgenden Abbildungen zeigen die Betriebsweise der Bauteilaktivierung (BTA) in der Umkleide und der Kantine auf. Dabei werden ein Tag an dem Stagnation durch Beladen der BTA in der Umkleide vermieden wird, ein repräsentativer kalter Wintertag und ein Tag in der Zwischensaison betrachtet.

Am 31. August 2016 wird die Stagnation der Kollektoren wirkungsvoll durch Beladen der BTA in der Umkleide vermieden. So ist in Abbildung 20 ersichtlich, wie um 13:00 Uhr für eine Stunde und um 16:00 Uhr für zwei Stunden die BTA beladen wird, obwohl die Raumtemperatur bereits 27,3 °C und die Bauteiltemperatur 27,7 °C beträgt. Dabei steigt die Bauteiltemperatur von 27,7 °C weiter auf 29,4 °C. Bei der Beendigung der BTA beträgt die Rücklauftemperatur bereits über 30 °C. Um Stagnation der Solaranlage zu vermeiden, wird bei dieser Anlage die Überhitzung der Innenräume in Kauf genommen. Dies stellt insofern laut Betreiber kein Problem dar, als in der „Sonnenarena Ansfelden“ meist nur an Abenden und an Wochenenden Personen anwesend sind.

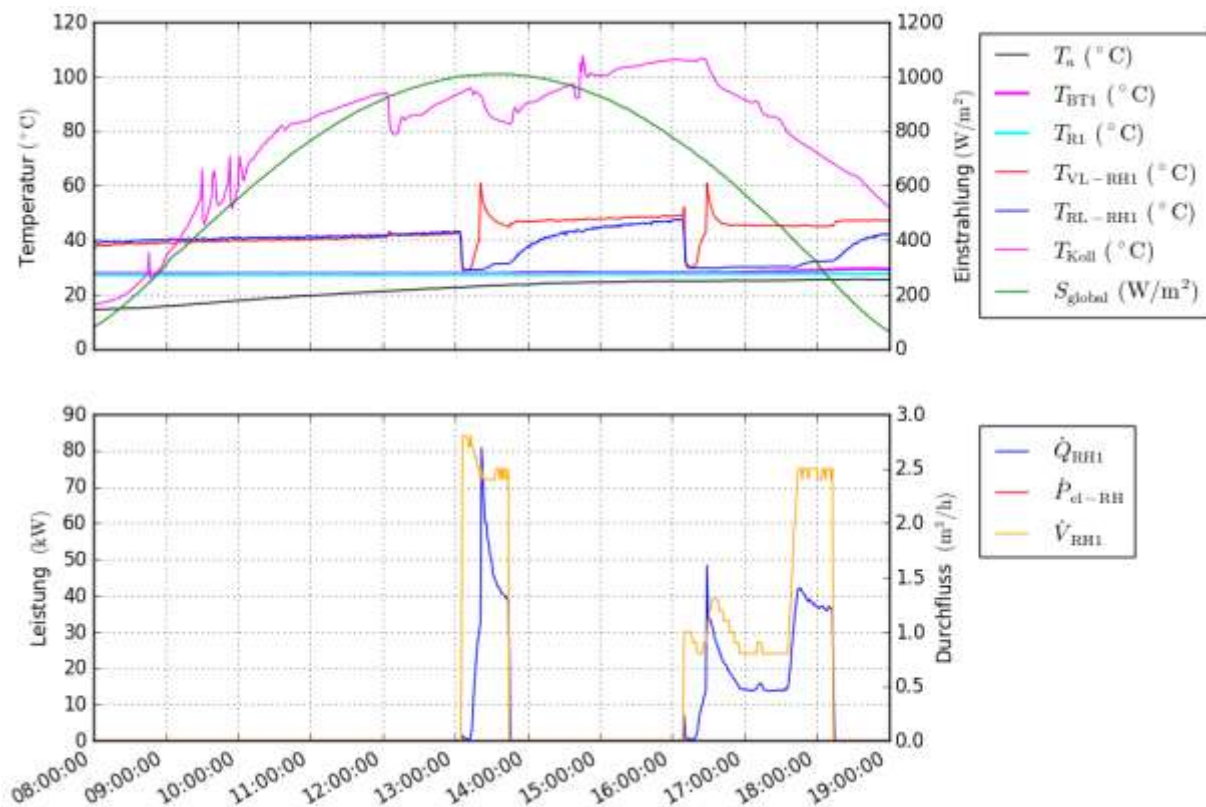


Abbildung 20: Außentemperatur, Bauteiltemperatur, Raumtemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur Heizkreis (vor der Beimischschaltung), Kollektortemperatur (Mittelwert der beiden Kollektorfelder), Einstrahlung sowie Leistung, elektrische Nachheizung und Durchfluss in der Betonkernaktivierung der Umkleide (31.8.2016, 8:00-19:00 Uhr)

Grundsätzlich gleichen sich die beiden Heizkreise im Betrieb (siehe Umkleide RH1 Abbildung 21 und Kantine RH2 Abbildung 22), allerdings wird die Kantine auf einer höheren Raumtemperatur gehalten (15 °C gegenüber 12,4 °C). So ist in diesen beiden Abbildungen ersichtlich, dass die elektrische Nachheizung (gespeist mit PV-Strom) gegen 7:00 Uhr aktiviert wird und bis kurz nach 18:00 Uhr beide Heizkreise speist. Im Laufe des Vormittags und am frühen Nachmittag liefert auch die thermische Solaranlage für kurze Zeit einen Beitrag.

Der Betrieb der Bauteilaktivierung erfolgt planmäßig mit einer niedrigen Rücklauftemperatur. Die Bauteiltemperatur steigt im Tagesverlauf leicht an. Aufgrund der thermischen Trägheit der BTA bleibt die Raumtemperatur gleichmäßig hoch.

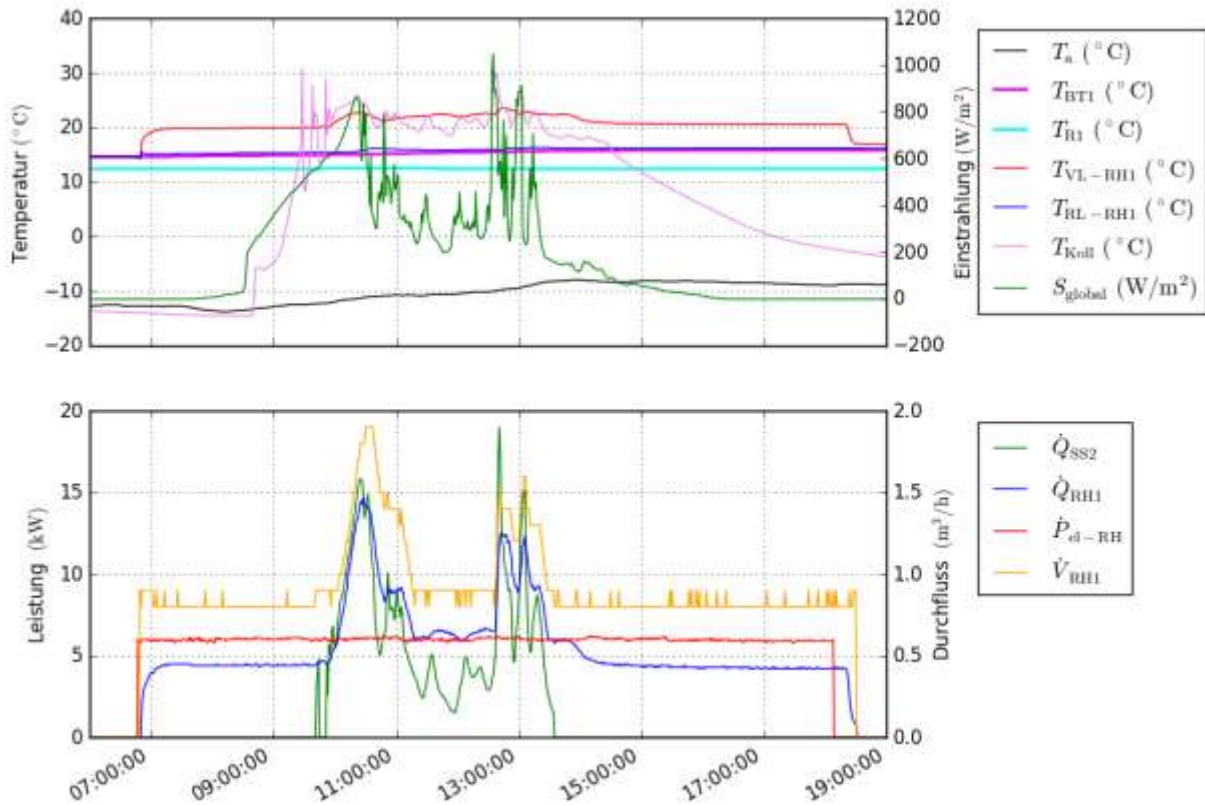


Abbildung 21: Außentemperatur, Bauteiltemperatur, Raumtemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur Heizkreis (vor der Beimischschaltung), Einstrahlung sowie Solarenergie an den Raumheizungspuffer, Leistung, elektrische Nachheizung und Durchfluss in der Betonkernaktivierung der Umkleide (7.1.2017, 6:00-19:00 Uhr)

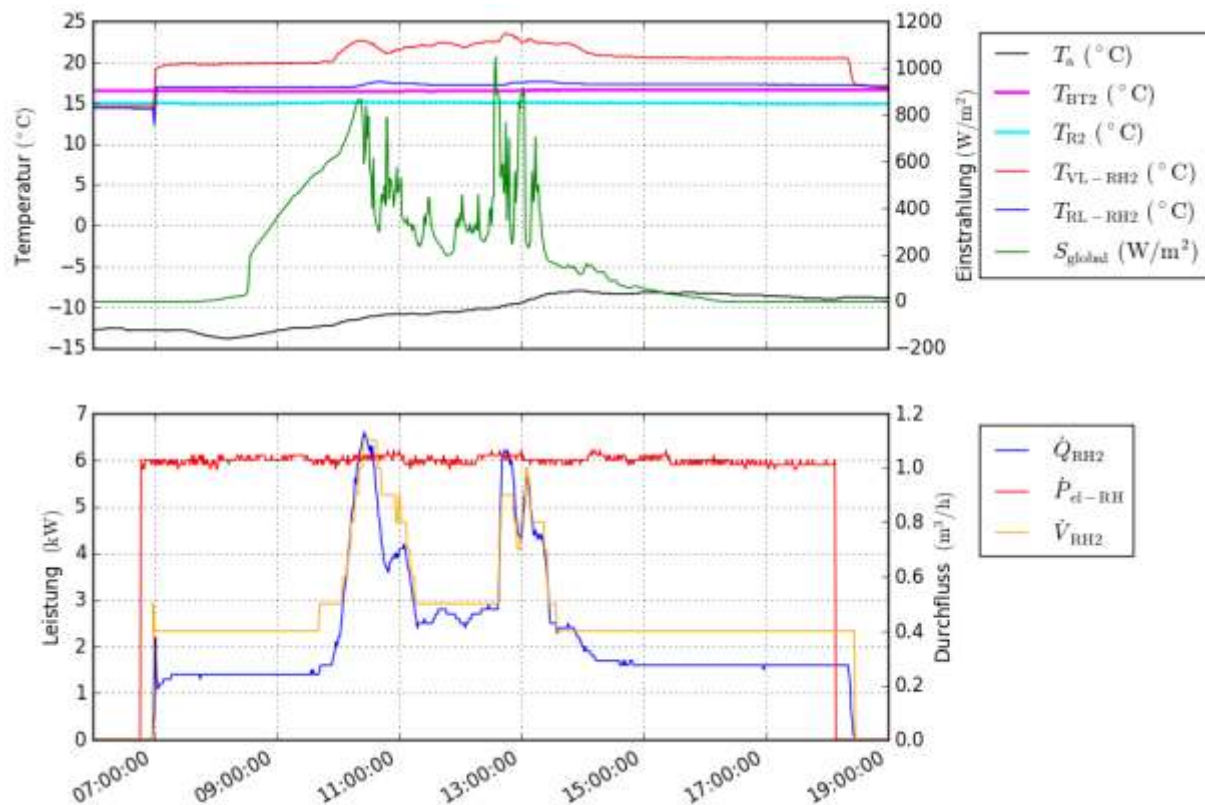


Abbildung 22: Außentemperatur, Bauteiltemperatur, Raumtemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur Heizkreis (vor der Beimischschaltung), Einstrahlung sowie Leistung, elektrische Nachheizung und Durchflüsse in der Betonkernaktivierung der Kantine (7.1.2017, 6:00-19:00 Uhr)

Abbildung 23 zeigt einen Tag in der Übergangszeit. An diesem Tag wird nur die Betonkernaktivierung der Umkleide und nicht der Kantine beladen, auch findet keine elektrische Zusatzheizung statt. So erwärmt sich die Bauteiltemperatur von 19,4 °C auf maximal 20,2 °C während die Raumtemperatur konstant auf 18,6 °C bleibt.

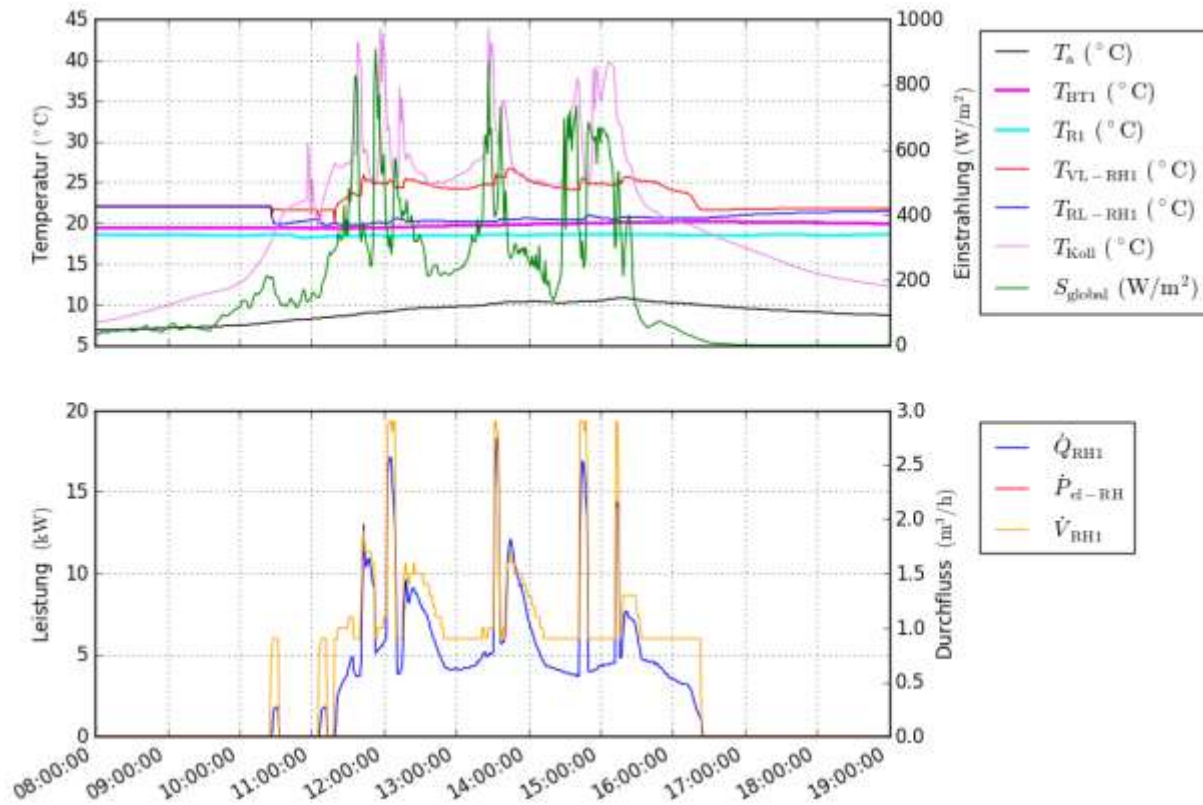


Abbildung 23: Außentemperatur, Bauteiltemperatur, Raumtemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur Heizkreis (vor der Beimischschaltung), Einstrahlung sowie Leistung, elektrische Nachheizung und Durchfluss in der Betonkernaktivierung der Umkleide (30.10.2016, 8:00-19:00 Uhr)

Wie bereits beschrieben werden zur Vermeidung von Stagnation Überschüsse in die BTA der Umkleide gespeist. Dies ist in den höheren Raumtemperaturen im Vergleich zur Kantine in Abbildung 24 ersichtlich. Auch sind Temperaturen bis 12,5°C im Jahresverlauf ersichtlich, was auf eine nicht durchgängige Nutzung speziell für die Umkleide hinweist. In den Wintermonaten wurde die Kantine zeitweise für Feste verwendet, wodurch höhere Raumtemperaturen zu beobachten waren. Die gemessenen Raumtemperaturen stellen im Gegensatz zu Temperaturen in ganzjährig genutzten Büro- oder Wohnräumen einen Sonderfall dar.

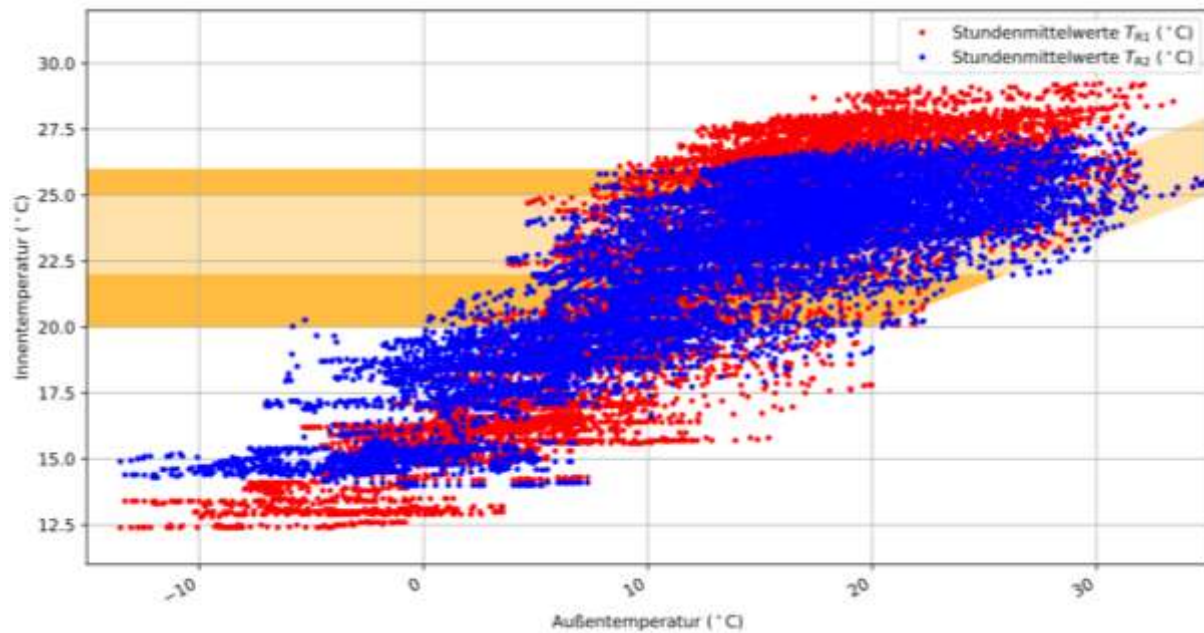


Abbildung 24: Häufigkeit der Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Umkleide (T_{R1}) und Kantine (T_{R2}) bezogen auf die Außentemperatur und Bewertung der Behaglichkeit beim „Sonnenarena Ansfelden“ (Juni 2016 bis Mai 2017)

7.1.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage zeigt ein zufriedenstellendes Betriebsverhalten, das weitgehend den Erwartungen entspricht. Abweichungen zeigen sich beim Solarertrag, der um 21 % geringer ist als erwartet, obwohl die gemessene Einstrahlung mit der durchschnittlichen Einstrahlung am Standort gut übereinstimmt. Dies ist auf den geringeren tatsächlichen Verbrauch zurückzuführen (-40 % für Warmwasser, -20 % Warmwasser und Raumheizung). Der gemessene solare Deckungsgrad lag im Beobachtungszeitraum bei 78 %, was den bei der Einreichung erwarteten Jahreswert von 51 % deutlich übertrifft und die gute Funktion des Systems unterstreicht.

In den Sommermonaten wurde zur Reduktion von Stagnationszeiten Solarwärme in die Betonkernaktivierung der Umkleide eingespeist. Dies trug zwar zur Überhitzung dieser Innenräume bei, wurde jedoch in Kauf genommen, da die „Sonnenarena Ansfelden“ meist nur an Abenden und an Wochenenden benutzt wird.

7.2 Ökofaktur Christandl, Stmk.

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Ökofaktur Christandl
<u>Adresse:</u>	8330 Unterweißenbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien und innovative Ansätze
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Prozesswärme für Kocher und Trocknung, Raumwärme und Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	50 m ² Flachkollektoren mit zwei transparenten Abdeckungen (Ökotech HT)
<u>Ausrichtung:</u>	18° Süd
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	7 m ³ Solarschichtspeicher
<u>Nachheizung</u>	1 E-Heizstab (12 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	99,8 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	447 kWh/(m ² *a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen mit Juni 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Ökofaktur Christandl“ handelt es sich um einen Familienbetrieb, in dem Marmeladen und Säfte hergestellt werden. Die Anlage dient zur Versorgung mit Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser mit einer 50 m² großen solarthermischen Anlage der Familie Christandl im Bundesland Steiermark, siehe Abbildung 116.

Der Hallenneubau hat eine Grundfläche von etwa 280 m². Zur Wärmeabgabe sind zwei Fruchtkocher, ein Gebläsekonvektor, eine aktivierte Bodenplatte und ein Frischwassermodul verbaut. Das 50 m² große Kollektorfeld ist auf dem Dach der Halle montiert und nach Süden orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 30°. Speziell ist bei diesem Projekt, dass von einer Anlage sowohl Prozesswärme (zwei Fruchtkocher) für über die Jahre und Jahreszeiten schwankende Produktionsmengen als auch Raumwärme (Hallenbeheizung, die über die Raumluft geerntetes Obst trocknet) und Wärme für die Warmwasserbereitung zur Verfügung gestellt werden. Ein Fruchtkocher ist hydraulisch direkt angeschlossen und direkt mit Heizungswasser durchströmt, der zweite wird über einen Wärmeübertrager versorgt. Für die Wärmenutzung in den Fruchtkochern ist eine signifikant höhere Temperatur des Wärmeträgermediums erforderlich als für das Warmwasser und die Raumwärme. Daher wird ein Solarschichtspeicher eingesetzt. Die Schichtung im Solarspeicher ist wesentlich für die Verfügbarkeit von Wärme mit Temperaturen, die für den Betrieb der Fruchtkocher erforderlich sind. Für die Raumheizung und zur Produkttrocknung sind zwei Heizkreise vorgesehen. In einem Heizkreis wird mithilfe eines Gebläsekonvektors die Hallenluft erwärmt, was gleichzeitig zur Raumheizung und der Produkttrocknung dient. Der zweite Heizkreis ist in und unter der Bodenplatte verlegt und temperiert die Bodenplatte der Halle. Aus welcher Höhe des Solarschichtspeichers die Entnahme zur Wärmenutzung stattfindet, wird über manuell zu betätigende Ventile eingestellt. Das Wärmeträgermedium wird am Speicher aus drei Anschlüssen, welche auf unterschiedlicher Höhe angeordnet sind, entnommen. Der Betrieb der Fruchtkocher ist aufgrund von Produktionsschwankungen äußerst diskontinuierlich. Um bei den hohen geforderten Temperaturen Solarwärme gewinnen zu können, werden Kollektoren mit einer zusätzlichen transparenten Abdeckung eingesetzt. Um die Kollektoren im Stagnationsfall vor dauerhaften Belastungen zu schützen ist ein Stagnationskühler in der Anlage integriert. Zusätzlich kann diese Wärme auch in die aktivierte Bodenplatte abgeleitet werden.



Abbildung 25: Ökofaktur Christandl (Zeitpunkt:23.3.2016).

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept soll einerseits die hohen geforderten Temperaturen für die zwei Fruchtkocher gewährleisten und andererseits das Warmwasser und die Raumwärme zur Verfügung stellen. Der Aufbau der Anlage ist auf Wunsch des Anlagenbetreibers so gestaltet, dass mehrere Funktionen manuell eingestellt bzw. durch manuelle Einstellungen wesentlich beeinflusst werden. Dazu sind Absperrhähne, Abzweigungen und Umgehungsleitungen verbaut, die in weiterer Folge und mit mehr Erfahrung des Anlagenbetreibers nicht mehr benötigt werden. Die Solaranlage umfasst ein Kollektorfeld mit Mitteltemperaturkollektoren der Firma Ökotech, die speziell für Betriebstemperaturen oberhalb 60 °C Vorteile gegenüber klassischen Flachkollektoren aufweisen. Der Solarschichtspeicher (in Abbildung 27 zum Zeitpunkt der Montage ohne Isolierung dargestellt) ist bei etwa 7 m³ Füllvolumen hoch und schlank ausgestaltet, was eine thermische Schichtung in der Regel unterstützt. Die Isolierung am Solarspeicher ist seitlich etwa 40 cm und an der Decke etwa 25 cm dick. Sie besteht aus Einblasmineralwolle.

Die Solaranlage speist über eine Schichtladelanze im Solarspeicher je nach Temperaturniveau in den Speicher ein. Zur Pufferbeladung gibt es zwei verschiedene Modi. Im Standardfall werden die drei Pufferbereiche (angesteuert mit Ventilen an drei Speicheraustritten zur gemeinsamen Rücklaufleitung des Solarwärmeübertragers) von unten nach oben auf drei verschiedene Temperaturniveaus beladen, wobei die Spreizung am Wärmeübertrager durch Drehzahlstellung von Primär- und Sekundärkreispumpe geregelt wird. In bestimmten Intervallen stoppt die Beladung und die Regelung überprüft den Temperaturanstieg am Kollektor. Ist dieser ausreichend, wird auf die nächsthöhere Pufferentnahme geschaltet, um das höhere Temperaturniveau der Solaranlage zu nutzen. Manuell kann der zweite Betriebsmodus ausgewählt werden, mit dem die drei Bereiche des Pufferspeichers von oben nach unten auf dieselbe einstellbare Temperatur gebracht werden. Dabei wird das Ladevolumen mittels der drei verschiedenen Entnahmehöhen von oben beginnend schrittweise vergrößert (400 l, 3000 l, 7000 l) und die Drehzahl der Pumpen so variiert, dass die gewünschte Beladetemperatur erreicht wird. Dieser Betriebsmodus wird auch bei drohender Stagnation aktiviert.

Alternativ zur Beladung des Puffers kann der Vorlauf der Solaranlage manuell auf die Fruchtkocher- oder die Raumheizungskreise umgeschaltet werden. Der Rücklauf der Solaranlage wird immer aus dem Pufferspeicher entnommen. Zur Nachheizung ist im obersten Bereich des Pufferspeichers ein E-Heizstab integriert.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen externen Wärmeübertrager mit vorgeschaltetem Mischer und einer Umwälzpumpe, die über einen Strömungsschalter auf der Frischwasserseite angesteuert wird. Die Pufferentnahme erfolgt mittels manuell betätigter Ventile wahlweise über die untere der beiden Entnahmelanzen oder aus dem obersten Bereich des Pufferspeichers. Der Rücklauf wird ganz unten in den Puffer eingeleitet.

Der Heizkreis 1 aktiviert die Bodenplatte. Dazu sind 450 m Aluverbundrohr in fünf Kreisen in einem Abstand von 40 bis 120 cm im Sand verlegt. Dieser Heizkreislauf dient ab etwa Juli als Speicher für die Temperierung im Winter und nötigenfalls der Kollektorkühlung bei drohender Stagnation. Der Heizkreis 2 versorgt einen zweistufigen Heizlüfter (19,4 kW), dessen Betrieb über die Raumtemperatur geregelt wird. Die Pufferentnahme für die beiden Heizkreise erfolgt über die untere der beiden Entnahmelanzen.

Als Pufferentnahmestelle für die Prozesswärme (Fruchtkocher 1 und 2) stehen die beiden Entnahmelanzen und der oberste Pufferbereich zur Verfügung. Die Umschaltung zwischen der unteren und der oberen Entnahmelanze erfolgt manuell und nicht bei jedem Kochzyklus. Die Umschaltung zwischen den Entnahmelanzen und dem obersten Pufferbereich wird für jeden Kocherkreis einzeln automatisch gesteuert und orientiert sich an der Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur des Kochers.

Die Beheizung von Kocher 1 erfolgt über einen externen Plattenwärmeübertrager, der über ein Mischventil und eine Umwälzpumpe (mit Drehzahlstellung) versorgt wird. Bis zum Erreichen eines bestimmten Drucks im Kocher wird der Vorlauf zum Wärmeübertrager durch das Mischventil auf unter 100 °C gehalten, ehe die Temperatur auf etwa 105 °C erhöht wird. Das verhindert Dampfbildung im Wärmeübertrager und im Kocherkreis. Über die Drehzahl der Umwälzpumpe wird die Temperaturdifferenz am Wärmeübertrager geregelt. Der Volumenstrom durch den Kocher ist mit einer dreistufigen Pumpe und einem Ventil manuell einstellbar, um die Kochgeschwindigkeit beeinflussen zu können. Die Beheizung von Kocher 2 erfolgt direkt aus dem Puffer. Der Volumenstrom durch den Kocher ist ebenfalls mit einer dreistufigen Pumpe und einem Ventil manuell einstellbar, um die Kochgeschwindigkeit beeinflussen zu können.

Die hohen geplanten Betriebstemperaturen bewirken hohe Temperaturen im Solarschichtspeicher (bis zu 127 °C) und im Solarsystem. Um die Belastung der Systemkomponenten im Stagnationsfall (Anlage wird bei etwa 140 °C Kollektortemperatur abgeschaltet) zu begrenzen wurde ein Stagnationskühler integriert (siehe Abbildung 26).



Abbildung 26: Stagnationskühler



Abbildung 27: Solarschichtspeicher zum Zeitpunkt der Anlagenmontage (Quelle: Franz Kollmann, Conness Solar Errichtungs-GmbH)

Abbildung 120 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Fünf Wärmemengenzähler, ein Stromzähler, 23 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

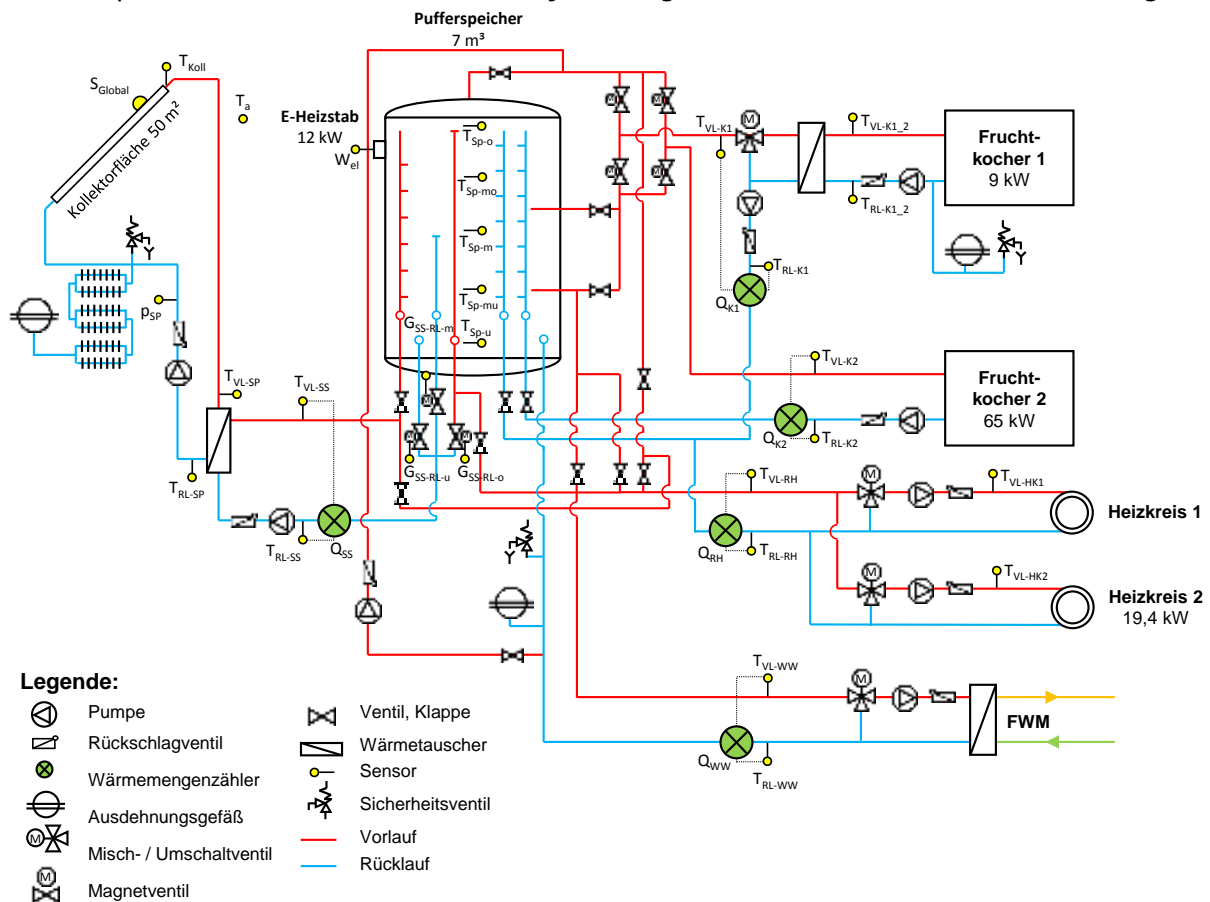


Abbildung 28: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Ökofaktor Christandl“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage mit Pufferspeicher

S_{Global}	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_a	Temperatur der Außenluft
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Druck im Solar-Primärkreis
$T_{\text{VL-SP}}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{\text{RL-SP}}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis
Q_{SS}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$T_{\text{VL-SS}}$	Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis
$T_{\text{RL-SS}}$	Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis
$T_{\text{Sp-u}}$	Temperatur im untersten Bereich des Pufferspeichers
$T_{\text{Sp-mu}}$	Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers
$T_{\text{Sp-m}}$	Temperatur im mittleren Bereich des Pufferspeichers
$T_{\text{Sp-mo}}$	Temperatur im oberen Bereich des Pufferspeichers
$T_{\text{Sp-o}}$	Temperatur im obersten Bereich des Pufferspeichers
$G_{\text{SS-RL-u}}$	Rücklaufentnahme aus unterstem Pufferbereich
$G_{\text{SS-RL-m}}$	Rücklaufentnahme aus mittlerem Pufferbereich
$G_{\text{SS-RL-o}}$	Rücklaufentnahme aus oberstem Pufferbereich

Nachheizung

W_{el}	Stromzähler am E-Heizstab
-----------------	---------------------------

Wärmeabgabesysteme

Q_{K1}	Wärmemengenzähler Fruchtkocher 1
$T_{\text{VL-K1}}$	Vorlauftemperatur Fruchtkocher 1 auf Primärseite des Wärmeübertragers
$T_{\text{RL-K1}}$	Rücklauftemperatur Fruchtkocher 1 auf Primärseite des Wärmeübertragers
$T_{\text{VL-K1}_2}$	VL-Temperatur Fruchtkocher 1 auf Sekundärseite des Wärmeübertragers
$T_{\text{RL-K1}_2}$	RL-Temperatur Fruchtkocher 1 auf Sekundärseite des Wärmeübertragers
Q_{K2}	Wärmemengenzähler Fruchtkocher 2
$T_{\text{VL-K2}}$	Vorlauftemperatur Fruchtkocher 2
$T_{\text{RL-K2}}$	Rücklauftemperatur Fruchtkocher 2
Q_{RH}	Wärmemengenzähler Raumheizung
$T_{\text{VL-RH}}$	Vorlauftemperatur Raumheizung vor den Mischergruppen
$T_{\text{RL-RH}}$	Rücklauftemperatur Raumheizung nach den Mischergruppen
$T_{\text{VL-HK1}}$	Vorlauftemperatur Heizkreis 1 nach der Mischergruppe
$T_{\text{VL-HK2}}$	Vorlauftemperatur Heizkreis 2 nach der Mischergruppe
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{VL-WW}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{RL-WW}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 29 zeigt die Input-Output-Bilanz rund um den 7 m³ Solarschichtspeicher der Anlage „Ökofaktor Christandl“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (blau) und den E-Heizstab (violett) statt. Verbraucher sind zwei Fruchtkocher (Kocher 1: hellgrün, Kocher 2: grün), die Warmwasserbereitung (dunkelgrün) und die Hallenbeheizung samt Produkttrocknung (rot). Es ist erkennbar, dass der gesamte Wärmebedarf quasi zu 100% solar gedeckt wird. Der Wärmebedarf der Kocher 1 und 2 ist in den Sommermonaten deutlich höher, als in den Wintermonaten, was auf die Produktionsprozesse zurückzuführen ist. Auffällig ist, dass der Wärmebedarf für die Hallenbeheizung samt Produkttrocknung im Winter erheblich geringer ist, als im Sommer. Einerseits liegt das

daran, dass die Produkttrocknung vorwiegend in den Monaten aktiviert ist, wenn auch die Kocher betrieben werden. Die Aktivierung der Bodenplatte mit unter der Bodenplatte verlegtem Heizkreis wird auch im Sommer betrieben. Einerseits zur Temperierung der Bodenplatte und andererseits zur bewussten Abkühlung des Speichers, um Stagnation zu vermeiden. Laut Betreiber wurde diese Betriebsweise am Ende des Betrachtungszeitraumes vermehrt aktiviert, was sich in der Höhe der roten Balken im Vergleich zwischen Juli 2016 und Juni 2017 widerspiegelt.

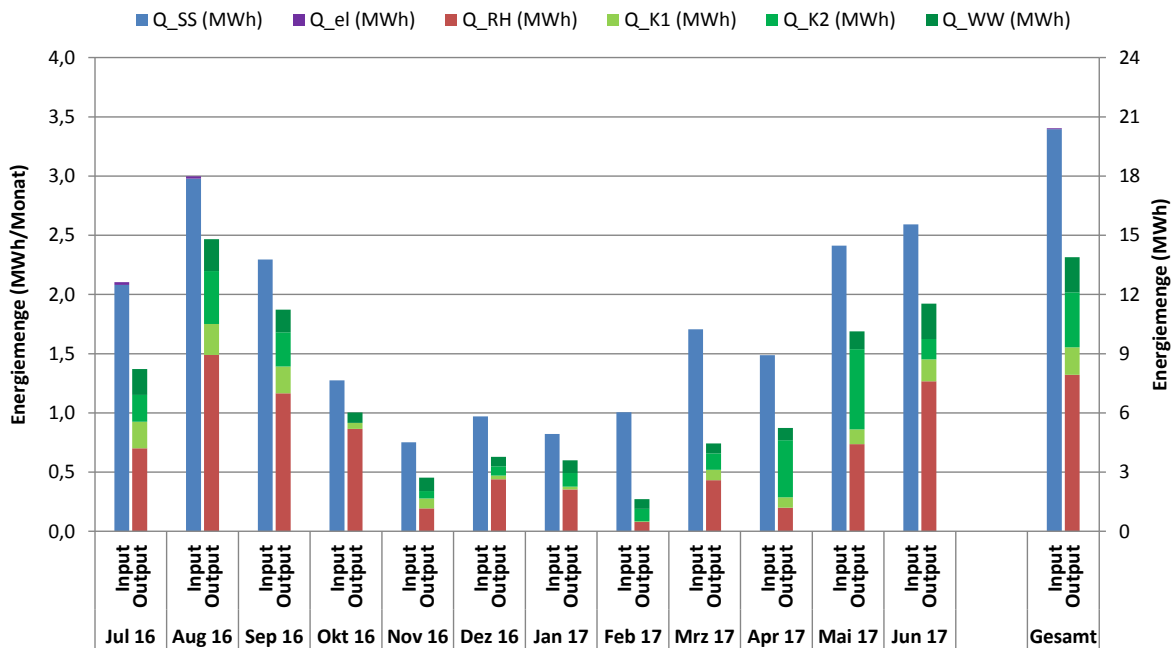


Abbildung 29: Energiebilanz der Anlage „Ökofaktur Christandl“

In Abbildung 30 ist die Energiebilanz des Solarschichtspeichers samt der mittleren Speichertemperatur zum Monatsende (blau: Energieeinspeisung in den Solarschichtspeicher; grün: Energieabgabe aus dem Solarschichtspeicher, rot: mittlere Speichertemperatur) und die Bandbreite der Speichertemperaturen (schwarz strichliert: höchster und niedrigster Wert der gemittelten Speichertemperaturen) dargestellt. Die monatlichen Mittelwerte der mittleren Speichertemperatur erreichten im Juni 2017 einen Höchstwert von etwa 114 °C, im Januar sinkt sie auf etwa 40 °C. Die Unterschiede in der Energieeinspeisung in den einzelnen Monaten sind einerseits auf Wärmeverluste zurückzuführen, andererseits wird in den Monaten der ansteigenden Speichertemperaturen eine wesentliche Differenz der Energieabgabe zur Energieeinspeisung im Solarschichtspeicher behalten. Über den gesamten Betrachtungszeitraum (angenommen der Speicher hat zu Beginn den gleichen Ladestand wie am Ende) lässt sich die Differenz zwischen Energieeinspeisung und Energieabgabe auf Rohrleitungs- und Speicherverluste zurückführen. Diese betragen in etwa 32 % des Wärmeinputs.

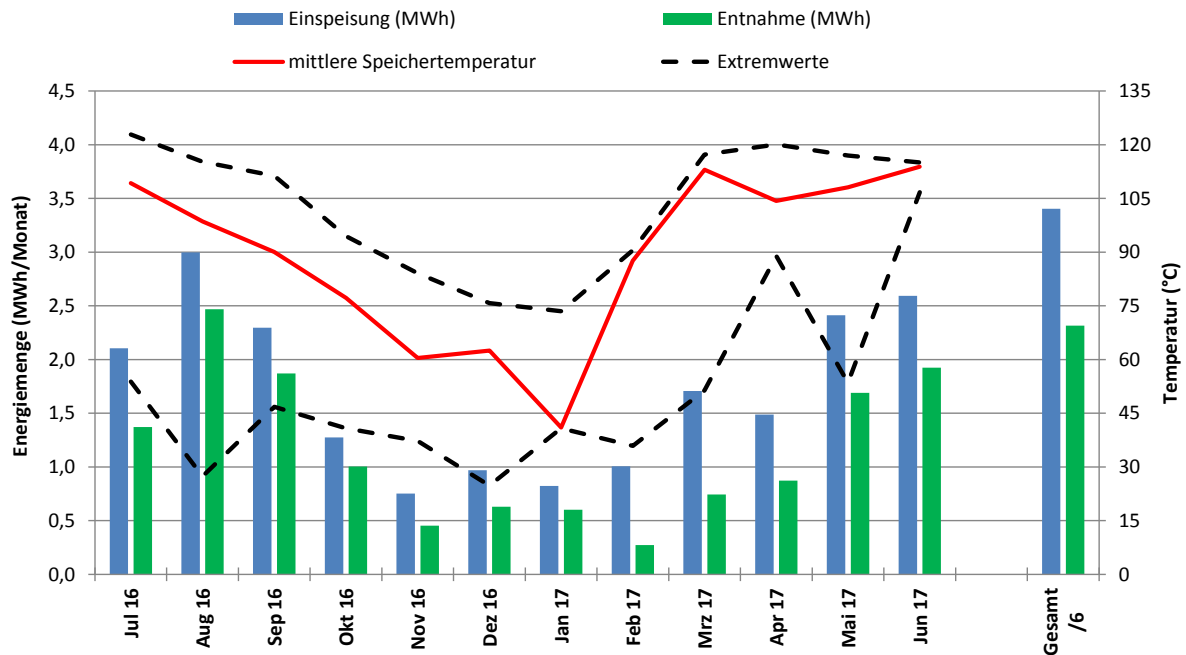


Abbildung 30: Energiebilanz und mittlere Temperatur des Pufferspeichers der Anlage „Ökofaktur Christandl“

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 124 zeigt den Vergleich des spezifischen Solarertrags der Simulationsergebnisse (blaue durchgezogene Linie) mit den ermittelten Messergebnissen des Monitorings (rote durchgezogene Linie). Der laut Anlagensimulation prognostizierte spezifische Solarertrag beträgt rund 180 kWh/m²a (bezogen auf die Aperturfläche). Der gemessene spezifische Solarertrag beträgt 447 kWh/m²a und ist somit doppelt so hoch als prognostiziert, mögliche Ursachen sind am Ende dieses Kapitels angeführt. Die Solarstrahlung wurde mit 1354 kWh/m²a prognostiziert, der Messwert konnte aufgrund von Problemen mit der Messwerterfassung nicht durchgehend korrekt ermittelt werden und wurde ab März 2017 verworfen. Im Zeitraum zwischen März und Juni 2017 lag die gemessene Solarstrahlung geringfügig über dem prognostizierten Wert.

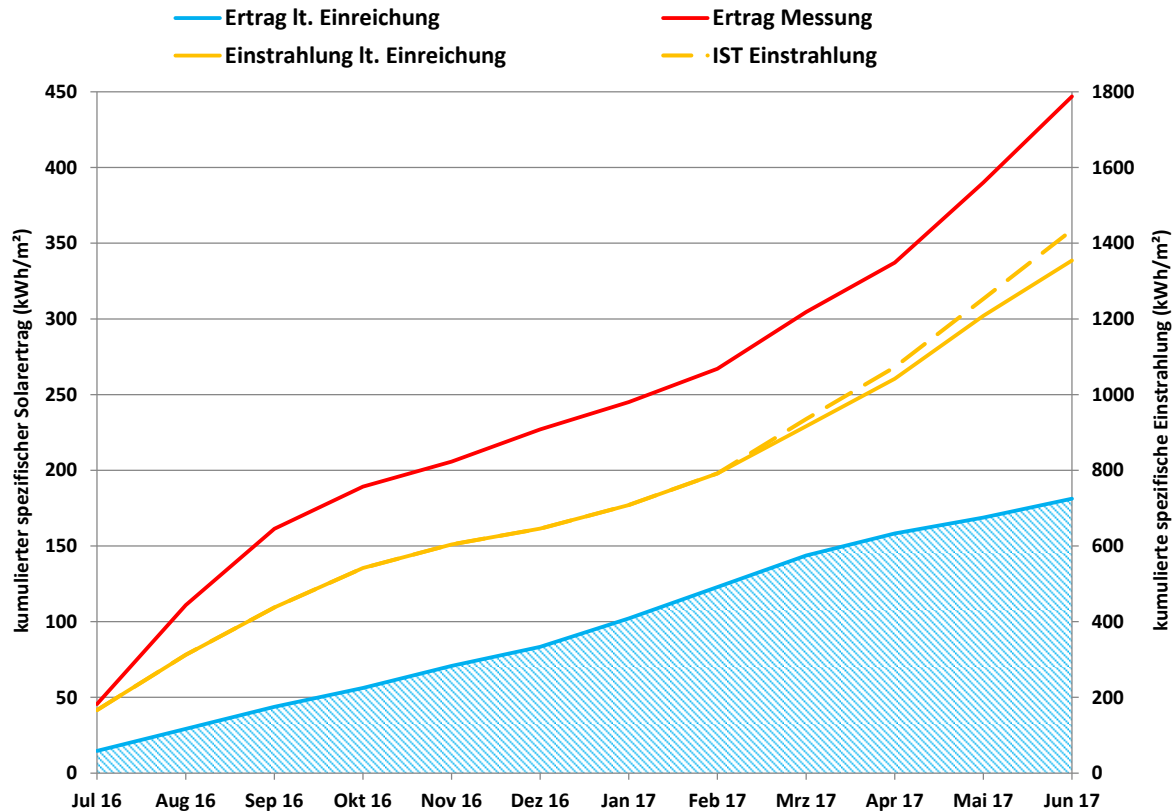


Abbildung 31: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Ökofaktur Christandl“

Der mithilfe der Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf den gesamten Speicherinput) ist in Abbildung 126 dargestellt. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 84 % prognostiziert und von rund 100 % gemessen.

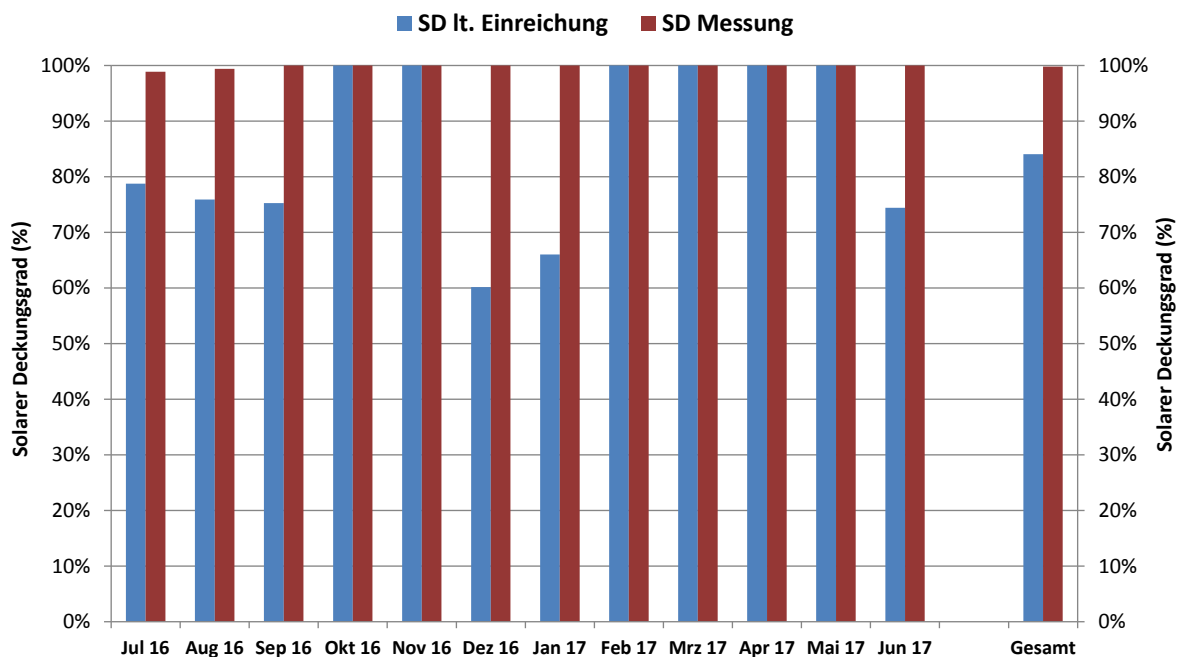


Abbildung 32: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Ökofaktur Christandl“

Abbildung 33 zeigt einen Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Wärmeverbrauchs mit den tatsächlich von den Verbrauchern bezogenen Wärmemengen. Der gemessene Wärmebedarf liegt etwa 15 % unter dem prognostizierten Wärmebedarf, das entspricht rund 2,4 MWh.

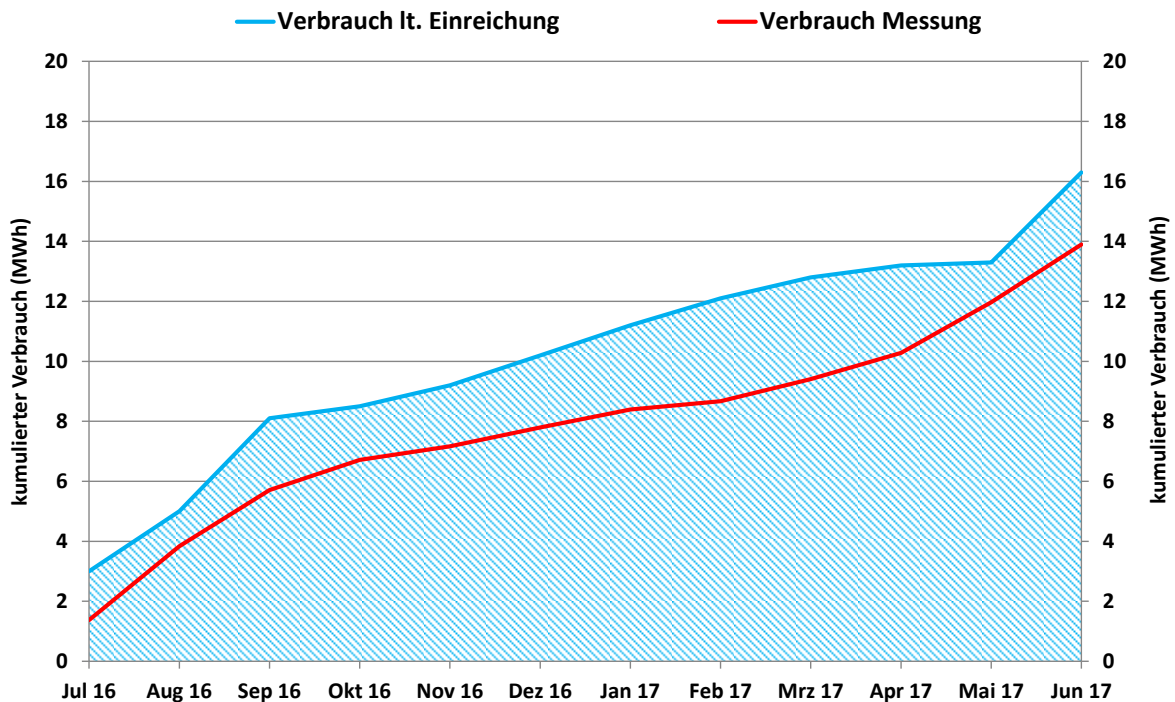


Abbildung 33: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationwert für die Anlage „Ökofaktur Christandl“

Die Anlage „Ökofaktur Christandl“ weist einen signifikant höheren spezifischen Ertrag und höhere Solare Deckung auf als bei der Systemsimulation im Zuge der Einreichung erwartet (siehe Abbildung 31 und Abbildung 32). Die höhere solare Deckung ist teilweise auf den geringeren Wärmebedarf gegenüber der Prognose zurückzuführen (siehe Abbildung 33). Der höhere spezifische Solarertrag ist auf den Raumheizungsbedarf (Wärme für Produkttrocknung) im Sommer zurückzuführen, welcher in der Simulation nicht berücksichtigt wurde. Auch passte der Anlagenbetreiber den Produktionsbetrieb an das Solarangebot an. Eine weitere Ursache findet sich darin, dass die Speicherverluste in der Systemsimulation lediglich mit 3,4 MWh prognostiziert wurden, gemessen jedoch bei etwa 6,5 MWh liegen. Des Weiteren ist anzumerken, dass bei der Simulation ein kleinerer Speicher angenommen wurde und ein größerer Speicher in der Regel eine Erhöhung des spezifischen Ertrags bewirkt.

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Der Solarprimärkreislauf wird in Abhängigkeit der Temperatur im Solarschichtspeicher auf teilweise sehr unterschiedlichen Temperaturen betrieben. In den Wintermonaten lagen die Betriebstemperaturen erheblich niedriger (siehe dazu die Speicher- und Solarsekundärtemperaturen in Abbildung 34) als in den Sommermonaten (siehe dazu die Abbildung 35).

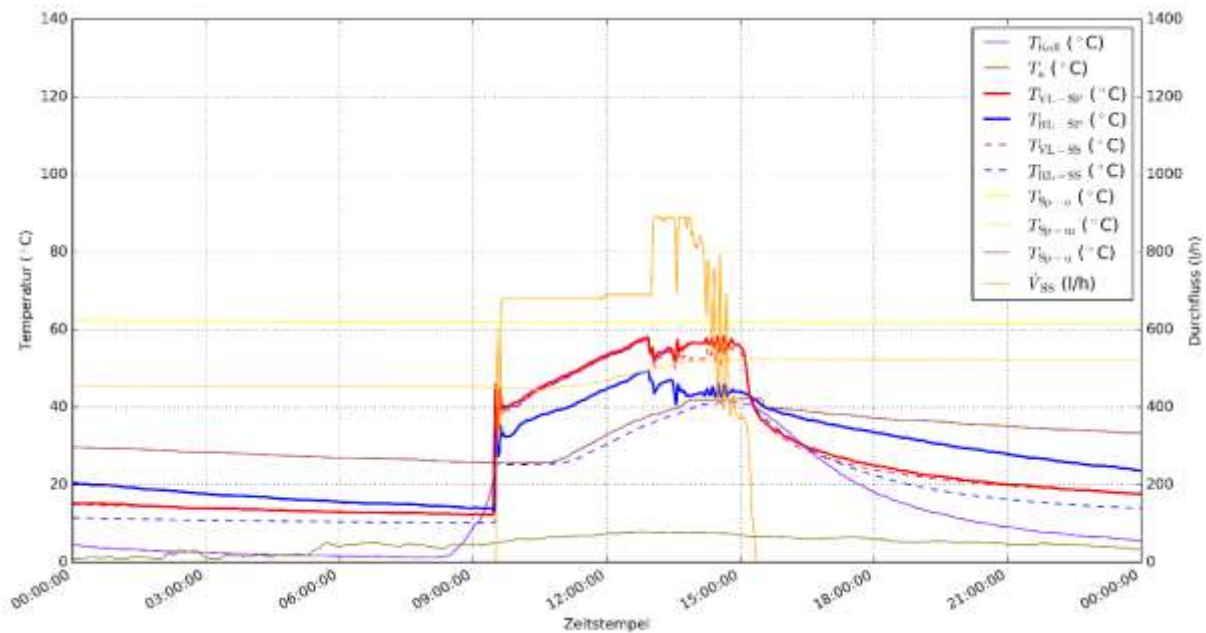


Abbildung 34: Für den Winterbetrieb beispielhafte Kollektortemperatur, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperaturen im Pufferspeicher sowie Volumenstrom des Solarsekundärkreises (Zeitraum: 27.12.2016)

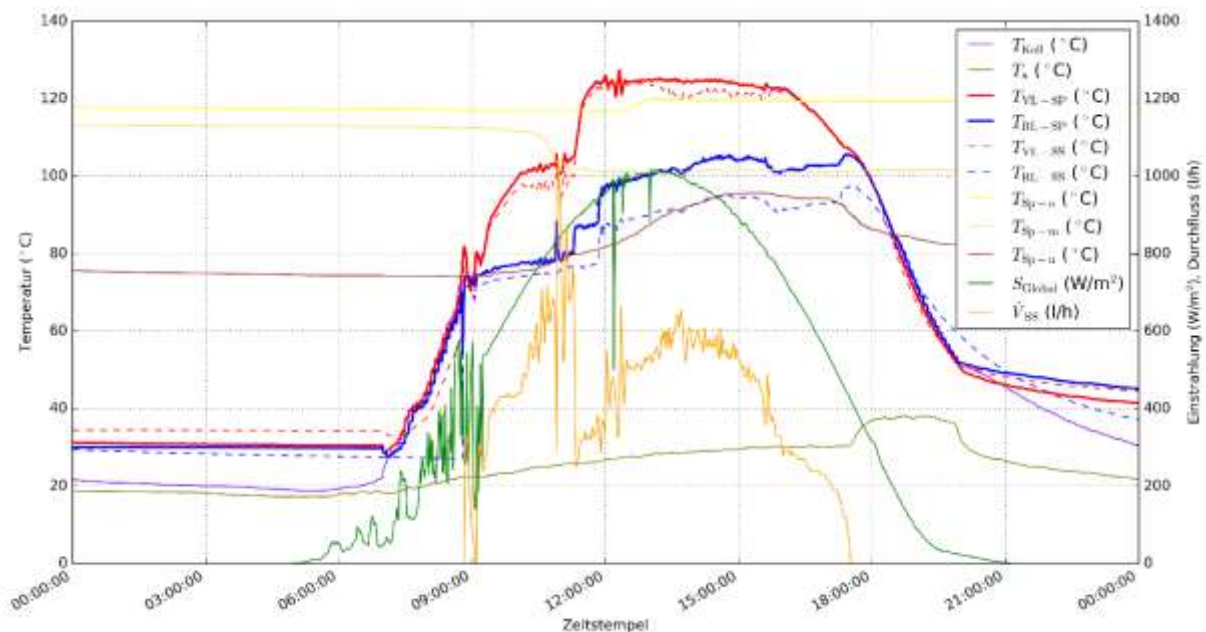


Abbildung 35: Für den Sommerbetrieb beispielhafte Kollektortemperatur, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperaturen im Pufferspeicher, Volumenstrom des Solarsekundärkreises sowie Globalstrahlung in Kollektorebene (Zeitraum: 26.6.2017)

Aufgrund der gewünschten hohen Nutzungs- und Speichertemperaturen in Kombination mit kurzen Leitungen zwischen Kollektoren und Systemkomponenten ist ein eigenes Stagnationsmanagement erforderlich. Abbildung 36 zeigt die Begrenzung der Kollektortemperatur auf knapp unter 160 °C bei Temperaturen im Solarspeicher von etwa 125 °C. Die Kollektortemperatur überschreitet nur selten 150 °C, lediglich zu Anfang des Monitoringjahres konnte dies vermehrt beobachtet werden. Nach Anpassungen der Regelung traten Kollektortemperaturen über 150 °C lediglich dreimal auf.

In Abbildung 35 und Abbildung 36 ist erkennbar, dass die gemessene Außentemperatur knapp vor 18 Uhr ansteigt. Dies liegt daran, dass ab diesem Zeitraum an Sommertagen Solarstrahlung auf den Außentempersensor trifft. Es handelt sich dabei um einen Mangel, der keine Auswirkung auf das Betriebsverhalten hat, da die Außentemperatur in keiner Regelungsfunktion verwendet wird. Der Anlagenbetreiber ist über diesen Mangel informiert.

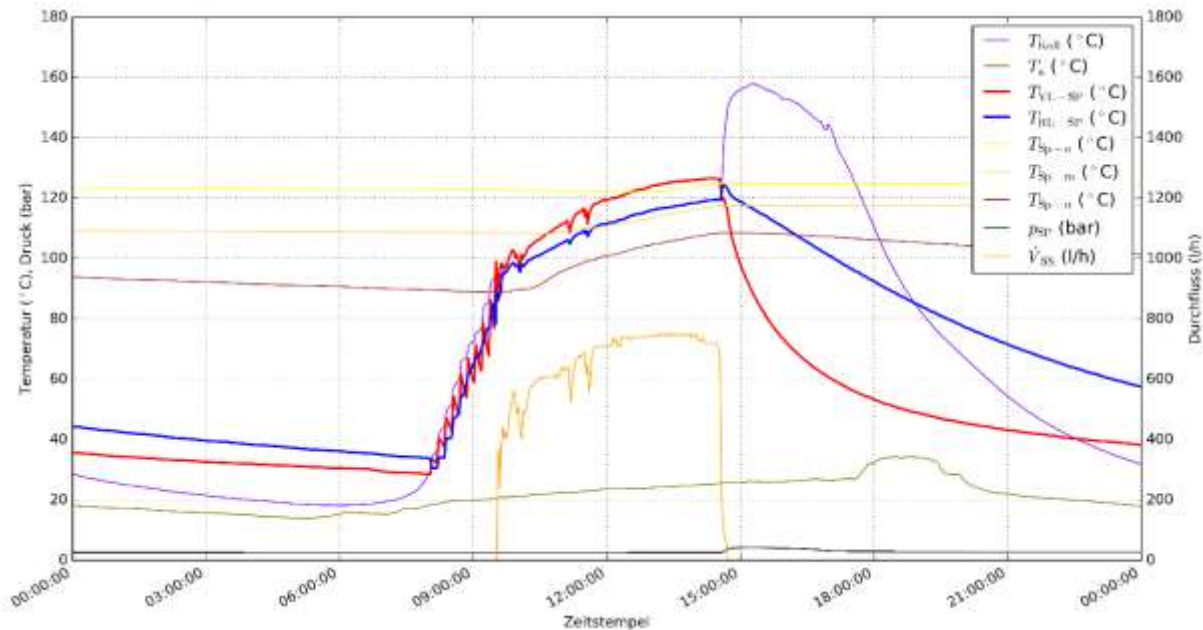


Abbildung 36: Beispielhafte Kollektortemperatur, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperaturen im Pufferspeicher, Volumenstrom des Solarsekundärkreises sowie Druck im Solarprimärkreis (Zeitraum: 7.7.2016)

Der Anlagenbetreiber greift produktionsbedingt wiederkehrend in die Anlage ein. Ein automatischer Betrieb ist ausschließlich für die Solaranlage und für die Warmwasserbereitung vorgesehen. Die beiden Fruchtkocher werden bei Bedarf manuell eingeschaltet und betrieben, die Raumheizung und die Trocknung manuell betätigt und die dafür erforderlichen Einstellungen großteils an den Ventilen manuell vorgenommen. Beispielhaft ist der Betrieb des Fruchtkochers 1 am 27. September 2016 in Abbildung 37 dargestellt. Die Eintrittstemperatur in den Kocher ($T_{VL-K1,2}$, rot gestrichelt) wird über das Mischventil und den Wärmeübertrager dem Kochverlauf entsprechend angepasst. Sie weicht dadurch unterschiedlich von der Versorgungstemperatur (T_{VL-K1} , rot durchgezogen) ab. Diese Versorgungstemperatur wird über die manuell betätigten Umschaltventile aus zwei unterschiedlichen Bereichen des Pufferspeichers mittels Entnahmelanze entnommen, was sich beispielsweise um kurz vor 8:00 Uhr am plötzlichen Temperaturanstieg erkennen lässt. Durch den manuellen Betrieb der Entnahmelanzen behält der Pufferspeicher im obersten Bereich praktisch unverändert seine hohe Temperatur. An der hohen Versorgungstemperatur erkennt man, dass ab etwa 8:45 Uhr - abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Kochers - auf die Entnahme aus dem obersten Pufferbereich automatisch umgeschaltet wird. Über die Drehzahl der Umwälzpumpe - erkennbar am Durchfluss (\dot{V}_{K1} , pink) - wird die Temperaturdifferenz am Wärmeübertrager automatisch geregelt. Die Zeiträume, in denen kein Durchfluss herrscht, wurde der Kocherbetrieb manuell unterbrochen.

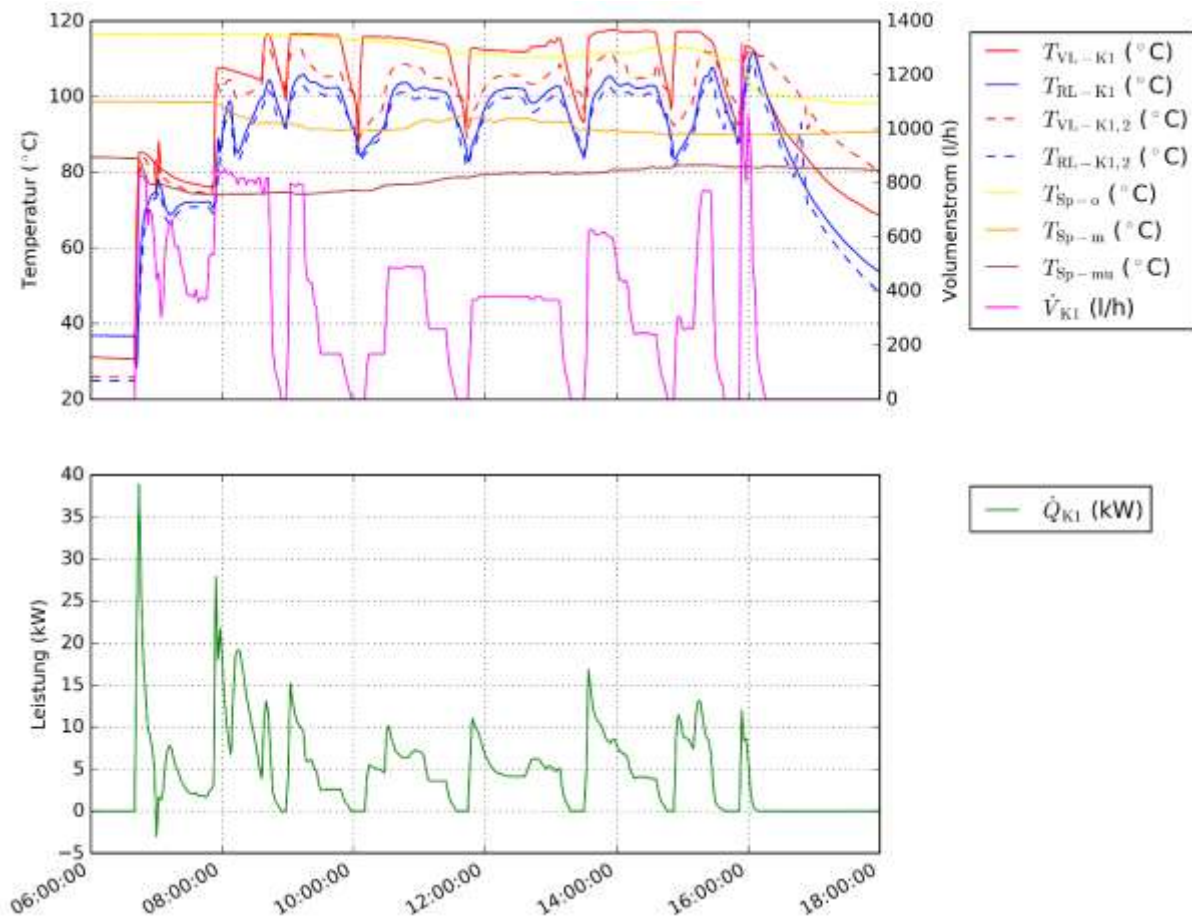


Abbildung 37: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Primär- und der Sekundärseite des Wärmeübertragers für den Fruchtkocher 1, Temperaturen im Pufferspeicher, Durchfluss im Versorgungskreis des Fruchtkochers 1; Unten: Wärmeleistung des Fruchtkochers 1 (Zeitraum 27.9.2016, 6:00-18:00)

Ganz ähnlich wird der Fruchtkocher 2 betrieben, wie in Abbildung 38 beispielhaft für den 14. September 2016 dargestellt ist. Der Durchfluss (\dot{V}_{K2} , pink) zeigt die Eingriffe durch den Bediener des Fruchtkochers 2. Die Vorlauftemperatur (T_{VL-K2} , rot) wird über die manuell betätigten Umschaltventile aus unterschiedlichen Bereichen des Pufferspeichers entnommen, was sich am Vergleich mit der Temperatur auf halber Höhe des Pufferspeichers zeigt (T_{Sp-m} , orange). Bis etwa 7:15:00 Uhr erfolgt die Entnahme aus der unteren Entnahmelanze, dann wird auf die obere Entnahmelanze umgeschaltet. Um etwa 9:15 ist die automatische Umschaltung auf die Entnahme aus dem obersten Pufferbereich zu erkennen, die wie beschrieben von der Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur des Kochers abhängt, und nur bis etwa 9:30 Uhr dauert. Durch diesen optimierten Betrieb behält der Pufferspeicher im obersten Bereich praktisch unverändert seine hohe Temperatur bis auf die wenigen notwendigen Zapfungen aus diesem Bereich.

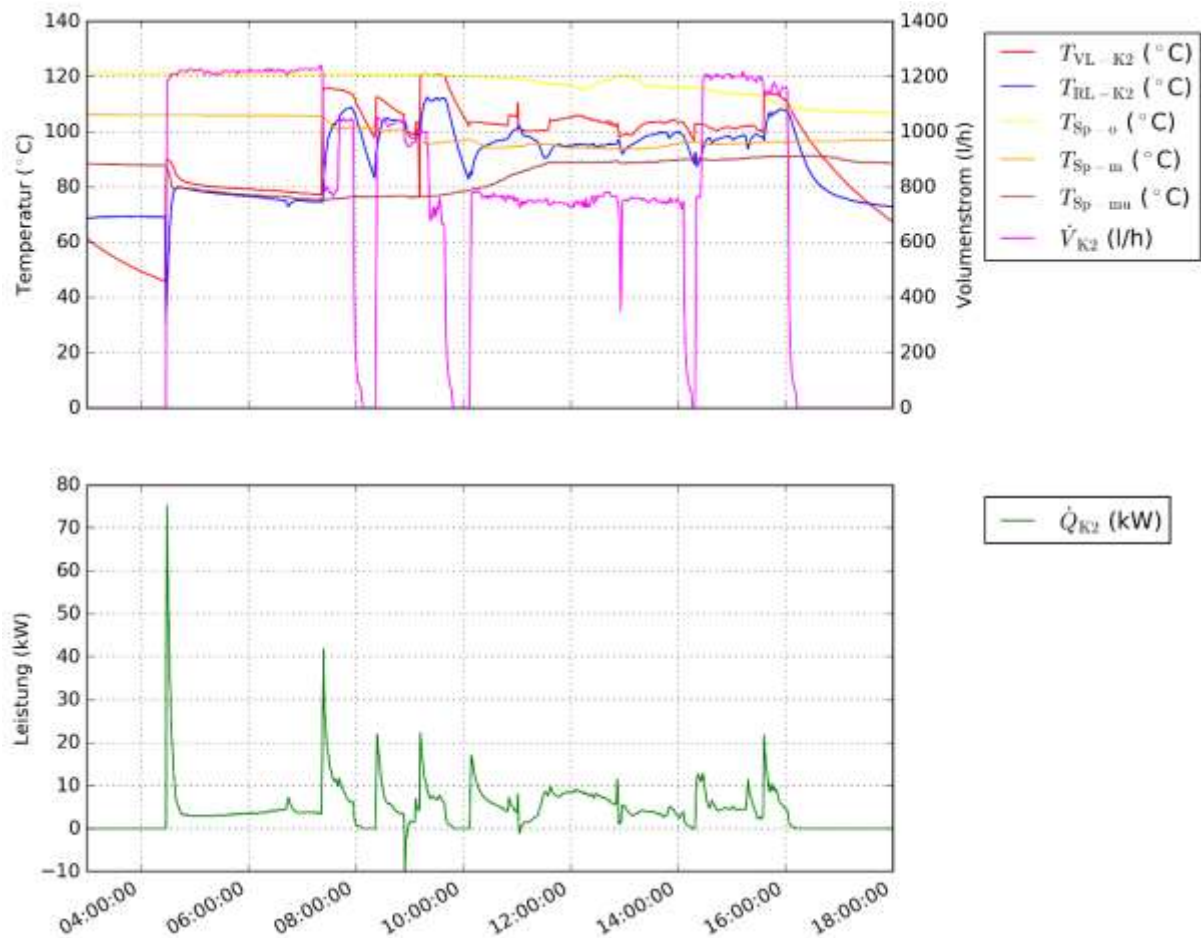


Abbildung 38: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur des Fruchtkochers 2, Temperaturen im Pufferspeicher, Durchfluss im Versorgungskreis des Fruchtkochers 2; Unten: Wärmeleistung des Fruchtkochers 2 (Zeitraum 14.9.2016, 3:00-18:00)

Der Betrieb der Raumheizung an einem der kältesten Tage im Monitoringzeitraum ist in Abbildung 39 dargestellt. Der Außentemperatur (T_a , olivgrün) entsprechend ist die Raumheizung bis in die frühen Morgenstunden immer länger in Betrieb, wie sich an Durchfluss (\dot{V}_{RH} , pink) und Leistung (\dot{Q}_{RH} , grün) erkennen lässt. Bei einer Vorlauftemperatur von etwa 40 bis über 50 °C hat der gemeinsame Rücklauf eine Temperatur von etwa 35 bis 45 °C. Durch die Entnahme aus der oberen Entnahmelanze bleibt die Temperatur im obersten Pufferbereich praktisch unverändert auf 85 °C, auch während am frühen Nachmittag die Solaranlage ihre Energie in den mittleren Pufferbereich einspeist.

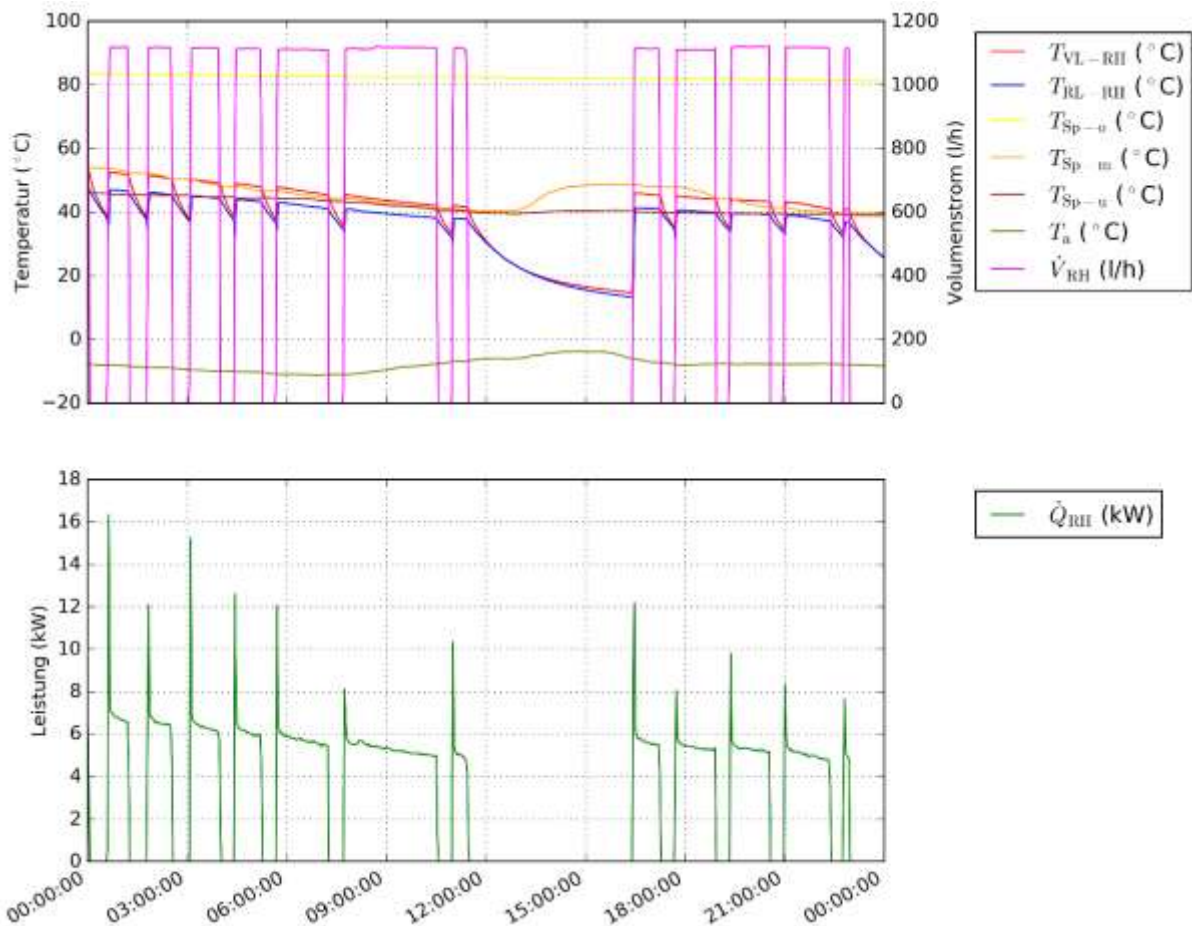


Abbildung 39: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur im Versorgungskreis der Raumheizung, Temperaturen im Pufferspeicher, Außentemperatur, Durchfluss im Versorgungskreis der Raumheizung; Unten: Wärmeleistung der Raumheizung (Zeitraum 23.1.2017)

Die Versorgung des Frischwassermoduls ist beispielhaft anhand des 10. Oktober 2016 in Abbildung 40 dargestellt. Durchfluss (\dot{V}_{WW} , pink) und Leistung (\dot{Q}_{WW} , grün) sind entsprechend der Warmwasserzapfung stark diskontinuierlich. Eine Spitzenleistung von knapp 40 kW tritt bei einem maximalen Durchfluss von über 1000 l/h auf. Bei einer relativ konstanten Vorlauftemperatur von meist über 60 °C (Entnahme aus der unteren Entnahmelanze) schwankt die Temperatur des Rücklaufs erwartungsgemäß stark zwischen etwa 25 und 50 °C.

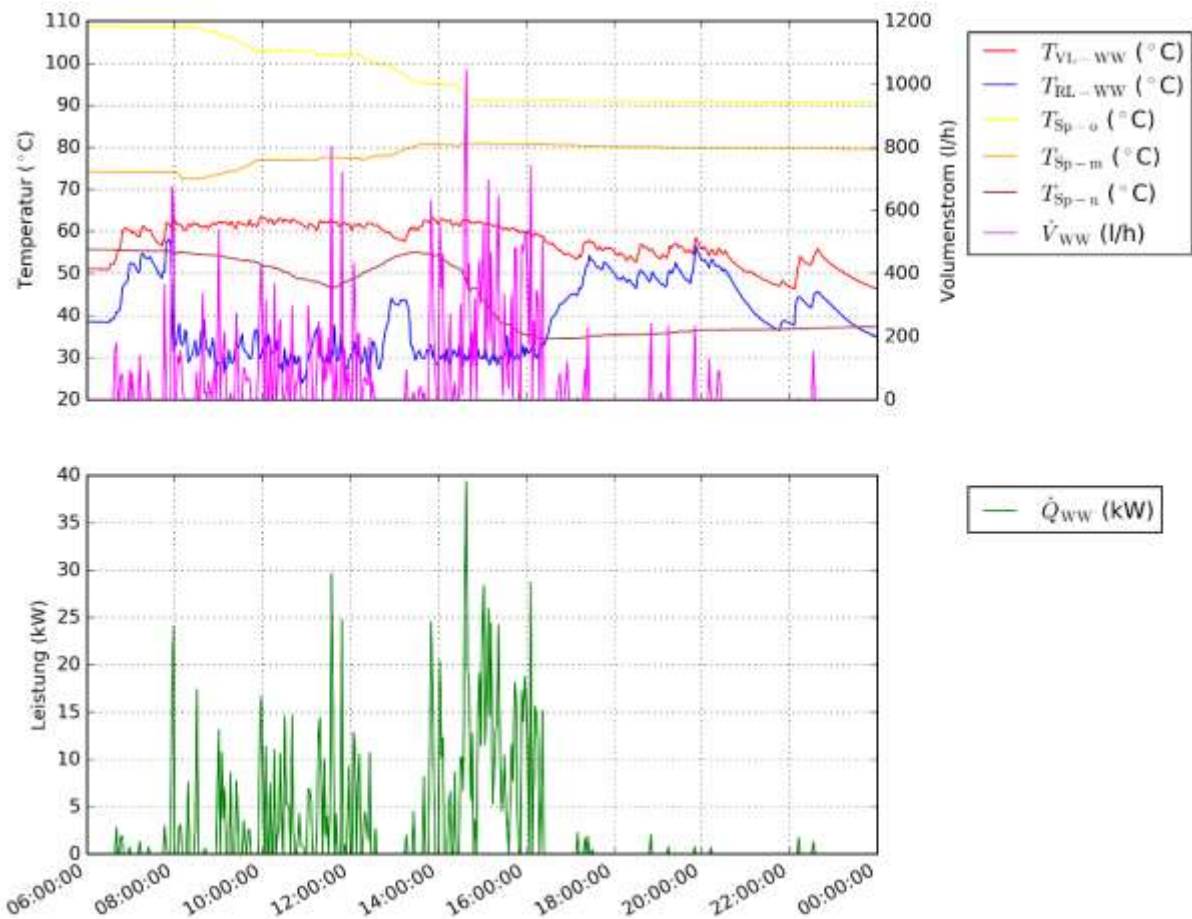


Abbildung 40: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur im Versorgungskreis des Frischwassermoduls, Temperaturen im Pufferspeicher, Durchfluss im Versorgungskreis des Frischwassermoduls; Unten: Wärmeleistung des Frischwassermoduls (Zeitraum 10.10.2016, 6:00-24:00)

Abbildung 41 zeigt die Aufteilung der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (SS, el) sowie den gesamten Energieverbrauch als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach dem Energieverbrauch absteigend sortiert (unten). Des Weiteren ist die mittlere Speichertemperatur als Tagesmittelwert im Zeitverlauf (oben) dargestellt. Anhand der Dauerlinie in Abbildung 41 zeigt sich, dass die Energiebereitstellung zeitlich nicht durchgehend mit der Energiebereitstellung zusammenfällt, da einerseits der Speicher bewirkt, dass Wärme von einstrahlungsintensiven zu einstrahlungsarmen Zeiträumen transferiert werden kann und andererseits die Speicherverluste gedeckt werden, ohne dass Energieverbrauch an den Verbrauchern auftritt.

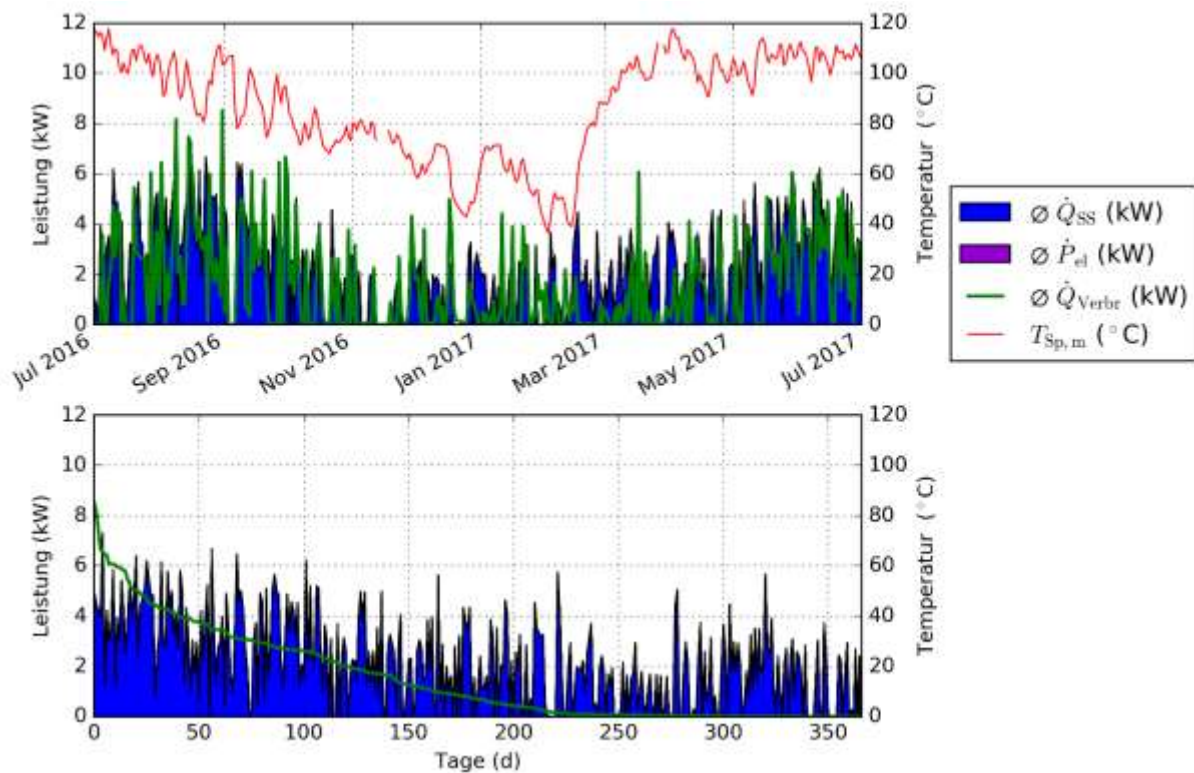


Abbildung 41: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger, mittlere Last der Verbraucher sowie mittlere Speichertemperatur chronologisch und nach der Last absteigend sortiert (ohne mittlere Speichertemperatur) im Monitoringzeitraum

7.2.6 Anlagen Status Quo

Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase kann der gesamten Anlage ein gutes Betriebsverhalten attestiert werden. So konnten solare Erträge von etwa 450 kWh/m²a und solare Deckungsgrade von 100 % erreicht werden. Die Solaranlage deckt den gesamten Wärmebedarf der Produktion, der Raumheizung samt Produkttrocknung und der Warmwasserbereitung. Die vergleichsweise hohen solaren spezifischen Erträge sind darauf zurückzuführen, dass die Speicherverluste bei der Einreichung wesentlich unterschätzt wurden, ein größerer Solarspeicher im Vergleich zur Einreichung realisiert wurde, die Aktivierung der Bodenplatte sowie der Wärmebedarf für Produkttrocknung (=Raumheizungsbedarf im Sommer) in der Prognose unzureichend berücksichtigt wurde und der Betrieb an das Solarangebot angepasst wurde. Als Solarkollektoren wurden sogenannte Mitteltemperaturkollektoren eingesetzt, bei denen die Reduktion der Wärmeverluste durch eine zweite transparente Abdeckung zu höheren Wirkungsgraden im gewünschten Temperaturbereich führen. Der Solarschichtspeicher ist gut isoliert, die Wärmeverluste sind dennoch höher als prognostiziert. Der Verrohrungsaufwand und die Komplexität der Anlage ermöglichen die Energieentnahme aus Speicherschichten, die die erforderliche Temperatur aufweisen. Die Nutzung des Schichtspeichers durch überwiegend manuelle Betätigung von Ventilen zeigt sich anhand der Detailbetrachtungen der Verbraucher (v. a. Fruchtkocher, aber auch Raumheizung, Warmwasserversorgung).

Auf Anraten des Begleitforschungsteams konnten an der Anlage „Ökofaktor Christandl“ Fehler behoben werden und Verbesserungen (Messdatenverarbeitung durch den Datenlogger, Betriebsweise Fruchtkocher und Trocknung, Außentemperaturfühler) umgesetzt werden.

7.3 Opelhaus Kramer, Stmk.

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Opelhaus Kramer
<u>Adresse:</u>	8200 Gleisdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und WW-Bereitung eines Autohauses
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	103 m ² Flachkollektoren
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Ausrichtung:</u>	225° Süd-West
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 2 m ³ Pufferspeicher für Heizung und Warmwasserbereitung, 1800 m ² Erdspeicher (einlagig verlegt), 2 m ³ Kältespeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Sole/Wasser-Wärmepumpe S-SW 86 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	30 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	395 kWh/(m ² a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase abgeschlossen mit August 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Projekt „Opelhaus Kramer“ handelt es sich um einen im Jahr 2016 errichteten Neubau eines Autohauses in Gleisdorf (siehe Abbildung 42). Im Zuge des Neubaus des Firmengebäudes war es ein erklärtes Ziel der Unternehmensleitung, ein zukunftsfähiges und nachhaltiges Energieversorgungskonzept umzusetzen und den Energiebedarf für die Wärmeversorgung der Verkaufsräume, Lagerhalle sowie Werkstätten nahezu vollständig mit regenerativen Energiequellen abzudecken.

Dabei kam schlussendlich ein Konzept zur Umsetzung, bei dem neben dem Einsatz einer solarthermischen Anlage eine Sole-Wasser-Wärmepumpe als auch ein Erdspeicher, mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, realisiert wurde. Die Abbildung 43 zeigt das auf dem Dach des Neubaus installierte Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 103 m². Die Neigung der Kollektoren beträgt 60°. Als zusätzlicher Wärmeerzeuger wurde eine Sole-Wasser-Wärmepumpe installiert. Der Erdspeicher für die saisonale Speicherung (siehe Abbildung 44 zeigt die Verrohrung der Erdregister im Zuge der Errichtung) wurde ca. 15 cm unterhalb der Bodenplatte der Werkstatt, der Verkaufs- sowie Lagerhalle verlegt. Der schematische Aufbau des Erdspeichers ist in Abbildung 45 erkennbar. Das Erdregister des Erdspeichers wurde auf eine rund 5 cm Sauberkeitsschicht verlegt. Auf dem Erdregister wurde dann rund 20 cm Schicht Estrichsand und die 30 cm starke Bodenplatte aufgebracht. Nach oben hin zur Bodenplatte wurde abschließend eine durchgängige Dämmung aufgebracht. Laut Anlagenplaner sollte mittels der solaren Beladung des Erdreichs eine Temperatur im Erdspeicher von etwa 20 bis 25 °C erreicht werden können. In Kombination mit der Sole-Wasser-Wärmepumpe ermöglicht der Erdspeicher quellseitig eine höhere Vorlauftemperatur und somit eine Steigerung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe.



Abbildung 42: Ansicht des Firmengeländes des Opelhaus Kramer (Bildquelle: Opelhaus Kramer)



Abbildung 43: Ansicht der am Dach des Autohauses aufgeständerten Kollektoren (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 44: Ansicht des Rohrregister (links) Verteiler und Verrohrung der Rohrregister für den Erdspeicher (rechtes Bild) im Zuge der Errichtung (Bildquelle: AEE INTEC)

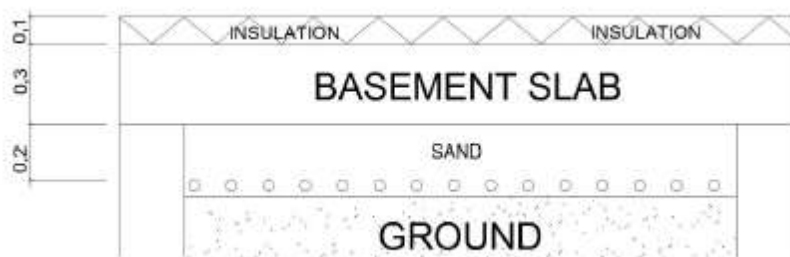


Abbildung 45: Schematischer Aufbau des Erdspeichers (Bildquelle: BES)



Abbildung 46: Darstellung der in einem 2 Meter tiefen Bohrloch unter dem Erdspeicher vertikal eingebrachten, mit Temperaturfühlern belegten Messbaums (Bildquelle: AEE INTEC).

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Opelhaus Krammer“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 47 dargestellt. Die solarthermische Anlage kann die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in die beiden je 2 m³ Pufferspeicher für die Warmwasserbereitung und Raumheizung oder in einem etwa 1800 m² großen Erdspeicher (siehe Abbildung 44), mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, einspeisen. Die Steuerung der Beladung erfolgt zentral mittels eines sogenannten Energy Management System (EMS).

Die Warmwasserbereitung erfolgt mittels eines Frischwassermoduls, die Verteilung der Wärme für die Raumheizung wird im Neubau über eine Fußbodenheizung (35/28 °C) bzw. Lüftungsanlage bewerkstelligt. Die Kühlung erfolgt über die Fußbodenheizung.

Im Kühlfall werden die Wärmepumpen umgekehrt betrieben, sodass die beiden Erdspeicher als Wärmesenken für die Kühllast dienen. Ein Kältespeicher (2 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen.

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 30 Temperatursensoren sowie einen Stromzähler für die Wärmepumpen, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis. Neben zwei Regelungs-Erdtemperaturfühlern wurden vom Begleitforschungsteam während der Errichtung 6 Temperaturfühler vertikal in das Erdreich, direkt unter dem Erdspeicher eingebracht (siehe Abbildung 46). Die Temperaturfühler wurden in Abständen von rund 40 cm, bis zu einer Tiefe von 200 cm verlegt.

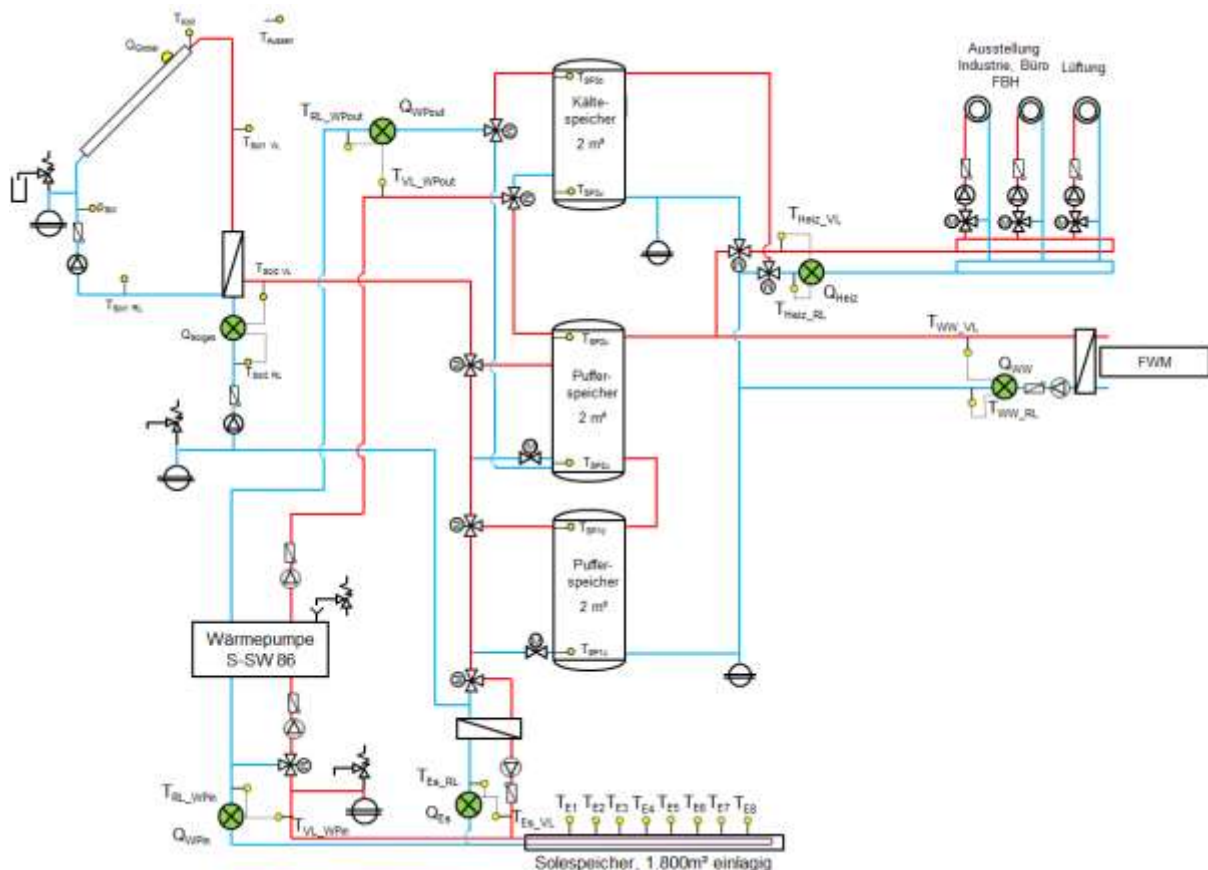


Abbildung 47: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Opelhaus Krammer“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{SP}	Drucksensor Primärkreis
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{Sol1\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{Sol1\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis

Solar-Sekundärkreis

$T_{Sol2\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 1
$T_{Sol2\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis 1
Q_{Solges}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$T_{ES\ VL}$	Vorlauftemperatur Beladung Solespeicher
$T_{ES\ RL}$	Rücklauftemperatur Beladung Solespeicher
Q_{Es}	Wärmemengenzähler Beladung Solespeicher

Speicher

T_{Sp1u}	Pufferspeichertemperatur 1 unten
T_{Sp1o}	Pufferspeichertemperatur 1 oben
T_{Sp2u}	Pufferspeichertemperatur 2 unten
T_{Sp2o}	Pufferspeichertemperatur 2 oben
T_{Sp3u}	Kältespeicher unten

T_{Sp30}	Kältespeicher oben
T_{E1}	Erdspeichertemperatur 1
T_{E2}	Erdspeichertemperatur 2
T_{E3}	Erdspeichertemperatur 3
T_{E4}	Erdspeichertemperatur 4
T_{E5}	Erdspeichertemperatur 5
T_{E6}	Erdspeichertemperatur 6
T_{E7}	Erdspeichertemperatur 7
T_{E8}	Erdspeichertemperatur 8

Wärmepumpe

T_{VL_WPIn}	Vorlauftemperatur Kondensator Wärmepumpe
T_{RL_WPIn}	Rücklauftemperatur Kondensator Wärmepumpe
Q_{WPIn}	Wärmemengenzähler Kondensator Wärmepumpe
T_{VL_WPout}	Vorlauftemperatur Verdampfer Wärmepumpe
T_{RL_WPout}	Rücklauftemperatur Verdampfer Wärmepumpe
Q_{WPout}	Wärmemengenzähler Verdampfer Wärmepumpe

Verbraucher Raumheizung

$T_{Heiz\ VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung
$T_{Heiz\ RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung
Q_{Heiz}	Wärmemengenzähler Raumheizung

Warmwasserbereitung

T_{VL_WW}	Vorlauftemperatur Frischwassermodul
T_{RL_WW}	Rücklauftemperatur Frischwassermodul
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Frischwassermodul

7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 48 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Opelhaus Kramer“ dar. Der Wärmeeintrag in den Pufferspeicher findet über die thermische Solaranlage (gelb), die Wärmepumpen (grün) als auch über einen an die PV-Anlage angebundenen elektrischen Heizstab (grau) statt. Wärmeverbraucher sind die Raumheizungskreise (hellblau) sowie die Warmwasserbereitung (dunkelblau). Die Einspeisung solarer Wärme in den Erdspeicher wird in der Darstellung nicht mitbilanziert (siehe dazu Detailbetrachtung – Erdspeicher).

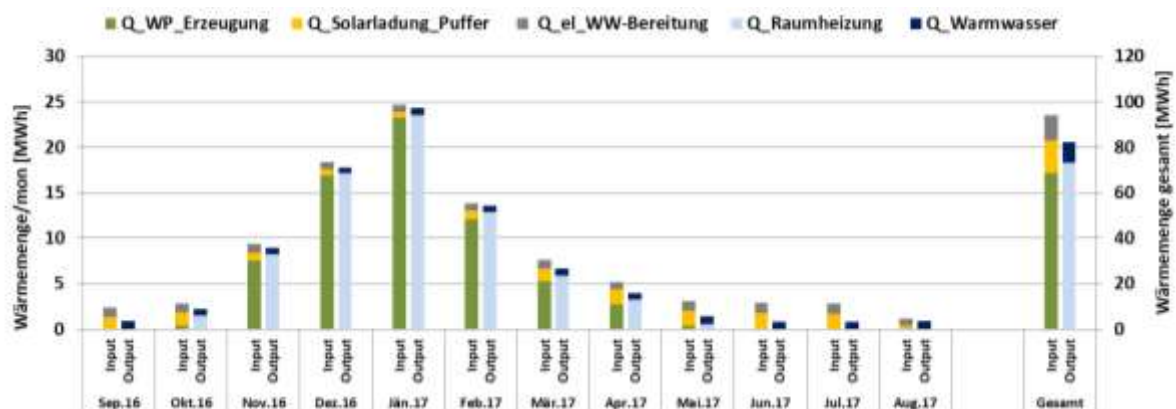


Abbildung 48: Energiebilanz der Anlage „Opelhaus Kramer“ (September 2016 bis August 2017)

7.3.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 49 bis Abbildung 51) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Rahmen des einjährigen Monitorings ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen zu den relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie kumulierter Wärmeverbrauch.

Der Vergleich des prognostizierten spezifischen Solarertrags mit dem Messwert ist in Abbildung 49 dargestellt. In der Grafik sind der gesamte spezifische Solarertrag (inkl. Eintrag in den Erdspeicher als auch dem RH- und WW-Pufferspeicher als durchgezogene rote Linie) sowie der direkt verwendete spezifische Solarertrag (strichlierte Linie), der direkt in den WW- und RH-Pufferspeicher einspeist, getrennt angeführt.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 500 kWh/m² prognostiziert. Nach Ende der einjährigen Monitoringphase konnte ein kumulierter spezifischer Solarertrag (durchgezogene rote Linie) von 395 kWh/m² erreicht werden. Die Ursache hierfür liegt mehrheitlich in zum Zeitpunkt der Einreichung nicht korrekt angenommenen Verbrauchsannahmen begründet. Eine weitere Grund für den niedriger gemessenen Solarertrag, speziell in den Monaten Juli und August 2017, ist in einer Leckage in der Verrohrung des Kollektorfelds und darauf folgenden Anlagenstillstand bis zur Reparatur zu finden.

Weiters zeigte sich im Rahmen der Analysen, dass in den einstrahlungsreichsten Monaten (Juni, Juli, August und September) keine solare Wärme in den Erdspeicher eingespeist wurde, da der Erdspeicher in diesen Monaten aufgrund des Kältebetriebs der Wärmepumpe, welche den Erdspeicher als Senke nutzt, regelungstechnisch für die Einspeisung solarer Wärme gesperrt ist.

Die gemessene Globalstrahlung zeigt über den ganzen Monitoringzeitraum hinweg eine gute Übereinstimmung mit den Einstrahlungsdaten aus der Simulation.

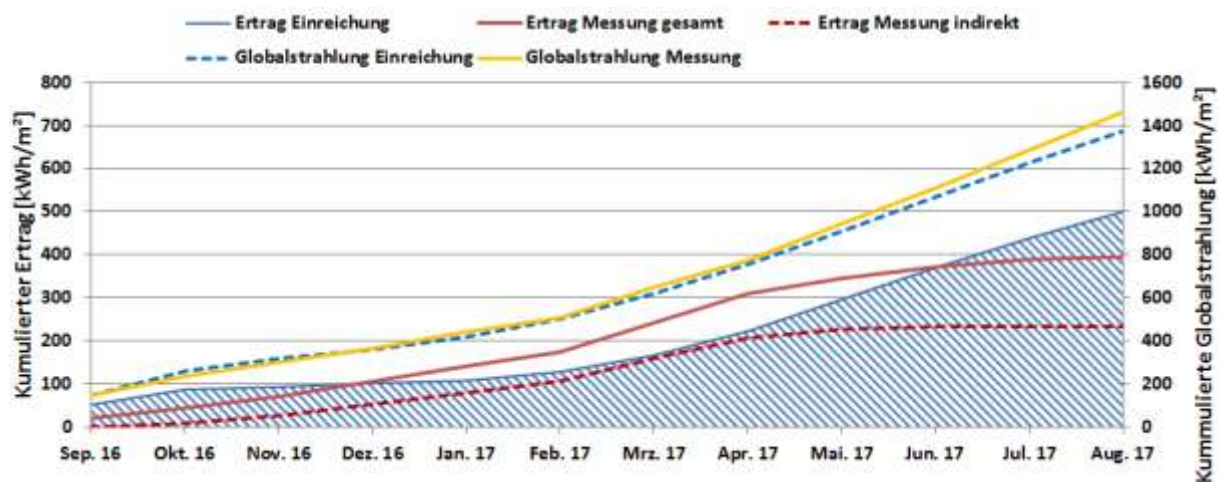


Abbildung 49: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Opelhaus Kramer“ (September 2016 bis August 2017)

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrad mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 50 dargestellt. Für den gemessenen solare Deckungsgrad wurde in der Grafik einerseits „solare Deckungsgrad – gesamt“ (Definition: „Solarertrag – gesamt“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) sowie der „solare Deckungsgrad – direkt“ (Definition: „Solarertrag für Warmwasser und Raumheizung“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) angeführt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition Prognose: „Solarertrag – gesamt“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut

Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 33 % angegeben. Der Vergleich des gemessenen solaren Jahresdeckungsgrades zeigt, dass dieser im einjährigen Betrachtungszeitraum mit rund 30% im Bereich der Prognose lag (vgl. Abbildung 51).

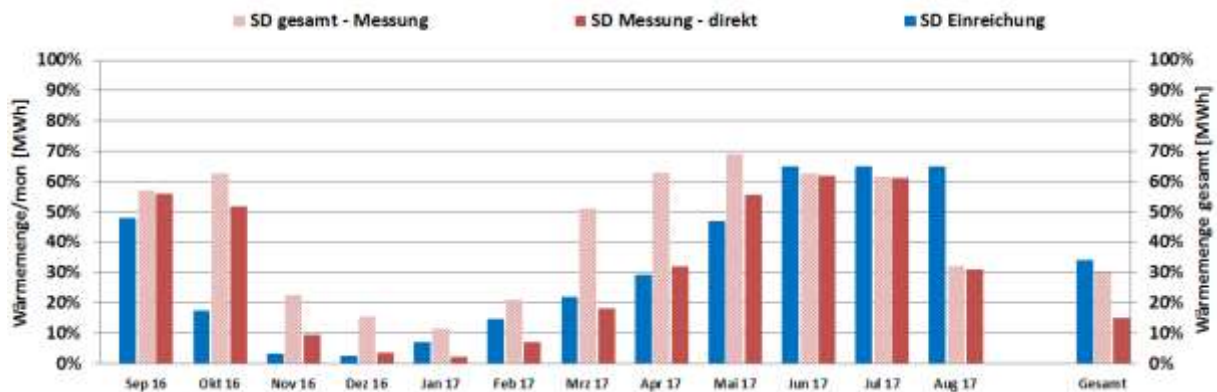


Abbildung 50: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrad „direkt“ sowie „indirekt“ mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Opelhaus Kramer“ (September 2016 bis August 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme als auch der Messwert ist Abbildung 51 zu entnehmen. Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Anlage „Opelhaus Kramer“ wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit rund 190 MWh abgeschätzt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der gemessene Verbrauch mit 82 MWh deutlich unter der Annahme. Speziell in den Sommermonaten sowie in der Übergangszeit (April bis Oktober) erreichte der gemessene Verbrauch nicht die Prognosewerte (in diesem Zeitraum wurde nur 12 % des prognostizierten Wärmeverbrauchs benötigt). Die Gründe für den deutlichen Unterschied liegen nach Rücksprache mit dem Betreiber bei nicht korrekten Annahmen während der Planungsphase. So wurde zum Zeitpunkt der Einreichung erwartet, dass die Lackierkammer als auch die Warmwasserbereitung für die Autowaschanlage mittels solarer Wärme unterstützt werden sollen. Letztendlich wurde für diese beiden Wärmeverbraucher eine getrennte Wärmebereitstellungsanlage installiert. Eine Integration des Wärmebereitstellungssystem für Raumheizung und Warmwasser inkl. solarthermischen Anlage in das Wärmebereitstellungssystem der Lackiererei und der Autowaschanlage nach Fertigstellung, wurde mit den technischen Verantwortlichen besprochen, aber aufgrund der zu erwartenden Investitionskosten in Regelungs- und Hydraulikanpassungen vorerst nicht umgesetzt.

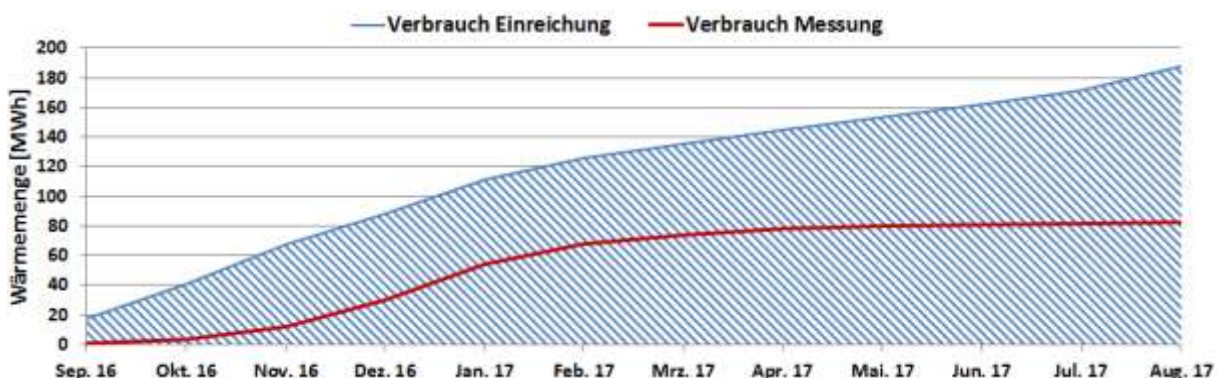


Abbildung 51: Vergleich des monatlichen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Opelhaus Kramer“ (September 2016 bis August 2017)

7.3.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen

Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Dem Regelkonzept entsprechend, wird solarthermische Wärme entweder in einer der beiden Pufferspeicher oder in den Erdspeicher eingespeist. Der Betrieb der Primärkreispumpe, der Sekundärkreispumpe als auch des, durch einen Wärmetauscher getrennt ausgeführten Kreises, zur Beladung des Erdspeichers ist drehzahl geregelt ausgeführt.

Die Inbetriebnahme der sekundären und primären Solarkreisumpen wird zeitlich und bei vorhanden sein einer Mindestkollektortemperatur vorgenommen. Je nach Jahreszeit erfolgt die Inbetriebnahme zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr, sofern eine Kollektortemperatur größer 15 °C gemessen werden kann. Wird das Anfahrkriterium erfüllt, wird die primäre Solarkreispumpe zuerst für 10 min im Umlauf betrieben. In Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus, wird dann solare Wärme in die Speicher eingespeist. Dabei sieht das Regelkriterium vor, dass als erste Priorität die Pufferspeicher beladen werden. Hierbei muss das Temperaturniveau im Sekundärkreis höher als die jeweils oberste Speichertemperatur sein. Sollte dies aufgrund eines zu niedrigen Temperaturniveaus im Sekundärkreis nicht möglich sein, wird der Erdspeicher beladen. Das maximale Temperaturniveau auf welchen der Erdspeicher beladen werden kann, ist auf 35 °C begrenzt. Während der Beladung wird, um auch bei hoher Einstrahlungsleistung eine Einspeisung in die Speicher zu gewährleisten, eine Anpassung bzw. Erhöhung des Volumenstroms im Kollektorfeld vorgenommen.

In den Monaten Mai bis einschließlich September wird keine solare Wärme in den Erdspeicher eingebracht. In diesem Zeitraum ist der Erdspeicher aufgrund des Kältebetriebs der Wärmepumpe, welche den Erdspeicher zur Wärmeabgabe (Senke) nutzt, regelungstechnisch für die Einspeisung von solarer Wärme gesperrt. Dies bedeutet in weiterer Folge, dass keine etwaigen solaren Überschüsse in den Erdspeicher eingespeist werden können.

Zur Verdeutlichung des Regelkonzepts ist in Abbildung 52 bis Abbildung 54 der Tagestemperaturverlauf der Vorlauf- und Rücklauf temperatur der Solarkreise sowie die Kollektortemperatur, die unteren Speichertemperaturen, die Volumenströme und der Verlauf der Einstrahlungsleistung angeführt.

Die Betriebsweise an einem Sommertag ist in Abbildung 52 beispielhaft für den 10.08.2106 dargestellt. Wie anhand der Abbildung erkennbar, geht die Solaranlage bereits ab 6:00 Uhr in Betrieb. Der Solarkreis wird bis 9:00 Uhr nur im Umlauf betrieben und es wird keine solare Wärme in den Speicher eingespeist. Ab ca. 9:00 Uhr ist die Einstrahlungsleistung ausreichend hoch und solare Wärme wird bis ca. 18:00 Uhr in die beiden Pufferspeicher eingespeist. Ab ca. 18:00 Uhr wird der Solarkreis erneut nur im Umlauf betrieben, solare Wärme wird nicht eingespeist. Auf Bestreben des Begleitforschungsteams hin, wurde zur Erreichung eines etwas effizienteren Betriebs der solarthermischen Anlage Mitte November eine Anpassung der Regelungskriterien der Anlage durchgeführt und die Einschaltzeit der Anlage abgeändert bzw. reduziert. Das frühest mögliche Einschalten der Anlage findet jetzt, je nach Monat, rund eine Stunde später statt. Eine Inbetriebnahme der Anlage in Abhängigkeit der Pufferspeichertemperatur zu Kollektortemperatur ist nach Rücksprache mit dem zuständigen technischen Personal nicht möglich, da das verwendete Regelungssystem keine derartigen Eingriffe in das Regelkonzept vorsieht bzw. erlaubt.

Weiteres Optimierungspotential im Bereich der solarthermischen Anlage ist in Abbildung 53 dargestellt (25.09.2106). Wie in der Abbildung erkennbar, kann solare Wärme nur von ca. 9:00 Uhr bis ca. 11:00 Uhr in die Pufferspeicher eingespeist werden. Im weiteren Verlauf wird der Betrieb um ca. 11:00 Uhr unterbrochen und in den „Umlaufbetrieb“ gewechselt, wodurch keine Wärme in die Speicher eingespeist werden kann und die

Temperaturen sowohl im Vor- als auch Rücklauf deutlich ansteigen. In Folge tritt um ca. 12:00 Uhr Anlagenstagnation auf. Ursache hierfür sind ungünstige Regelparameter, welche einerseits die maximale Einspeisetemperatur auf 55 °C begrenzen und andererseits das Umschalten der Beladung hin zum zweiten Pufferspeicher steuern. Um den Betrieb zu verbessern, wurde in einem ersten Schritt eine Erhöhung der maximalen Pufferspeichertemperaturen auf 90 °C umgesetzt. Aufgrund von Fehlströmungen, vom Pufferspeicher hin zur Wärmepumpe, musste die Abänderung der Pufferspeichertemperatur jedoch rückgängig gemacht werden. Es zeigte sich, dass Heizungswasser, welches aus dem Pufferspeicher zur Wärmepumpe zurückströmte und dessen Temperaturniveau höher als 65 °C war, eine Störungsmeldung und Abschaltung der Wärmepumpe verursachte. Um diese Fehlströmungen zu verhindern wurde im Jänner 2017 eine Rückschlagklappe zwischen Pufferspeicher und Wärmepumpe installiert und in Folge eine Erhöhung der maximalen Pufferspeichertemperatur erneut durchgeführt.

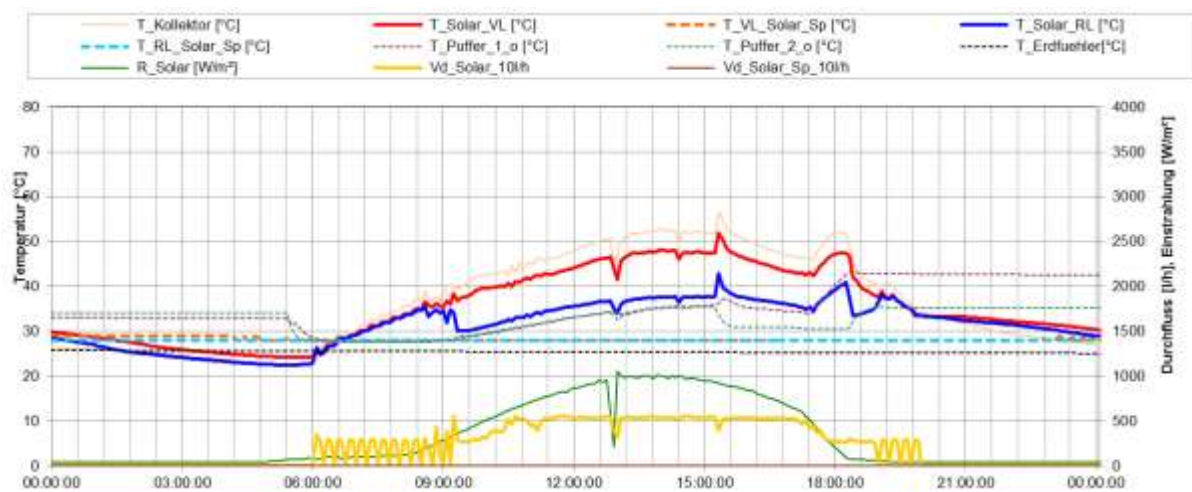


Abbildung 52: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise am 10.08.2016

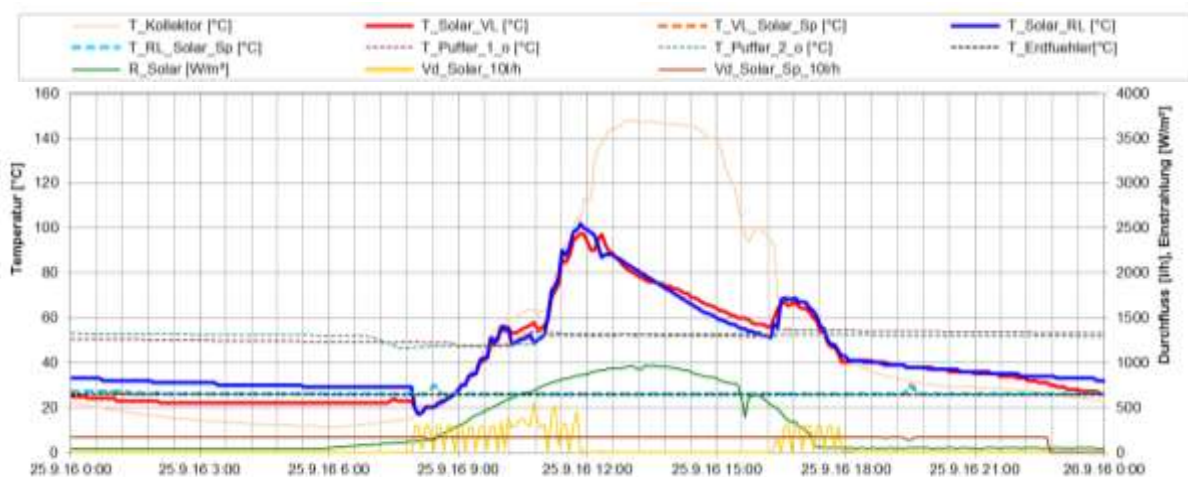


Abbildung 53: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise am 25.09.2016

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage, beispielhaft für einen Wintertag (09.12.2016), ist in Abbildung 54 dargestellt. Wie anhand der Darstellung erkennbar, geht die Solaranlage um ca. 10:00 Uhr in Betrieb und speist bis ca. 13:00 Uhr in den Erdspeicher ein. Um 13:00 Uhr wird die Einspeisung in den Erdspeicher unterbrochen und

nach rund 10 Minuten wird solare Wärme in die Pufferspeicher, bis ca. 14:00 Uhr, eingebracht. Ab ca. 14:00 Uhr sinkt die Einstrahlungsleistung und solare Wärme wird erneut in den Erdspeicher eingespeist. Auf Basis des umgesetzten Regelungskonzepts wird infolge dessen nur ein vergleichsweise geringer Anteil solarer Wärme direkt in die Pufferspeicher eingebracht. Durch eine Verringerung des direkten Eintrags solarer Wärme in den Erdspeicher, könnte jedoch die Laufzeit der Wärmepumpe deutlich reduziert und der solare Deckungsgrad der Anlage erhöht werden. Der Betreiber wurde auf das noch vorhandene Optimierungspotential hingewiesen und eine Umsetzung bzw. Anpassung der Regelung wird angestrebt. Aufgrund der bereits angeführten Begrenzung möglicher Anpassungen an der Anlagenregelung konnte bis zum Ende der einjährigen Monitoringphase jedoch keine finale Lösung gefunden werden und die Erhöhung des direkten solaren Eintrags stellt damit einen noch offenen Optimierungspunkt dar.

Hinsichtlich des Betriebs der solarthermischen Anlage kann zusammenfassend festgestellt werden, dass das in der vorliegenden Form umgesetzte Konzept (Solarthermie mit WP und Erdspeicher), trotz guter spezifischer Solarerträge, grundsätzliches Optimierungspotential aufweist. So ist es einerseits nicht möglich in den einstrahlungsstarken Sommermonaten, aufgrund der Sperrung des Erdspeichers durch die Wärmepumpe, solare Überschüsse in den Erdspeicher einzuspeisen. Der solare Ertrag wird dadurch verringert und Anlagenstagnation tritt vermehrt auf. Verstärkt wird dies bei der Anlage „Opelhaus Kramer“, durch den deutlich geringeren gemessenen Verbrauch im Vergleich zur Planungsannahme. In den Wintermonaten wird andererseits ein großer Anteil solarer Wärme in den Erdspeicher eingespeist und nur ein vergleichsweise geringer Anteil solarer Wärme direkt in die Pufferspeicher eingebracht. Wie bereits angeführt, könnte durch eine Verringerung des direkten Eintrags solarer Wärme in den Erdspeicher die Laufzeit der Wärmepumpe deutlich reduziert und der solare Deckungsgrad der Anlage erhöht werden. Diese Erkenntnisse als auch die Ergebnisse der Analysen vergleichbarer Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm des gleichen Planers bzw. Errichters wurden den zuständigen Personen kommuniziert. Als erster Fortschritt kann gewertet werden, dass künftig bei Anlagen dieser Form Regelungen umgesetzt werden sollen, die eine einfachere und unkomplizierte Anpassung der Regelparameter erlauben.

Neben angeführtem allgemeinem Optimierungspotential im Bereich der Regelung, konnte im Juli 2017 am Kollektorfeld eine Leckage eines Verbindungsrohres zwischen zwei Kollektoren festgestellt werden. Der undichte Anschluss wurde im Auftrag des Betreibers repariert und das Kollektorfeld konnte im August wieder vollständig in Betrieb genommen werden.

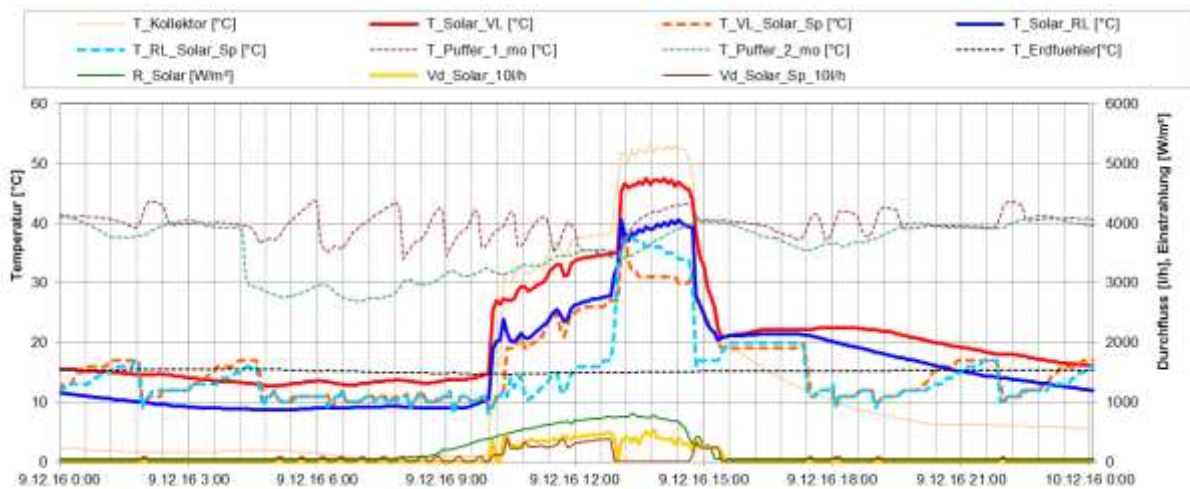
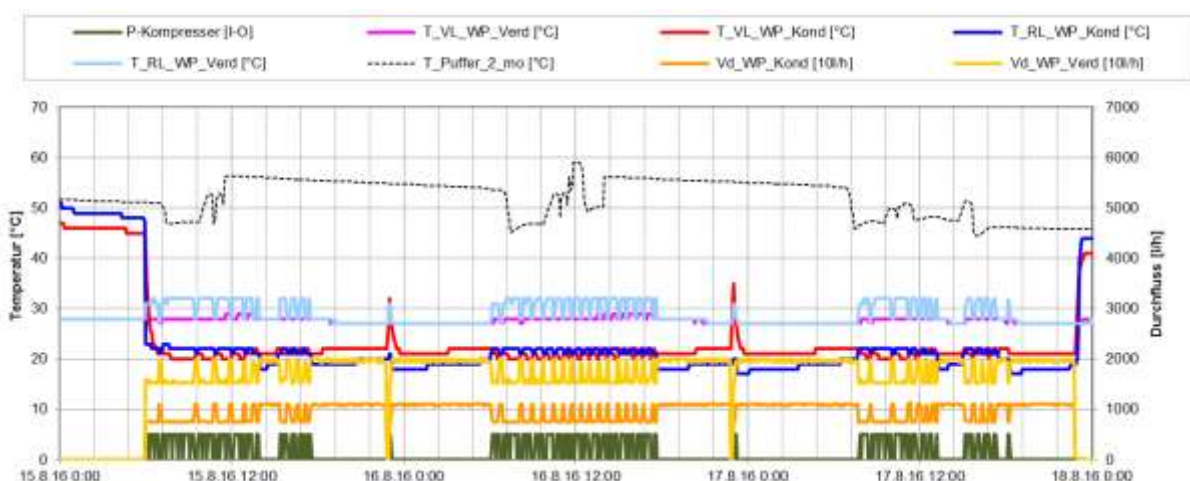


Abbildung 54: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise am 09.12.2016

Die Nachheizung der Anlage Opelhaus Krammer erfolgt mittels einer reversiblen Sole-Wärmepumpe bei der der Erdspeicher in der Heizperiode die Quelle darstellt. In den Sommermonaten (Mai bis September), wenn keine Wärme sowohl für die Raumheizung als auch Warmwasserbereitung benötigt wird, wird die Wärmepumpe ausschließlich im Kühlbetrieb betrieben und die entstehende Wärme in den Erdspeicher eingebracht. Optimierungspotential beim Betrieb der Wärmepumpe konnte bereits vor dem Start der Monitoringsphase Mitte August 2016 detektiert werden. Wie in Abbildung 55 (obere Grafik) ersichtlich, sind die Umwälzpumpen sowohl im Kondensator- (orange Linie) als auch der Verdampferkreis (gelbe Linie) durchgehend für drei Tage im Betrieb. Die Wärmepumpe ist jedoch nur für wenige Stunden, zwischen ca. 7:00 und 17:00 Uhr, in Betrieb (erkennbar an der Leistungsaufnahme des Kompressors – grüne Linie). Nach Rücksprache konnte als Ursache ein falsches Ansteuerungssignal der Umwälzpumpen festgestellt werden. Eine Anpassung bzw. Abänderung wurde vom Betreiber umgesetzt und die Probleme konnten seitdem nicht mehr festgestellt werden (vgl. dazu Abbildung 55 - untere Grafik).



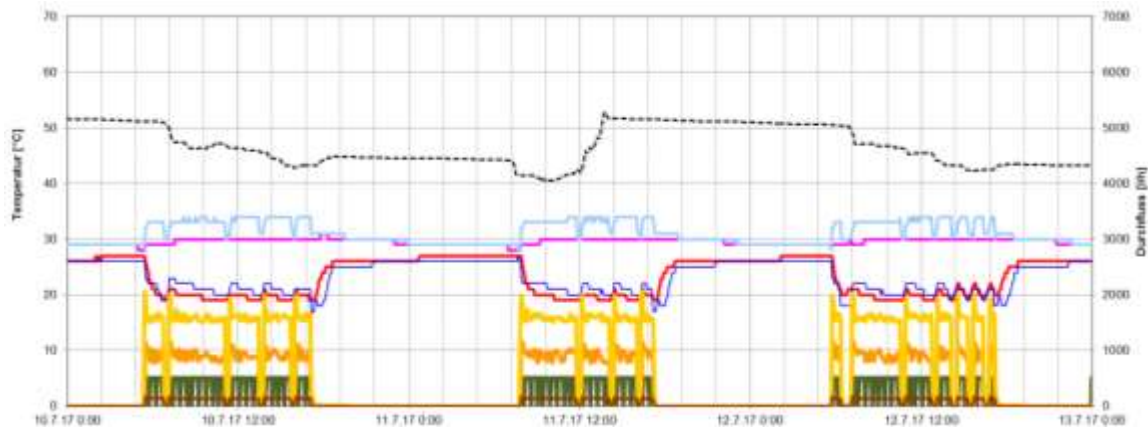


Abbildung 55: Beispielhafter Temperaturverlauf der Wärmepumpenkreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Sommertagen mit Optimierungsbedarf (Darstellung oben: 15.08.2016 bis inkl. 17.08.2016) sowie nach umgesetzter Optimierung (Darstellung unten: 10.07.2017 bis inkl. 12.07.2017)

Abbildung 56 zeigt die Betriebsweise der Sole-WP an einem Tag in der Kernheizperiode. Wie der Darstellung erkennbar kommt es über den Tagesverlauf zu mehreren Ein- und Ausschaltvorgängen. Dabei sieht das Regelungskonzept ein Einschalten der WP bei Erreichen einer unteren Speichertemperatur von 25 °C vor. Der Speicher wird dann auf das vorgesehene Temperaturniveau von 45 °C gehoben und nach Erreichen wird die WP außer Betrieb genommen. Eine Darstellung der Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie die Häufigkeit der Einschaltvorgänge und die durchschnittliche Laufzeit pro Zyklus/Tag ist in Abbildung 48 dargestellt. Die mittlere Laufzeit pro Zyklus/Tag lag im Betrachtungszeitraum bei rund 3,9 Stunden bzw. 3,25 Einschaltvorgängen pro Tag. Grundsätzlich kann diese Betriebsweise, insbesondere im Vergleich zu weiteren Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm mit vergleichbaren Anlagenkonzepten, als günstig bezeichnet werden.

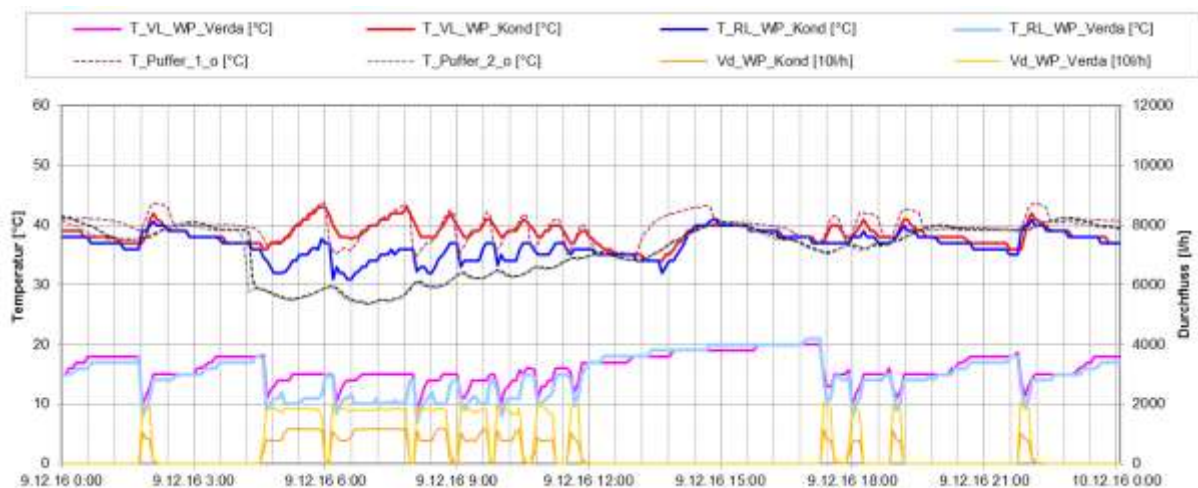


Abbildung 56: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungskreis der Wärmepumpen, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms am 09.12.2016

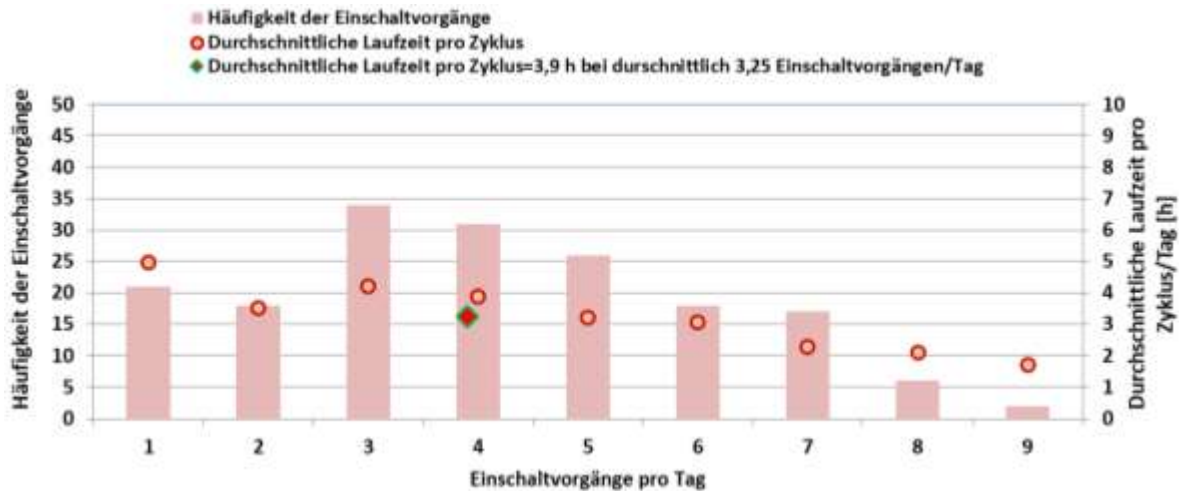


Abbildung 57: Darstellung der Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie die Häufigkeit der Einschaltvorgänge und die durchschnittliche Laufzeit pro Zyklus/Tag.

Die Arbeitszahlen der Sole-WP, die Wärmemengen und der Stromverbrauch als auch die durchschnittlichen Abgabetemperatur der WP, im Heizbetrieb, der jeweiligen Monate sind in Abbildung 58 dargestellt. Im einjährigen Betrachtungszeitraum konnten Arbeitszahlen im Heizbetrieb zwischen 3,6 und 4,5 gemessen werden. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg betrug die Arbeitszahl im Mittel 4,1. Die vom Errichter der Anlage angestrebte Arbeitszahl, größer 4,5 im Heizbetrieb, konnte damit nicht erreicht werden.

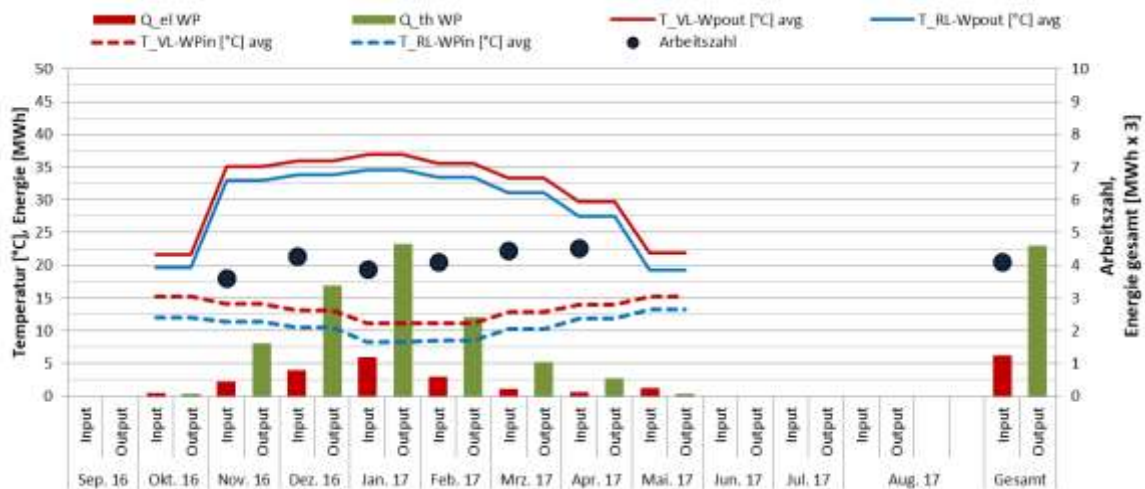


Abbildung 58: Darstellung der monatlichen Arbeitszahlen im Kälte- als auch im Heizbetrieb der reversiblen Sole-Wasser-WP und der eingesetzten elektrischen Arbeit sowie der mittleren monatlichen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Betrieb (September 2016 bis Jänner 2017).

Abbildung 59 zeigt für die Analyse des Erdkollektors den monatlichen Eintrag (orange und gelb) in diesen durch die Wärmepumpe im Kühlbetrieb bzw. durch die solarthermische Anlage als auch die monatlich entnommene Energie (blau). Weiters sind in der Darstellung die Temperaturen des Erdspeichers in unterschiedlichen Höhen angeführt. Um diese ermitteln zu können, wurden vom Begleitforschungsteam während der Anlagenerrichtung 6 Temperaturfühler vertikal in das Erdreich, direkt unter den Erdspeicher eingebracht. Die Temperaturfühler wurden in Abständen von rund 40 cm, bis zu einer Tiefe von 200 cm verlegt (siehe Abbildung 46). Die Temperaturen lagen im einjährigen Betrachtungszeitraum zwischen rund 27 °C im August 2017 und 13 °C Ende Februar 2017. Gut erkennbar ist die Temperaturverteilung über die Tiefe. Der oberste Temperaturfühler ($T_{Erdfühler\ 1}$ - auf Höhe der Erdregistermatte) weist die höchste

Temperaturdifferenz zwischen September 2016 und Februar 2017 mit 14,1 K auf. Der am tiefsten liegende (T_Erdfoehler 6 – rund 200 cm unter Erdregistermatte) zeigt hingegen Temperaturunterschiede von nur mehr 6,9 K. Gut erkennbar in der Darstellung ist zudem, der Übergang zwischen den Sommermonaten, in denen nur Wärme in den Erdspeicher eingebracht wird, und dem Entnahmezeitraum, zwischen November und April.

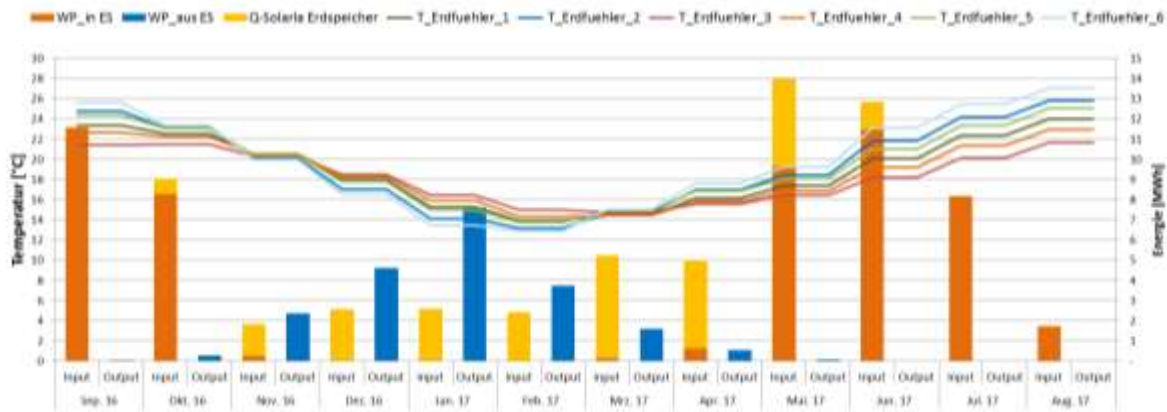


Abbildung 59: Darstellung der eingespeisten und entnommenen Wärme in den Erdspeicher sowie der mittleren monatlichen Temperaturen des Erdspeichers in 6 verschiedenen Höhen unter dem Erdspeicher (0 cm bis 200 cm) (September 2016 bis August 2017).

Optimierungspotential im Bereich der Wärmeverteilung bzw. Kälteverteilung über den Raumheizungsverteiler bzw. der Warmwasserbereitung konnte auch bereits vor dem Start der einjährigen Monitoringphase im Zuge der Prüfung der Sensorik für den Monitoringprozess festgestellt und dem Betreiber kommuniziert werden.

Wie in Abbildung 60, erkennbar wird von ca. 5:00 Uhr morgens bis ca. 16:30 Uhr über den RH-Verteiler gekühlt. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass nach der Kühlperiode eine sehr hohe Leistungsabgabe an den Heizkreis erfolgt. Die Pufferspeicher werden infolge innerhalb von rund 30 Minuten von 70 °C auf 25 °C entladen. Verdeutlicht wird dies durch Abbildung 61, in der die mittleren Leistungen der Einträge mittels der Solaranlage als auch die Outputs aus dem Kältespeicher und den Pufferspeichern über den Tagesverlauf dargestellt sind. Während die mittlere Leistung im Kühlbetrieb rund 100 kW beträgt, erfolgt die Entladung der Speicher in kürzester Zeit mit bis zu 650 kW. Ursache hierfür war ein Regelungsfehler der aufgrund eines manuellen Eingriffs eines Mitarbeiters erfolgte. Eine Abänderung des fehlerhaften Regelungskriteriums konnte relativ rasch, mit Mitte Juli 2016 vorgenommen werden.

Die Betriebsweise der Wärmeverteilung über den Raumheizungsverteiler bzw. der Warmwasserbereitung in der Kernheizperiode ist in Abbildung 62 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, befindet sich die Raumheizung durchgehend in Betrieb. Die Bereitung von Warmwasser ist vergleichbar mit denen des Sommertags. Auffälligkeiten bzw. Optimierungspotential konnten im weiteren Verlauf der Montioringphase nicht mehr festgestellt werden.

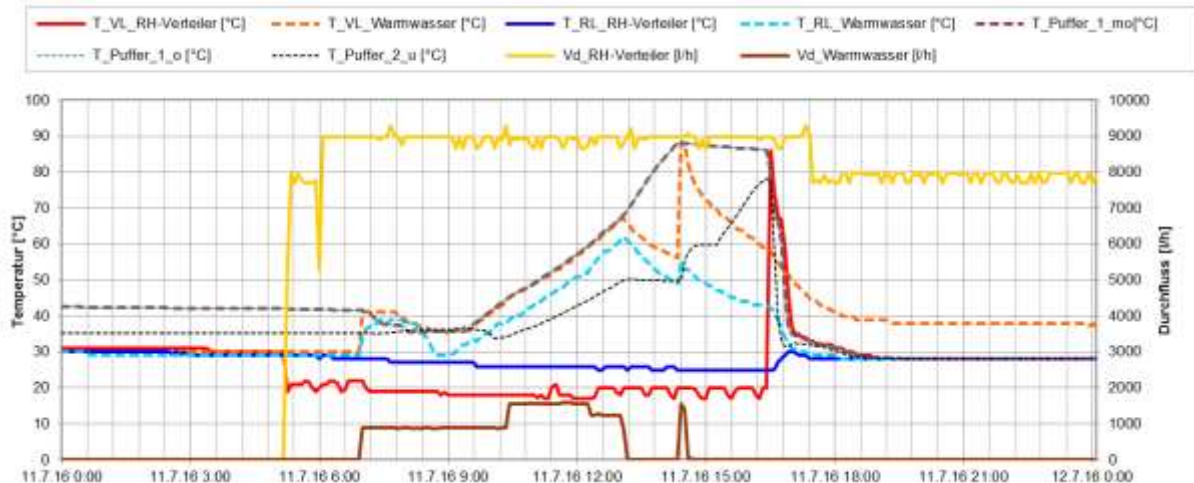


Abbildung 60: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms (11.07.2016 bis inkl. 12.07.2016)

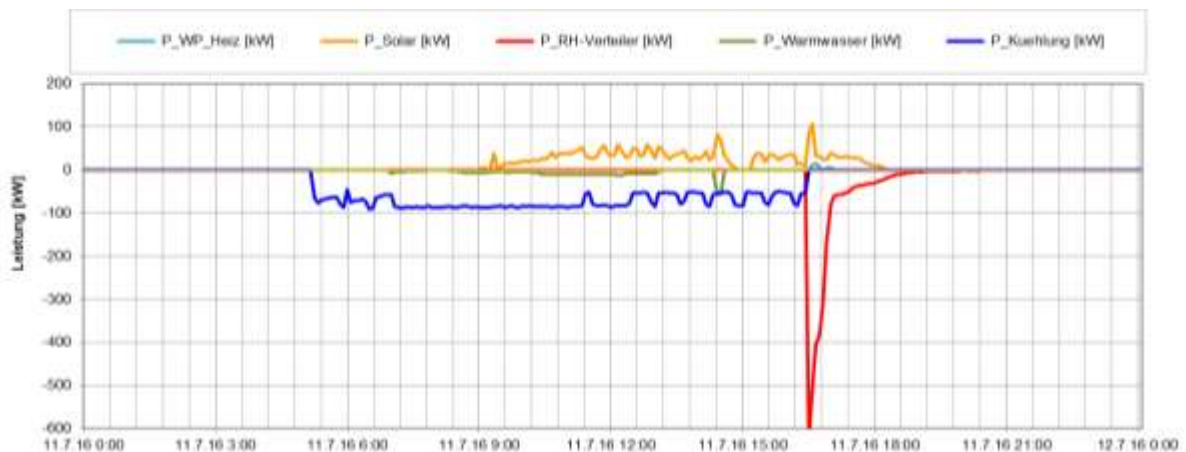


Abbildung 61: Verlauf der mittleren Leistungen des Raumheizung bzw -kühlungskreises und des Warmwasserbereitungs-kreises (negative Werte), zuzüglich des Verlaufs der mittleren Leistungen des Wärmeeintrags solarer Wärme in den Pufferspeicher (11.07.2016)

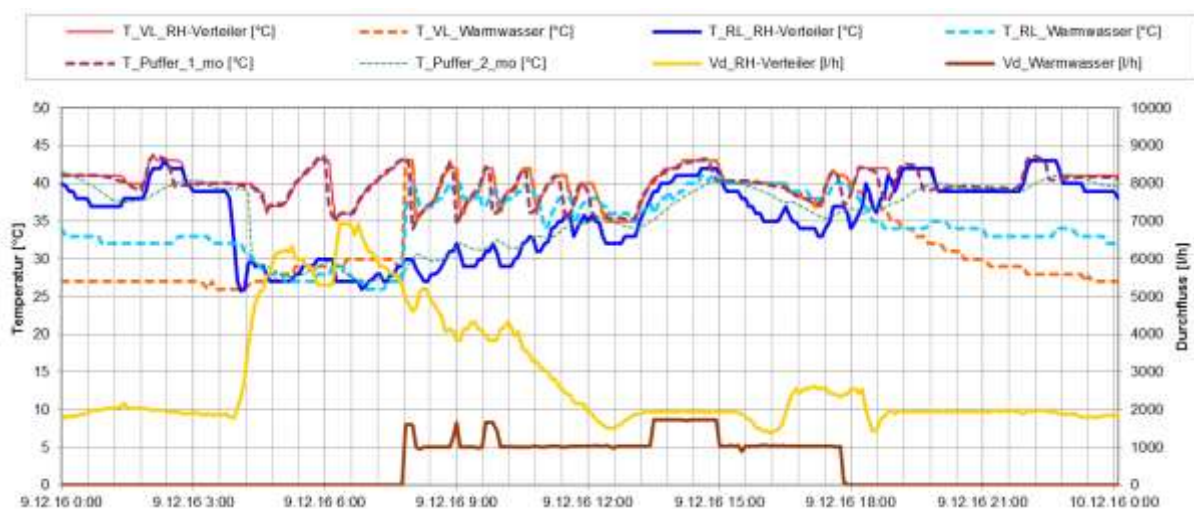


Abbildung 62: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Kernheizperiode (09.12.2016 bis inkl. 10.12.2016)

7.3.6 Anlagen Status Quo

Der gemessene Solarertrag liegt bei der Anlage Opelhaus Krammer nach Ende der einjährigen Monitoringphase unter dem Prognosewert. Die Ursache liegt mehrheitlich bei Abweichungen zu den Verbrauchsannahmen zum Zeitpunkt der Einreichung. Dabei konnten insbesondere in den Sommermonaten und in der Übergangszeit die prognostizierten Verbräuche nicht erreicht werden (rund 12 % vom Prognosewert). Eine weiterer Grund für den niedrigeren, gemessenen Solarertrag, speziell in den Monaten Juli und August 2017, ist in einer Leckage in der Verrohrung des Kollektorfelds und darauf folgenden Anlagenstillstand bis zur Reparatur zu finden.

Zudem wirkt sich das implementierte Regelungskriterium nachteilig auf das Erreichen höherer solarer Erträge aus, da in den einstrahlungsreichsten Monaten (Juni, Juli, August und September) keine solare Wärme in den Erdspeicher eingespeist werden kann. Hintergrund ist, dass der Erdspeicher in diesen Monaten aufgrund des Kältebetriebs der Wärmepumpe, welche den Erdspeicher als Senke nutzt, regelungstechnisch für die Einspeisung solarer Wärme gesperrt ist.

In den Wintermonaten wird andererseits ein großer Anteil solarer Wärme in den Erdspeicher eingespeist und nur ein vergleichsweise geringer Anteil solarer Wärme direkt in die Pufferspeicher eingebracht. Durch eine Verringerung des direkten Eintrags solarer Wärme in den Erdspeicher könnte jedoch die Laufzeit der Wärmepumpe deutlich reduziert und der solare Deckungsgrad der Anlage erhöht werden. Der Errichter der Anlage wurde auf das vorhandene Optimierungspotential hingewiesen. Eine Umsetzung bzw. Implementierung der Optimierungsvorschläge in die Regelung wurde zwar angestrebt, konnte aber aufgrund von nur begrenzt möglicher Anpassungseinstellungen an der Anlagenregelung nicht erreicht werden. Eine Erhöhung des direkten solaren Eintrags im Winter als auch Einspeisung von solarer Wärme in den Erdspeicher in den Sommermonaten stellt damit einen noch offenen Optimierungspunkt dar.

Neben der Analyse der solarthermischen Anlage konnte bei der Nachheizung als auch Wärmeverteilung im Bereich der Regelung der Wärmepumpe (durchgehender Betrieb der Kondensatorkreis- als auch Verdampferkreis-Umwälzpumpe bei gleichzeitig ausgeschaltetem Kompressor) sowie im Bereich der Regelung der Raumheizungskreise (Entleerung der Pufferspeicher aufgrund falscher Regelungsparametrierung) Optimierungspotentiale detektiert und in weiterer Folge behoben werden.

7.4 Regionalwärme Ebenthal, Ktn.

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Regionalwärme Ebenthal
<u>Adresse:</u>	9065 Ebenthal
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Nahwärmenetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Regionales Nahwärmenetz, Betriebstemperaturen Netz: Winter 85°C/50°C, Sommer 80°C/50°C
	<i>1. Ausbaustufe ca. 100 private/gewerbliche Objekte: Anschlussleistung: ca. 2.000 kW</i>
	<i>2. Ausbaustufe: Anschlussleistung: ca. 4.000 kW</i>
<u>Kollektorfläche:</u>	366 m ² (Brutto) bzw. 338 m ² (Apertur) Flachkollektoren (2/3 NT-Kollektoren, 1/3 HT-Kollektoren, Arcon Sunmark)
<u>Ausrichtung:</u>	200° (Süd-Westen)
<u>Aufstellungswinkel:</u>	35°
<u>Energiespeicher:</u>	80 m ³ Pufferspeicher 5 m ³ Niedertemperaturspeicher
<u>Nachheizungssysteme:</u>	Biomassekessel (1.990 kW) inkl. zweistufige Rauchgaskondensation (320 kW, 220 kW), Wärmepumpe (275 kW), Ölkessel (Reserve 3.720 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Einreichung: 2,9 %
<u>Spezifischer Solarertrag ($A_{Apertur}$):</u>	Einreichung: 525 kWh/(m ² ·a)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase gestartet mit Juli 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Für die Wärmeversorgung der Marktgemeinde Ebenthal wurde 2015 ein neues Heizhaus errichtet im Zuge dessen die bisher in Betrieb befindlichen Ölkessel ersetzt werden konnten. Das Versorgungsgebiet umfasst private und gewerbliche Objekte aus dem Ortszentrum von Ebenthal mit den umliegenden Wohngebieten sowie Teilflächen der Ortschaft Reichersdorf. Über das Fernwärmenetz werden rund 100 Abnehmer ganzjährig mit Wärme versorgt. Die Anschlussleistung der 1. Ausbaustufe liegt bei 2.000 kW und wird im Laufe des Monitorings gesteigert (vorläufig geplanter Endausbau 4.000 kW). Die geplanten Temperaturniveaus des Wärmenetzes konnten im Betrieb reduziert werden und betragen 85°C/50°C in der Heizperiode bzw. 80°C/50°C in den Sommermonaten.

Im Rahmen der Neuerrichtung wurde ein Biomassekessel mit rund 2.000 kW (siehe Abbildung 64, linke Darstellung) inklusive einem 80.000 Liter großen Pufferspeicher installiert. Zur Deckung der Schwachlast im Juli und August bzw. zum Ausgleich der Leitungs- und Wärmeverluste wurde des Weiteren eine Solaranlage mit 27 Stück Großflächenkollektoren und einer Kollektorfläche von 366 m² am Dach des Heizhauses errichtet (Abbildung 63, rechte Darstellung). Zur Effizienzsteigerung wurden zwei Rauchgaskondensationsstufen (siehe Abbildung 64, rechte Darstellung) für den Rauchgasstrom des Heizhauses errichtet, welche Leistungen von 320 kW und 220 kW aufweisen. Zusätzlich wurde eine Wärmepumpe mit einer thermischen Nennleistung von 275 kW eingebunden, die quellenseitig das Potenzial der zweiten Kondensationsstufe und senkenseitig den Systemrücklauf anheben soll. Als Quelle steht ein 5.000 Liter Niedertemperaturspeicher zur Verfügung, in den die Abwärme der zweiten Kondensationsstufe aber auch Solarwärme eingespeist werden, um laut Anlagenbetreiber

die Auslastung und Effizienz der Wärmepumpe weiter zu steigern. Als Ausfallsreserve dient ein Ölkessel mit einer maximalen Kesselnennleistung von 3.720 kW (Brennstoff Heizöl extra leicht).



Abbildung 63: Ansicht des Regionalwärmehauses Ebenthal mit den aufgeständerten Kollektoren am Dach des Heizhauses (Quelle: QM-Baubericht, BC Regionalwärme Ebenthal)



Abbildung 64: Biomassekessel mit 1.990 kW Kesselnennleistung (linke Abbildung) mit nachgeschaltetem Multizyklon (mittlere Abbildung) und Rauchgaskondensation (rechte Abbildung) (Quelle: QM-Baubericht, BC Regionalwärme Ebenthal)



Abbildung 65: Darstellung der Solarkreiswärmetauscher inkl. Ausdehnungsgefäße (linke Darstellung, Quelle: BC Regionalwärme Ebenthal, Ingenieurbüro für erneuerbare Energie), Anlieferung der Solarkollektoren im Zuge der Errichtung (mittlere Darstellung, Quelle: BC Regionalwärme Ebenthal, Ingenieurbüro für erneuerbare Energie), Fernwärmeleitungsbau mit vorisolierten Kunststoffmantelrohren (Quelle: QM-Baubericht, BC Regionalwärme Ebenthal)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Regionalwärme Ebenthal“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 66 dargestellt.

Je nach Einstrahlungsleistung sind drei unterschiedliche Betriebsweisen der Solaranlage bzw. des Heizhausbetriebs möglich. Bei hoher Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur über dem Netz-Vorlauftemperaturniveau liegt, wird die Solarenergie direkt in den Netzvorlauf eingespeist (Einspeisevariante 1, Abbildung 67). Eventuelle Überschussenergie wird im oberen Bereich des Pufferspeichers eingelagert und kann beispielsweise in den Nachtstunden und an Tagen mit einer geringeren Sonneneinstrahlung genutzt werden (vgl. Abbildung 67). Bei durchschnittlicher Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur unter der Netz-Vorlauftemperatur aber über der Netz-Rücklauftemperatur liegt, kann solare Wärme zur Vorwärmung des Netzurücklaufes verwendet werden (Einspeisevariante 2, Abbildung 67). Bei geringer Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur unter der Netz-Rücklauftemperatur liegt, wird der Niedertemperaturspeicher aus der Rauchgas-Rückgewinnung erwärmt (Einspeisevariante 3, Abbildung 67). Dieser stellt gleichzeitig die Wärmequelle der Rauchgas-Wärmepumpe dar. Somit kann der Wärmepumpe eine höhere Quelltemperatur als aus der reinen Rauchgas-Kondensation zur Verfügung gestellt werden, wodurch laut Anlagenbetreiber die Effizienz der Wärmepumpe aber auch des Gesamtsystems gesteigert werden kann. Die Wärmepumpe wird unabhängig von der Solaranlage betrieben, dient der Netz-Rücklaufanhebung und ist senkenseitig der ersten Stufe der Rauchgaskondensation nachgeschaltet (serielle Und-Oder-Kombination). Quellenseitig wird die Wärmepumpe vom Niedertemperaturspeicher versorgt, der seine Wärme aus der 2. Stufe der Rauchgaskondensation und der Solaranlage bezieht. Liegen die Betriebstemperaturen der Wärmepumpe innerhalb der vorgegebenen Grenzen, ist diese in Betrieb (minimale Quelltemperatur 11 °C, maximale Senkentemperatur 65 °C). Außerhalb der Heizperiode wird die Wärmepumpe aber abgeschaltet.

Das Monitoringkonzept umfasst 10 Wärmemengenzähler, 15 Temperaturfühler, einen Drucksensor im Solarprimärkreis und einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

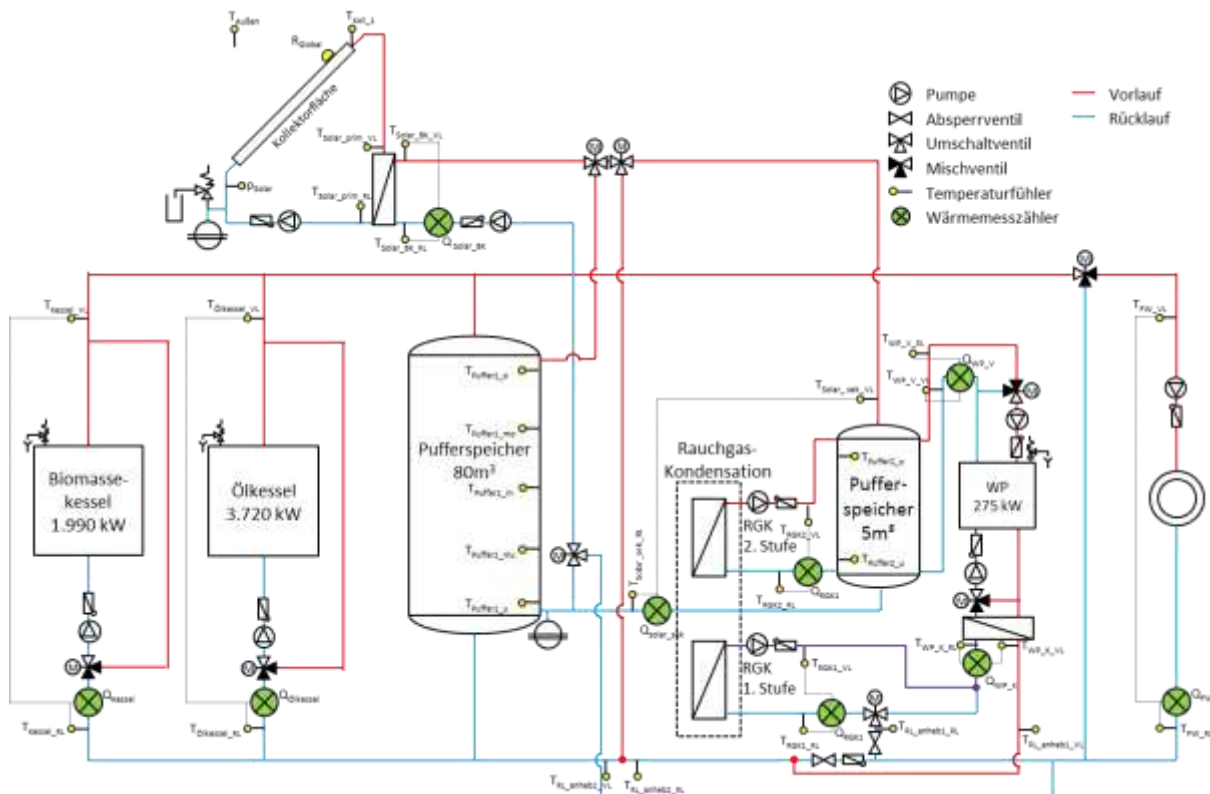


Abbildung 66: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Ebenthal“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

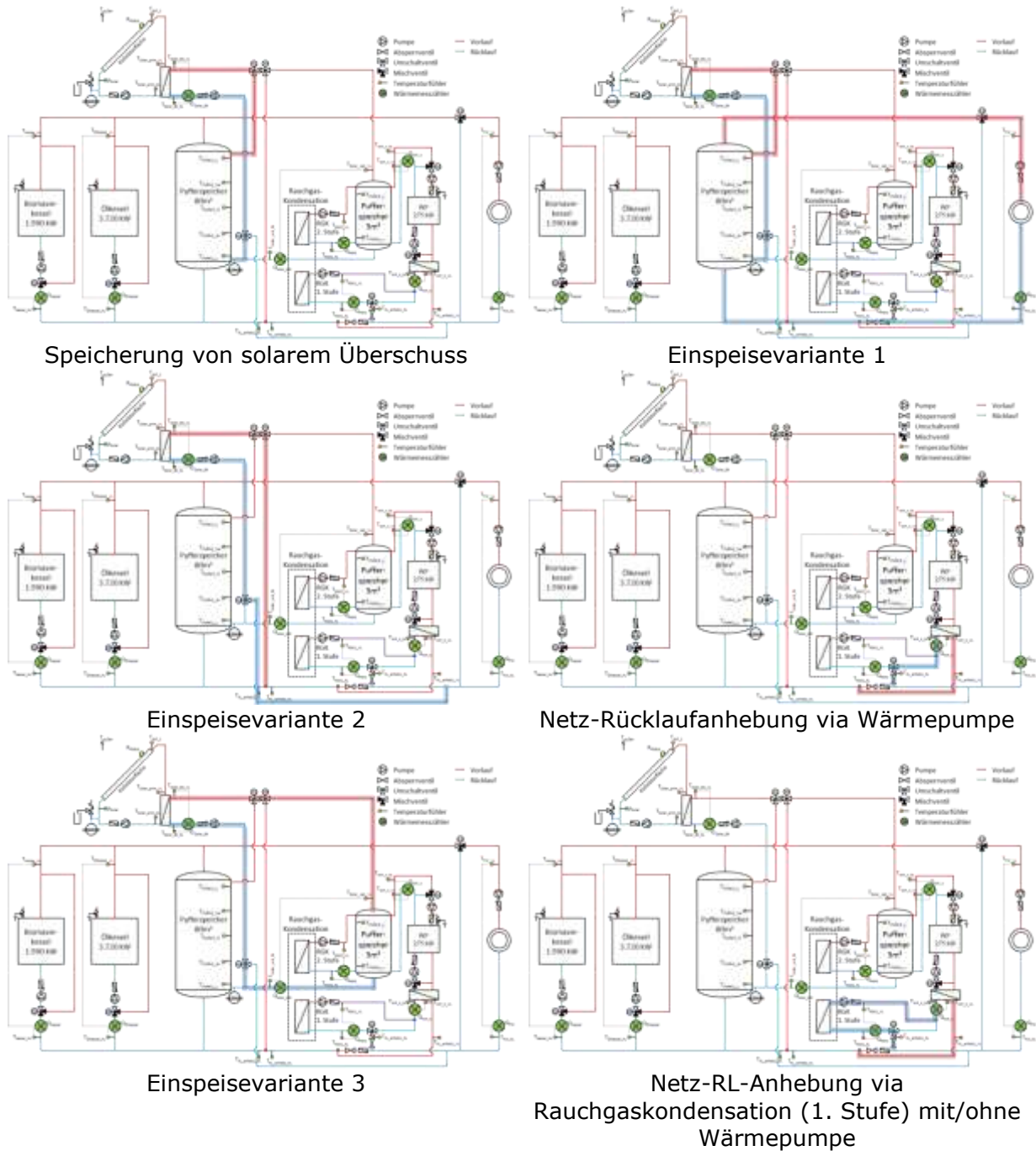


Abbildung 67: Verdeutlichung der unterschiedlichen Betriebsmodi von Solaranlage (links) und der 1. Stufe der Rauchgaskondensation (rechts)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{Solar}	Drucksensor Primärkreis
$T_{\text{Außen}}$	Außentemperatur
T_{Koll_1}	Kollektortemperatur
$T_{\text{Solar_prim_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{Solar_prim_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
$Q_{\text{Solar_BK}}$	Wärmemengenzähler Solarkreis
$T_{\text{Solar_BK_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{Solar_BK_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q_{Solar}	Wärmemengenzähler Solar in Puffer 2
$T_{\text{Solar_sek_VL}}$	Vorlauftemperatur Solar in Puffer 2
$T_{\text{Solar_sek_RL}}$	Rücklauftemperatur Solar in Puffer 2

Pufferspeicher 1

$T_{\text{Puffer1_o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{Puffer1_mo}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte oben
$T_{\text{Puffer1_m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
$T_{\text{Puffer1_mu}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte unten
$T_{\text{Puffer1_u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten

Pufferspeicher 2

$T_{\text{Puffer2_o}}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben
$T_{\text{Puffer2_u}}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten

Nachheizung Kessel

Q_{Kessel}	Wärmemengenzähler Biomassekessel
$T_{\text{Kessel_VL}}$	Vorlauftemperatur Biomassekessel
$T_{\text{Kessel_RL}}$	Rücklauftemperatur Biomassekessel
$Q_{\text{Ölkessel}}$	Wärmemengenzähler Ölkessel
$T_{\text{Ölkessel_VL}}$	Vorlauftemperatur Ölkessel
$T_{\text{Ölkessel_RL}}$	Rücklauftemperatur Ölkessel

Fernwärme

Q_{FW}	Wärmemengenzähler Fernwärme
$T_{\text{FW_VL}}$	Vorlauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{FW_RL}}$	Rücklauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{RL_anheb1_VL}}$	Temperaturfühler Vorlauftemperatur Rücklaufanhebung 1
$T_{\text{RL_anheb1_RL}}$	Temperaturfühler Rücklauftemperatur Rücklaufanhebung 1
$T_{\text{RL_anheb2_VL}}$	Temperaturfühler Vorlauftemperatur Rücklaufanhebung 2
$T_{\text{RL_anheb2_RL}}$	Temperaturfühler Rücklauftemperatur Rücklaufanhebung 2

Rauchgaskondensation

Q_{RGK1}	Wärmemengenzähler Rauchgaskondensation 1
$T_{\text{RGK1_VL}}$	Vorlauftemperatur Rauchgaskondensation 1
$T_{\text{RGK1_RL}}$	Rücklauftemperatur Rauchgaskondensation 1
Q_{RGK2}	Wärmemengenzähler Rauchgaskondensation 2
$T_{\text{RGK2_VL}}$	Vorlauftemperatur Rauchgaskondensation 2
$T_{\text{RGK2_RL}}$	Rücklauftemperatur Rauchgaskondensation 2

Wärmepumpe

Q_{WP_V}	Wärmemengenzähler Wärmepumpe Verdampfer
$T_{WP_V_VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Verdampfer
$T_{WP_V_RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Verdampfer
Q_{WP_K}	Wärmemengenzähler Wärmepumpe Kondensator
$T_{WP_K_VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Kondensator
$T_{WP_K_RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Kondensator

7.4.3 Wärmebilanz

Abbildung 68 zeigt die bisherige Energiebilanz der Anlage „Regionalwärme Ebenthal“. Sie zeigt, dass im Sommer der Ölkessel anstatt des Biomassekessels in Betrieb und die Wärmepumpe de facto nicht im Einsatz war. Grund dafür war die geringe Netzabnahmeleistung im Sommer (durchschnittlich 200 kW oder 10% Nennleistung des Biomassekessels). Aber auch der Ölkessel wurde nur taktweise betrieben (ca. dreimal pro Tag zu je 1,5 Stunden bei rund 20% der Nennleistung), weshalb auch die Wärmepumpe ausgeschalten blieb, um den Teillastbetrieb nicht noch zusätzlich zu verschärfen. Ende August ging der Ölkessel außer und der Biomassekessel wieder in Betrieb (manuelle Zündung). Mit der Heizperiode stiegen dann auch die Betriebszeiten der Wärmepumpe und der Rauchgaskondensation.

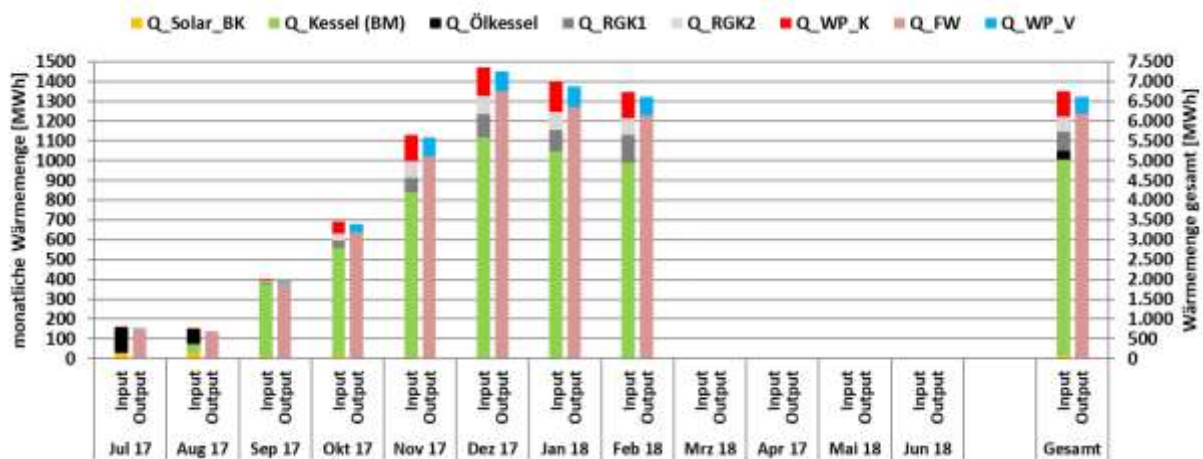


Abbildung 68: Energiebilanz der Anlage „Regionalwärme Ebenthal“. (Juli 2017 bis Februar 2018)

7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 69 bis Abbildung 71) zeigen den Vergleich zwischen den Monitoringmessdaten und den Simulationsergebnissen der vom Betreiber eingereichten Anlagensimulation zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Förderantragstellung wird ein Jahressolarertrag von rund 525 kWh/m²a prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten und gemessenen spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 69 zu entnehmen und ist um die kumulierte Globalstrahlung in der Kollektorebene ergänzt. Der Knick im September ist auf ein verhältnismäßig sonnenarmes und regnerisches Wetter in diesem Monat zurückzuführen. Bis jetzt ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung mit dem Simulationsergebnis.



Abbildung 69: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Regionalwärme Ebenthal“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) von 2,9 % wird vermutlich knapp unterschritten werden (vergleiche Februar 2017 bis Jänner 2018: 2,4%). Während die solare Sommerdeckung um einiges höher als simuliert ausfiel, blieb sie in den Wintermonaten unter den Simulationswerten (siehe Abbildung 70). Verantwortlich dafür war vor allem die monatliche Verteilung des Gesamtwärmebedarfs, auf die folglich eingegangen wird. (siehe Abbildung 71)

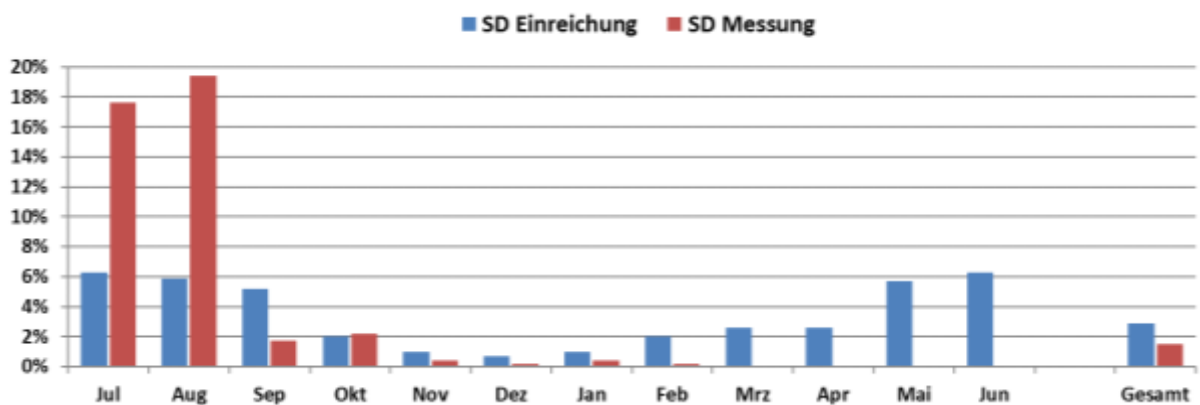


Abbildung 70: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Regionalwärme Ebenthal“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 6.072 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der simulierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 71 zu entnehmen. Wie in der Grafik erkennbar wurde bereits im Februar der prognostizierte Jahresbedarf überschritten. Die deutlichen Abweichungen sind laut Anlagenbetreiber auf den laufenden Netzausbau und die dadurch steigende Abnahme zurückzuführen, was sich auch in den Messdaten widerspiegelt.



Abbildung 71: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Regionalwärme Ebenthal“

7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Regionalwärme Ebenthal“ ist seit Ende 2015 in Betrieb, das Monitoringsystem wurde installiert und die Datenübertragung wurde mit September 2016 in Betrieb genommen. Da jedoch der Betrieb der Wärmepumpe als integraler Bestandteil des Systemkonzepts von Seiten des Betreibers gestoppt und auch die Solaranlage optimiert werden musste (Stagnation, Leckagen, Regelung), wurde die einjährigen Monitoringphase Mitte September 2016 ausgesetzt. Hintergrund war, dass auf der Kondensatorseite der Wärmepumpe eine hydraulische Trennung durchgeführt werden musste, da der Nenndurchsatz der Wärmepumpe (Kondensatorpumpe) so hoch war, dass es zu Kurzschlussströmen im Mischventil des Fernwärmenetzes kam. Mit dieser Optimierung konnten die hydraulischen Kurzschlüsse aufgrund der Wärmepumpe vollständig verhindert werden. Auch mit der Solarregelung gab es immer wieder Probleme, vor allem die Umschaltventile für die drei Einspeisearten führten immer wieder zu Abschaltungen der gesamten Anlage und in weiterer Folge zur Stagnation. Ein Update der Solarregelung erfolgte im Sommer 2017. Seitdem gab es keine nennenswerten Vorfälle mehr. Nach einigen Umbauarbeiten und Optimierungen konnte die Monitoringphase mit Juli 2017 neu gestartet werden.

Im Bereich der solarthermischen Anlage konnte im Laufe der Monitoringsphase mehrere Optimierungspotenziale detektiert und vom Betreiber umgesetzt werden:

So konnte bereits im Zuge der Messdatenüberprüfung, vor dem Start der einjährigen Monitoringphase, an mehreren hintereinander folgenden Tagen Anlagenstillstand bzw. kein Betrieb der Anlage festgestellt werden. Ursache hierfür war ein nach einem Gewitter defektes Regelungssystem, welches ausgetauscht wurde. Weiters wurde im Dezember 2016 die Anlage aufgrund von Leckagen im Solarprimärkreis für rund einen Monat außer Betrieb genommen. Nach Behebung der Leckage, konnte die solarthermische Anlage Mitte Jänner 2017 wieder in Betrieb genommen werden.

Außerdem zeigte sich, dass Einspeisungsvariante 2 – „Rücklaufanhebung des Fernwärmerücklaufs“, nicht in Betrieb genommen wurde und das Einspeisevariante 3 – „Einspeisung in den Niedertemperaturspeicher“ trotz nicht in Betrieb befindlicher Wärmepumpe aufrecht (speziell in der Übergangs- und Sommerzeit) war. Teile der solaren Erträge, die in diesem Zeitraum in den Niedertemperaturspeicher eingespeist wurden, konnten somit nicht genutzt werden. Im Bereich der Regelung der Umwälzpumpe der solarthermischen Anlage konnte weiteres Optimierungspotential festgestellt werden. Wie in Abbildung 72 ersichtlich (linke Seite), kam es während des Betriebs zu starken Schwankungen des Massenstroms als auch der Temperaturen im Primärkreis. Eine Überprüfung und anschließende Anpassung der Regelparameter wurde nach Rücksprache vom zuständigen technischen Personal Anfang April 2017 durchgeführt. Nach dem Update der Solarregelung verbesserte sich die Regelcharakteristik (rechte Seite). Auch die nicht in Betrieb befindliche Einspeisungsvariante 2 bzw. unnötige Beladung des Quellenspeichers in Einspeisevariante 3 konnten damit behoben werden.

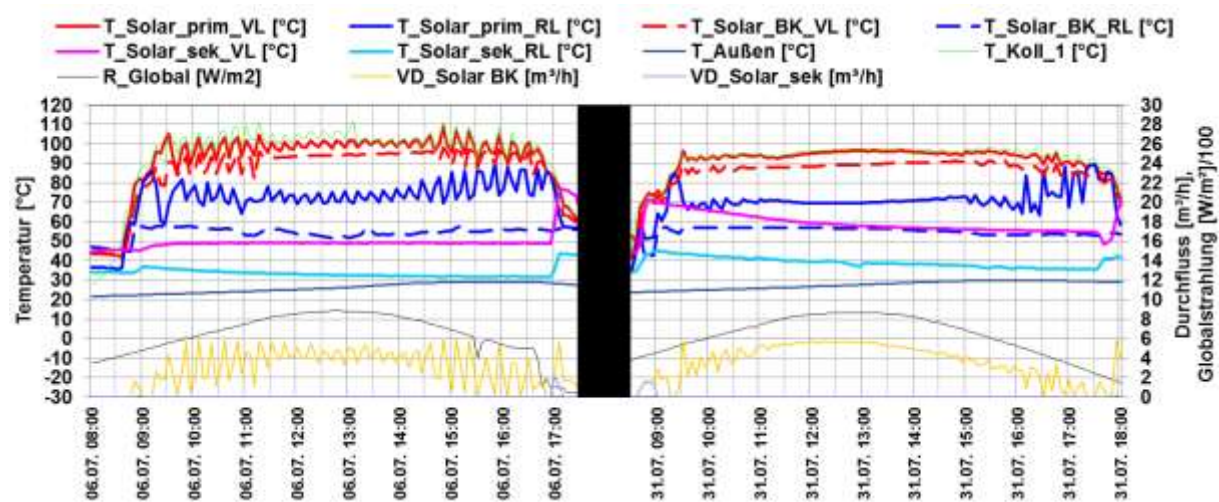


Abbildung 72: Beispielhafter Messdatenverlauf des Solarsystems (Temperaturen, Globalstrahlung, Volumenstrom) vor und nach dem Regelungsupdate im Juli 2017

Im Rahmen der Messdatenüberprüfung konnte des Weiteren in der Übergangszeit Fehlströmungen im sekundären Solarkreis festgestellt werden (siehe Abbildung 73). Verursacht wurde dies, durch die Grundstellung der Solar-Ventile, die bei inaktiver Solaranlage dem Betriebsmodus „Rücklaufanhebung“ entspricht, wodurch der sekundäre Solarkreis auch außerhalb der Betriebszeiten der Solaranlage offen war. Der sekundäre Solarkreis entsprach dadurch einer parallelen Rohrleitung zur Systemrücklaufleitung. Somit teilte sich der Fernwärmerücklauf in Abhängigkeit der Druckverhältnisse bzw. Widerstände zwischen dem Solarkreis und dem Kreis der Rücklaufanhebung (Rauchgaskondensation, WP-Kondensator) auf. Die Hauptbedingung für das Auftreten der Fehlströmung ist ein hoher Durchfluss im Wärmenetz bei abgeschalteter Rauchgaskondensation. Diese Voraussetzungen ergaben sich im Sommer und Winter in der Regel nicht. In der Übergangszeit jedoch, stieg der Fernwärme-Durchfluss bei abgeschalteter Rauchgaskondensation 1 auf über rund $15 \text{ m}^3/\text{h}$ und dadurch floss ein Teilstrom über den sekundären Solarkreis. Sobald die Rauchgaskondensationspumpe eingeschaltet wurde, konnte die Fehlzirkulation im Solarkreis nicht mehr festgestellt werden (siehe Abbildung 74).

Zur Abschätzung der Auswirkung auf dem Betrieb wurden unter anderem die Wärmeverluste durch die Fehlzirkulation berechnet. Dabei beschränken sich die Verluste auf die Druckverluste im Solarkreis (Pumpstrom) und die thermischen Verluste der Leitungen des Sekundärkreises sowie des Solar-Wärmetauschers (äußerst gering, da der Primärkreis außer Betrieb ist). Die Auswertung für die Monate Juli bis Dezember 2017 ergab einen Verlust aufgrund der Fehlzirkulationen von rund 40 kWh , was in Relation zum gesamten Solarertrag verschwindend gering ist. Das Auftreten der Fehlzirkulation wurde dem Betreiber trotzdem kommuniziert, da es durch die Fehlzirkulation zu undefinierten hydraulischen Zuständen kommt. Ein Einbau von zusätzlichen Ventilen zur Unterbindung der Fehlzirkulation wurden vom Betreiber jedoch aufgrund der entstehenden Kosten als auch der Schaffung neuer Fehlerquellen in Anbetracht der geringen Wärmeverluste in einem ersten Schritt negiert. Der Anlagenbetreiber ist aber bestrebt, das Verhalten der Anlage in diesem Bereiche speziell in den Übergangszeiten weiterhin zu beobachten und falls notwendig geeignete Schritte zu setzen.

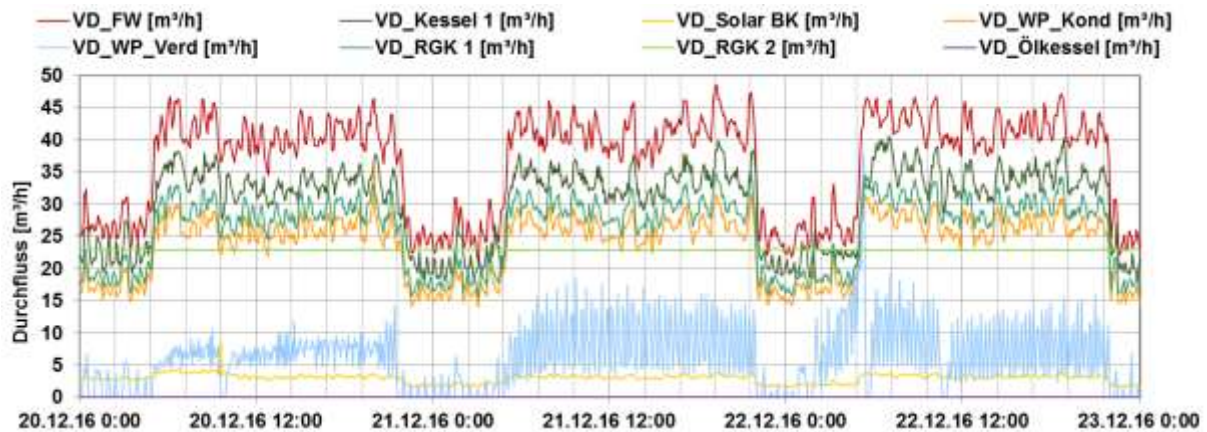


Abbildung 73: Darstellung der Aufprägung des Volumenstroms des Fernwärme- und Solarkreises am 20.12.2016 bis 22.12.2016

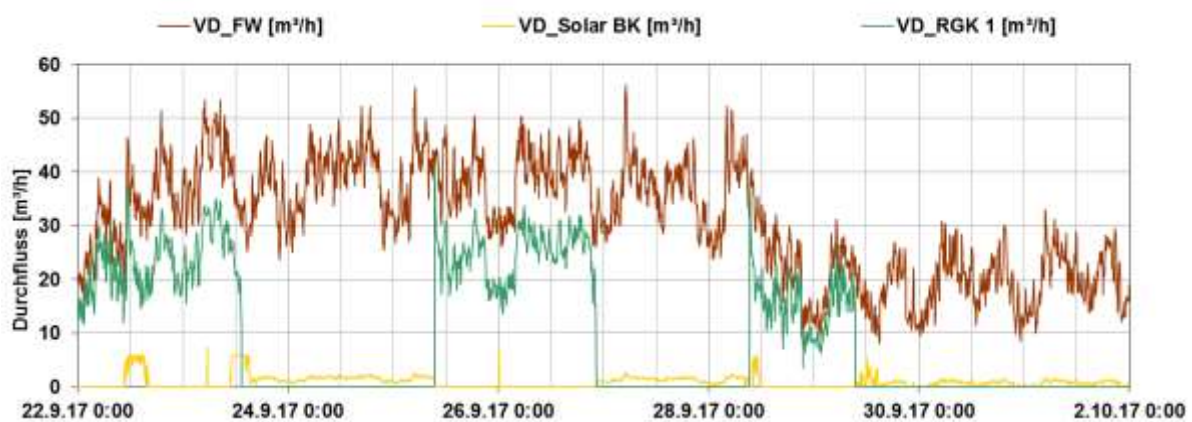


Abbildung 74: Darstellung der Aufprägung des Volumenstroms des Fernwärme- und Solarkreises Ende September 2017

Anhand einer Auswertung für das Jahr 2017, ist in Tabelle 5 die Verteilung der Betriebsstunden und des Solarertrags auf die drei Einspeisungsvarianten dargestellt. Während die Betriebsstunden relativ gleichmäßig verteilt sind, wirkt sich der Überhang der Einstrahlung im Sommer zu Gunsten der Einspeisung in den Puffer 1 aus (58 %). Der Rest des Solarertrags verteilt sich gleichermaßen auf den Systemrücklauf und den Niedertemperaturpuffer 2.

Tabelle 5: Verteilung der Betriebsstunden und des Solarertrags auf die drei möglichen Einspeisevarianten von Jänner bis Dezember 2017:

Betriebsstatus	Dauer in [h]	in [%]	Ertrag in [kWh]	in [%]
Puffer 1	708	37 %	94.122	58 %
RL-Anhebung	535	28 %	32.109	20 %
Puffer 2	644	34 %	36.250	22 %
Gesamt	1.903	*99 %	162.481	100 %

*Der Rest auf 100% der Dauer ergibt sich aus Übergangszuständen bei der Ventilumschaltung zwischen den Einspeisevarianten.

Grundsätzlich wäre bei der vorliegenden Anschlussleistung des Fernwärmenetzes von 4 MW und Sommerbetrieb die Aufteilung der Kesselleistung in einen Grundlastkessel (zwei Drittel) und einen Spitzen- bzw. Schwachlastkessel (ein Drittel) empfehlenswert. Mit dem derzeit installierten Biomassekessel mit einer Nennleistung von 2 MW kann die

durchschnittliche Sommerlast von 200 bis 250 kW (Jun-Sep) nicht bedient werden, ohne dass die empfohlene minimale Teillast von 25 bis 30 % (500 bis 600 kW) unterschritten wird. Ein Taktbetrieb ist aufgrund der manuellen Zündung nicht möglich, weshalb der bestehende, ebenfalls leistungsstarke Ölkessel (3,7 MW) im Sommer zum Einsatz kam. Der Ölkessel wurde etwa dreimal pro Tag für ca. 1,5 bis 2 Stunden bei einer Leistung von 800 bis 1.200 kW (Teillast von ca. 20 bis 30 %) betrieben.

Dem Betreiber ist die unvorteilhafte Kesselkonfiguration bewusst, die sich aus betriebswirtschaftlichen Gründen ergeben hat. Eine kurzfristige Lösung soll durch den Anschluss an das Heizkraftwerk Klagenfurt Ost im Sommer 2018 herbeigeführt werden. Über die noch zu errichtende Leitung soll dann im Sommer überschüssige Wärme der Biomasse-KWK-Anlage zugekauft werden, womit die bestehenden Kessel im Sommer außer Betrieb genommen werden können. Langfristig ist die Fortführung des Netzausbaus der Nahwärme Ebenthal geplant, wodurch die Sommerlast erhöht und der Biomassekessel entsprechend ausgelastet werden kann. Wie die damit verbundenen größeren Winterspitzen gedeckt werden, ist noch nicht vollständig geklärt – auch hier wäre ein Wärmekauf über das Heizkraftwerk Ost oder aber der Einsatz des Ölkessels zur Spitzenlastabdeckung denkbar. Speziell für die Deckung der Sommerlast wurde vom Betreiber auch eine Erweiterung der Solaranlage angedacht. Allerdings hängt dieses Vorhaben von der Änderung der Widmung potenzieller Freiflächen und von der Entwicklung der Situation rund um das Heizkraftwerk Ost ab.

Bei Betrachtung der relativen Anzahldichteverteilung der gemessenen Leistungswerte der beiden Kessel (BMK – Biomasse, OEK – Öl) und des Fernwärmenetzes (FW) in Abbildung 75 ist zu erkennen, dass der Leistungsbedarf des Netzes bis auf die Ränder weitestgehend gleichverteilt war. Die relative Anzahldichteverteilung gibt an, welche Leistungswerte am häufigsten auftreten (Basis sind 5-Minuten-Mittelwerte; Zum Beispiel gibt das Wertepaar des Ölkessels 7,2 % bei 890 kW an, dass 7,2 % aller gemessenen Leistungswerte des Ölkessels (100%) eine mittlere Leistung von 890 kW aufweisen. Somit kann die relative Anzahldichteverteilung Auskunft über die Häufigkeit von auftretenden Betriebspunkten bzw. Messwerten geben.)

Im Bereich kleiner 400 kW trat eine Häufung der Betriebspunkte um 200 kW auf, die auf die relativ konstante Sommerlast zurückzuführen ist (praktisch kein Einfluss der Außentemperatur, da kein Heizbetrieb). Ab 2.000 kW nahm die Häufigkeit mit steigenden Leistungen ab. Ähnlich verhielt sich auch der Biomassekessel mit dem Unterschied, dass der Peak im unteren Leistungsbereich kleiner ausfällt und die Anzahl der Betriebspunkte im oberen Leistungsbereich schon ab 1.900 kW abnimmt. Beim Biomassekessel häuften sich die Betriebspunkte zu den mittleren Leistungen hin – 86 % der Betriebspunkte lagen zwischen 450 und 1.900 kW. Darüber wurde der Restbedarf des Netzes von der Rauchgaskondensation und der Wärmepumpe abgedeckt. Unter diesem Bereich kam bislang größtenteils der bestehende Ölkessel im Taktbetrieb zum Einsatz, dennoch lagen rund 19 % der Betriebspunkte des Biomassekessels unterhalb der empfohlenen 30% Teillast. In der Regel wurde der Ölkessel im Sommerbetrieb ca. dreimal pro Tag eingeschaltet und durchschnittlich 1,5 bis 2 Stunden lang bei ca. 800 bis 1.200 kW betrieben (20 % bis 30 % der Nennleistung). Die Häufungen bei 850 und 1.100 kW sind auf eine Umstellung der Regelparameter am 20.07.2017 zurückzuführen, bei der die Soll-Leistung des Ölkessels verringert wurde. Die Betriebspunkte unterhalb von 800 kW und deren Häufung unter 50 kW sind auf die häufigen Zündungen des Ölkessels und den damit verbundenen Ein- und Abschaltvorgänge zurückzuführen.

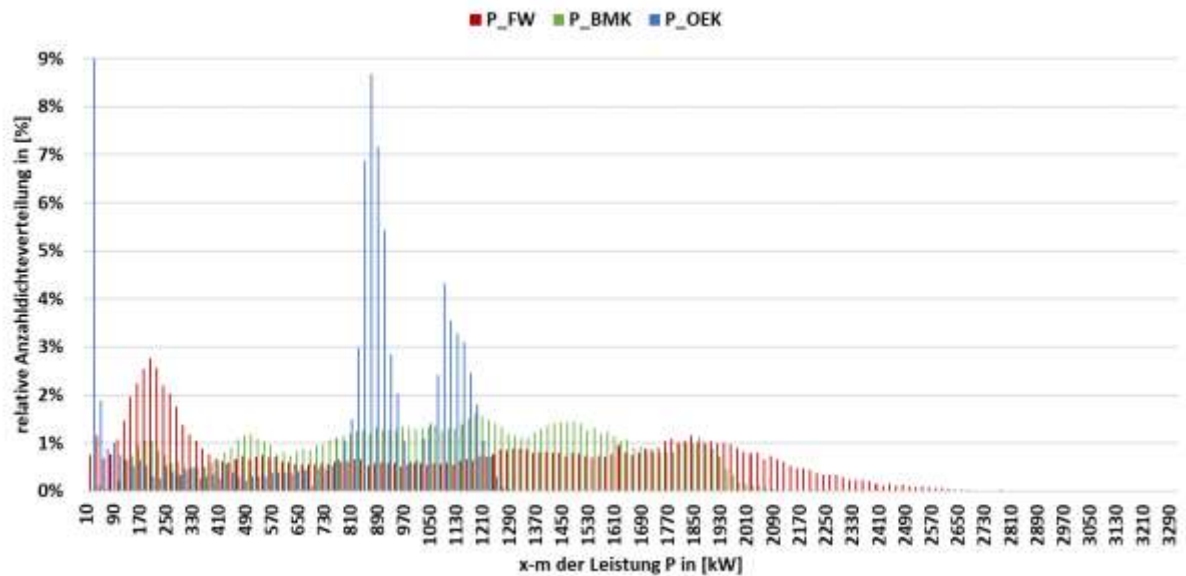


Abbildung 75: Darstellung der relativen Anzahldichteverteilung der Leistungswerte (5min-Mittel) des Fernwärmenetzes, des Biomasse- und des Ölkessels. x-m entspricht den Klassenmittelwerten, die Differenz der Klassengrenzen beträgt 20 kW. (Betrachtungszeitraum Juli 2017 bis März 2018)

Im Bereich der Wärmepumpe zeigte sich in den Sommermonaten, dass die Vorlauftemperatur der Solaranlage in der Regel über der Netzurücklauftemperatur lag und da Biomassekessel in diesem Zeitraum außer Betrieb gesetzt wurde, stand der Wärmepumpe keine Wärmequelle zur Verfügung. Aus diesem Grund war die Wärmepumpe im Sommer abgeschaltet. In den Übergangszeiten fällt aber auf, dass die Wärmepumpe häufig taktet (siehe Abbildung 76, VD_WP_Verd) und kein kontinuierlicher Betrieb zustande kommt. Hauptursache war der zu dieser Zeit noch geringe Durchsatz im Wärmenetz ($< 30 \text{ m}^3/\text{h}$), wodurch die abgegebene Wärme vom Kondensator der Wärmepumpe nicht abgeführt werden konnte, ohne die zum Abschalten führende Höchstaustrittstemperatur von $65 \text{ }^\circ\text{C}$ zu überschreiten. Laut Betreiber wird die Wärmepumpe immer bei 100% ihrer Nennleistung betrieben, wobei das eingesetzte Wärmepumpenmodell laut Betriebsanleitung verschiedene Teillastregelungen unterstützt (abhängig von Betriebssoftware). Sofern die Möglichkeit des Teillastbetriebs besteht, könnte die Anzahl der Schaltzyklen signifikant verringert, ein kontinuierlicherer Betrieb gewährleistet und die Lebensdauer der Wärmepumpe verlängert werden. Eine Anpassung des Wärmepumpenbetriebs hin zu einem Teillastbetrieb der Wärmepumpe wird aktuell vom Betreiber überprüft um das häufige Takten der Wärmepumpe zu verhindern. Während die Überhitzung der Kondensatorseite im Sommer den limitierenden Faktor darstellt, kommt es im Winter nur zu Abschaltungen der Wärmepumpe, wenn dem Quellspeicher (Pufferspeicher 2) nicht ausreichend Wärme aus der Rauchgaskondensation zugeführt wird. In diesem Fall wird die Mindesteintrittstemperatur von $11 \text{ }^\circ\text{C}$ des Verdampfers unterschritten, was im Vergleich zur Überhitzung aber in weitaus größeren Zeitabständen auftritt (in der Regel bei Unterschreitung des Netzdurchsatzes von $30 \text{ m}^3/\text{h}$). Auch in diesem Fall würde die Möglichkeit eines Teillastbetriebs der Wärmepumpe eine Besserung der Betriebsbedingungen ermöglichen.

Bei der Betrachtung des Quellspeichers der Wärmepumpe zeigte sich, dass das Volumen mit 5 m^3 relativ gering im Vergleich zu den Durchsätzen der eingebundenen Anlagen bemessen wurde. Die Durchsätze des Verdampferkreises der Wärmepumpe (VD_WP_Verd; $5\text{-}20 \text{ m}^3/\text{h}$) und der Rauchgaskondensationsstufe 2 [in weiterer Folge RGK 2] (VD_RGK 2; $16 \text{ m}^3/\text{h}$ konstant) waren relativ hoch. War nur die Wärmepumpe oder nur die Rauchgaskondensation 2 in Betrieb, wurde der Quellspeicher laufend durchmischt und eine einheitliche Mischtemperatur stellte sich ein (siehe T_Puffer_2_o

und T_Puffer_2_u in Abbildung 76). Dieser Zustand kam vor allem in der Übergangszeit (Sep-Okt) vor, da die Wärmepumpe selten kontinuierlich betrieben werden konnte und ständig taktete. Dadurch wurde die Rauchgaskondensation 2 bei höheren Temperaturen betrieben als notwendig und konnte dem Rauchgas entsprechend weniger Kondensationswärme entziehen.

Bei kontinuierlich betriebener Wärmepumpe stellte sich eine Temperaturspreizung zwischen dem oberen und unteren Speicherbereich ein und der Speicher wurde zur hydraulischen Weiche (siehe Abbildung 77). Die untere Speichertemperatur sinkt zwar – und damit die Rücklaufemperatur der Rauchgaskondensation 2 ($T_{RGK\ 2_RL}$) – aber letztere ist dennoch höher als die Rücklaufemperatur des Wärmepumpe-Verdampfers. Wäre der Durchfluss der Rauchgaskondensation 2 geringer bzw. an den Verdampferkreis der Wärmepumpe angepasst (Regelung), könnte die Rauchgaskondensation 2 bei tieferen Temperaturen betrieben werden und damit mehr Energie aus dem Abgas gewinnen. (z.B. ein Mindestdurchfluss von 2-5 m³/h in der Übergangszeit, bei Überschreitung des Durchflusses im Wärmepumpe-Verdampferkreis wird die Rauchgaskondensation 2 nach ebendiesem geregelt). Das beschriebene Optimierungspotential wurde dem Betreiber mitgeteilt, wobei eine Umsetzung in Verbindungen mit der Anpassung der Regelung der Wärmepumpe angestrebt wird.

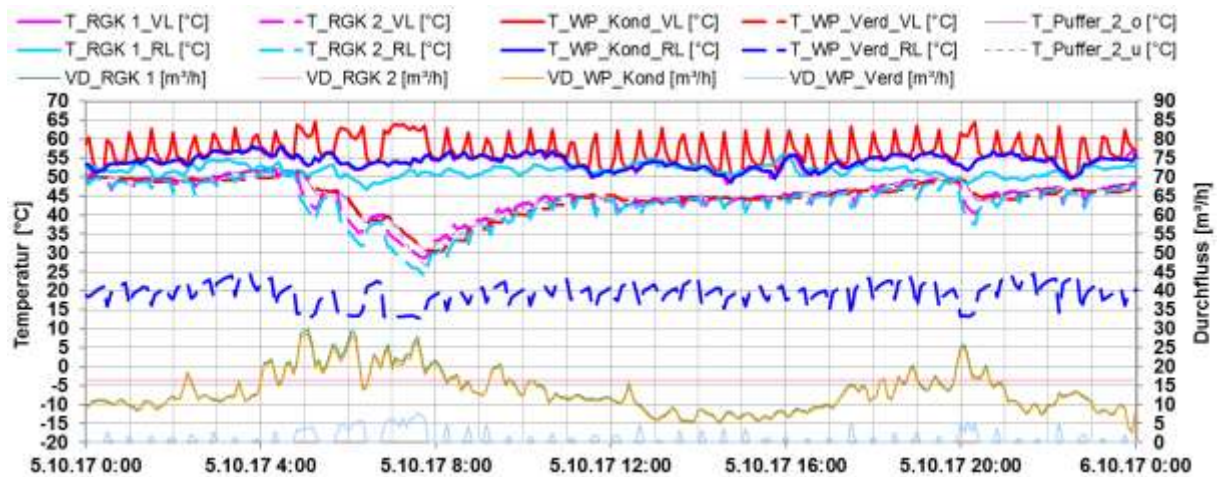


Abbildung 76: Darstellung der Rücklaufanhebeeinheit (WP, RGK 1, RGK 2, Puffer 2) am 5.10.2017, wobei die RLT der RGK 1 der Rücklaufemperatur des Netzes und die Vorlaufemperatur des WP-Kondensators der angehobenen Rücklaufemperatur des Netzes entspricht; zu erkennen ist die fast durchgängige Einheitstemperatur im Speicher ($T_{Puffer_o} = T_{Puffer_u}$) aufgrund der Durchmischung (ca. 3 Umwälzungen pro Stunde)

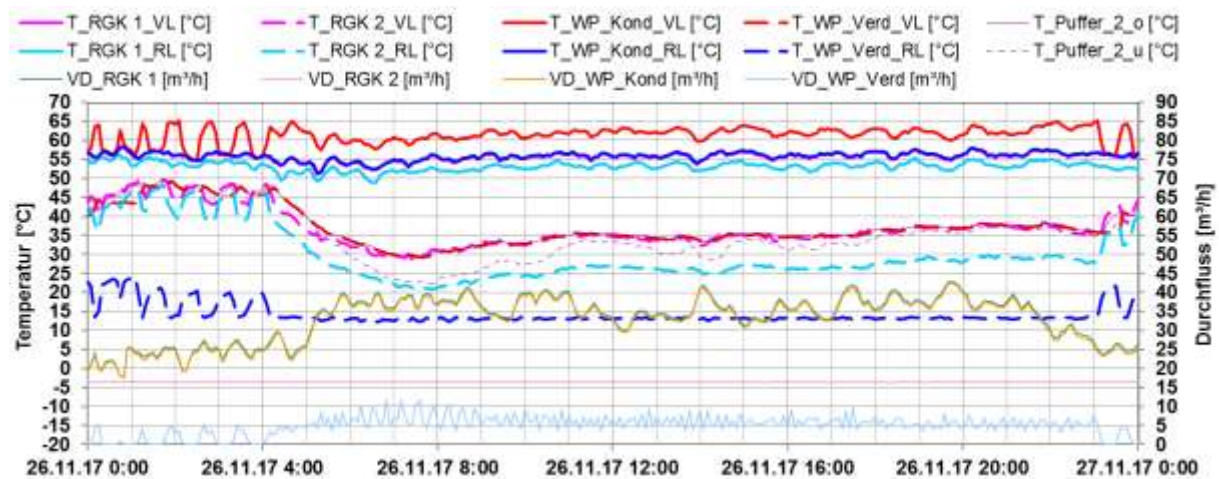


Abbildung 77: Darstellung der Rücklaufanhebeeinheit (WP, RGK 1, RGK 2, Puffer 2) am 26.11.2017, wobei die Rücklauftemperatur der RGK 1 der Rücklauftemperatur des Netzes und die Vorlauftemperatur des WP-Kondensators der angehobenen Rücklauftemperatur des Netzes entspricht; zu erkennen ist die Vergrößerung der Temperaturpreizung im Puffer 2 mit steigendem Durchfluss im WP-Verdampfer (Puffer 2 verhält sich wie hydraulische Weiche) und der kontinuierliche WP-Betrieb aufgrund des erhöhten Netzdurchflusses (entspricht VD_RGK 1).

Abbildung 78 zeigt einige Kennwerte zum Betrieb der Wärmepumpe. Neben der monatlichen Arbeitszahl (SPF) sind in der oberen Darstellung auch die Charakteristik der Einschaltvorgänge zu sehen (Häufigkeit, Dauer). Unten sind die monatlichen Arbeitszahlen in Abhängigkeit der Temperaturen der Wärmepumpe dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Einschalthäufigkeit oder -dauer scheinbar keinen Einfluss auf die Arbeitszahl hat. Von November 2017 bis Februar 2018 erreicht diese annähernd gleiche Werte, während sich die Einschaltungsparameter deutlich ändern. Weitgehende Übereinstimmung mit der Arbeitszahl hat hingegen die mittlere Wärmepumpentemperatur (Mittel aus Kondensator- und Verdampfermitteltemperatur). Die monatlichen Arbeitszahlen bewegen sich zwischen 2,8 und 4,1 (kein Wärmepumpenbetrieb im Juli/August). Für den Beobachtungszeitraum Juli 2017 bis Februar 2018 war die Wärmepumpe 2.780 Stunden in Betrieb und erreichte mit einer Arbeitszahl von 4,0 einen guten Wert. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass zur Berechnung nur der Stromverbrauch des Verdichterkreises eingeflossen ist. Der Pumpstrom für den Verdampfer- und den Kondensatorkreis ist in der Arbeitszahl nicht berücksichtigt, welche sich bei Mitberücksichtigung in etwa auf 2,0 halbiert.

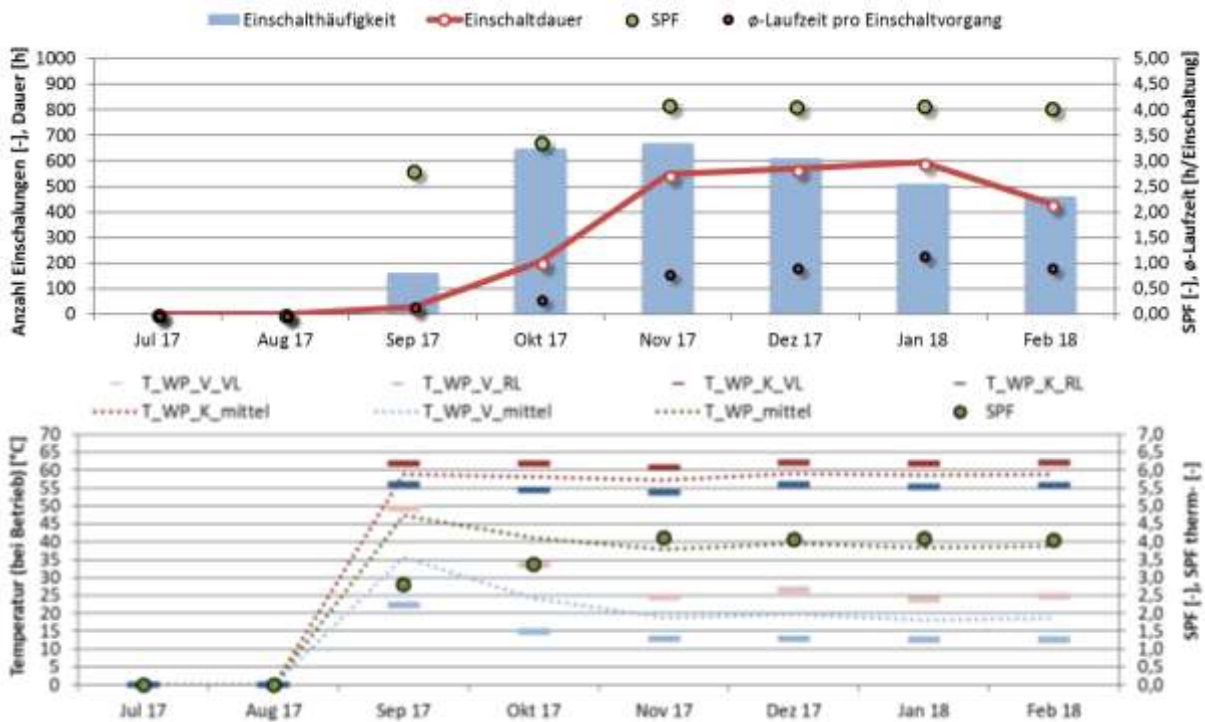


Abbildung 78: Darstellung der Kennwerte der WP im Betrieb von Juli 2017 bis Februar 2018 (kein Wärmepumpenbetrieb im Juli und August).

Abbildung 79 zeigt die Tagesmitteltemperaturen im Hauptpufferspeicher auf fünf verschiedenen Höhen. Zu erkennen sind 4 Störfälle bei denen die Kesselregelung zu spät reagierte (starker Temperaturabfall über den ganzen Puffer). Die Datenlücke am 17. und 18. Jänner ergab sich aufgrund eines Ausfalls des Loggers bei der Datenübertragung. Auffällig ist, dass der Puffer 1 speziell im Winter annähernd durchgeladen wurde/war und die unterste Puffertemperatur selten auf Niveau des Systemrücklaufs lag. Eine Anpassung der Parameter der Kesselregelung wäre hier zielführend, da die hohen Temperaturen im Pufferspeicher vor allem in der Übergangszeit den Solarertrag mindern. Das Begleitforschungsteam ist diesbezüglich mit dem Betreiber in Kontakt um mögliche Anpassungen in der Regelung umsetzen zu können.

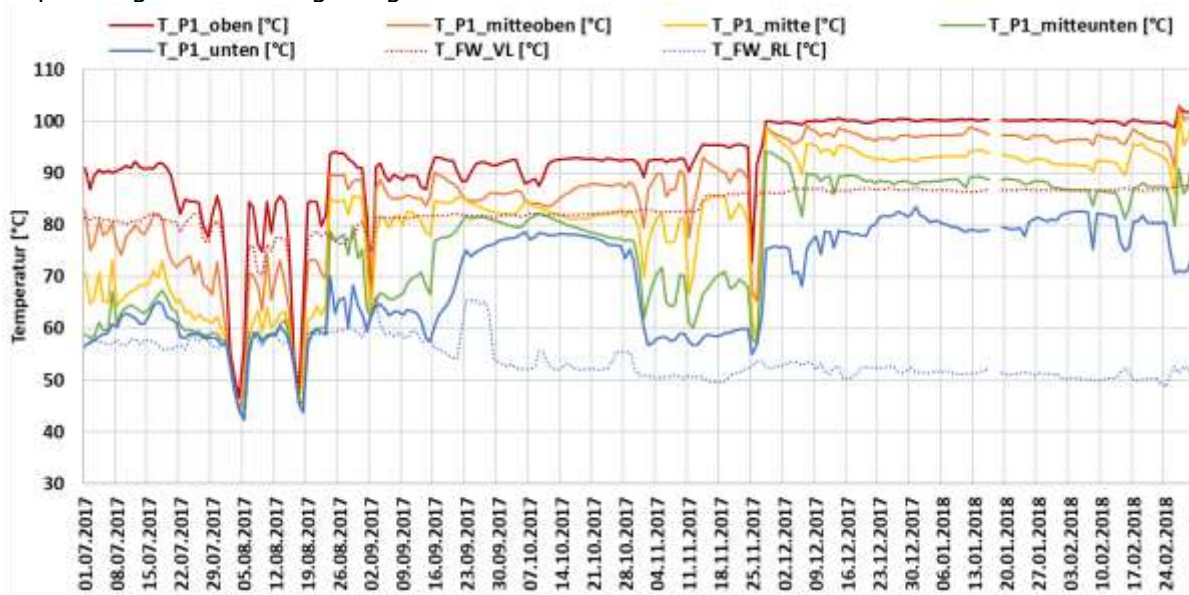


Abbildung 79: Tagesmitteltemperaturen im Pufferspeicher 1 auf fünf Positionen (Juli 2017 bis Mitte April 2018)

Abbildung 80 zeigt den Leistungsbedarf des Nahwärmenetzes der Anlage „NW Ebenthal“ und mit welchen Wärmeerzeugern dieser bedient wird. Der Hauptteil des Netzbedarfs wird vom Biomassekessel (2 MW, grüne Fläche) abgedeckt, der in den Wintermonaten mit durchschnittlich 70 % sehr gut ausgelastet ist. In den Sommermonaten ist der manuell zu zündende Biomassekessel jedoch nicht geeignet, den geringen Wärmebedarf zu bedienen (durchschnittlich 10 % der Nennleistung), dennoch wurde der Biomassekessel rund ein Monat lang unter der empfohlenen Mindestteillast von 30 % betrieben. Da die Kollektorfläche der Solaranlage wiederum zu gering für die Sommerabdeckung ist, wurde im Sommer bis dato der Ölkessel betrieben (taktender Betrieb mit etwa 3 Einschaltungen pro Tag zu je 1,5 bis 2 Stunden). Die Wärmeleistung der zweistufigen Rauchgaskondensation ist relativ proportional zur Leistung des Biomassekessels. Gleiches gilt für die Wärmeleistung der Wärmepumpe, die sich proportional zur Rauchgaskondensationsstufe 2 verhält. Diese ist mit 92 % (449 MWh) auch die Hauptversorgungsquelle für den Verdampfer der Wärmepumpe, nur 8 % (36 MWh) werden von der Solaranlage in den Quellspeicher eingespeist. Die Maximaltemperatur im Netzvorlauf betrug im Winter rund 89 °C und wurde im Sommer bis auf 80 °C abgesenkt. Der Netzurücklauf bewegte sich zwischen 60 °C im Sommer und 50 °C im Winter. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf lag damit in den Sommermonaten bei rund 20 °C während sie im Winter bis zu 35 °C betrug. Der mittlere Netzdurchfluss lag zwischen 5 und 70 m³/h.

Abbildung 81 zeigt die gleichen Daten wie Abbildung 80, jedoch geordnet nach der Dauerlinie des Wärmeverbrauchs im Netz. Hier wird noch einmal der Leistungsbereich deutlich, der durch den Biomassekessel abgedeckt wurde (ca. 10 % bis 95 % im Tagesmittel). Rund 80 Stunden wurde dieser im Bereich der Nennleistung betrieben (> 1.900 kW) und rund 950 Stunden unterhalb der empfohlenen Teillast von 30 %.

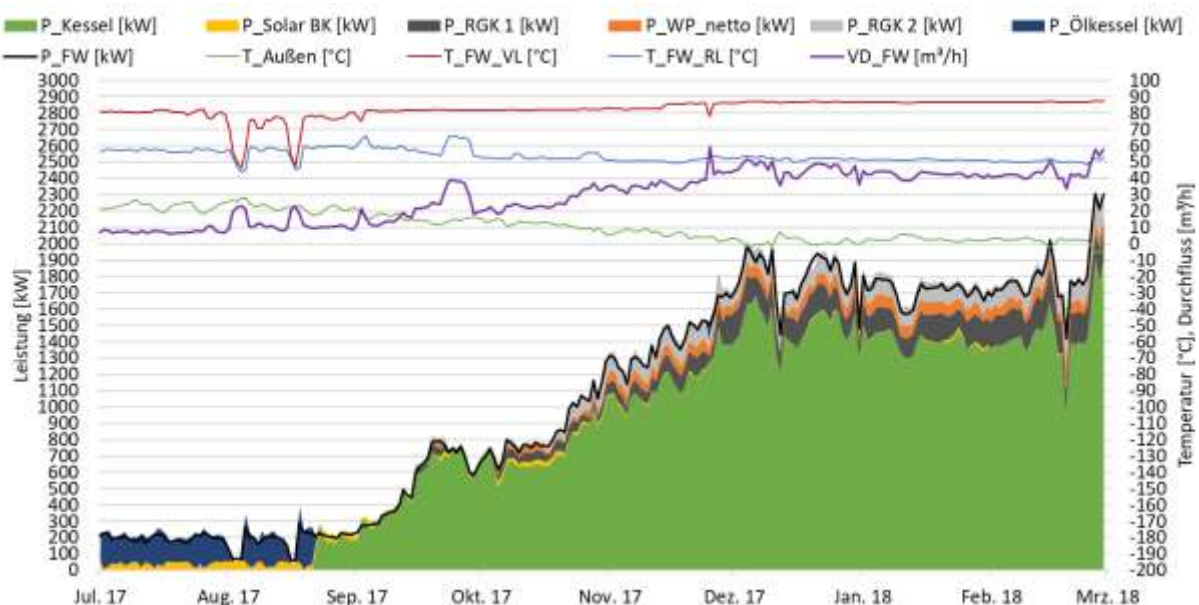


Abbildung 80: Verlauf des Gesamtbedarfs des Wärmenetzes und der gestapelten Leistungen der Wärmeerzeuger zuzüglich der Tagesmitteltemperaturen der Umgebung, des Netzvorlaufs und des Netzurücklaufs und des Tagesmitteldurchflusses im Netz. (Juli 2017 bis Mitte April 2018; Basis sind Tagesmittelwerte; die Nettoleistung der Wärmepumpe ergibt sich aus der Differenz der Kondensator- und der Verdampferleistung)

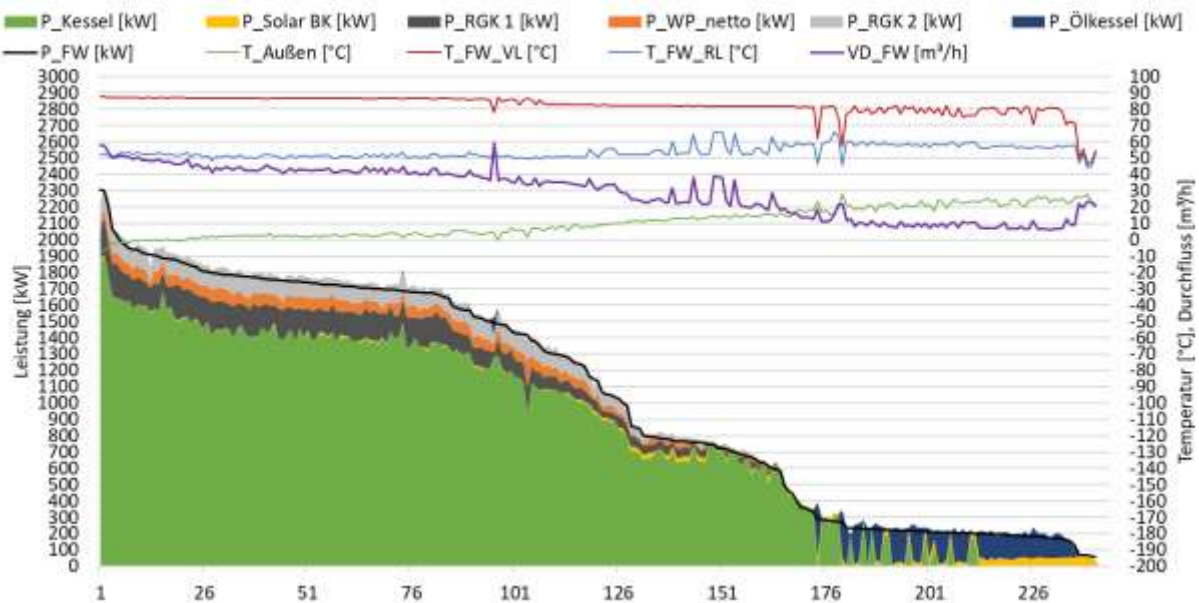


Abbildung 81: Verlauf der gestapelten Leistungen der Wärmeerzeuger gereiht nach der Dauerlinie des Gesamtbedarfs des Wärmenetzes. Zusätzlich gleichermaßen gereiht: Tagesmitteltemperaturen der Umgebung, des Netzvorlaufs und des Netzzurücklaufs und des Tagesmitteldurchflusses im Netz. (Juli 2017 bis Mitte April 2018, Basis sind Tagesmittelwerte)

7.4.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Regionalwärme Ebenthal“ ist seit Ende 2015 in Betrieb, ein Monitoringsystem wurde installiert und die Datenübertragung mit August 2016 gestartet. Das Monitoring musste jedoch vorübergehend ausgesetzt werden, da aufgrund der Abschaltung integraler Anlagenkomponenten (Wärmepumpe, Solaranlage), ein der Einreichung entsprechender Anlagenbetrieb nicht gewährleistet werden konnte. Der Neustart der einjährigen Monitoringphase erfolgte, nach der vollständigen Inbetriebnahme der Wärmepumpe im Juni 2017 und einem Systemupdate der Solarregelung, mit Juli 2017.

Bis zum endgültigen Monitoringstart im Juli 2017 konnten bereits einige Optimierungen der Anlage erfolgreich umgesetzt werden (Verbesserungen Hydraulik, Wärmepumpe, Solarregelung, Kesselregelung und Speichermanagement). Seit der Einführung des neuen Speichermanagements durch Erweiterung der Regelung kam es zu keinen extremen Speicherladezuständen mehr (Durchladung im Sommer, Unterversorgung des Netzes wegen vollständiger Speicherentladung im Winter) und damit zu einer stabileren Versorgung des Wärmenetzes.

Die kaskadisch verschaltete Solaranlage (Serienschaltung von Nieder- und Hochtemperaturkollektor) erwies sich als positiv für den Solarertrag. Die solare Sommerdeckung lag im Juli und August bei 18 bzw. 20 %, auf das gesamte Jahr bezogen wird sich voraussichtlich eine Deckung von 2 bis 3 % einstellen.

Grundsätzliche Schwächen der Anlage, wie die Konfiguration der Wärmeerzeuger (speziell des manuell zündenden Biomassekessels) konnten bis dato auch durch den laufenden Netzausbau und neue Kundenanschlüsse noch nicht kompensiert werden. Daraus resultierend zeigte sich, dass die mittlere Sommerlast unter der Wärmeleistung der Gluterhaltung lag und die Wärmeanforderung des Netzes durch den bestehenden Ölkessels bedient werden musste. Die Größe der Solaranlage reicht aktuell nicht für eine vollständige Deckung des Sommerbedarfs aus. Eine Vergrößerung der Anlage wird vom Betreiber zwar angedacht, eine Entscheidung diesbezüglich wurde bis zum Zeitpunkt der Berichtslegung jedoch noch nicht getroffen.

Im Bereich der Wärmepumpe konnte festgestellt werden, dass es insbesondere in der Übergangszeit aufgrund des geringen Netzdurchsatzes wiederholt zu einer Überhitzung

der Kondensatorseite kam und infolgedessen ein erhöhtes Takten der Wärmepumpe auftrat. Eine Anpassung des Wärmepumpenbetriebs hin zu einem Teillastbetrieb der Wärmepumpe zur Vermeidung erhöhter Taktzeiten wurde dem Betreiber kommuniziert und die Möglichkeiten diesbezüglich werden überprüft.

Die Rauchgaskondensation funktioniert grundsätzlich gut. In der Übergangszeit kam es jedoch aufgrund der geringen Biomassekesselleistungen häufiger zu Abschaltungen (E-Filter-Störung bei zu geringem Sauerstoffgehalt oder zu geringer Temperatur des Rauchgases). Optimierungspotential konnte beim Durchfluss (konstant 16,5 m³/h) in der 2. Kondensationsstufe festgestellt werden. Nach Möglichkeit sollte dieser weiter reduziert werden, um einerseits die tiefen Temperaturen des Wärmepumpe-Verdampfers besser nutzen zu können und andererseits eine Durchmischung des 5 m³ Niedertemperaturspeichers zu vermeiden. Das vorhandene Optimierungspotential wurde dem Betreiber mitgeteilt, wobei eine Umsetzung in Verbindungen mit der Anpassung des Teillastbetriebs der Wärmepumpe angestrebt wird.

7.5 Nahwärme Danzermühle, OÖ

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Danzermühle
<u>Adresse:</u>	4643 Pettenbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologie und innovative Ansätze
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz für 20 Wohneinheiten mit etwa 30 Bewohnern (als Endausbau geplant) 15 Wohneinheiten als Zwischenausbaustufe realisiert
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	153 m ² unabgedeckter Flachkollektor (Solardach AS)
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	10 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	150 kW Biomasse-Hackgutkessel (als Endausbau geplant) 50 kW Biomasse-Stückholzkessel (als Zwischenausbaustufe realisiert) Bei weiterem Netzausbau ist ein weiterer Biomassekessel vorgesehen
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	28,8 % (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	220 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase gestartet mit August 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Das Wärmenetz der „Nahwärme Danzermühle“ im Bundesland Oberösterreich ist konzipiert, um bis zu 20 Wohneinheiten zu versorgen. Als Ziel wurde vom Fördernehmer erklärt, weitgehend von externen Energieversorgern unabhängig sein und überwiegend die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien eigenständig realisieren zu wollen. Die Schwerpunkte liegen dabei auf Solarwärme, Wärme aus der Umgebungsluft und Biomasse. Auf Grundlage einer Bedarfsermittlung und innovativer Solartechnik sollte eine nachhaltige Gesamtlösung umgesetzt werden.

Derzeit sind 15 Wohneinheiten realisiert und werden versorgt. Die Solarthermieanlage mit 153 m² unabgedeckten Flachkollektoren wurde auf einem Gebäude montiert, welches neben dem Heizhaus steht und in dem eine Tischlerei untergebracht ist. Im Heizhaus ist geplant einen Biomassekessel mit Hackschnitzel und 150 kW Leistung zu betreiben (wenn Endausbau erreicht), derzeit ist ein Stückholzkessel mit 50 kW Leistung und ein 10 m³ großer Pufferspeicher installiert. Mit der Variante mit 150 kW-Biomassekessel soll ein solarer Deckungsgrad von etwa 28,8 % erreicht werden. In den Sommermonaten soll der solare Deckungsgrad über 90 % liegen.

Die unabgedeckten Flachkollektoren wurden als Elemente klassischen Metallbaus eingesetzt. Laut Herstellerangaben sind sie sehr gut geeignet zur Brauchwasservorwärmung, zur Unterstützung von Heizsystemen auf niedrigem Temperaturniveau, zur Schwimmbaderwärmung und zur Trocknung. Wesentlich ist laut Hersteller die richtige Betriebsweise auf niedrigem und mittleren Temperaturniveau, um im Betrieb wirtschaftlich zu sein. Die Technologie basiert auf einem Flachkollektor mit Kissenstruktur aus Edelstahl und einer selektiven Schwarzchrombeschichtung, die hohe Wirkungsgrade und Langlebigkeit gewährleisten soll.



Abbildung 82: Nebengebäude der Nahwärme Danzermühle mit unabgedeckten Flachkollektoren.

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Solarsystem speist über einen Wärmeübertrager den 10 m³ Pufferspeicher. Mittels eines 3-Wege-Ventils wird eingestellt, in welcher Höhe der Vorlauf der Solaranlage in den Puffer eingebracht wird (nutzbares Speichervolumen für die Solaranlagen). Zum Zeitpunkt der Berichtslegung ist ein 50 kW-Stückholzkessel installiert, die Installation des ursprünglich vorgesehenen 150 kW-Hackschnitzelkessels oder des weiteren Biomassekessels wird vorerst nicht umgesetzt, dies ist erst für eine weitere Ausbaustufe des Wärmenetzes vorgesehen. Die Hydraulik hierfür ist vorbereitet. Der 50 kW-Stückholzkessel wird vom Anlagenbetreiber befüllt und angeheizt.

Der Pufferspeicher ist für die gemeinsame Nutzung von Solarthermie und Biomassekessel verhältnismäßig klein dimensioniert. Es wurde während der Planungs- und Umsetzungsphase dem Anlagenbetreiber und -planer empfohlen, den unteren Pufferbereich möglichst für die Solaranlage bereitzustellen, indem bspw. ein weiterer Anschluss für den Biomassekessel auf halber Höhe und ein Umschaltventil zur Umschaltung zwischen den beiden Anschlüssen installiert wird.

Der Anschluss des Netzurücklaufs am Pufferspeicher ist im untersten Bereich angeordnet, zusätzliche Vorrichtungen zur Förderung der Temperaturschichtung innerhalb des Pufferspeichers sind nicht vorgesehen. Die Wärmeverbraucher im Netz werden zur Warmwasserbereitung und Raumheizung verwendet. Die Raumheizungseinrichtungen bei den Wärmeverbrauchern sind durchwegs Niedertemperatursysteme mit Fußbodenheizungen. Dem Anlagenbetreiber wurde empfohlen eine temperaturabhängig umgeschaltete zusätzliche Einspeisemöglichkeit zu schaffen, da die Rücklauftemperatur in der Regel schwankt.

Der Solarvorlauf speist in zwei unterschiedlichen Höhen in den Puffer. Die Einspeisung im unteren Bereich des Pufferspeichers ermöglicht, den Solarertrag auf niedriger Temperatur speichern zu können.

Dem Anlagenbetreiber wurde empfohlen, auf die Reduktion von ungewollten Strömungen zu achten. Hierzu wurden konkret Rückschlagventile an der Umwälzpumpe des Biomassekessels und Thermosiphone an den Speicheranschlüssen in Erwägung gezogen. Das Rückschlagventil wurde umgesetzt, die Thermosiphone nicht.

Abbildung 83 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Drei Wärmemengenzähler, 17 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor sowie ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

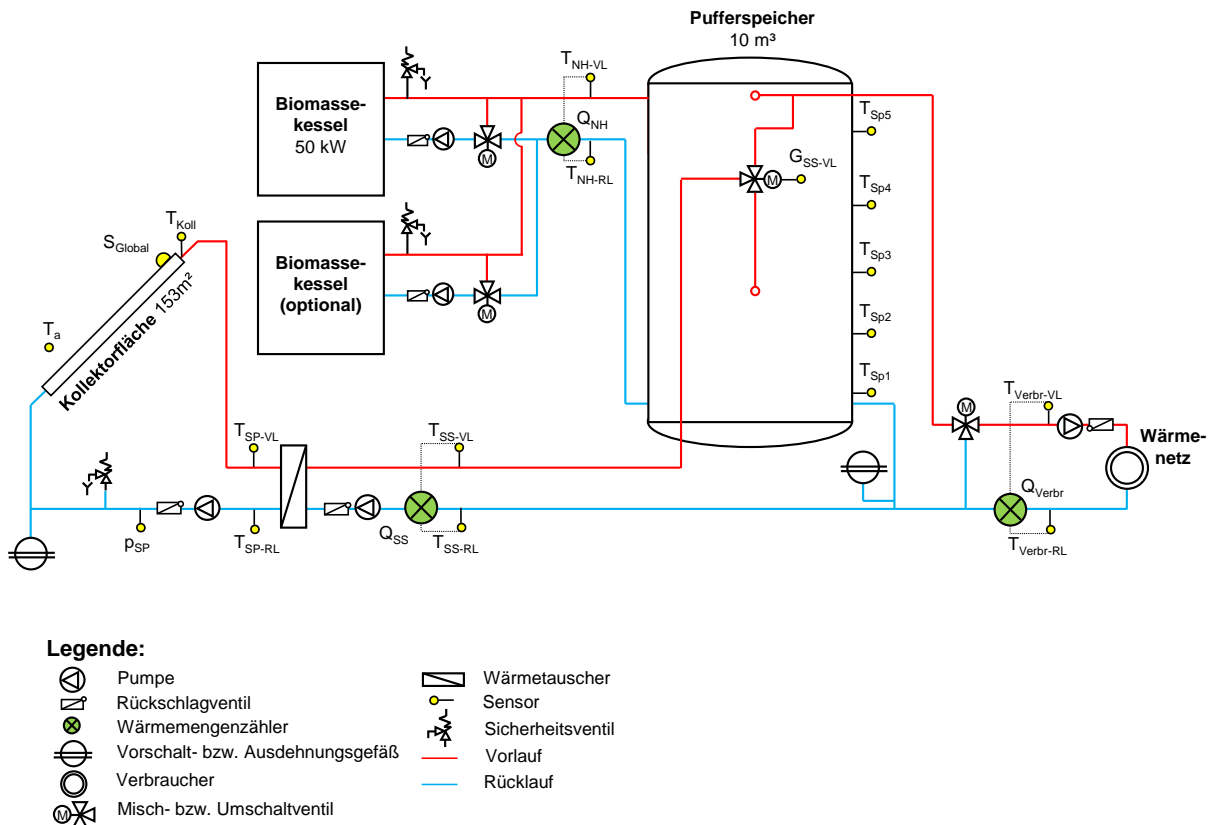


Abbildung 83: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Danzermühle“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

T_a	Außentemperatur
S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene im Bestand
T_{Koll}	Kollektortemperatur in Kollektorebene des Bestands
p_{SP}	Drucksensor im Solarprimärkreis des Bestands
T_{SP-VL}	Vorlauftemperatur des Bestands im Solarprimärkreis
T_{SP-RL}	Rücklauftemperatur des Bestands im Solarprimärkreis
Q_{SS}	Wärmemengenzähler des Bestands im Solarsekundärkreis
T_{SS-VL}	Vorlauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
T_{SS-RL}	Rücklauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
T_{Sp1}	Temperatur im Pufferspeicher unten
T_{Sp2}	Temperatur im Pufferspeicher mitte-unten
T_{Sp3}	Temperatur im Pufferspeicher mitte
T_{Sp4}	Temperatur im Pufferspeicher mitte-oben
T_{Sp5}	Temperatur im Pufferspeicher oben

Nachheizung

Q_{NH}	Wärmemengenzähler der Nachheizung (Biomassekessel)
T_{NH-VL}	Vorlauftemperatur der Nachheizung (Biomassekessel)
T_{NH-RL}	Rücklauftemperatur der Nachheizung (Biomassekessel)

Wärmenetz

Q_{Verbr}	Wärmemengenzähler Netzverbrauch
$T_{\text{Verbr-VL}}$	Vorlauftemperatur des Netzes (WMZ)
$T_{\text{Verbr-RL}}$	Rücklauftemperatur des Netzes (WMZ)

7.5.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 121 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Nahwärme Danzermühle“ zeigt einerseits die zwei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme in den Pufferspeicher; grün: Nachheizung durch Stückholzkessel) und andererseits den Wärmeoutput (orange: Verbraucher). Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 32 % abschätzen. Diese sind im Vergleich zu anderen Anlagen sehr hoch, was jedoch darauf zurückzuführen ist, dass das Wärmenetz nicht voll ausgebaut ist. Der Wärmebedarf ist dadurch geringer als erwartet, die Rohrleitungs- und Speicherverluste, die im Wesentlichen unabhängig vom Verbrauch sind, beziehen sich jedoch darauf.

Die hydraulische Einbindung der Solaranlage würde eine solare Einspeisung auch im Winter ermöglichen. Dafür ist es erforderlich, dass die Solaranlage auf möglichst niedrigen Temperaturen betrieben wird, auf die derzeitige Betriebsweise wird im Kapitel 7.5.5 näher eingegangen.

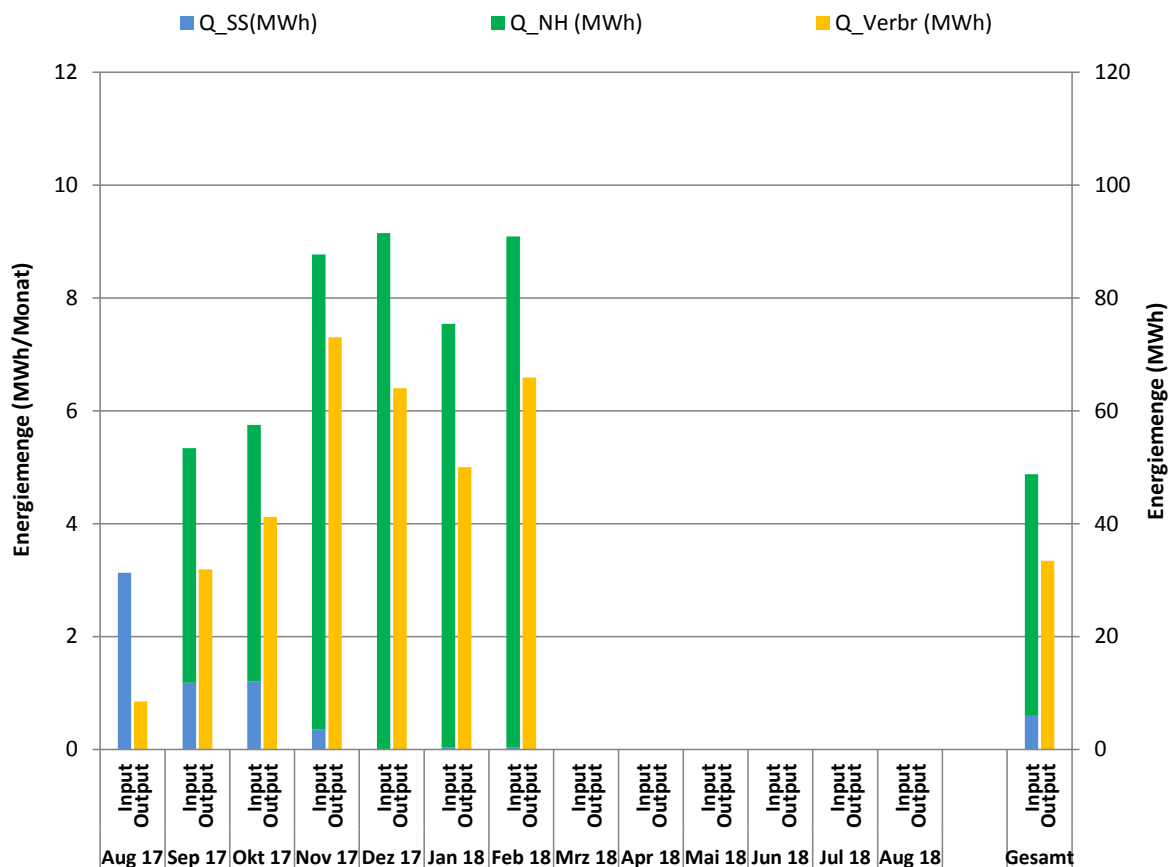


Abbildung 84: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Nahwärme Danzermühle“

In Abbildung 85 sind die Inputs und Outputs aus Abbildung 84 zusammengefasst und gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Die Temperaturen sind im August 2017 und Februar 2018 am höchsten und erreichen im November ein

Minimum. Der August war geprägt durch ein Überangebot an Solarwärme, im Herbst prägt die Nachheizung die Temperaturen im Speicher. Im Winter puffert der Speicher vorwiegend die diskontinuierlich eingespeiste Wärme aus der Nachheizung. In Abhängigkeit der Betriebsweise der Nachheizung ergeben sich die jeweiligen Temperaturen im Pufferspeicher.

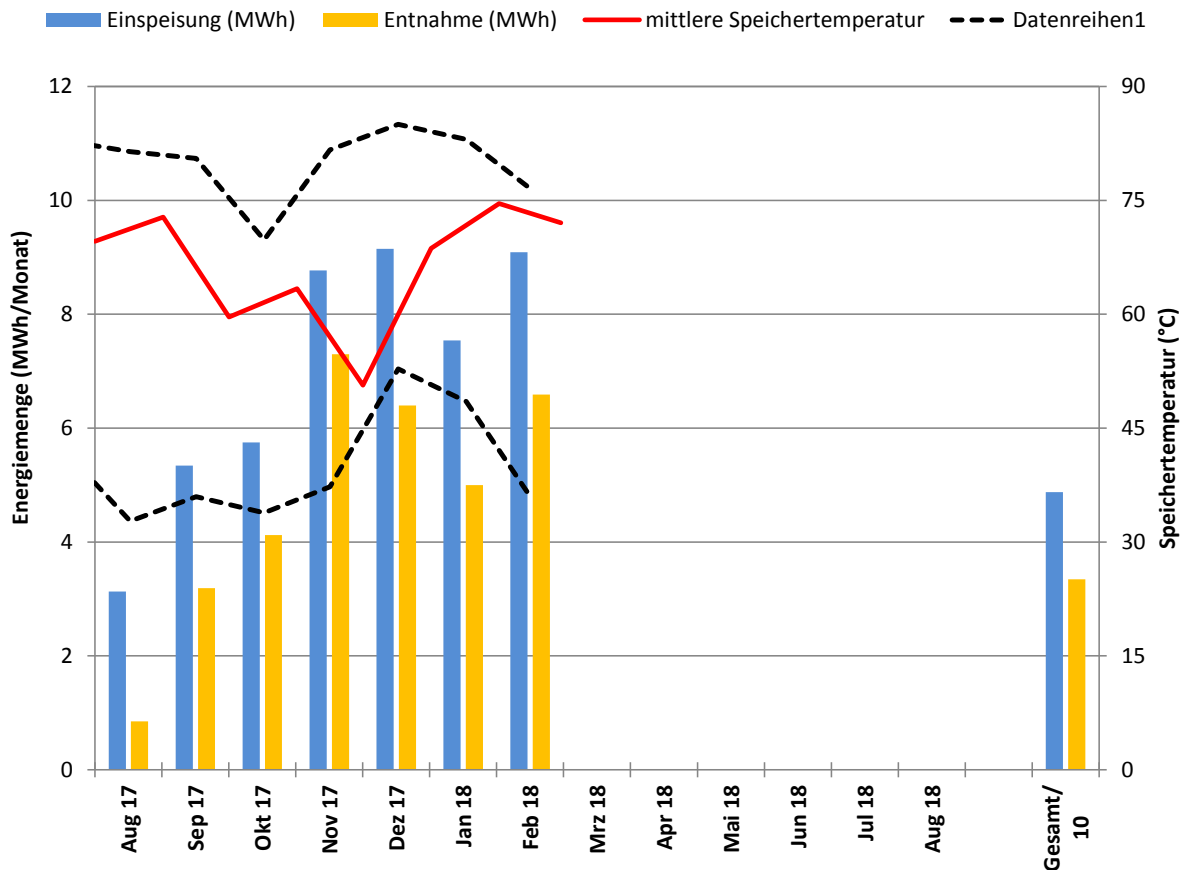


Abbildung 85: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Nahwärme Danzermühle“ vereinfacht und Pufferspeichertemperatur im Monitoringzeitraum

7.5.4 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 mit dem Programm Polysun durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 86 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse des spezifischen Solarertrags (blaue Linie) und der spezifischen Einstrahlung (orange Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 220 kWh/m^2 , die spezifische Jahreseinstrahlung zu 1071 kWh/m^2 berechnet. Der gemessene spezifische Solarertrag liegt in den ersten Monaten des Monitorings signifikant unter den Erwartungen. Der für den Betrachtungszeitraum prognostizierte spezifische Solarertrag ist mit etwa $97,8 \text{ kWh/m}^2$ im Vergleich zum gemessenen spezifischen Solarertrag von etwa $42,7 \text{ kWh/m}^2$ mehr als doppelt so hoch. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in einem geringeren Verbrauch als in der Simulation prognostiziert (siehe Abbildung 88) und andererseits in der Betriebsweise der Solaranlage, auf welche in Kapitel 7.5.5 näher eingegangen wird.

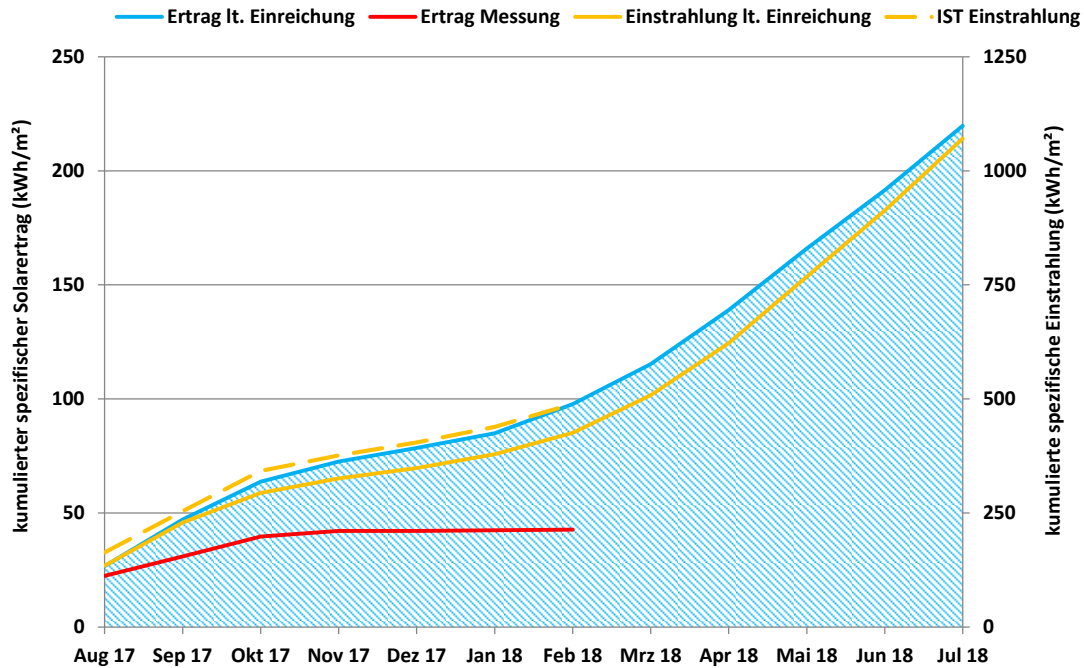


Abbildung 86: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen (Zeitraum August 2017 bis Februar 2018) und gemäß der eingereichten Simulationsrechnungen der Anlage „Nahwärme Danzermühle“

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit den prognostizierten Werten ist in Abbildung 87 dargestellt. Im August erreicht die Anlage eine solare Deckung von 100%, in den Monaten darauf liegt sie erheblich unter den Erwartungen, vom Dezember 2017 bis einschließlich Februar 2018 speist die Solaranlage quasi keine Wärme in den Pufferspeicher. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad wird erst nach Vorliegen von Daten über ein gesamtes Jahr ausgewertet, er wurde mit 29,4 % prognostiziert.

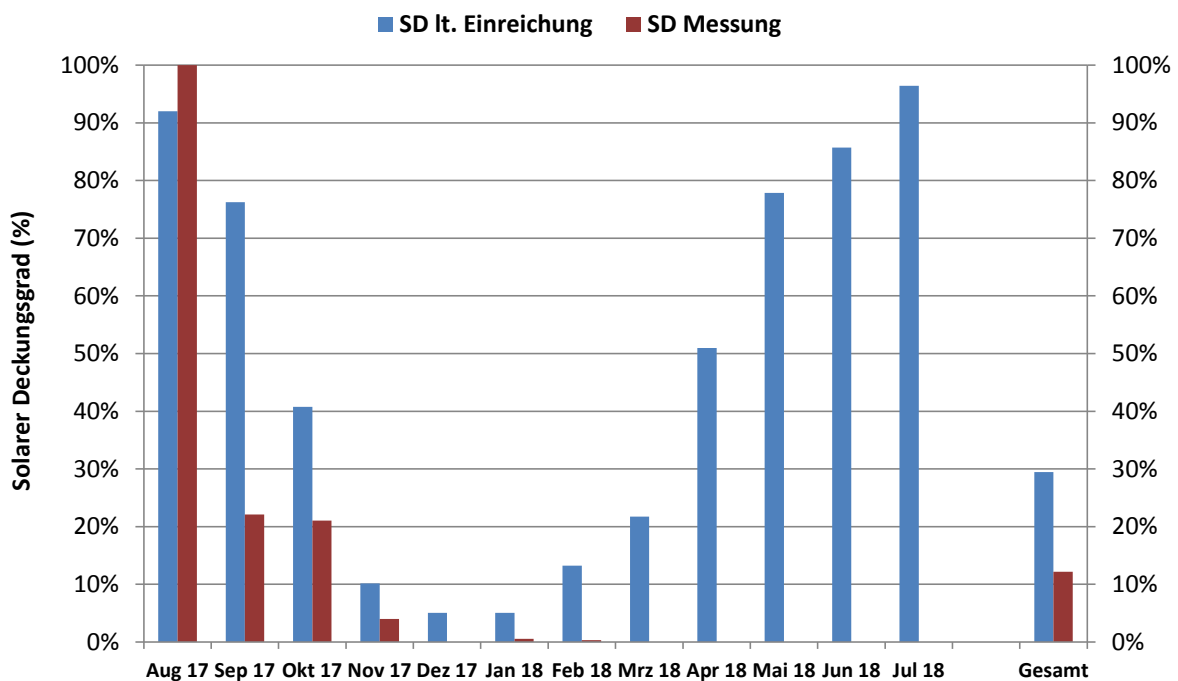


Abbildung 87: Solarer Deckungsgrad der Anlage „Nahwärme Danzermühle“ gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen (Zeitraum August 2017 bis Februar 2018)

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 88 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch kommt in der Simulationsrechnung auf rund 95 MWh. Der gemessene Verbrauch (rot, Zeitraum August 2017 bis Februar 2018) bleibt etwa 50% hinter der Prognose, was darauf zurückzuführen ist, dass der Endausbau des Wärmenetzes nicht erreicht ist.

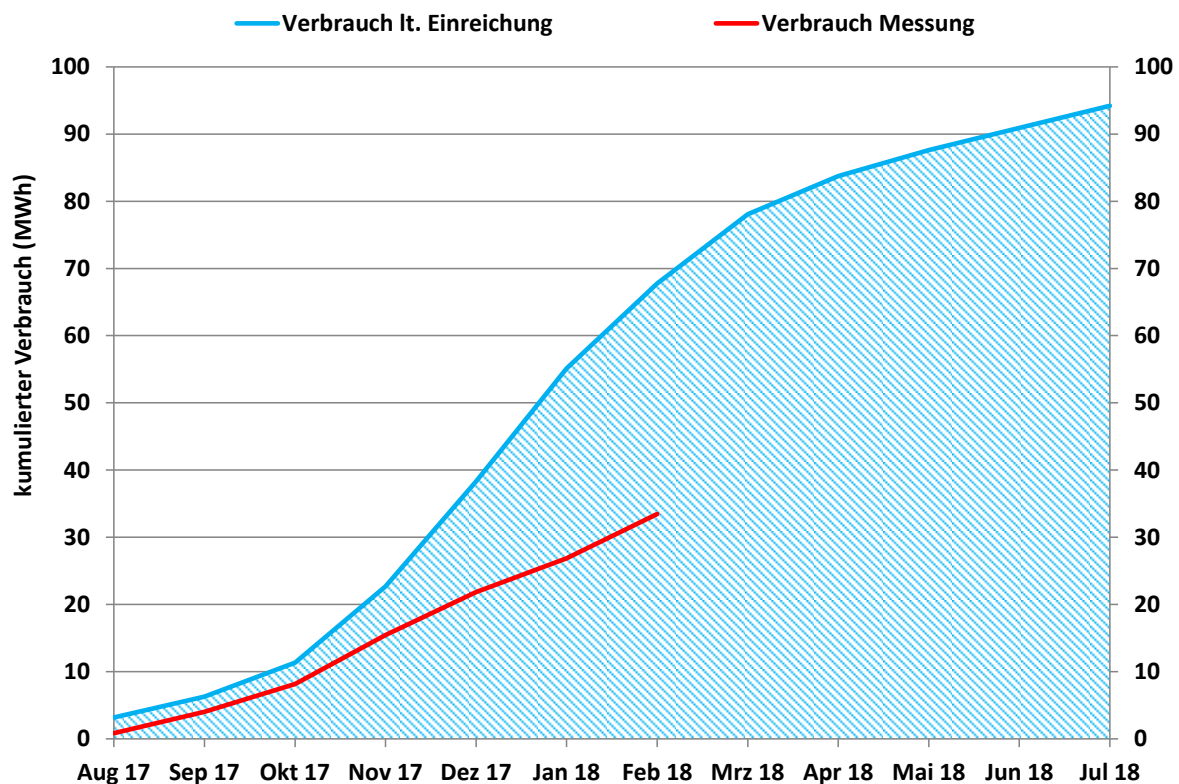


Abbildung 88: Verbrauch gemessen (Zeitraum August 2017 bis Februar 2018) und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „Nahwärme Danzermühle“

7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das Betriebsverhalten der Solaranlage ist exemplarisch für den 8.8.2017 in Abbildung 89 und den 15.10.2017 in Abbildung 90 (jeweils sonnige Wetterlage) dargestellt. Die beiden Diagramme enthalten die Messwerte der Kollektortemperatur, der Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, der Temperaturen im Pufferspeicher, der Außentemperatur, des Drucks im Solarprimärkreis sowie die Globalstrahlung über die 24 Stunden des jeweiligen Tages. Des Weiteren ist der Betrieb der Solaranlage markiert (grüne Fläche). Auffällig ist, dass während des Betriebs der Solaranlage die Vorlauftemperatur des Solarprimärkreises geringfügig höher ist als die Kollektortemperatur. Es wurde dem Betreiber empfohlen die Kollektortemperaturmessung zu überprüfen.

An beiden dargestellten Tagen treten schwankende Temperaturen im Solarprimärkreis auf. Am 8.8.2017 tritt dieses Verhalten auf, obwohl die Solaranlage durchgehend in Betrieb ist, am 15.10.2017 wird der Betrieb der Solaranlage wiederholt unterbrochen. An beiden Tagen wird die Solaranlage bei Temperaturen betrieben, die den Temperaturen im oberen Bereich des Pufferspeichers entsprechen. Für einen Sommerbetrieb wie am 8.8.2017 ist der Bereich der gemessenen Betriebstemperaturen nachvollziehbar. Es wurde dem Betreiber empfohlen die Regelung der Solaranlage zu überarbeiten, um die Schwankungen zu reduzieren und auch bei sinkender Außentemperatur und weniger Einstrahlung auf das Kollektorfeld eine kontinuierliche Betriebsweise zu gewährleisten. Des Weiteren wurde dem Anlagenbetreiber erläutert, dass die Betriebstemperatur des

Kollektorfeldes in Übergangszeiten und Wintermonaten gesenkt werden sollten, um Erträge zu erhöhen und pulsierender Betrieb zu vermeiden. Näheres dazu folgt später in diesem Kapitel.

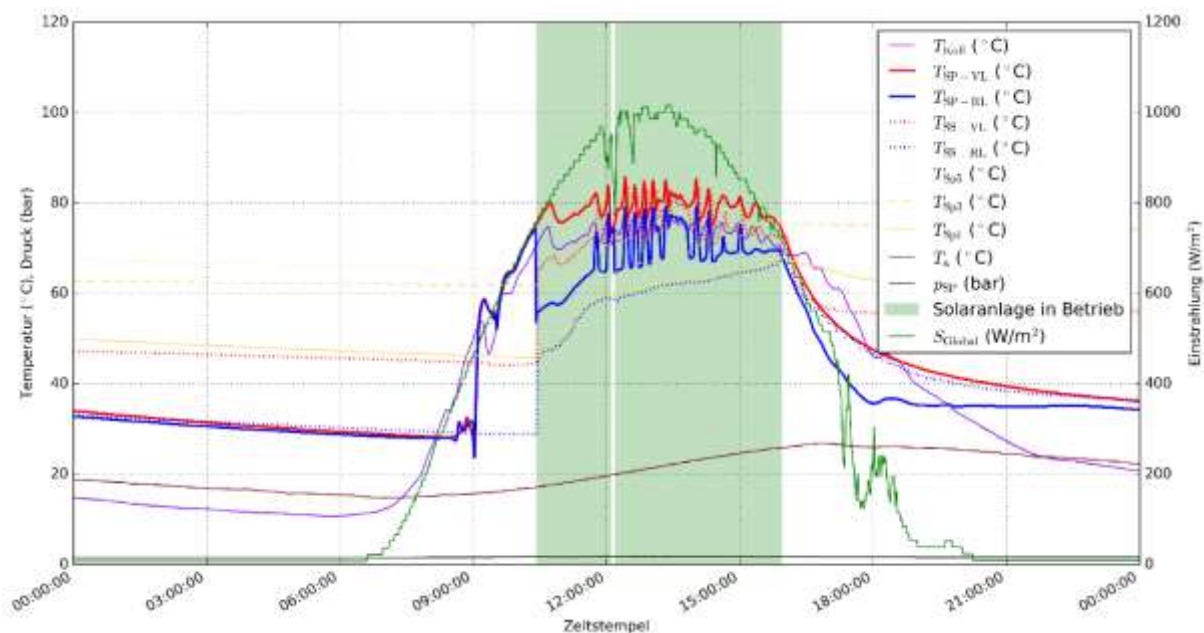


Abbildung 89: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauf­temperatur im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Außentemperatur, Druck im Solarprimärkreis, Betriebszustand der Solaranlage sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 8.8.2017)

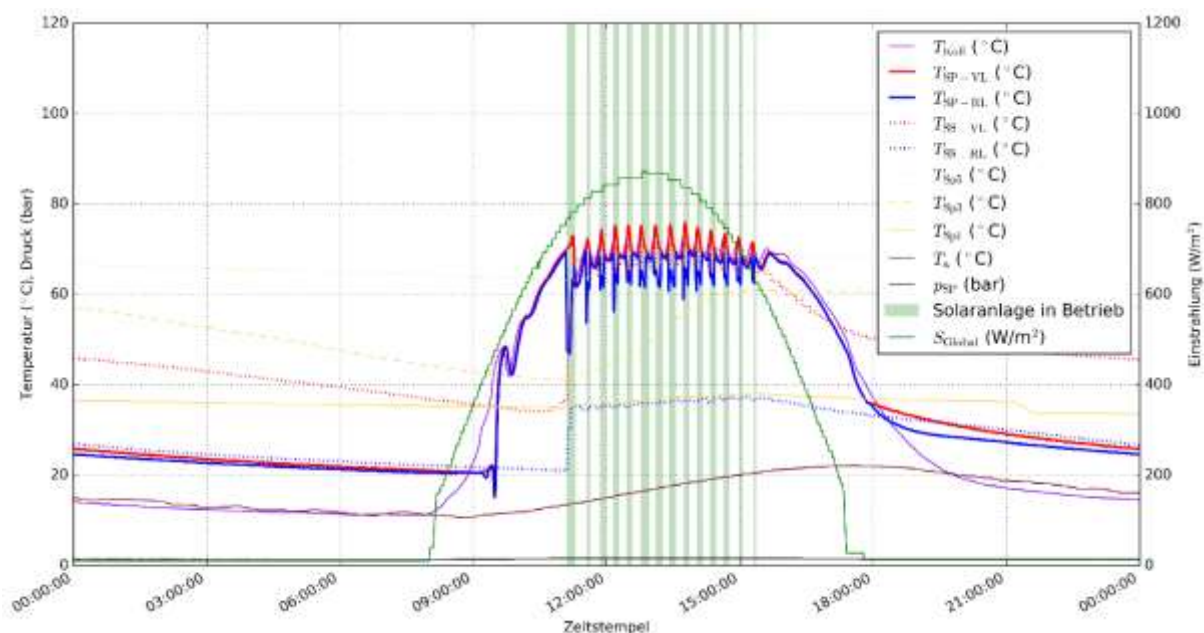


Abbildung 90: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauf­temperatur im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Außentemperatur, Druck im Solarprimärkreis, Betriebszustand der Solaranlage sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 15.10.2017)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage an dem wechselhaften 5.9.2017 ist in Abbildung 91 dargestellt. Das Diagramm enthält die Messwerte der Kollektortemperatur, der Vor- und Rücklauf­temperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, der Temperaturen im Pufferspeicher, der Außentemperatur, des Drucks im Solarprimärkreis sowie die Globalstrahlung über die 24 Stunden des Tages. Des Weiteren ist der Betrieb

der Solaranlage markiert. Die Solaranlage ist nur kurz zwischen 11 und 12 Uhr in Betrieb, was auf die geringe Einstrahlung zurückzuführen ist. Die Einstrahlung am Nachmittag ist gering, wengleich kurze Einstrahlungsspitzen auftreten. Ein Betrieb der Solaranlage fand in dieser Zeit nicht statt.

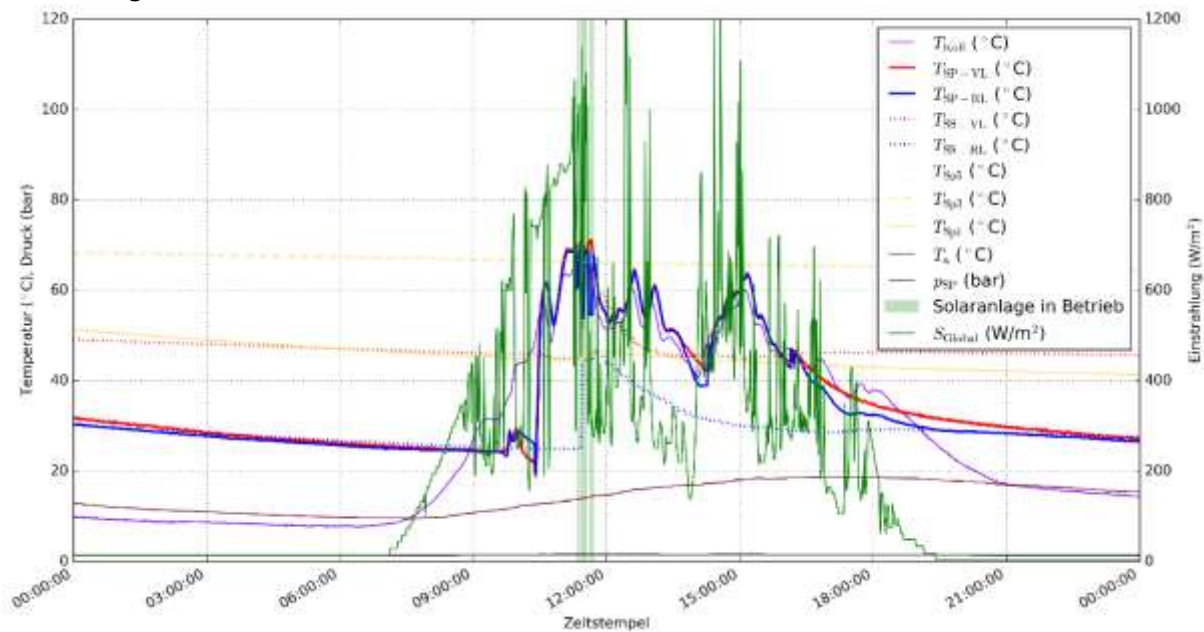


Abbildung 91: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauf­temperatur im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Außentemperatur, Druck im Solarprimärkreis, Betriebszustand der Solaranlage sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 5.9.2017)

Beispielhaft sind in Abbildung 92 für den 8.8.2017 die eingestrahelte Leistung auf das gesamte Kollektorfeld, die durch den Solarsekundärkreis an die Pufferspeicher übertragene Leistung sowie der daraus berechnete Wirkungsgrad dargestellt. Dieser liegt im Zeitraum von etwa 10:30 bis 16 Uhr zwischen 0,15 und 0,4. Dies ist im Vergleich zu anderen Nachwärmenetzen mit Solaranlagen gering, weshalb eine eingehendere Analyse der Betriebstemperaturen und ein Vergleich mit einfach abgedeckten Flachkollektoren vorgenommen wurden und in den weiteren Abschnitten beschrieben sind.

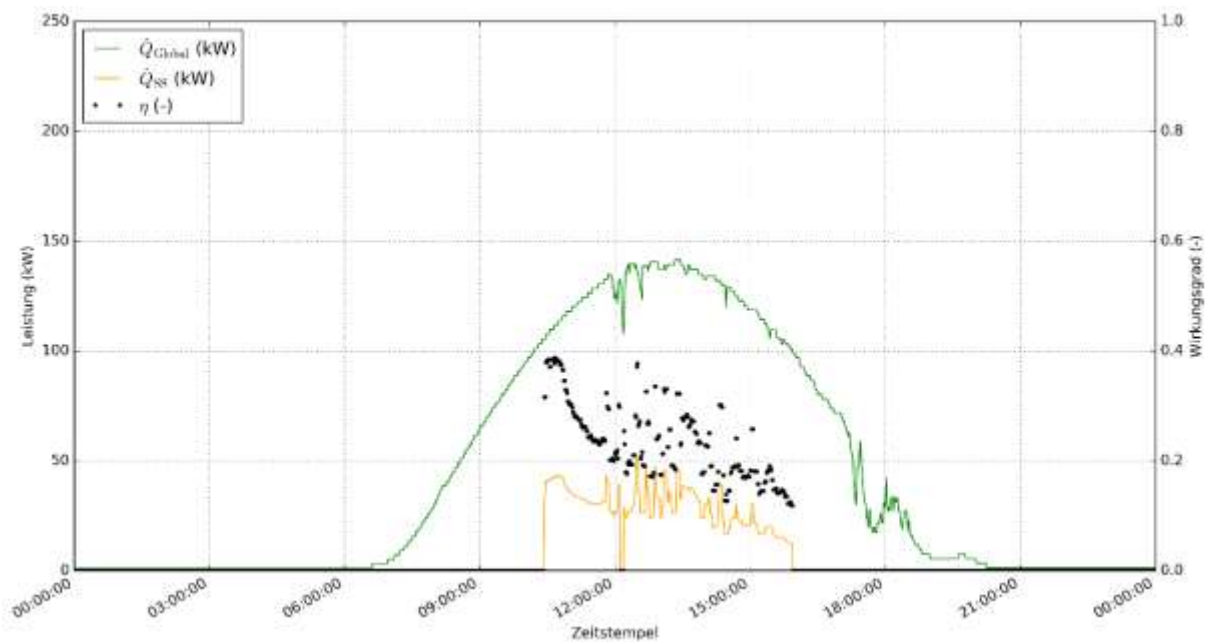


Abbildung 92: Beispielhafte eingestrahelte Leistung (auf gesamtes Kollektorfeld) und durch den Solarsekundärkreis an den Pufferspeicher übertragene Leistung sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 8.8.2017)

Abbildung 93 zeigt die Energiemengen des Wärmemengenzählers im Solarsekundärkreis bei der jeweils auftretenden Solarprimärvorlauf-, Solarprimärrücklauftemperatur, mittleren Temperatur des Solarprimärkreises und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Solarprimärkreises und der Außentemperatur. Die meiste Energie wird im Solarsekundärkreis bei Vorlauftemperaturen des Solarprimärkreises zwischen 70 °C und 95 °C und bei Rücklauftemperaturen zwischen 45 °C und 75 °C übertragen. Die Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Solarprimärkreises und Außentemperatur tritt gehäuft zwischen 45 K und 55 K auf.

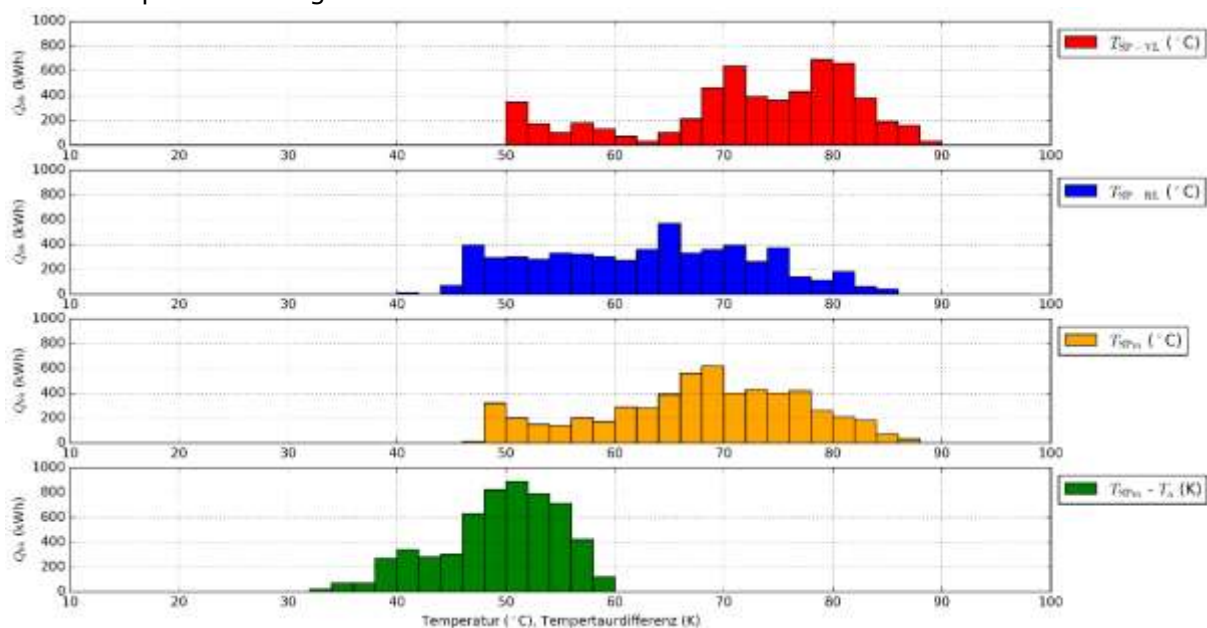


Abbildung 93: Energiemengen des Solarsekundärkreises je Solarprimärvorlauf-, Solarprimärrücklauf-, mittlerer Solarprimärtemperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Solarprimärtemperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 1.8.2017 bis 31.12.2017)

Abbildung 94 zeigt Leistungskennlinien eines marktüblichen abgedeckten Kollektors im Vergleich zu einem Kollektor des Solardach AS bei einer Einstrahlung 1000 W/m^2 und einer Luftgeschwindigkeit von 0 m/s (keine Luftströmung, grün gestrichelte Linie) und 3 m/s (aus Fachliteratur bekannt, mittlere Luftströmung, grüne Linie). Die Grafik zeigt auf, dass der Kollektor des Solardach AS bei Umgebungsbedingungen ohne Luftströmungen am Kollektor und geringer Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur ($0 - 20 \text{ K}$) höhere und gleich hohe Leistung erbringt wie der abgedeckte Kollektor, diese Leistungsfähigkeit jedoch mit höherer Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur ($>20 \text{ K}$) stark abnimmt. Besonders die Luftströmung am Kollektor hat großen leistungsmindernden Einfluss. Die Luftströmungen am Kollektorfeld werden bei der Begleitforschung zwar nicht erfasst, es ist jedoch anzunehmen, dass Luftströmungen am Kollektorfeld auftreten. Nur sehr selten dürfte absolute Windstille herrschen. Der Betriebsbereich des Kollektorfeldes ist zwischen der grün gestrichelten und der durchgezogenen grünen Linie anzunehmen. Im Vergleich zum abgedeckten Kollektor ist mit niedrigeren Erträgen zu rechnen.

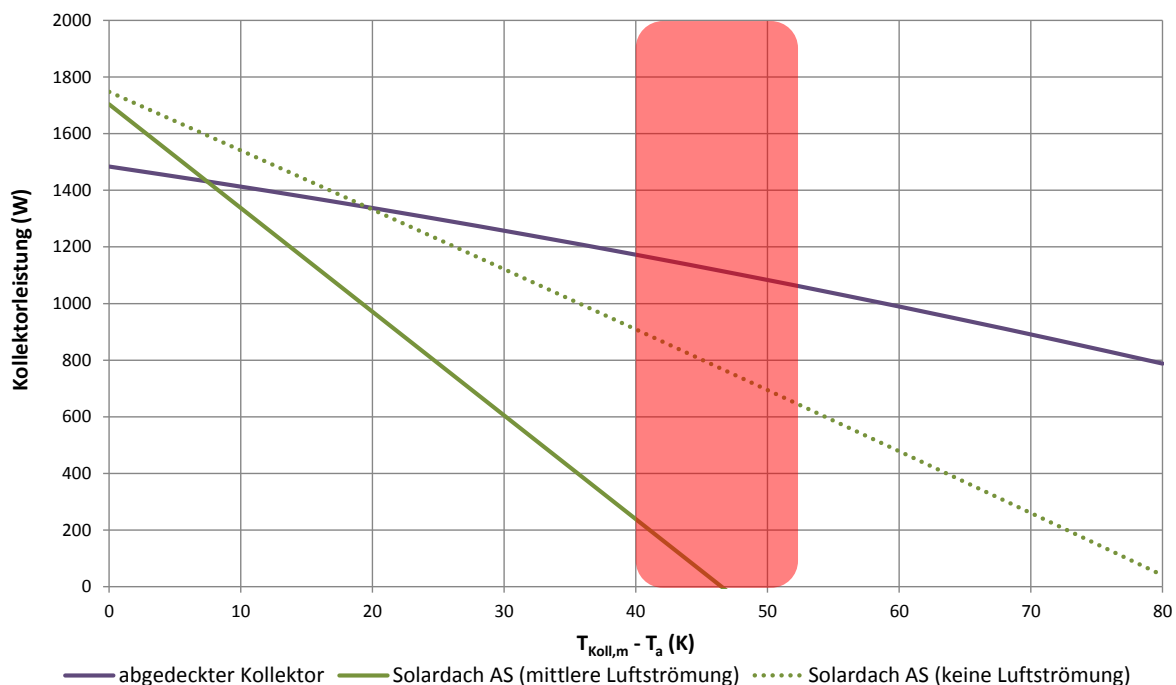


Abbildung 94: Leistungskennlinien (violett „abgedeckter Kollektor“ und grün „Solardach AS“) bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 und Kennzeichnung des Betriebstemperaturbereichs (rotes Feld) (Quelle der Wirkungsgradkennwerte: Solar Collector Factsheet Nr. C970; <http://www.spf.ch/Kollektoren.111.0.html>)

Die Betriebsweise bei den aufgezeigten Solarprimärtemperaturen bewirkt einen erheblich geringeren Solarertrag, was bereits im Kapitel 7.5.3 beschrieben wurde. Dem Anlagenbetreiber wurde angeraten diese Betriebsweise dahingehend anzupassen, dass es der Solaranlage möglich ist bei niedrigeren Temperaturen betrieben zu werden und dadurch die prognostizierten Erträge zu erbringen. Der Anlagenbetreiber wird die Betriebsweise der gesamten Anlage in den kommenden Wochen überarbeiten und die Empfehlungen des Teams der Begleitforschung berücksichtigen.

Den Betrieb der Nachheizung zeigen Abbildung 95 und Abbildung 96 exemplarisch für den 4.10.2017 und den 7.12.2017. Es ist erkennbar, dass die Nachheizung am 4.10.2017 tagsüber durchgehend und wiederkehrend über den ganzen Tag verteilt betrieben wird. Am 7.12.2017 wird die Nachheizung nachts betrieben. Alle Temperaturen im Speicher sind am 4.10.2017 am Ende des durchgehenden Betriebs bei etwa $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (der

Pufferspeicher ist durchgeladen) und werden wiederkehrend auf über 60 °C im unteren Pufferspeicherbereich gehalten. Am 7.12.2017 ist die untere Pufferspeichertemperatur am Ende der jeweiligen durchgehenden Betriebsphase auf etwa 70 °C oder darüber. Die Leistung der Nachheizung liegt an diesen Tagen in der durchgehenden Betriebsphase bei etwa 40 kW. Die Leistung der Solaranlage liegt am 4.10.2017 während einer sehr kurzen Betriebsphase um etwa 13:30 Uhr bei etwa 20 kW, am 7.12.2017 liegt sie (abgesehen von kurzen Spitzen) bei 10 kW. Am 4.10.2017 wird der Solarsekundärkreis auf Temperaturen über 70 °C betrieben, am 7.12.2017 bei etwa 50 °C bis 60 °C. Die Temperatur im unteren Speicherbereich steigt in dieser Phase von etwa 45 °C auf etwa 55 °C.

Diese beiden Tage zeigen auf, dass die Betriebsweise der Nachheizung den Betrieb der Solaranlage behindert und somit deren Erträge verringert. An beiden Tagen tritt eine Einstrahlung auf, die einen längeren Betrieb bei höherer Leistung vermuten lässt, wenn man die Solaranlage auf niedrigerem Temperaturniveau betreiben würde. Da jedoch die Speichertemperaturen (auch im unteren Speicherbereich) sehr hoch sind, ist der Betrieb der Solaranlage deutlich eingeschränkt. Dieser Sachverhalt wurde dem Anlagenbetreiber verdeutlicht und auf die bereits erwähnte Empfehlung der Senkung der Betriebstemperaturen verwiesen.

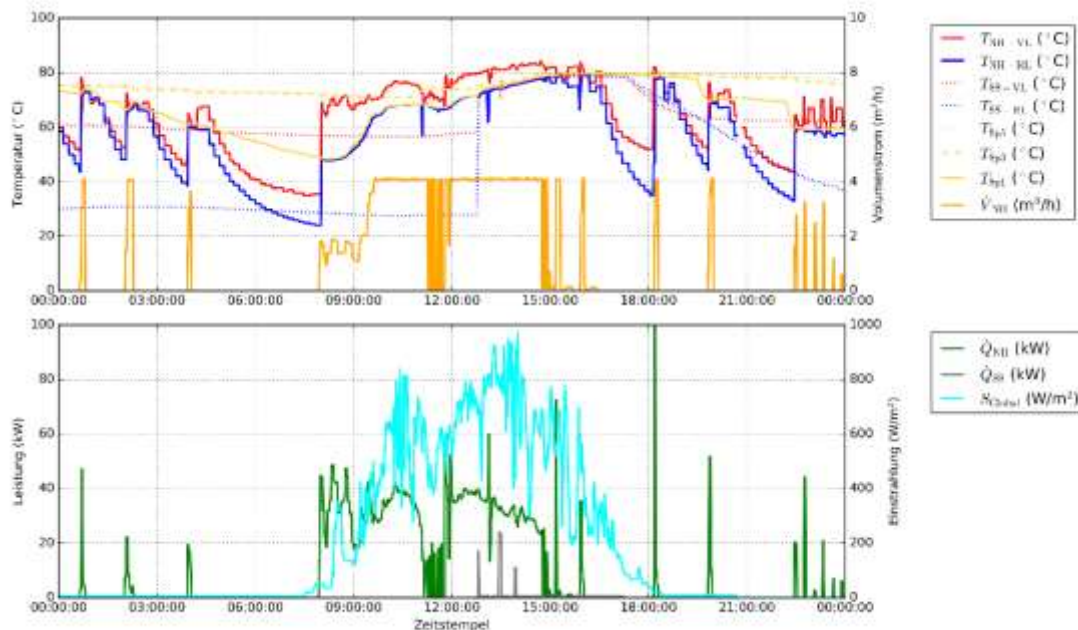


Abbildung 95: Vor- und Rücklauftemperatur der Nachheizung, Vor- und Rücklauftemperatur im Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Durchfluss und Leistung der Nachheizung, Leistung des Solarsystems und Globalstrahlung (4.10.2017)

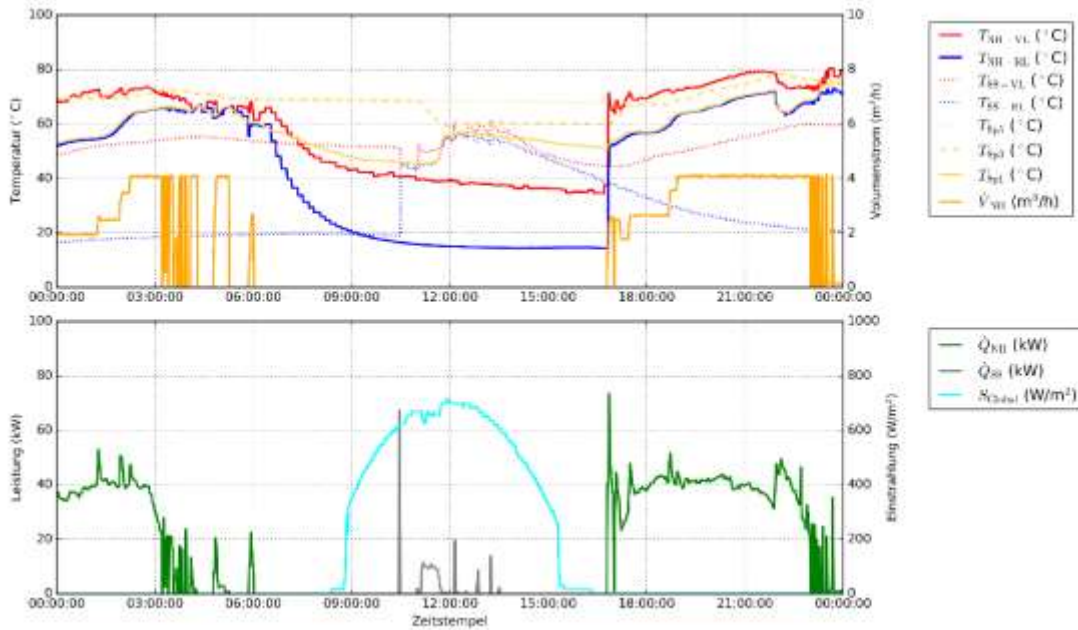


Abbildung 96: Vor- und Rücklauf­temperatur der Nachheizung, Vor- und Rücklauf­temperatur im Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Durchfluss und Leistung der Nachheizung, Leistung des Solarsystems und Globalstrahlung (7.12.2017)

Den Betrieb des Wärmenetzes zeigt Abbildung 97 exemplarisch für den 14.12.2017. Es ist erkennbar, dass den Großteil des Tages eine geringe Leistung ans Wärmenetz übertragen wird und die Netztemperaturen geringer sind, als die Temperaturen im Speicher. Lediglich ab 20 Uhr steigen die an das Wärmenetz übertragene Leistung und die Netztemperatur an.

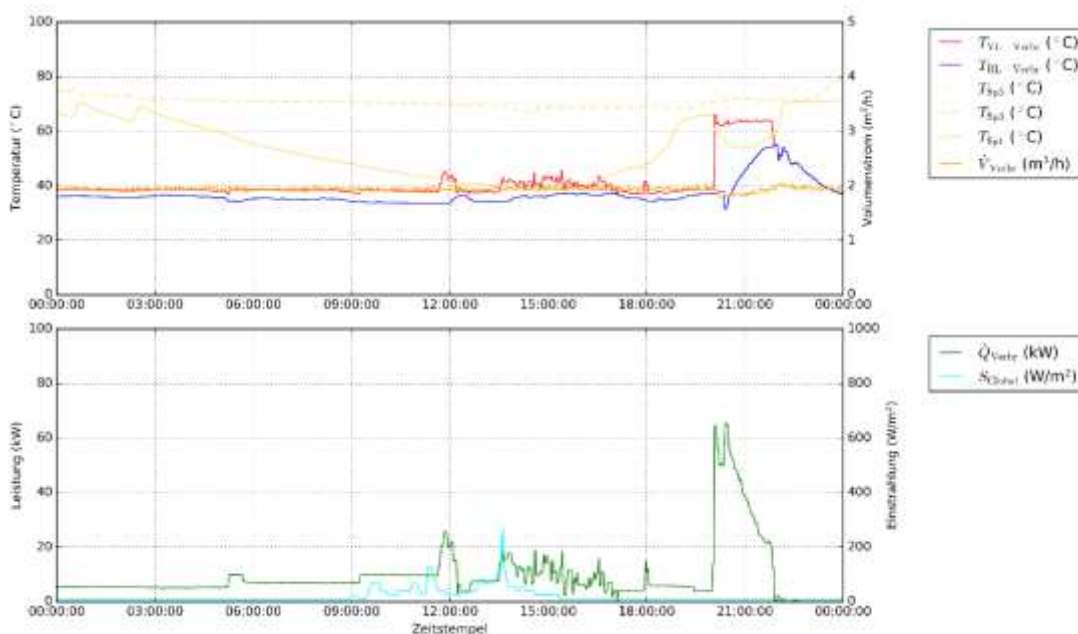


Abbildung 97: Vor- und Rücklauf­temperatur der Verbraucher, Temperaturen im 10 m³ Pufferspeicher, Durchfluss und Leistung der Verbraucher und Globalstrahlung (14.12.2017)

7.5.6 Anlagen Status Quo

Die Solaranlage der „Nahwärme Danzermühle“ weist im Betrachtungszeitraum einen sehr geringen spezifischen Solarertrag und daraus folgenden geringen solaren Deckungsgrad auf. Dies ist daran erkennbar, dass erstens im Vergleich zur Ertragsprognose niedrige Anlagenkennwerte erreicht wurden (siehe Kapitel 7.5.4) und zweitens im Vergleich zu anderen Anlagen die Kennwerte erheblich unter den Erwartungen liegen.

Wesentliche Überlegungen der Systemintegration aus der Einreichung wurden nicht umgesetzt. So wurden die Überlegungen zur Temperaturschichtung im Pufferspeicher samt entsprechenden Einrichtungen und eine Nutzung lediglich eines Teils des Pufferspeichers für die Nachheizung nicht berücksichtigt. Des Weiteren wurde der bei der Einreichung besprochene potentielle Vorteil niedriger mittlerer Kollektorfelddtemperaturen nicht realisiert und auf die besonderen Anforderungen an den Pufferspeicher nicht eingegangen.

Es ist nicht absehbar, dass die Solaranlage der „Nahwärme Danzermühle“ die prognostizierten Solarerträge erreichen wird. Die Ursachen liegen im Wesentlichen an den hohen Betriebstemperaturen der Solaranlage, die aufgrund der Kollektortechnologie (unabgedeckte Kollektoren) ungünstig sind. Die hohen Betriebstemperaturen sind bei ausreichend verfügbarer Solarstrahlung (Sommerbetrieb) nachvollziehbar, da mit der Solaranlage der gesamte Wärmebedarf gedeckt wird und ein Überschuss an Wärme vorhanden ist. In Übergangszeiten und im Winter kann die Solaranlage Wärme bei Temperaturen, die im Pufferspeicher herrschen nur eingeschränkt einspeisen, da der Wirkungsgrad des Kollektorfeldes aufgrund der Kollektortechnologie bei niedrigen Umgebungstemperaturen und dadurch erhöhter Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung stark abnimmt (siehe Kapitel 7.5.5). Wie im Kapitel 7.5.2 erläutert wird, ist der Pufferspeicher verhältnismäßig klein und Einrichtungen zur Temperaturschichtung fehlen. Des Weiteren ist der Rücklauf der Nachheizung unten am Speicher angebracht, was dazu führt, dass die Nachheizung den Speicher durchladen kann. Der derzeit betriebene 50 kW-Stückholzkessel bringt die Wärme von einem vollständigen Abbrand auf für unabgedeckte Kollektoren vergleichsweise hohem Temperaturniveau ein. Für die Solaranlage bleibt dann kein Speicherwasser auf niedrigem Temperaturniveau, bei dem sie auch bei hohem Strahlungsangebot Wärme einbringen kann. Eine Absenkung der Betriebstemperaturen der Solaranlage ist durch Anpassung der Regelung samt Anpassung der Hydraulik (Vorhaltung von Puffervolumen für die Solaranlage) zwar möglich, es ist jedoch nicht zu erwarten, dass die Nachteile der Anlagenkonfiguration zur Gänze regelungstechnisch kompensiert werden können. Ein weiterer Aspekt ist die Senkung der Rohrleitungs- und Speicherverluste, die verhältnismäßig hoch sind. Außerdem ist die Messung der Kollektortemperatur zu überprüfen.

Die genannten Auffälligkeiten wurden dem Betreiber kommuniziert, welche Maßnahmen getroffen werden ist zum Zeitpunkt der Berichtslegung ungeklärt und wird in weiterer Folge mit dem Betreiber abgestimmt.

7.6 Fernheizwerk Graz, Stmk.

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fernheizwerk Graz (FHW Graz)
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (Einspeisung in das Fernwärmenetz Graz)
<u>Verbraucher:</u>	Fernwärmenetz Graz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	2.744 m ² , Flachkollektor (Ökotech, KBB, Arcon, GREENoneTEC, Savosolar)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	414 kWh/m ² a (Simulation - bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase gestartet mit September 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bereits 2007 wurde nahe dem Standort der Energie Steiermark in der Grazer Puchstraße (ein wichtiger Versorgungspunkt im Fernwärmenetz der Stadt Graz) von der Fa. S.O.L.I.D. GmbH die größte österreichische solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von rund 5.000 m² errichtet. Bis Ende September 2014 wurde die Anlage um weitere Kollektorfelder mit einer Bruttokollektorfläche von rund 2.490 m² erweitert. Die einzelnen Teilkollektorfelder wurden hierfür sukzessive nördlich der bestehenden Anlage direkt auf dem Gelände des angrenzenden Fernheizwerks installiert (siehe Abbildung 99). Dabei wurden Teilkollektorfelder der Anlage über das Förderprogramm „Solarthermie – solare Großanlagen 2011“ gefördert als auch vom Begleitforschungsteam im Zuge einer einjährigen Monitoringphase analysiert und begleitet.

Im Rahmen weiterer Ausbaustufen im Laufe der Jahre 2015 bis 2016 wurden zusätzliche Kollektorfelder installiert, sodass die Anlage auf dem Gelände des Fernheizwerks aktuell eine Bruttokollektorfläche von 2.744 m² aufweist. Hydraulisch wird die gewonnene solarthermische Wärme der gesamten Anlage (Bestand und Erweiterungen) mittels einer Sammelleitung (teils erdverlegt, teils frei verlegt) zunächst zur Technikzentrale transportiert und über einen Wärmetauscher in das Fernwärmenetz der Stadt Graz eingespeist. Die Technikzentrale beinhaltet die hierfür notwendigen Komponenten wie Pumpengruppen, Wärmetauscher sowie Ausdehnungs- und Sicherheitsarmaturen und ist in einem Technikcontainer (siehe Abbildung 100) auf dem Gelände des Fernheizwerks untergebracht. Im Rahmen der Erweiterung wurden Großkollektoren unterschiedlicher Hersteller mit identischer Ausrichtung und Aufstellung verbaut. Das Teilfeld mit den Kollektoren von Savosolar und einer Bruttokollektorfläche von 254 m² ist über einen zusätzlichen Wärmetauscher eingebunden, da aufgrund des Kollektortyps (Vollaluminiumabsorber) ein anderes Wärmeträgermedium benötigt wird. Das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes liegt im langjährigen Mittel nach Informationen des Netzbetreibers bei ca. 120/70 °C in der Kernheizperiode bzw. bei ca. 80/50 °C in den Sommermonaten.

Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Anlage erfolgt durch die Fa. S.O.L.I.D. über ein „Contracting-Modell“. Die solarthermisch generierte Wärme wird an den Betreiber des Wärmenetzes (Energie Steiermark) verkauft.



Abbildung 98: Ansicht des Kollektorfeldes auf dem Gelände des Fernheizwerks Graz im Vordergrund. Im Hintergrund ist das Fernheizwerk inkl. Kesselhaus erkennbar. Rechts neben dem Kollektorfeld ist die Fernwärmeleitung zwischen dem Kraftwerk Mellach sowie dem Standort des Fernheizwerks in der Graz-Puchstraße erkennbar (Bildquelle: Picfly.at, Thomas Eberhard)



Abbildung 99: Satellitenbild der Solaranlage Fernheizwerk Graz (Bildquelle: Google Maps)



Abbildung 100: Blick in den Technikcontainer und Ansicht der beiden Umwälzpumpen sowie der beiden Wärmetauscher der Anlage (Bildquelle: AEE INTEC).

Eine Tabelle der unterschiedlichen Kollektortypen, deren verbaute Bruttokollektorfläche als auch die in den Kollektoren eingesetzte Abdeckungsart sowie der verwendete Absorbentyp aller Erweiterungsstufen sind in Tabelle 6 angeführt. Insgesamt wurden im Rahmen der einzelnen Erweiterungsstufen sieben unterschiedliche Großkollektortypen von fünf Herstellern (Arcon Sunmark, GREENoneTEC, KBB, Ökotech, Savosolar) installiert. Dabei sind die verbauten Kollektoren von vier Herstellern mit zweifacher Abdeckung (Doppelglas oder Einzelglas plus Folie) und von einem Hersteller mit Einzelglas ausgeführt.

Eine Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der bei der Anlage zum Einsatz kommenden Kollektoren ist in Abbildung 101 dargestellt. Hierbei ist deutlich die Bandbreite der erreichbaren Wirkungsgrade (unter Laborbedingungen nach DIN EN ISO 9806:2014) bzw. der thermischen Leistungsfähigkeit bei unterschiedlichen mittleren Kollektortemperaturniveaus erkennbar (Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m²; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche)). Die maximale Differenz im theoretisch erreichbaren Wirkungsgrad beträgt bei bspw. 70 °C mittlerer Kollektortemperatur 9,1%.

Tabelle 6: Übersicht über die bei der Anlage „FHW II“ zum Einsatz kommenden Kollektoren inkl. Bruttokollektorfläche, Absorber- und Abdeckungstyp.

Hersteller	Arcon	KBB	Ökotech	Ökotech	Ökotech	GoT	SAVO
Handelsname	HT-S 35/10	K5 Giga+	HT2014	HT2012	HT2009	GK 3003	Savo 15SG
Bruttokollektorfläche	1032 m ²	522 m ²	475 m ²	50 m ²	200 m ²	211 m ²	254 m ²
Absorber	Harfe	Harfe	Harfe	Harfe	Harfe	Mäander	Direkt durchströmt (Vollaluminium)
Abdeckung	Einzelglas + Folie	Einzelglas + Folie	Doppelglas	Einzelglas + Folie	Einzelglas + Folie	Doppelglas	Einzelglas

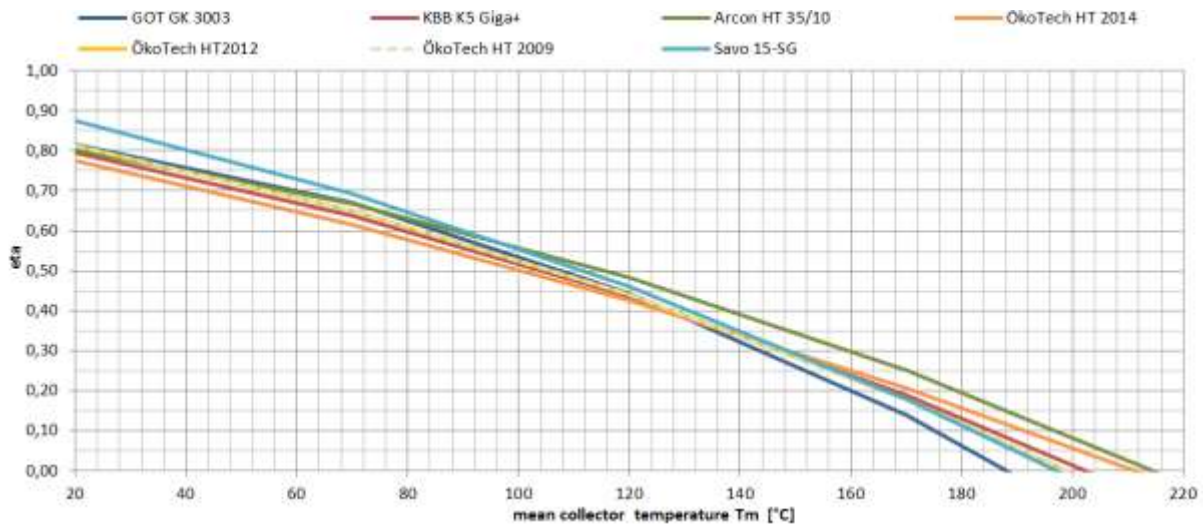


Abbildung 101: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der bei der Anlage „Fernheizwerk Graz“ zum Einsatz kommenden Kollektoren. Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m²; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche).

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulik- bzw. Messkonzept der Erweiterungen in Kombination mit der seit 2007 bestehenden Anlage sowie der am Standort des Fernheizwerks Graz befindlichen Gasspitzenlastkessel und die Anbindung dieser an das Fernwärmenetz ist in Abbildung 102 dargestellt.

Dabei speist das gesamte Kollektorfeld der neu errichteten Kollektorfelder in die bereits für die Erstanlage errichtete Sammelleitung ein. Die Wärme aus beiden Abschnitten wird dann in der in rund 100 Meter Entfernung errichteten Übergabestation über zwei Wärmetauscher in das Fernwärmenetz der Stadt Graz eingespeist. Dabei wird aus dem Rücklauf entnommen und solare Wärme dem Vorlauf des Netzes beigemischt. Aufgrund des geringen Mengenanteils der solaren Wärme im Vergleich zur im Netz transportierten Wärmemenge ergibt sich für das Solarsystem auch die Möglichkeit, solare Wärme in den Wintermonaten auf einem niedrigeren Temperaturniveau als das Netzvorlauftemperaturniveau einzuspeisen. Des Weiteren befinden sich am Standort des Fernheizwerks Graz noch weitere Gasspitzenlastkessel, welche nach Bedarf Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen können.

Wie bereits angeführt, wurden im Zuge der Erweiterungen Kollektoren unterschiedlicher Kollektorhersteller verbaut. Die Anlage besteht insgesamt aus acht Subfeldern, jeweils bestehend aus ein bis max. vier parallel verschalteten Reihen. In jedem Subkollektorfeld bzw. jeder Kollektorreihe befinden sich jeweils Kollektoren des gleichen Typs (vgl. Abbildung 103).

Das Monitoring wurde nach dem Standard des Begleitforschungsprogramms ausgeführt, wobei alle Subkollektorfelder aller Erweiterungsstufen, jedoch nicht die 2007 errichtete Bestandsanlage, messtechnisch erfasst wurden. Hierfür wurden jeweils die Vor- und Rücklauftemperatur für jedes Subkollektorfeld sowie die Wärmemenge inkl. Volumenstrom und Vor- bzw. Rücklauftemperatur der Anlage messtechnisch erfasst. Des Weiteren wurde für die Anlage ein Außentemperaturfühler und Globalstrahlungssensor verbaut (vgl. Abbildung 103).

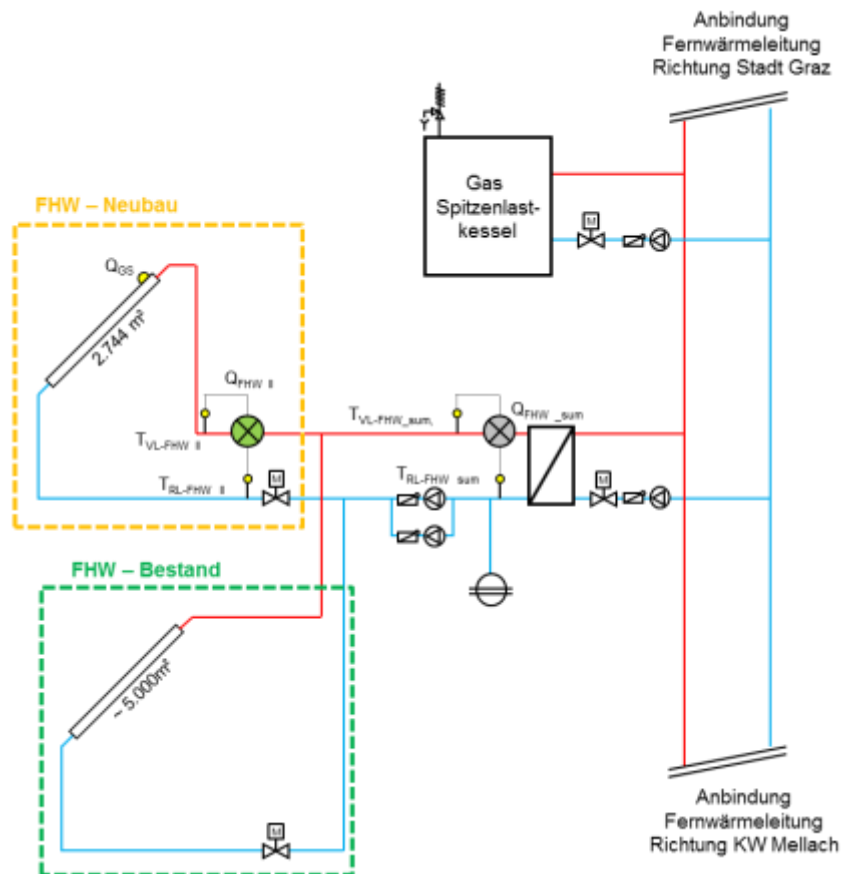


Abbildung 102: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Fernheizwerk Graz“ im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung (grün/grau: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der in Abbildung 102 angeführten Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Allgemein

Q_{GS} Globalstrahlungssensor

Kollektorfeld FHW II - Neubau

$T_{VL-FHW II}$ Solarvorlauftemperatur FHW II – Neubau
 $T_{RL-FHW II}$ Solarrücklauftemperatur FHW II - Neubau
 $Q_{FHW II}$ Wärmemengenzähler FHW II - Neubau

Die Messpunkte zum beschriebenen Messkonzept der Anlage sind in Abbildung 103 dargestellt.

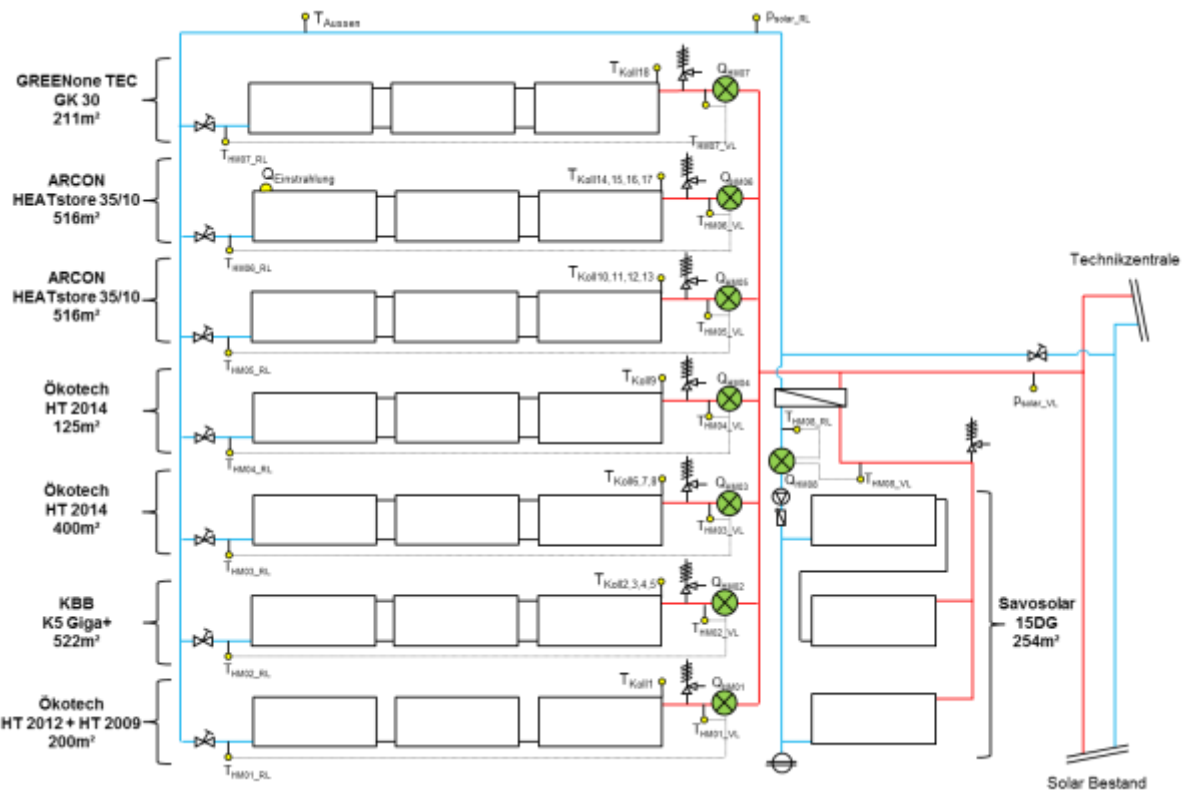


Abbildung 103: Erweitertes Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Fernheizwerk Graz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der in Abbildung 103 angeführten Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Allgemein:

Q Einstrahlung	Globalstrahlungssensor
P _{Solar_RL}	Drucksensor Solarkreis-Rücklauf
P _{Solar_VL}	Drucksensor Solarkreis-Vorlauf
T _{Aussen}	Außentemperaturfühler

Kollektorfeld:

T _{HM01 (bis HM08)_VL}	Vorlauftemperatur Subkollektorfeld 1 bis 8
T _{HM01 (bis HM08)_RL}	Rücklauftemperatur Subkollektorfeld 1 bis 8
Q _{HM01(bis HM08)}	Wärmemengenzähler Subkollektorfeld 1 bis 8
T _{Koll1 (bis 18)}	Kollektortemperaturfühler in den einzelnen Kollektorreihen der Subkollektorfelder

Unmittelbar nach dem Ende der Messperiode der ersten Erweiterungsstufen im Rahmen des Begleitforschungsprogramm 2011 wurden neben dem in Abbildung 102 dargestellten Messkonzept, eine erweiterte Bestückung der Anlage mit zusätzlichen Messpunkten vorgenommen. Hintergrund war die Durchführung des 3-jährigen Forschungsprojekts MeQuSo (Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen – aus Programmlinie „Energieforschung 2014“), in dessen Mittelpunkt die Themen Planungssicherheit und Qualitätsbeurteilung von solaren Großanlagen stehen. Wesentliche Ziele des Projekt sind dabei (A) die Entwicklung einer Methodik zur Bewertung der thermischen Leistungsfähigkeit von Kollektoren unter realen Einsatzbedingungen in solaren Großanlagen (Kollektorfeldtest) und (B) die Entwicklung von Methoden zum einfachen Leistungs- und Ertragsnachweis für solare Großanlagen. Der zentrale Nutzen der Projektergebnisse besteht in der Erhöhung der technischen und

damit der ökonomischen Planungssicherheit für Investoren und Anlagenbetreiber im Segment solarer Großanlagen.

Um die angeführten Fragestellungen beantworten bzw. um eine detailliertere Analyse der einzelnen Subkollektorfelder durchführen zu können, wurden bei der Anlage zusätzliche Messpunkte implementiert.

Die Messtechnikausstattung für die wissenschaftliche Auswertung der untersuchten Anlage Fernheizwerk Graz umfasst im Wesentlichen folgende Sensorik:

- Messung der Globalstrahlung in Kollektorebene mit einem Pyranometer
- Messung der Direktstrahlung mit einem Pyrheliometer, der auf einem Sonnentracker montiert ist (automatische Sonnen-Nachführung)
- Messung der Globalstrahlung horizontal mit einem Pyranometer
- Messung der Diffusstrahlung horizontal mit einem verschatteten Pyranometer (Sonnentracker und Kugelschatten)
- Messung der Außentemperatur (an 3 Stellen) und Luftfeuchte
- Messung der Windgeschwindigkeit und Windrichtung
- Messung der Eintritts- und Austrittstemperatur aller Teil-Kollektorfelder
- Messung des Volumenstroms pro Teilfeld
- Messung der Austrittstemperaturen für alle Einzelreihen
- Messung von vor- und rücklaufseitigem Drucks in zwei Teil-Kollektorfeldern
- automatisierte Übertragung eines Kollektorfeld-Bildes durch die Webcam alle 5 Minuten, um die Verschattungssituation und den Zustand des Kollektorfelds beurteilen zu können

7.6.3 Vergleich Simulation – Messwerte

Im Rahmen des einjährigen Monitorings werden bei dem Projekt der solare Ertrag des gesamten Kollektorfelds als auch der spezifische Solarertrag der einzelnen Subfelder mit der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung verglichen.

Wie in Abbildung 104 ersichtlich, wurde von Seiten des Betreibers ein Jahressolarertrag von 414 kWh/m² prognostiziert. Nach fünf Monaten liegt der mittlere spezifische Ertrag der Gesamtanlage geringfügig unter denen der Einreichung wobei jedoch einzelne Teilkollektorfelder (bspw. Subfeld 5, Subfeld 7 und Subfeld 8) den Prognosewert erreichen. Die gemessene Globalstrahlung entspricht im bisherigen Betrachtungszeitraum den Einstrahlungsdaten aus der Simulation.

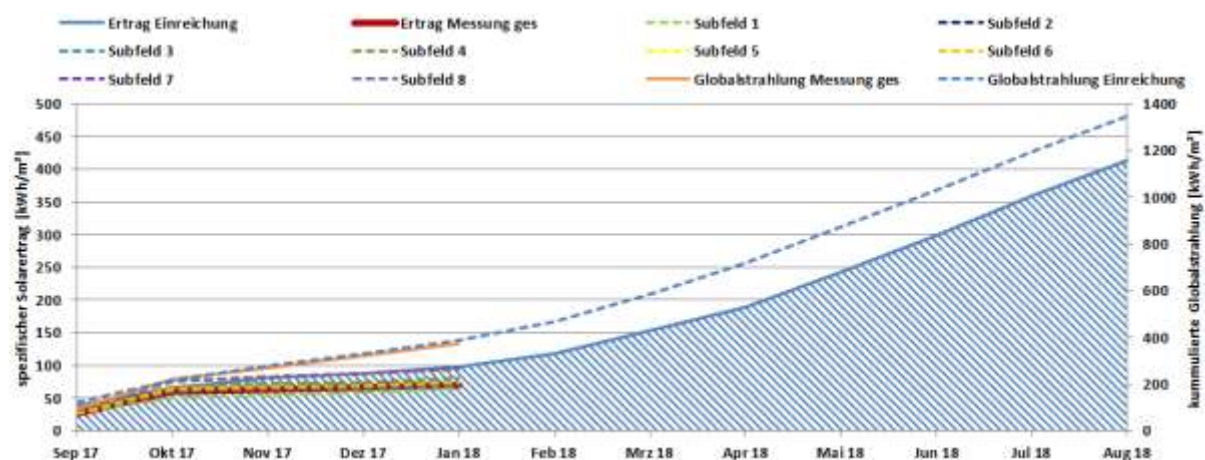


Abbildung 104: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags mit dem Simulationwert für das gesamte Kollektorfeld als auch der einzelnen Subfelder mit unterschiedlichen Kollektortypen für die Anlage „Fernheizwerk Graz“

Der solare Jahresdeckungsgrad als auch der Verbrauch der Anlage können aufgrund der Hydraulik der Anlage bzw. der Anbindung (Direkteinspeisung in das Fernwärmenetz Graz) nicht ermittelt werden.

7.6.4 Detailbetrachtung und Optimierung

Wie bereits einleitend angeführt, wurde in Verbindung mit der Anlage Fernheizwerk Graz ein weiteres Forschungsprojekt (MeQuSo - Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen) gestartet. Im Rahmen des Projekts wurde dazu im Kollektorfeld der Anlage ein erweitertes Messtechnikkonzept umgesetzt (hochpräzise Messung der Globalstrahlung und Direktstrahlung, hochpräzise Messung des Volumenstroms der Teilfelder mit magnetisch-induktivem Volumenstromsensor, Messung der Temperaturen direkt im Fluid, etc.). Dieses erlaubt eine wesentlich detailliertere Interpretation eines eventuellen Feldverhaltens und insbesondere auch der unterschiedlichen Kollektortypen. Die zeitliche Überschneidung der einjährigen Monitoringphase mit der Projektlaufzeit des Forschungsprojekts „MeQuSo“ ermöglichte es, dass weiterführende Analysen zur Anlage in Kooperation mit dem Begleitforschungsteam durchgeführt und in diesen Bericht integriert werden konnten.

Die Auswertung der Messdaten der Feldanlage erfolgte in einem von AEE INTEC entwickelten Auswertetool auf MATLAB-Basis, mit welchem auch große Mengen an Messdaten eingelesen, mittels verschiedener Techniken auf Plausibilität geprüft und anschließend mit Algorithmen und Datenmodellen ausgewertet werden können. Nachfolgend werden Ergebnisse zu charakteristischen Volumenströmen, Einstrahlungsanalyse, Input-Output-Analyse, Tageserträgen und Tagesnutzungsgraden dargestellt.

In Abbildung 105 sind für fünf Teilfelder die Vor- und Rücklauftemperaturen (oben) und spezifischen Volumenströme (unten) für einen typischen Schönwetter-Betriebstag (03.08.2017) dargestellt. Am Beginn und Ende des Tages fährt die Pumpe mit minimaler Drehzahl. Die Anlage wird in diesem Zeitraum mit spezifischen Volumenströmen von 6-7 l/h*m² betrieben. Bei voller Drehzahl, in dem Stunden mit höchster Einstrahlung, erreicht die Anlage spezifische Volumenströme von 14-17 l/h*m². Die Teilfelder mit besseren Kollektoren erhalten hierbei etwas mehr Volumenstrom, damit die Austrittstemperaturen bei allen Teilfeldern gleich ist. Insgesamt ist ersichtlich, dass die Vorlauftemperaturen eng zusammenliegen, was die gute hydraulische Einregulierung der Anlage zeigt.

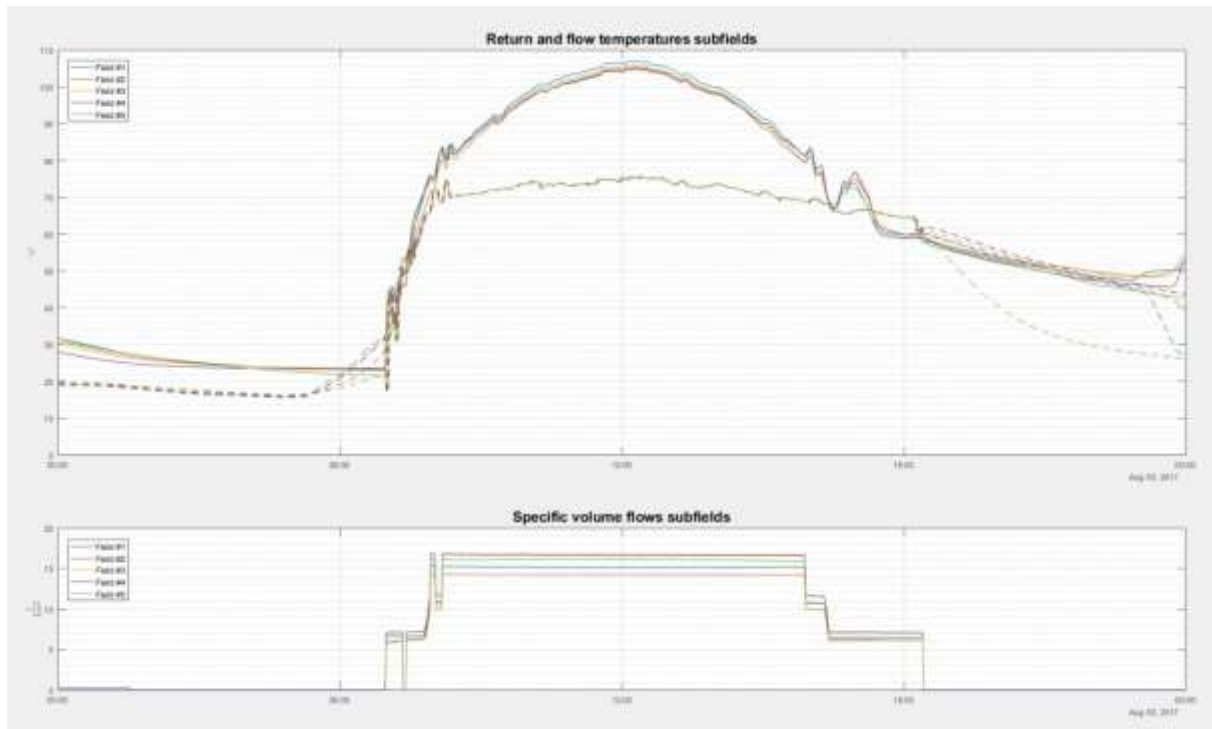


Abbildung 105: Vorlauf- und Rücklauftemperaturen (oben) und spezifische Volumenströme (unten)

Für die im Rahmen des Projekts vorgesehene detaillierte Kollektorfeldauswertung hat die Analyse der Einstrahlung am Standort als auch in Kollektorebene eine hohe Priorität, da sowohl die Direktstrahlung als auch Diffusstrahlung einen der wichtigsten Einflussfaktoren auf die thermische Leistung darstellt und eine Über- oder Unterschätzung der Einstrahlung zu einer inkorrekten Bewertung der Kollektorfeldefizienz führt. Eine qualitative Analyse der Verschattungssituation mittels Webcam-Bilder zeigte große Abweichungen der externen Verschattung zwischen den Teilfeldern durch nahestehende Bäume und die oberirdisch vorbeigeführte Fernwärmeleitung nach Mellach. Um diese adäquat berücksichtigen zu können, wurde ein 3D-Modell der Anlage und der Umgebung in Google-Sketch-Up erstellt (siehe Abbildung 106). Das Programm erlaubt die visuelle Darstellung der Verschattung durch die Kollektoren (Eigenverschattung) und externe Objekte (Fremdverschattung) für frei wählbare Uhrzeiten. Zusätzlich wurde die interne Verschattung ausgehend von Aufständigungswinkel, Ausrichtung, Reihenabstand und Sonnenposition mit einem Algorithmus berechnet.



Abbildung 106: Google-Sketch-Up Schattenmodell der FHW-Feldanlage

Die Ergebnisse der Berechnungen der Verschattung der einzelnen Kollektoren ist in Abbildung 107 dargestellt. Für jeden Tag des Jahres (x-Achse) ist die Verschattungssituation für jede Stunde des Tages (y-Achse) aufgetragen. Verschattungsfreie Zeiten sind gelb markiert und treten von Ende März bis Mitte September um die Mittagszeit und Mitte Juni ca. von 8.45 h bis 15.15 h auf. Zeiten wo nur interne Verschattung auftritt sind grün markiert, Zeiten wo nur externe Verschattung auftritt sind violett dargestellt. Bis Anfang Februar und ab Mitte November gibt es keine verschattungsfreien Zeiten. Der hohe Anteil der internen Verschattung ist auf die in engen Reihenabstände (ca. 3 m bis 3,1 m) und großen Kollektoren zurückzuführen. Die Auswirkung der externen Verschattung auf den Ertrag sieht man sehr gut bei der Analyse der Tageserträge (nachfolgend). Diese Analyse der Verschattungssituation erlaubt des Weiteren, für die Bewertung der Kollektoren verschattungsfreie Zeiten auszuwählen. Zudem besteht die Möglichkeit, das 3D-Modell für eine detaillierte Strahlungsmodellierung einzelner Kollektorfelder zu verwenden.

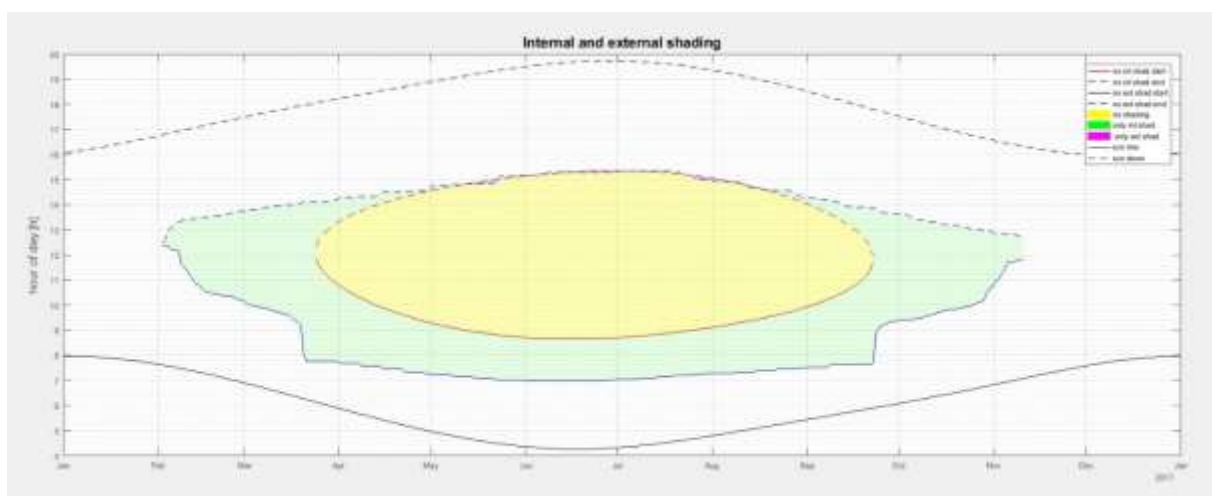


Abbildung 107: Interne und externe Verschattung der FHW-Feldanlage

Zur Untersuchung der Abhängigkeit des Solarertrages von der Einstrahlung eignen sich Input-Output-Diagramme der Einstrahlungssumme und des Solarertrags auf Tagesbasis. In Abbildung 108 ist ein Input-Output-Diagramm für ein Teilfeld für das Jahr 2017 dargestellt, mit der Gesamtstrahlung in Kollektorebene auf der x-Achse und dem Solarertrag auf der y-Achse. Es ist gut zu erkennen, dass der Solarertrag für Tage mit einer Einstrahlungssumme von weniger als $1.500 \text{ Wh/m}^2_{\text{Brutto}}$ gleich null (dies ist das kritische Einstrahlungsniveau). Danach ist der Zusammenhang zwischen Einstrahlung und Solarertrag annähernd linear. Auffallend ist zudem, dass für Tage mit einer Einstrahlung zwischen 1.500 und $6.000 \text{ Wh/m}^2_{\text{Brutto}}$ die Streuung viel größer ist als für Tage mit einer Einstrahlung von über $6.000 \text{ Wh/m}^2_{\text{Brutto}}$. Dies liegt daran, dass hier viele Effekte wie die Verteilung der Strahlung über den Tag, kontinuierlicher Betrieb vs. einzelne kurze Spitzen, Verschattung, etc. auftreten, die den Ertrag beeinflussen. Tage mit sehr hoher Einstrahlung sind typische Sonnentage, an denen die Anlage ähnlich betrieben wird.

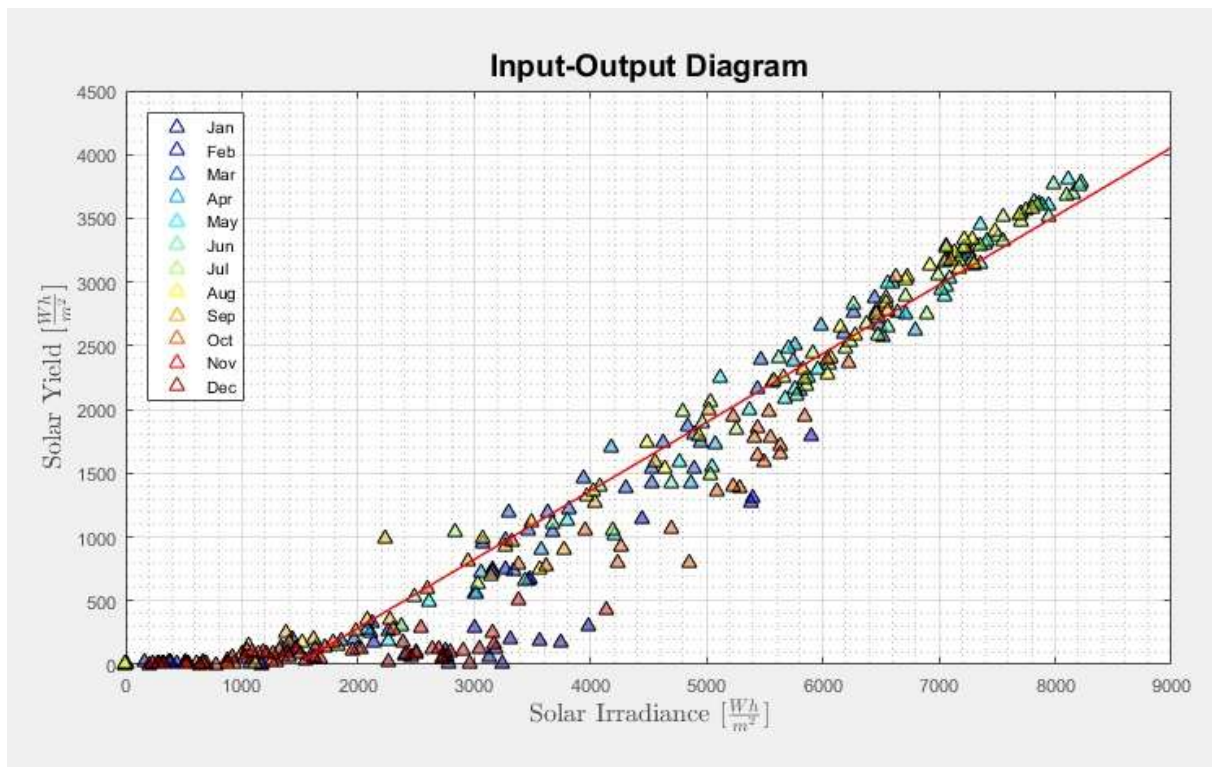


Abbildung 108: Input-Output Diagramm für ein Teilfeld der FHW-Feldanlage

In Abbildung 109 sind die Tagesnutzungsgrade dargestellt. In den Sommermonaten erreichen die besten Teilfelder Tagesnutzungsgrade um 45 %. Tagesnutzungsgrade in dieser Höhe in den Sommermonaten sind, im Vergleich zu Anlagen die auf einem ähnlichen Temperaturniveau betrieben werden, als guter Wert anzusehen. Das bedeutet die Anlage nutzt die Solarstrahlung vergleichsweise effizient. In den Wintermonaten sind die Tagesnutzungsgrade aufgrund der geringeren Einstrahlung und den tieferen Außentemperaturen geringer. Es zeigt sich, dass im Winter die Solarstrahlung weniger effizient genutzt werden kann.

Hintergrund ist, dass der bei der Anlage FHW gewählte Aufständigungswinkel von 30° den Ganzjahresertrag optimiert. Er führt aber, wie in der Darstellung ersichtlich, dazu, dass Sommer/Winternutzungsgrade weiter auseinander liegen als bei Aufständigungswinkeln von z.B. 45° . Grundsätzlich kann es bei Anlagen mit kleineren Aufständigungswinkeln zu Betriebszuständen kommen, bei denen Teilfelder trotz Einstrahlung keinen Solarertrag (oder sogar einen negativen) liefern. Infolge wäre es dann eventuell sinnvoll Teilfelder wegzuschalten. Für die FHW-Anlage ist dieses kritische Niveau aber nicht erreicht und es müssen keine Anpassungen vorgenommen werden.

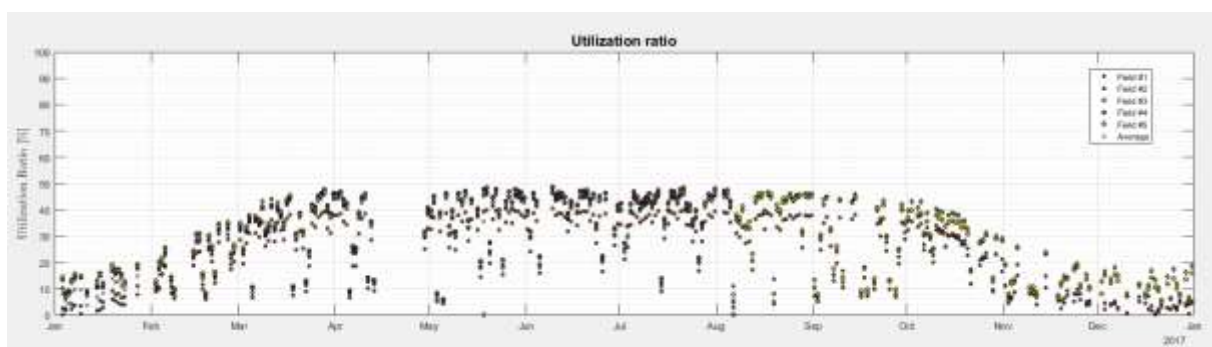


Abbildung 109: Tagesnutzungsgrade für fünf Teilfelder der FHW-Feldanlage

7.6.5 Anlagen Status Quo

Die Anlage „Fernheizwerk-Graz“ am Standort der Energie Steiermark in der Grazer Puchstraße stellt die größte solarthermische Anlage Österreichs dar, bei der, zusätzlich zu der im Jahre 2007 errichteten 5.000 m² Anlage, im Rahmen mehrerer Ausbaustufen die Kollektorfläche sukzessive um 2.744 m² erweitert wurde. Dabei wurden im Zuge dieser einzelnen Erweiterungsstufen sieben unterschiedliche Großkollektortypen von fünf Herstellern (Arcon, GREENoneTEC, KBB, Ökotech, Savosolar) installiert. Insgesamt konnten nach fünfmonatiger Monitoringphase keine Auffälligkeiten oder Optimierungspotentiale im Betrieb der Anlage detektiert werden. Die im bisherigen Monitoringzeitraum erreichten spezifischen Solarerträge liegen nur geringfügig unter denen der Einreichung, wobei jedoch einzelne Teilkollektorfelder den Prognosewert erreichen konnten.

Erwähnenswert ist, dass in Verbindung mit der letzten Ausbaustufe neben dem Begleitforschungsprogramm ein weiteres Forschungsprojekt (MeQuSo - Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen) gestartet wurde. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wurde dazu im Kollektorfeld der Anlage ein erweitertes Messtechnikkonzept umgesetzt (hochpräzise Messung der Globalstrahlung und Direktstrahlung, hochpräzise Messung des Volumenstroms der Teilfelder mit magnetisch-induktivem Volumenstromsensor, Messung der Temperaturen direkt im Fluid, etc.). Dieses erlaubt eine wesentlich detailliertere Interpretation des Feldverhaltens und insbesondere auch der unterschiedlichen Kollektortypen.

Durch die zeitliche Überschneidung der einjährigen Monitoringphase mit der Projektlaufzeit des Forschungsprojekts „MeQuSo“ ist es in weiterer Folge möglich, dass weiterführende Analysen zur Anlage in Kooperation mit dem Begleitforschungsteam durchgeführt werden können. Im Rahmen der ersten durchgeführten Analyse wurden dazu bereits erste Charakterisierungen der Anlagenperformance mit Hilfe von Kennzahlen wie etwa Kollektoreffizienz, charakteristische Volumenströmen, Input-Output-Diagramme und dergleichen durchgeführt und in diesen Zwischenbericht integriert.

7.7 ALWI Solarbüro, S

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	ALWI Solarbüro
<u>Adresse:</u>	5082 Grödig
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Neubau: Bauteilaktivierung für Raumheizung, Warmwasserbereitung Bestand: Raumheizung und Warmwasserversorgung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	54 m ² Flachkollektor (Gasokol gigaSol OR) Neubau: 6,3 m ² auf dem Dach, 31,6 m ² Balkonbrüstung DG und OG Bestandsgebäude: 16 m ² auf dem Dach
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	Neubau: 70° auf dem Dach aufgeständert, 75° an die Balkonbrüstung montiert Bestandsgebäude: 70° auf dem Dach aufgeständert
<u>Energiespeichervolumen:</u>	Neubau: 1800 l Warmwasser-Puffer, 1000 l Heizungspuffer, 216 t Bauteilaktivierung Bestandsgebäude: 1000 l Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	Neubau: 17 kW Wärmepumpe Sole/Wasser Bestandsgebäude: 6 kW E-Heizpatrone
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	56 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	500 kWh/(m ² *a) (Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	In Umsetzung
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Das ALWI Solarbüro ist ein Neubau der ALWI Immobilien GmbH mit Büros und Betriebswohnungen neben einem bestehenden Nachbargebäude. Die neu errichtete Energieversorgung wird mit dem Bestand des Nachbargebäudes verbunden. Ziel war die Errichtung eines ökologisch hochwertigen und energetisch nachhaltigen Vorzeigeprojektes. Mit einer beheizten Bruttogeschosfläche (BGF) von ca. 600 m² soll der Wärmebedarf für den Neubau soweit wie möglich solar gedeckt werden.

Die Wärmeverteilung im Neubau erfolgt über 216 t aktivierbare Speichermasse im Beton. Außerdem sind 120 t passive Speichermasse im Beton verfügbar. Zusätzlich werden zwei Schichtspeicher mit einem Gesamtvolumen von 2800 l als Pufferspeicher eingesetzt (sichtbar in Abbildung 111). Im Bestand ist ein 1000 l Pufferspeicher installiert.

Die Wärmeversorgung des Neubaus erfolgt zu laut Einreichung zu 56 % durch solarthermische Flachkollektoren. Diese sind mit 6,3 m² auf dem Dach und mit 31,6 m² an die Balkonbrüstung des Neubaus montiert, zusätzlich wird eine Solaranlage mit 16 m² auf das Dach des Bestandsgebäudes installiert. Dies ergibt eine gesamte Bruttokollektorfläche von 54 m². Die Azimut-Ausrichtung aller Kollektoren auf dem Neubau und dem Bestandsgebäude ist nach Süden. Die Kollektoren des Neubaus sind mit einer Neigung von 70° auf dem Dach aufgeständert und mit 75° an die Balkonbrüstung montiert (siehe Abbildung 110), die Kollektoren auf dem Bestandsgebäude sind mit einer Neigung von 70° auf dem Dach aufgeständert.

Als Nachheizsystem wird im Neubau eine Sole/Wasser-Wärmepumpe mit 17 kW Heizleistung eingesetzt. Die Quelle für die Wärmepumpe ist eine Erdsonden-Anlage mit 3x100 m zu je zwei Kreisen (Doppel-U-Rohre). Im Bestand dient eine E-Heizpatrone (6 kW) im Pufferspeicher als Nachheizung.



Abbildung 110: Ansicht des Neubaus ALWI Solarbüro (Quelle: FIN - Future is Now GmbH)



Abbildung 111: Ansicht des neu gebauten Technikraums ALWI Solarbüro (Quelle: FIN - Future is Now GmbH)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für das ALWI Solarbüro (Neubau und Bestand) ist in Abbildung 112 dargestellt. Der Solarprimärkreis des Neubaus ist mit zwei Umwälzpumpen ausgestattet, eine für das Kollektorfeld am Dach und eine für zwei parallel geschaltete Kollektorfelder auf den Balkonbrüstungen (OG und DG). Die Solaranlage des Neubaus (37,9 m² Bruttokollektorfläche) belädt über einen externen Wärmeübertrager je nach Ladezustand den Heizungspuffer (1000 l) oder den Warmwasser-Puffer (1800 l). Beide Puffer können mit der Sole/Wasser-Wärmepumpe (17 kW) nachbeheizt werden. Aus dem obersten Bereich des Warmwasser-Puffers

werden diverse Frischwassermodule versorgt, deren gemeinsamer Rücklauf in den untersten Bereich des Warmwasser-Puffers zurückgeleitet wird. Die Raumwärme für die Wohnungen und Büros wird über Bauteilaktivierung der Fußböden und Decken bereitgestellt, wobei der Vorlauf aus dem obersten Bereich des Heizungspuffers entnommen wird. Der gemeinsame Rücklauf der Heizkreise wird in den untersten Bereich des Heizungspuffers eingeleitet. Das Gebäude kann über die Betonkernaktivierung und die Erdsondenanlage passiv gekühlt werden.

Der Solarprimärkreis auf dem Bestandsgebäude (16 m²) belädt über einen externen Wärmetauscher je nach Temperaturniveau verschiedene Schichten des Pufferspeichers (1000 l) aus dem ein Frischwassermodul und die Raumheizungskreise versorgt werden. Der Rücklauf des Frischwassermoduls wird je nach Temperaturniveau in zwei unterschiedliche Pufferhöhen eingeleitet. Bei Überschuss an Solarenergie aus dem Neubau, der für die Sommermonate erwartet wird, ist eine Energieübertragung an den Bestand vorgesehen. Dieser kann sowohl aus dem Warmwasser-Puffer als auch aus dem Heizungspuffer jeweils über einen Wärmetauscher und erdverlegte Leitungen in den Pufferspeicher des bestehenden Nachbargebäudes erfolgen.

Das Messkonzept umfasst zwölf Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 59 Temperatursensoren, sechs Ventilstellungen, zwei Druckfühler und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene der auf einer Balkonbrüstung (DG) montierten Kollektoren des Neubaus.

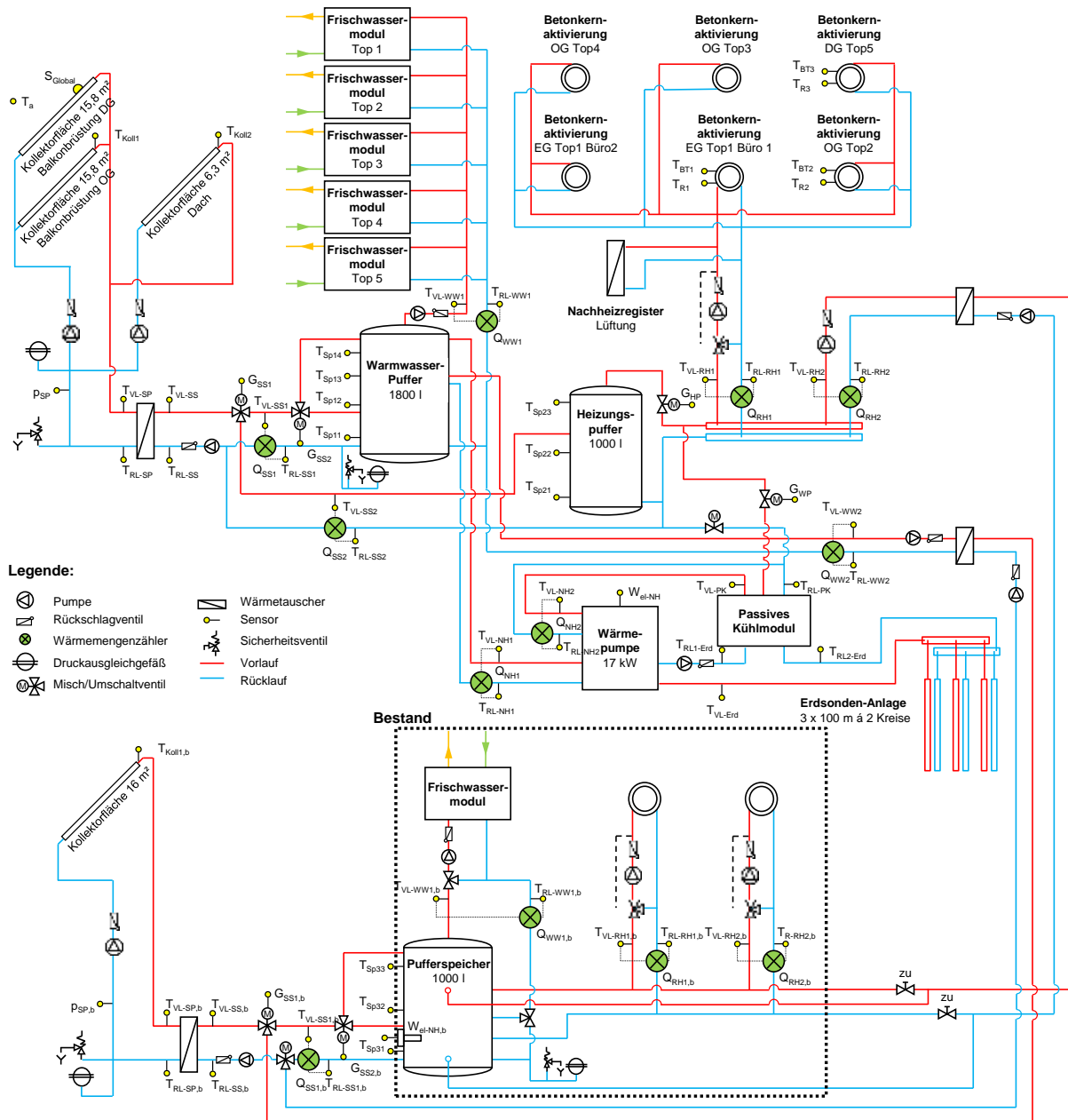


Abbildung 112: Schema Wärmeversorgungssystem ALWI Solarbüro

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solkreis

- S_{Global} Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- T_{Koll1} Kollektortemperatur Balkon
- T_{Koll2} Kollektortemperatur Dach
- p_{SP} Druckfühler im Solarprimärkreis
- T_{VL-SP} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
- T_{RL-SP} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
- T_{VL-SS} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
- T_{RL-SS} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
- T_{VL-SS1} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis zum Warmwasser-Puffer
- T_{RL-SS1} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis vom Warmwasser-Puffer
- Q_{SS1} Wärmehemessfühler Solarsekundärkreis Warmwasser-Puffer
- T_{VL-SS2} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis zum Heizungspuffer

T_{RL-SS2}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis vom Heizungspuffer
Q_{SS2}	Wärmezähler Solarsekundärkreis Heizungspuffer
G_{SS1}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Warmwasser- oder des Heizungspuffers
G_{SS2}	Stellung des Umschaltventils zwischen Einspeisung in den Warmwasserpuffer oben oder unten

Solarkreis Bestand

$T_{Koll,b}$	Kollektortemperatur Dach
$p_{SP,b}$	Druckfühler im Solarprimärkreis
$T_{VL-SP,b}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{RL-SP,b}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{VL-SS,b}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
$T_{RL-SS,b}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
$T_{VL-SS1,b}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis zum Warmwasser-Puffer
$T_{RL-SS1,b}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis vom Warmwasser-Puffer
$Q_{SS1,b}$	Wärmezähler Solarsekundärkreis Warmwasser-Puffer
$T_{VL-SS2,b}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis zum Heizungspuffer
$T_{RL-SS2,b}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis vom Heizungspuffer
$Q_{SS2,b}$	Wärmezähler Solarsekundärkreis Heizungspuffer
$G_{SS1,b}$	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Warmwasser- oder des Heizungspuffers
$G_{SS2,b}$	Stellung des Umschaltventils zwischen Einspeisung in den Warmwasserpuffer oben oder unten

Warmwasser- und Heizungspuffer

T_{Sp11}	Temperatur unten im Warmwasser-Puffer
T_{Sp12}	Temperatur Mitte unten im Warmwasser-Puffer
T_{Sp13}	Temperatur Mitte oben im Warmwasser-Puffer
T_{Sp14}	Temperatur oben im Warmwasser-Puffer
T_{Sp21}	Temperatur unten im Heizungspuffer
T_{Sp22}	Temperatur Mitte unten im Heizungspuffer
T_{Sp23}	Temperatur Mitte oben im Heizungspuffer

Pufferspeicher Bestand

T_{Sp31}	Temperatur unten im Pufferspeicher
T_{Sp32}	Temperatur Mitte unten im Pufferspeicher
T_{Sp33}	Temperatur Mitte oben im Pufferspeicher
$W_{el-NH,b}$	Stromzähler E-Heizpatrone

Nachheizung (Wärmepumpe)

T_{VL-Erd}	Vorlauftemperatur aus der Erdsonden-Anlage
$T_{RL1-Erd}$	Rücklauftemperatur von der Wärmepumpe zum passiven Kühlmodul (Erdsonden-seitig)
$T_{RL2-Erd}$	Rücklauftemperatur vom passiven Kühlmodul zur Erdsonden-Anlage
T_{VL-PK}	Vorlauftemperatur von der Wärmepumpe zum passiven Kühlmodul (Heizkreis-seitig)
T_{RL-PK}	Rücklauftemperatur von den Heizkreisen zum passiven Kühlmodul
T_{VL-NH1}	Vorlauftemperatur Nachheizung Warmwasser-Puffer
T_{RL-NH1}	Rücklauftemperatur Nachheizung Warmwasser-Puffer
Q_{NH1}	Wärmezähler Nachheizung Warmwasser-Puffer
T_{VL-NH2}	Vorlauftemperatur Nachheizung Heizungspuffer
T_{RL-NH2}	Rücklauftemperatur Nachheizung Heizungspuffer

Q_{NH2}	Wärmezähler Nachheizung Heizungspuffer
W_{el-NH}	Stromzähler Wärmepumpe
G_{WP}	Ventil für Vorlauf der Heizkreise von Wärmepumpe
G_{HP}	Ventil für Vorlauf der Heizkreise vom Heizungspuffer

Warmwasserbereitung (Frischwassermodul)

T_{VL-WW1}	Vorlauftemperatur zu Frischwassermodulen
T_{RL-WW1}	Rücklauftemperatur von Frischwassermodulen
Q_{WW1}	Wärmezähler Frischwassermodule
T_{VL-WW2}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Nachbarhaus
T_{RL-WW2}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Nachbarhaus
Q_{WW2}	Wärmezähler Warmwasserbereitung Nachbarhaus

Warmwasserbereitung (Frischwassermodul) Bestand

$T_{VL-WW1,b}$	Vorlauftemperatur zum Frischwassermodul
$T_{RL-WW1,b}$	Rücklauftemperatur vom Frischwassermodul
$Q_{WW1,b}$	Wärmezähler Frischwassermodul

Bauteilaktivierung

T_{BT1}	Bauteiltemperatur im Heizkreis EG Top 1 Büro 1
T_{R1}	Raumtemperatur am Heizkreis EG Top 1 Büro 1
T_{BT2}	Bauteiltemperatur im Heizkreis OG Top 2
T_{R2}	Raumtemperatur am Heizkreis OG Top 2
T_{BT3}	Bauteiltemperatur im Heizkreis DG Top 5
T_{R3}	Raumtemperatur am Heizkreis DG Top 5
T_{VL-RH1}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
T_{RL-RH1}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
Q_{RH1}	Wärmezähler Bauteilaktivierung
T_{VL-RH2}	Vorlauftemperatur Raumheizung Nachbarhaus
T_{RL-RH2}	Rücklauftemperatur Raumheizung Nachbarhaus
Q_{RH2}	Wärmezähler Raumheizung Nachbarhaus

Raumheizung Bestand

$T_{VL-RH1,b}$	Vorlauftemperatur Raumheizungskreis 1
$T_{RL-RH1,b}$	Rücklauftemperatur Raumheizungskreis 1
$Q_{RH1,b}$	Wärmezähler Raumheizungskreis 1
$T_{VL-RH2,b}$	Vorlauftemperatur Raumheizungskreis 2
$T_{RL-RH2,b}$	Rücklauftemperatur Raumheizungskreis 2
$Q_{RH2,b}$	Wärmezähler Raumheizungskreis 2

Umgebung

T_a	Außenlufttemperatur
-------	---------------------

7.7.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 113 bis Abbildung 114) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten Kennzahlen (Globalstrahlung, Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Laut Simulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein spezifischer Jahressolarertrag von 500 kWh/(m²a) erwartet. Der kumulierte Ertrag ist in Abbildung 113 dargestellt.

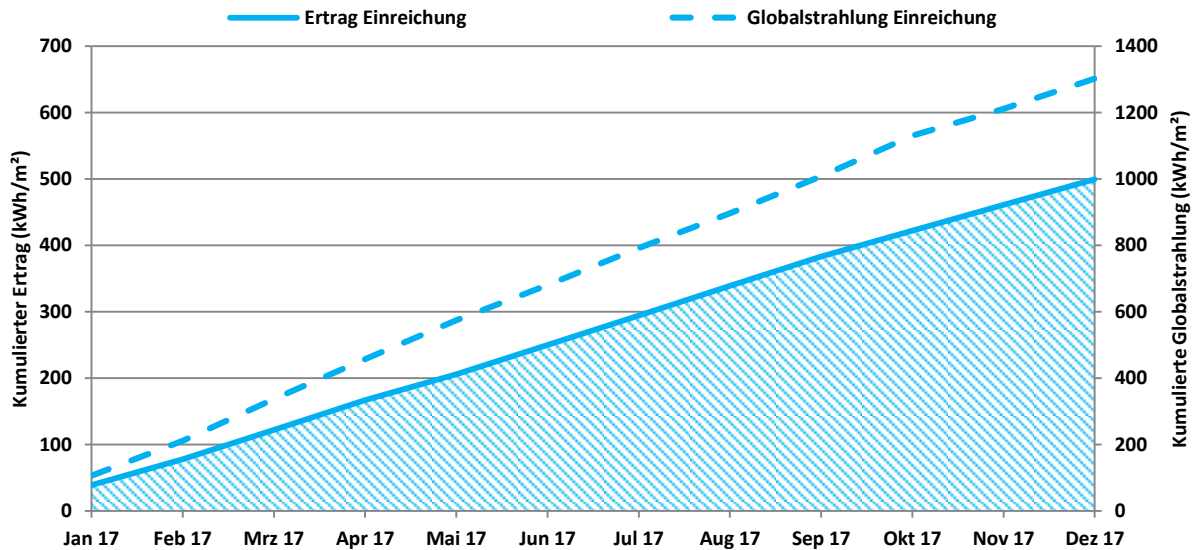


Abbildung 113: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) der Anlage ALWI Solarbüro

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der beiden Gebäude wurde zu 28 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 114 zu entnehmen.

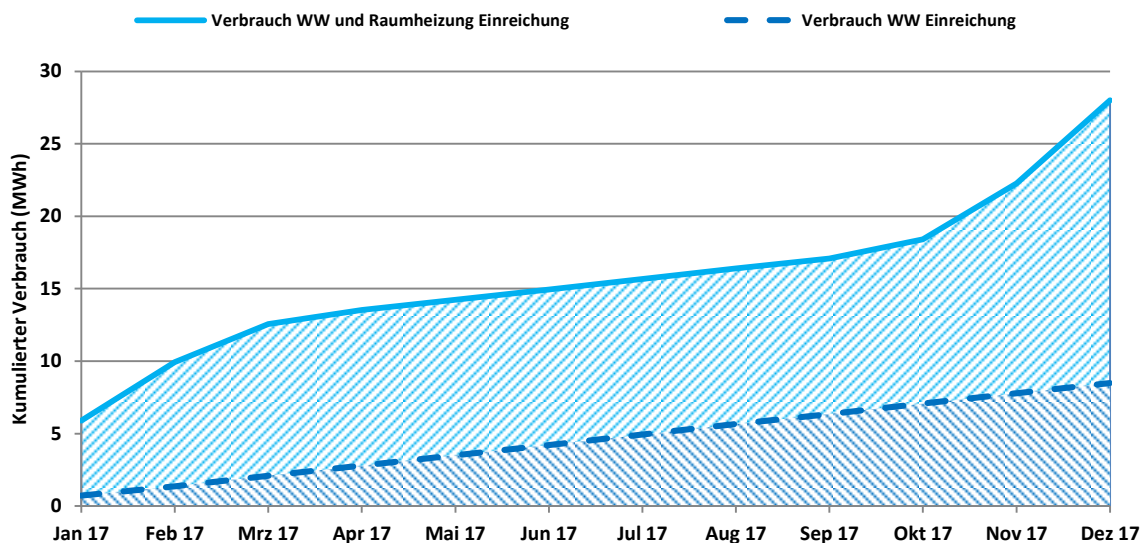


Abbildung 114: Prognostizierter Verbrauch der Anlage ALWI Solarbüro

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird zu 56 % prognostiziert. In den Monaten Mai bis September liegen die prognostizierten Monatswerte bei 100 %, vgl. Abbildung 115.

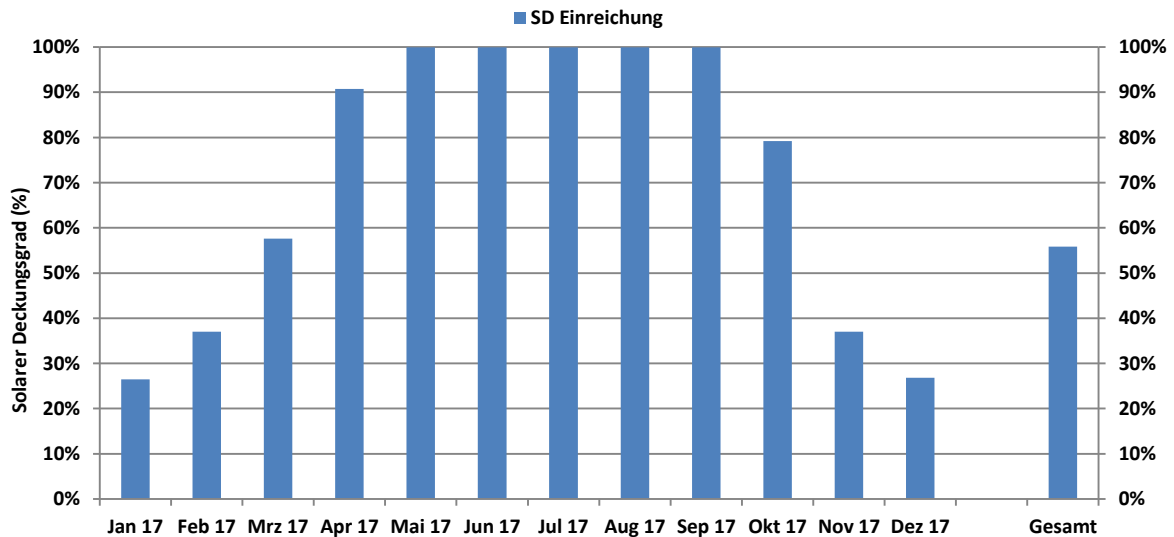


Abbildung 115: Prognostizierter solarer Deckungsgrad der Anlage ALWI Solarbüro

7.7.4 Anlagen Status Quo

Der Neubau ALWI Solarbüro ist fertig gestellt, an der Umsetzung des Monitoringkonzepts wird gearbeitet. Eine Fertigstellung des Monitorings bzw. der Messtechnik sowie die Inbetriebnahme der Datenübertragung werden für Mitte 2018 angestrebt. Im Anschluss daran wird die Vollständigkeit der Messdaten inkl. Plausibilitätsprüfung durch das Team der Begleitforschung durchgeführt. Verlaufen diese Arbeiten erfolgreich, sprich Messtechnik als auch Anlagenverhalten erscheinen plausibel, ist die Bestätigung der Begleitforschung zur Endabrechnung für Herbst 2018 realistisch.

7.8 DLZ Grieskirchen, OÖ

7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	DLZ Grieskirchen
<u>Adresse:</u>	4710 Grieskirchen
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	173 m ² (64 Stk) Flachkollektoren (Immosolar)
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 4 m ³ Pufferspeicher, 3900 m ² Rohrmatten (Harfen) als zwei Erdspeicher unter dem Gebäude (900 m ² , einlagig) und unter dem unüberdachten Parkplatz neben dem Gebäude (3000 m ² , etwa zur Hälfte doppellagig) verlegt, 3 m ³ Kältespeicher
<u>Nachheizung</u>	2 Sole/Wasser-Wärmepumpen IS-SW mit aktivem Kühlmodus: <ul style="list-style-type: none"> - Heizleistung 131..139 kW (B0/W55..B0/W35) Kühlleistung 165..220 kW (B30/W7..B30/W15) - Heizleistung 63.. 67 kW (B0/W55..B0/W35) Kühlleistung 81..108 kW (B30/W7..B30/W15)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	13 % (direkt, Simulationswert aus Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	124 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung, nur direkt in die Pufferspeicher eingespeiste Erträge)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring mit Dezember 2016 gestartet, wegen Problemen bei der Datenübermittlung Neustart des Monitorings mit März 2018
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „DLZ Grieskirchen“ handelt es sich um die Einspeisung einer 173 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung des Dienstleistungs/Bürogebäudes Grieskirchen im Bundesland Oberösterreich, siehe Abbildung 116. Auf drei Etagen (EG bis 2. OG) befinden sich die Räumlichkeiten verschiedener Betriebe: eine Steuerberatung, ein Versicherungsunternehmen, eine Krankenkasse, eine Fahrschule, eine Erwachsenenbildungseinrichtung und ein medizinisches Fitnessstudio. Im Untergeschoss befindet sich neben Technik- und weiteren Räumen eine Tiefgarage, an der Südseite des Gebäudes sind weitere Parkplätze angelegt.

Der Neubau hat eine Grundfläche von etwa 5000 m², und eine Nutzfläche von etwa 4400 m². Zur Wärmeabgabe in den Räumen stehen Fancoils zur Verfügung, die auch für die Raumkühlung verwendet werden. Das 173 m² große Kollektorfeld ist auf dem Dach des Gebäudes montiert und nach Süden orientiert, siehe Abbildung 117. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Neben zwei Raumheizungspufferspeichern (2 x 4 m³) speist die Solaranlage in das Erdreich unter dem Gebäude (900 m²) mit dem Ziel der saisonalen Speicherung ein. Ein zweiter Erdspeicher unter der Parkfläche (3000 m², im Freien, unüberdacht), wird mit der Abwärme aus der Raumkühlung regeneriert. Beide Erdspeicher dienen im Heizfall jeweils einer umkehrbaren Sole/Wasser-Wärmepumpen als Wärmequelle. Mit diesem Energiesystem soll die Wärmeversorgung zu etwa 13 % über Solarwärme erfolgen (Simulationswert). Die Beiträge zur Deckung des Heizwärmebedarfs durch Solarwärme, die in den Erdspeicher eingespeist werden

(verminderte Wärmeverluste des Gebäudes durch die Bodenplatte an das Erdreich, höherer Effizienz der Wärmepumpe), wurden wegen der schwierigen Ermittlung bei der Berechnung des solaren Deckungsgrades und des spezifischen Solarertrags nicht berücksichtigt.



Abbildung 116: Südwestansicht des DLZ Grieskirchen. Quelle: WAIZENAUER BAUUNTERNEHMEN GMBH & CO KG



Abbildung 117: Kollektorfeld auf dem Flachdach des DLZ Grieskirchen. Quelle: AIT

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept (Abbildung 120) ist zur Deckung sowohl des Heiz- als auch des Kühlbedarfs des Gebäudes ausgelegt. Die Solaranlage kann je nach Temperaturniveau in zwei parallel geschaltete Raumheizungspuffer (2 x 4 m³) und in einen etwa 900 m² großen Erdspeicher unter dem Gebäude mit dem Ziel der saisonalen Speicherung einspeisen. Der Heizungspuffer 2 wird ausschließlich von der Solaranlage geladen. Im Heizfall fließt das im Heizungspuffer 2 durch die Solaranlage (vor-)erwärmte Heizungswasser in den Heizungspuffer 1, in welchem bei Bedarf eine Nachheizung mit Wärmepumpen erfolgt. Während die Solaranlage ausschließlich in den Erdspeicher unter dem Gebäude einspeisen kann, wird die Abwärme aus der Raumkühlung nur in den Erdspeicher unter der Parkfläche (3000 m², im Freien, unüberdacht) eingespeist. Durch die Einspeisung von Solarenergie und von Abwärme aus der Raumkühlung in die beiden Erdspeicher wird im Heizfall eine Erhöhung der Effizienz der Wärmepumpen dank erhöhter Quellentemperaturen erwartet. Die einzelnen Schichten der beiden Erdspeicher zeigt Abbildung 118. Der Erdspeicher unter dem Gebäude ist einlagig, der Erdspeicher unter dem Parkplatz ist zur Hälfte doppellagig aufgebaut. Die Registermatten (Harfen mit einem Rohrabstand von 7 cm) sind ohne spezielle Wärmedämmung im Erdreich verlegt und mit einem Frostschutzgemisch befüllt, siehe Abbildung 119.

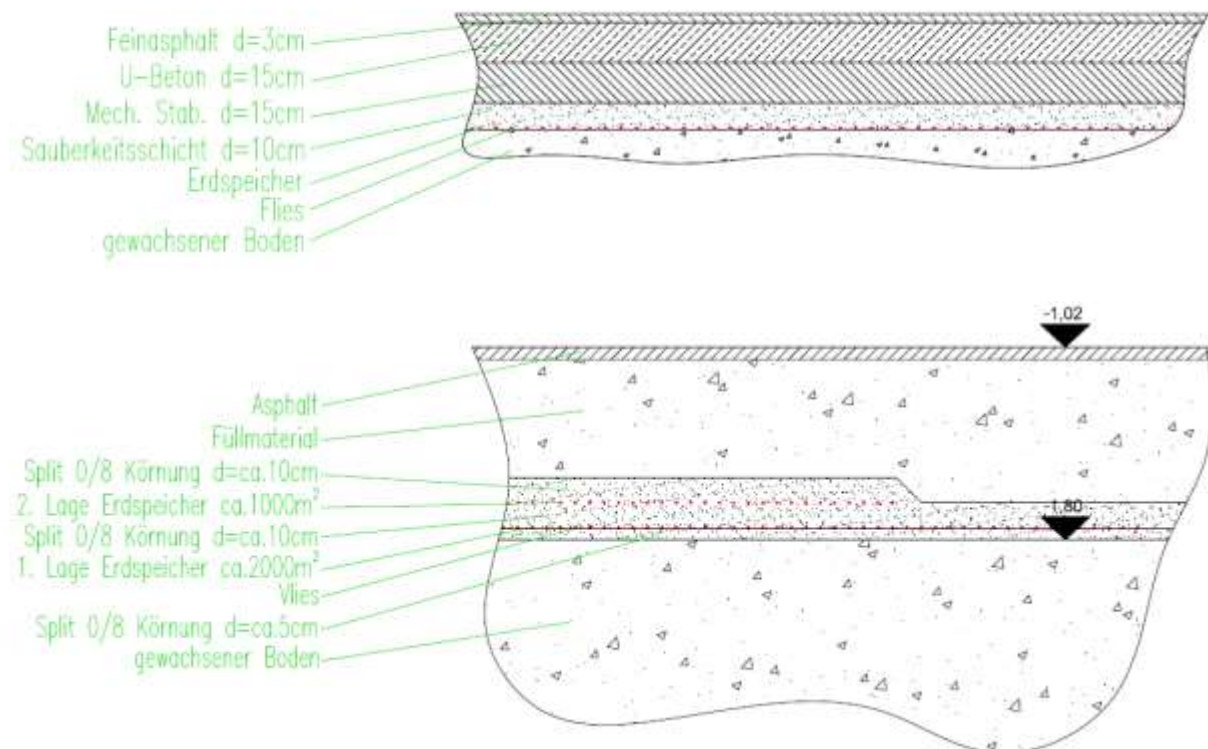


Abbildung 118: Aufbau der Erdspeicher unter dem Gebäude (oben) und unter dem Parkplatz (unten). Quelle: BES BuildingEnergySolutions GmbH



Abbildung 119: Registermatten des Erdspeichers unter dem Parkplatz während der Bauphase.
Quelle: Consulting Company Immobilien und Projektmanagement GmbH

Abbildung 120 zeigt das Hydraulik- und Monitoringkonzept der Anlage. Zur Wärmeabgabe stehen Fancoils zur Verfügung (Vor-/Rücklauftemperatur im Heizbetrieb 45/36 °C lt. Planung), die auch für die Raumkühlung verwendet werden (Vor-/Rücklauftemperatur im Kühlbetrieb 12/17 °C lt. Planung). Zur besseren Übersichtlichkeit sind die Fancoils im Schema für den Heiz- und den Kühlbetrieb getrennt dargestellt. Tatsächlich erfolgt die Heizung und die Kühlung über dieselben Fancoils. Die Raumheizungskreise (Fancoils im gesamten Gebäude) entladen die beiden in Serie geschalteten Heizungspuffer. Sollte die Temperatur im wärmeren Heizungspuffer unter den Sollwert sinken, werden zur Nachheizung stufenweise die beiden Sole/Wasser-Wärmepumpen aktiviert, die als Wärmequelle die beiden Erdspeicher nutzen.

Im Kühlfall wird die Wärmepumpe 2 als Kältemaschine betrieben, sodass der Erdspeicher unter dem Parkplatz als Wärmesenke für die bei der Gebäudekühlung abgeführten Wärme dient. Ein Kältespeicher (3 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpe. Sollte die Kühllast nicht von der Wärmepumpe 2 bewältigt werden können, kann auch die Kühlfunktion der Wärmepumpe 1 aktiviert werden. Im Regelungskonzept ist derzeit jedoch nur die Wärmepumpe 2 zur Kühlung implementiert. Die Warmwasserbereitung erfolgt aufgrund des geringen Bedarfs dezentral durch Untertischboiler und ist daher nicht Bestandteil des Monitorings.

Für das Monitoring stehen bei diesem Projekt sechs Wärmemengenzähler, ein Stromzähler, 19 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis zur Verfügung.

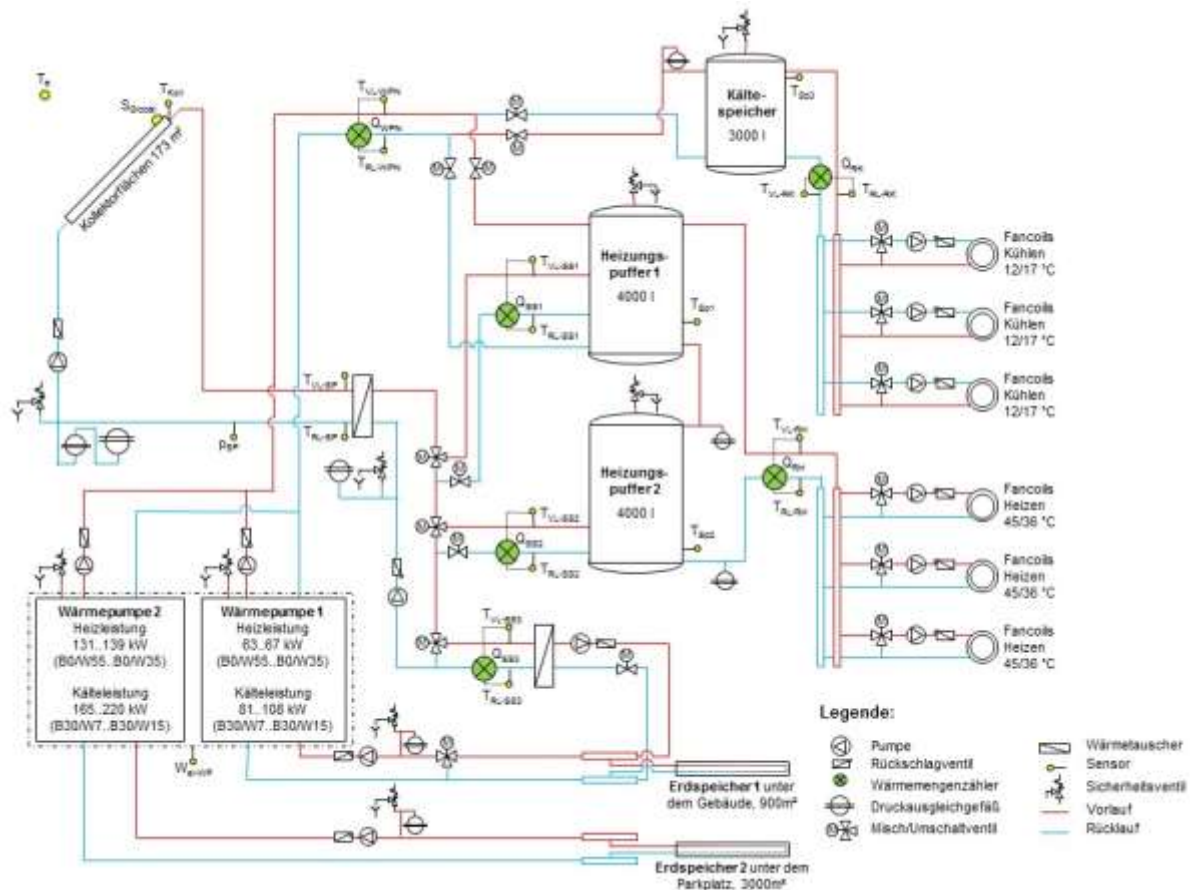


Abbildung 120: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „DLZ Grieskirchen“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S_{Global}	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_a	Temperatur der Außenluft
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$T_{\text{VL-SP}}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{\text{RL-SP}}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis

Q_{SS1}	Wärmemengenzähler Solarenergie an Heizungspuffer 1
$T_{\text{VL-SS1}}$	Solarvorlauftemperatur Heizungspuffer 1
$T_{\text{RL-SS1}}$	Solarrücklauftemperatur Heizungspuffer 1
Q_{SS2}	Wärmemengenzähler Solarenergie an Heizungspuffer 2
$T_{\text{VL-SS2}}$	Solarvorlauftemperatur Heizungspuffer 2
$T_{\text{RL-SS2}}$	Solarrücklauftemperatur Heizungspuffer 2
Q_{SS3}	Wärmemengenzähler Solarenergie an Erdspeicher 1
$T_{\text{VL-SS3}}$	Solarvorlauftemperatur Erdspeicher 1 (im Solarsekundärkreis)
$T_{\text{RL-SS3}}$	Solarrücklauftemperatur Erdspeicher 1 (im Solarsekundärkreis)

Speicher

T_{Sp1}	Temperatur im Heizungspuffer 1 unten
T_{Sp2}	Temperatur im Heizungspuffer 2 unten
T_{Sp3}	Temperatur im Kältespeicher oben

Wärmepumpen

Q_{WPN}	Wärmemengenzähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
T_{VL-WPN}	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
T_{RL-WPN}	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
W_{el-WP}	Stromzähler an den Wärmepumpen

Wärmeabgabe- bzw. Raumkühlungssystem

Q_{RH}	Wärmemengenzähler zur Raumheizung
T_{VL-RH}	Vorlauftemperatur Raumheizung
T_{RL-RH}	Rücklauftemperatur Raumheizung
Q_{RK}	Wärmemengenzähler Raumkühlung
T_{VL-RK}	Vorlauftemperatur Raumkühlung
T_{RL-RK}	Rücklauftemperatur Raumkühlung

7.8.3 Energiebilanzen

Die in Abbildung 121 dargestellte Energiebilanz des Projekts „DLZ Grieskirchen“ zeigt für den Heizbetrieb einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in den Pufferspeicher 1; dunkelblau: Solarwärme in den Pufferspeicher 2; dunkelrot: Nachheizung durch die Wärmepumpen) und andererseits die der Raumheizung zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün). Die beiden Erdspeicher werden in dieser Darstellung nicht mitbilanziert. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Output lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 21 % abschätzen. Das Diagramm enthält lediglich Werte für die Monate Dezember 2016 bis Juni 2017, da ab Mitte Juli 2017 die Datenübertragung nicht mehr funktioniert hatte. Dieser Fehler wurde im August 2017 entdeckt und dem für die Datenübertragung zuständigen Regelungstechnikunternehmen kommuniziert. Trotz mehrmaliger Versuche, die Datenübertragung per Fernzugriff wiederherzustellen, konnten die Regelungstechniker den Fehler nicht beheben. Die aus diesem Grund erforderliche Reparatur vor Ort verzögerte sich, da sich die Klärung der Finanzierung als schwierig erwies weil der Fördernehmer (Objektentwickler) das Gebäude bereits dem Eigentümer übergeben hatte und es daher zu Unklarheiten darüber, wer für die Funktionstüchtigkeit des Monitoringsystems verantwortlich sei, kam. Schließlich konnte im Februar 2018 die Reparatur im Auftrag des Fördernehmers durch das Regelungstechnikunternehmen doch durchgeführt werden. Aufgrund des mehrmonatigen Ausfalls der Datenübertragung sind die in diesem Zeitraum gesammelten Daten unwiederbringlich verloren. Aus diesem Grund wird die Datenerfassung mit März 2018 neu begonnen um eine lückenlose Betriebsdatenüberwachung über den Zeitraum eines Jahres sicherzustellen.

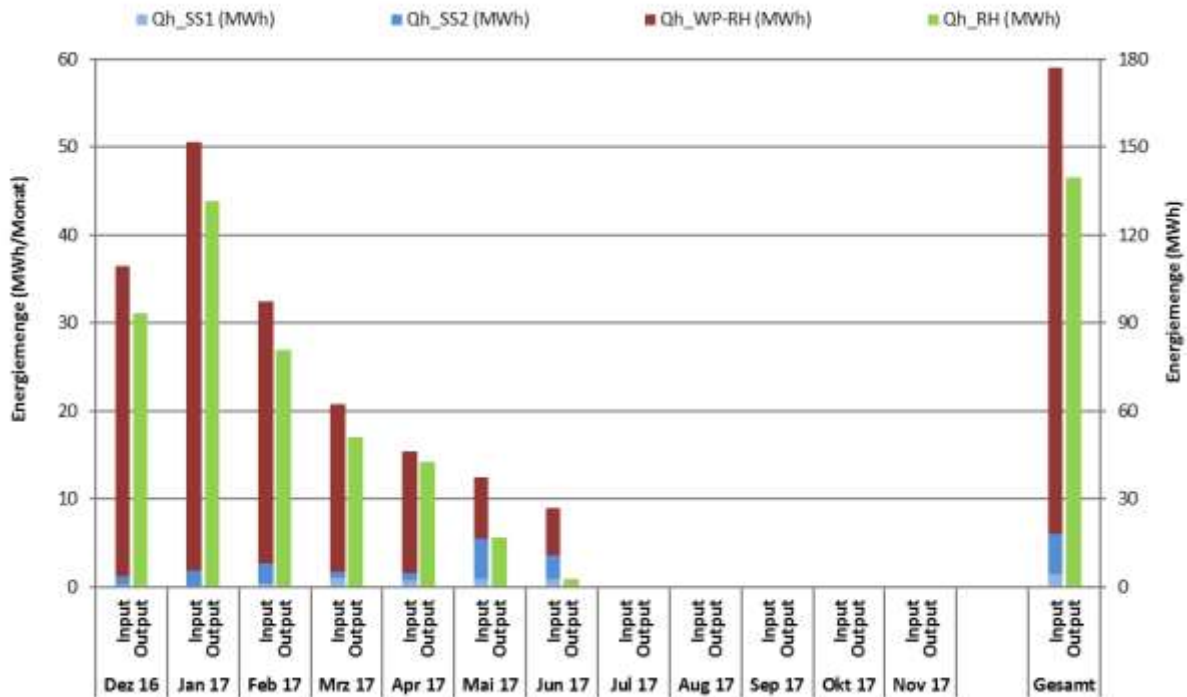


Abbildung 121: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „DLZ Grieskirchen“

Die in Abbildung 122 dargestellte Energiebilanz für den Kühlbetrieb zeigt einerseits die durch die Wärmepumpen vom Kältespeicher abgeführte Wärmemenge (blau) und andererseits die bei der Kühlung mittels Fancoils dem Kältespeicher zugeführte Wärmemenge (grün). Anhand der Messwerte ist erkennbar, dass bereits ab Mai eine signifikante Raumkühlung stattgefunden hat.

Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei das im Allgemeinen unterschiedliche Temperaturniveau im Speicher am Anfang und am Ende der Zeiträume vernachlässigt wird. Im dargestellten Beobachtungszeitraum betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 13 % der von den Wärmepumpen abgeführten Wärme. Da die Monitoringwerte ab Juli 2017 fehlen, kann noch keine eindeutige Aussage über den jährlichen Kühlbedarf getroffen werden.

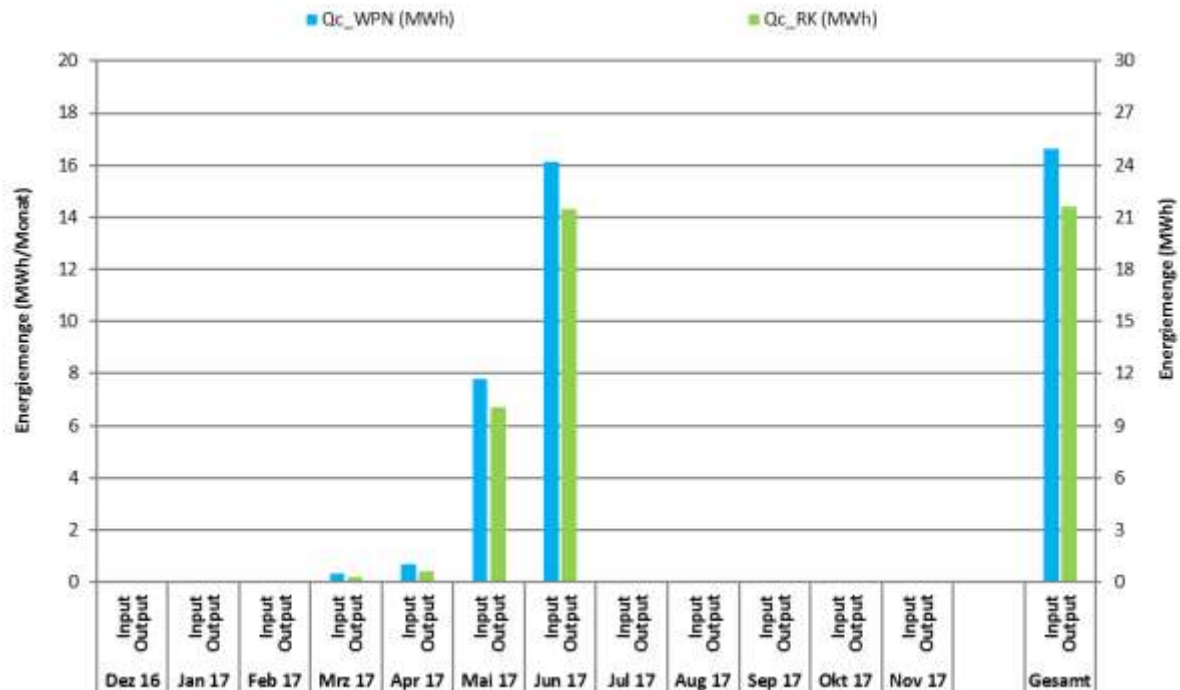


Abbildung 122: Energiebilanz für den Kühlbetrieb der Wärmepumpen und der Raumkühlung der Anlage „DLZ Grieskirchen“ (Dez. 2016 bis Juli 2017)

Die in Abbildung 123 dargestellten Energieströme an den Sole/Wasser-Wärmepumpen umfassen einerseits die den Verdichtern elektrisch zugeführte Energie (grün: im Heizbetrieb, blau: im Kühlbetrieb) und andererseits den messbaren Output der Wärmepumpen (rot: zugeführte Wärme im Heizbetrieb; lila: abgeführte Wärme im Kühlbetrieb). Die Wärmepumpe war bis März nur im Heizbetrieb. Während im April der Kühlbetrieb vernachlässigbar war, übertraf die bereit gestellte Kälte bereits im Mai die Wärmeerzeugung. Erstaunlicherweise ist sogar im Juni noch eine Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe erkennbar, obwohl die Warmwasserbereitung dezentral (elektrisch) und daher nicht durch die Anlage erfolgt.

Aus dem Verhältnis von Output (zugeführte Wärme im Heizbetrieb bzw. abgeführte Wärme im Kühlbetrieb) zu elektrischem Input (im Heiz- bzw. Kühlbetrieb) ergibt sich die Arbeitszahl (schwarz: im Heizbetrieb, blau: im Kühlbetrieb im Diagramm jedoch noch nicht dargestellt). Die Arbeitszahl Heizen lag in den Monaten Dezember 2016 bis Februar 2017 zwischen 4,3 und 5,1 bzw. über den gesamten Zeitraum betrachtet bei 4,6. Da der Stromzähler zwischen März 2017 und Februar 2018 keine plausiblen Werte lieferte, können ab März keine Arbeitszahlen ermittelt werden. Da erst ab März 2017 gekühlt wurde, konnten für den Kühlbetrieb noch überhaupt keine Arbeitszahlen ermittelt werden.

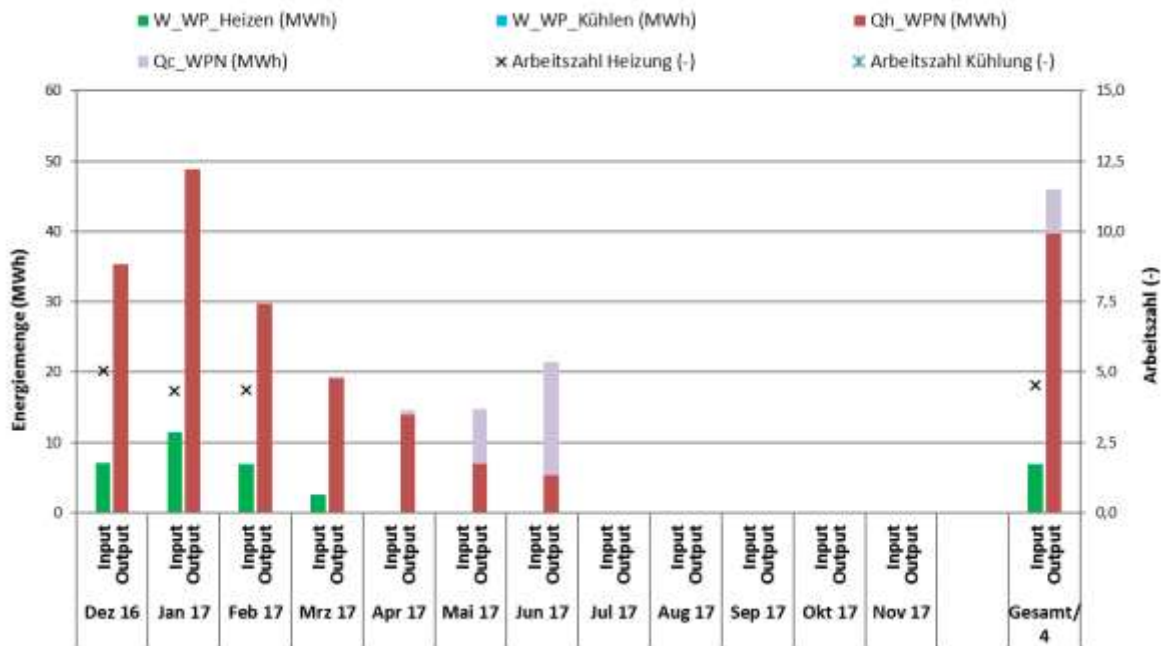


Abbildung 123: Elektrischer Input und Wärmeoutput der Wärmepumpen sowie Arbeitszahlen für Heizen und Kühlen der Anlage „DLZ Grieskirchen“

7.8.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag während des Monitoringzeitraums richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 124 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse. Der simulierte spezifische direkte Jahresertrag (blaue Linie) wurde mit 124 kWh/m^2 und der simulierte gesamte Jahresertrag inkl. Erdspeicherbeladung (blau gestrichelt) wurde mit 480 kWh/m^2 angegeben. Die in den ersten sieben Monaten des Monitorings gemessene Einstrahlung (gelb gestrichelt) entspricht der Prognose (gelbe Linie) beinahe exakt. Der gemessene in die Pufferspeicher eingespeiste Solarertrag (direkt, rote Linie) ist Ende Juni mit 114 kWh/m^2 kumuliert rund 50 %, der gemessene gesamte Solarertrag (rot gestrichelt) mit 257 kWh/m^2 kumuliert rund 6 % größer als der jeweilige simulierte Wert. In den Monaten Dezember 2016 und Jänner 2017 kam es aufgrund eines defekten 2-Wegeventils zu keiner Beladung des Erdspeichers (rot, strichpunktiert). In diesem Zeitraum wurde ausschließlich der Pufferspeicher (rot gestrichelt) beladen (vgl. Kapitel „Detailbetrachtung“). Potentiell zur Verfügung stehende Wärmemengen auf niedrigeren Temperaturniveaus zu Beginn und gegen Ende der Betriebszeiten der Solaranlage konnten somit nicht genutzt werden. Nach der Reparatur des 2-Wege-Ventils Mitte Februar 2017 entspricht die Einspeisung in den Erdspeicher den Erwartungen.

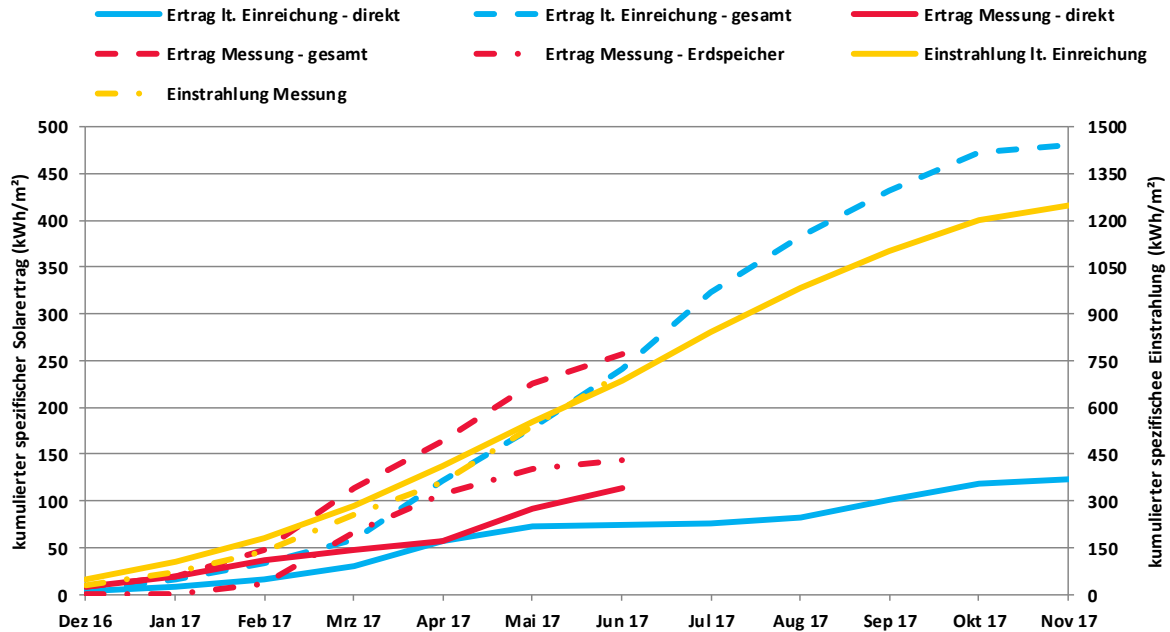


Abbildung 124: Einstrahlung und gemessener spezifischer (direkter, in den Erdspeicher eingespeister und gesamter) Solarertrag sowie spezifischer (direkter und gesamter) Solarertrag laut der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „DLZ Grieskirchen“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 125 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch kommt in der Simulationsrechnung auf rund 209 MWh. Der gemessene Verbrauch (rot) liegt mit 140 MWh im Juni rund 3 % unter der Prognose (blau).

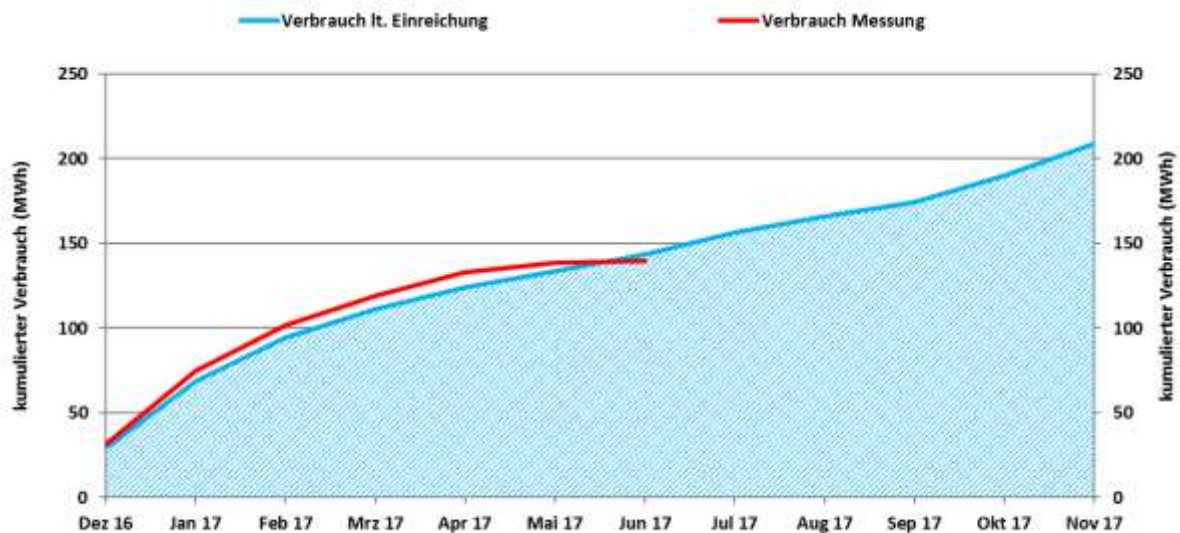


Abbildung 125: Verbrauch gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „DLZ Grieskirchen“

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 126 dargestellt. Für den prognostizierten und den gemessenen solaren Deckungsgrad (kurz SD) wurde im Diagramm nur der direkte Eintrag in die Pufferspeicher berücksichtigt, da der Beitrag der in den Erdspeicher 1 eingespeisten Solarwärme zur Deckung des Raumwärmebedarfs nicht exakt ermittelt werden konnte. Die simulierten und die gemessenen Werte sind grundsätzlich sehr ähnlich, lediglich im Monat April liegt der gemessene nur bei 20% des simulierten Wertes. Der prognostizierte

(direkte) solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 13 % angegeben. Der gemessene (direkte) solare Deckungsgrad für die Monate Dezember 2016 bis Juni 2017 liegt geringfügig über dem prognostizierten Jahresdeckungsgrad.

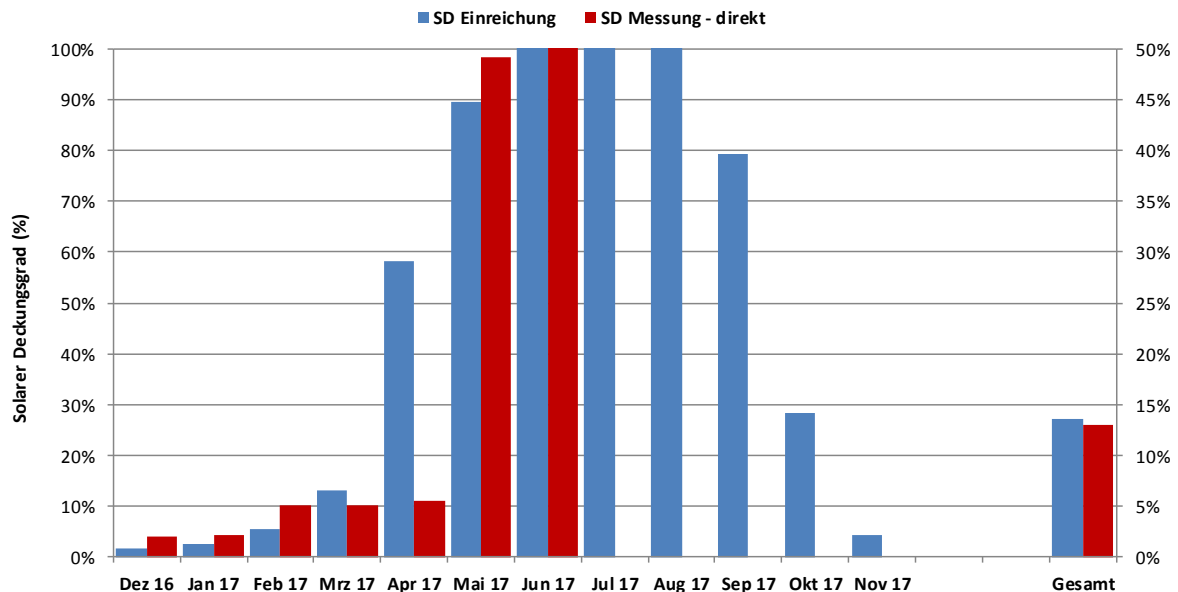


Abbildung 126: Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen (gesamt und direkt) der Anlage „DLZ Grieskirchen“

7.8.5 Detailbetrachtung

Das Betriebsverhalten der Solaranlage im Winter ist exemplarisch für den 4.12.2016 in Abbildung 127 dargestellt. Darin sind die Temperatur eines Kollektors, die Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher, die Globalstrahlung und die Durchflüsse im Solarsekundärkreis dargestellt. In Abbildung 128 sind ergänzend zu Abbildung 127 die Leistungsmesswerte der Solaranlage dargestellt.

Anhand der Durchflüsse und Leistungen lässt sich erkennen, dass im dargestellten Zeitraum trotz Umwälzung im Solarsekundärkreis keine Wärme an den Erdspeicher übertragen worden ist (vgl. blaue Kurven \dot{V}_{SS3} und \dot{Q}_{SS3}). Auf diesen Fehler wurde im letzten Zwischenbericht hingewiesen. Wie bereits in 7.8.3 beschrieben, war die Ursache ein Defekt des automatisch betätigten 2-Wege-Ventils im Erdspeicherkreis, der Mitte Februar 2017 behoben wurde.

Während der Pufferbeladung (vgl. rote Kurven \dot{V}_{SS2} und \dot{Q}_{SS2}) ist das Temperaturniveau im Solarprimärkreis merklich höher als im Sekundärkreis. Somit ist die logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher (vgl. rosa Kurve ΔT_m) mit ca. 9 K bei 800 W/m² oberhalb des optimalen Bereichs (5-7 K bei einer Einstrahlung von 1000 W/m²), was sich negativ auf die Systemeffizienz auswirken kann. Abhilfe wäre der Einsatz eines Solarwärmetauschers mit größerer Wärmeübertragungsfläche. Zusätzlich kann durch eine Optimierung der Durchflüsse von Solarprimär und -sekundärkreis das Temperaturniveau der Kollektoren besser in die Speicher übertragen werden.

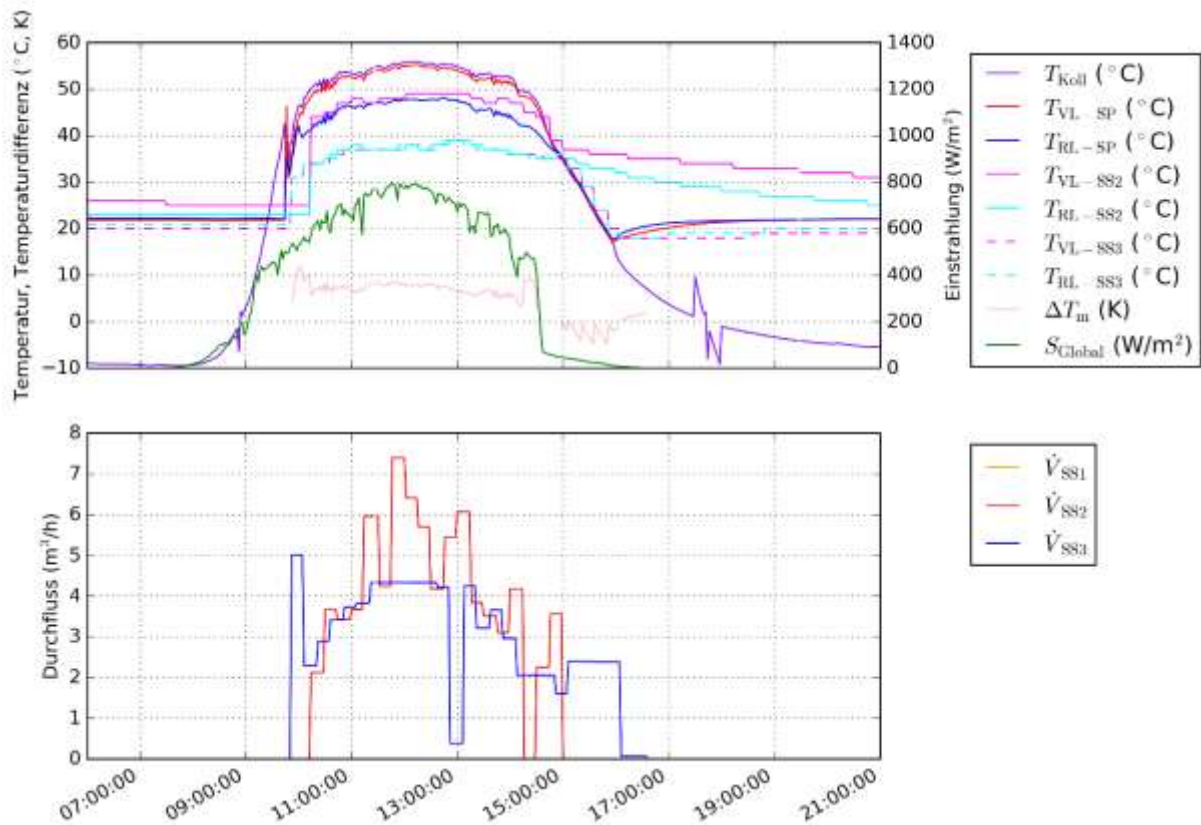


Abbildung 127: Temperatur eines Kollektors, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher sowie Globalstrahlung und Durchflüsse im Solarsekundärkreis (4.12.2016, 6:00-21:00 Uhr)

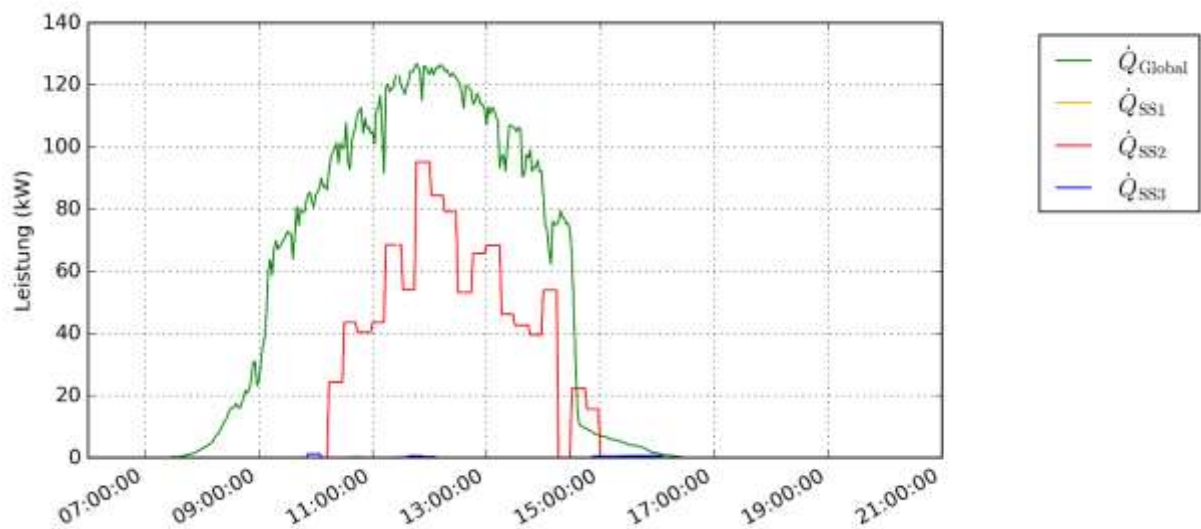


Abbildung 128: Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen im Solarsekundärkreis (4.12.2016, 6:00-21:00 Uhr)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage in der Übergangszeit ist exemplarisch für den 10.4.2017 in Abbildung 129 und Abbildung 130 analog zum oben beschriebenen Wintertag dargestellt. Im Gegensatz zum 4.12.2016 erfolgt am 10.4.2017 bis ca. 12:00 eine Beladung des Erdspeichers (in den Monitoringdaten sind seit 20.2.2017 signifikante Leistungsflüsse in den Erdspeicher erkennbar). Somit kann zur Verfügung stehende Solarwärme, die aufgrund eines zu niedrigen Temperaturniveaus nicht in die Pufferspeicher eingespeist werden kann, genutzt werden. Wie bereits oben erwähnt, konnte in dieser Betrachtung nicht festgestellt werden, wie hoch der Nutzen dieser Erdreichbeladung ist. Um 12:00 erfolgt eine Umschaltung auf Beladung von

Pufferspeicher 2. Nach ca. 20 Minuten erfolgt die Umschaltung auf Beladung von Pufferspeicher 1, der im Solarsystem auf die höchste Temperatur geregelt und daher nur bei entsprechend starker Einstrahlung und hoher Kollektortemperatur beladen wird. Nach ca. 30 Minuten erfolgt eine erneute Umschaltung auf Beladung von Pufferspeicher 2. Durch diese Schaltvorgänge kommt es trotz stabiler Einstrahlung zu erheblichen Schwankungen der Vor- und Rücklauftemperaturen von Solarprimär- und -sekundärkreis. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmetauschers (rosa Kurve ΔT_m) liegt zeitweise jedoch insbesondere während Zeiten maximaler Einstrahlung deutlich über 10 K, was die bereits für den 4.12. gemachte Beobachtung bestätigt.

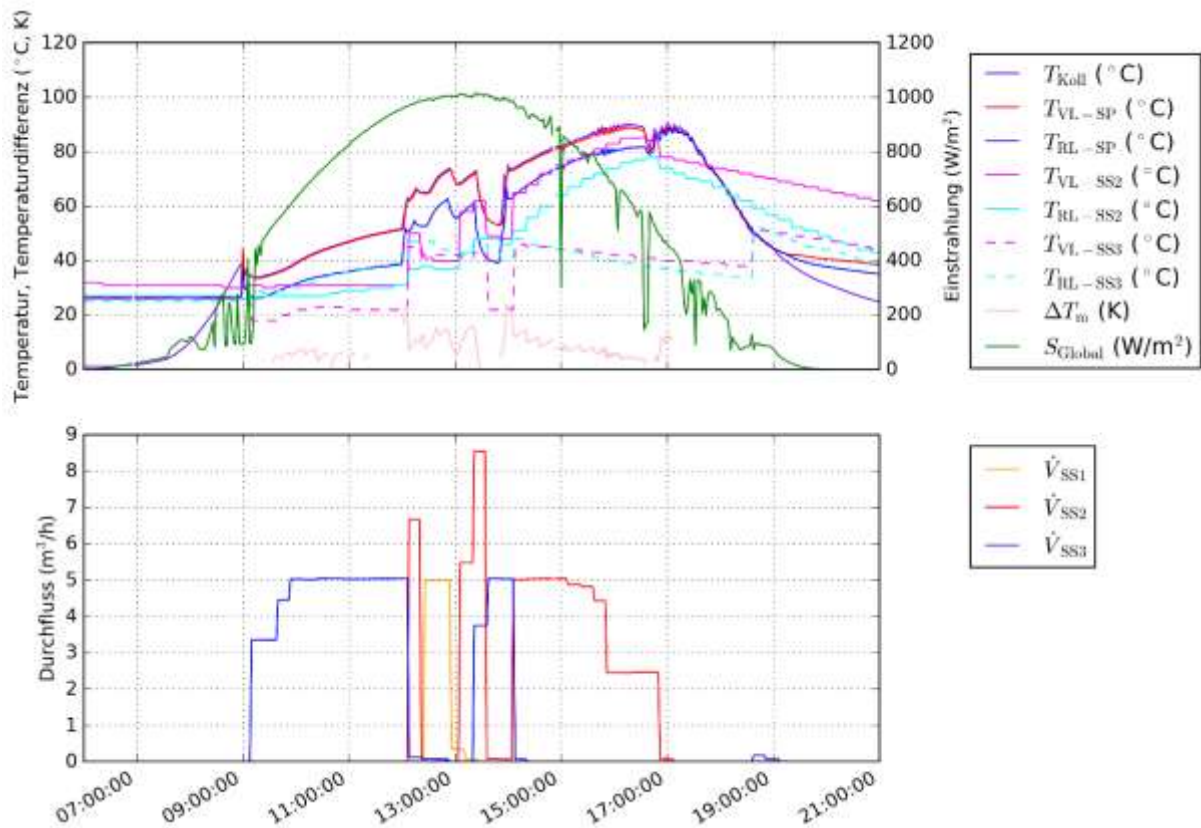


Abbildung 129: Temperatur eines Kollektors, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher sowie Globalstrahlung und Durchflüsse im Solarsekundärkreis (10.4.2017, 6:00-21:00 Uhr)

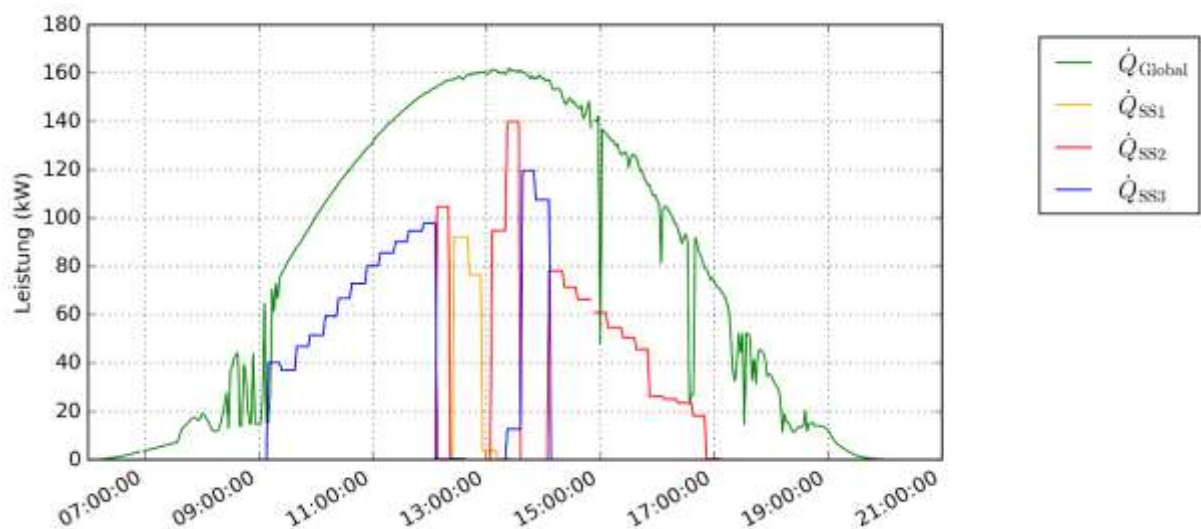


Abbildung 130: Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen im Solarsekundärkreis (10.4.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage im Sommer ist exemplarisch für den 22.6.2017 in Abbildung 131 und Abbildung 132 analog zu den beiden anderen Tagen dargestellt. Wie am 22.6.2017 kommt es an ca. 1/3 der Tage im Mai und an ca. 2/3 der Tage im Juni (letzter Monat mit vollständiger Datenlage) zur Stagnation der Solaranlage. Gleichzeitig erfolgt am 22.6. (wie auch an zahlreichen anderen Tagen im Mai und Juni) beinahe keine Einspeisung in den Erdspeicher. Da bis 12:00 beide Pufferspeicher vollständig geladen sind und wegen der fehlenden Einspeisung in den Erdspeicher kommt es ab ca. 12:20 zur Stagnation der Solaranlage. Trotz der hohen Einstrahlung von knapp 1000 W/m² beträgt die berechnete, in den Erdspeicher eingespeiste Wärmemenge im Juni lediglich 1,4 MWh. Im Mai liegt dieser Wert bei 4,3 MWh. Dieser Umstand liegt an der Regelstrategie der Speicherladung von Erdspeicher 1: Um im Sommer unerwünschten Wärmeeintrag in das Gebäude zu verhindern, der den Kühlbedarf erhöhen bzw. zu einer Überwärmung von Räumen führen würde, ist die maximale Speichertemperatur von Erdspeicher 1 auf 25°C und die Lade-Vorlauftemperatur auf 55°C begrenzt.

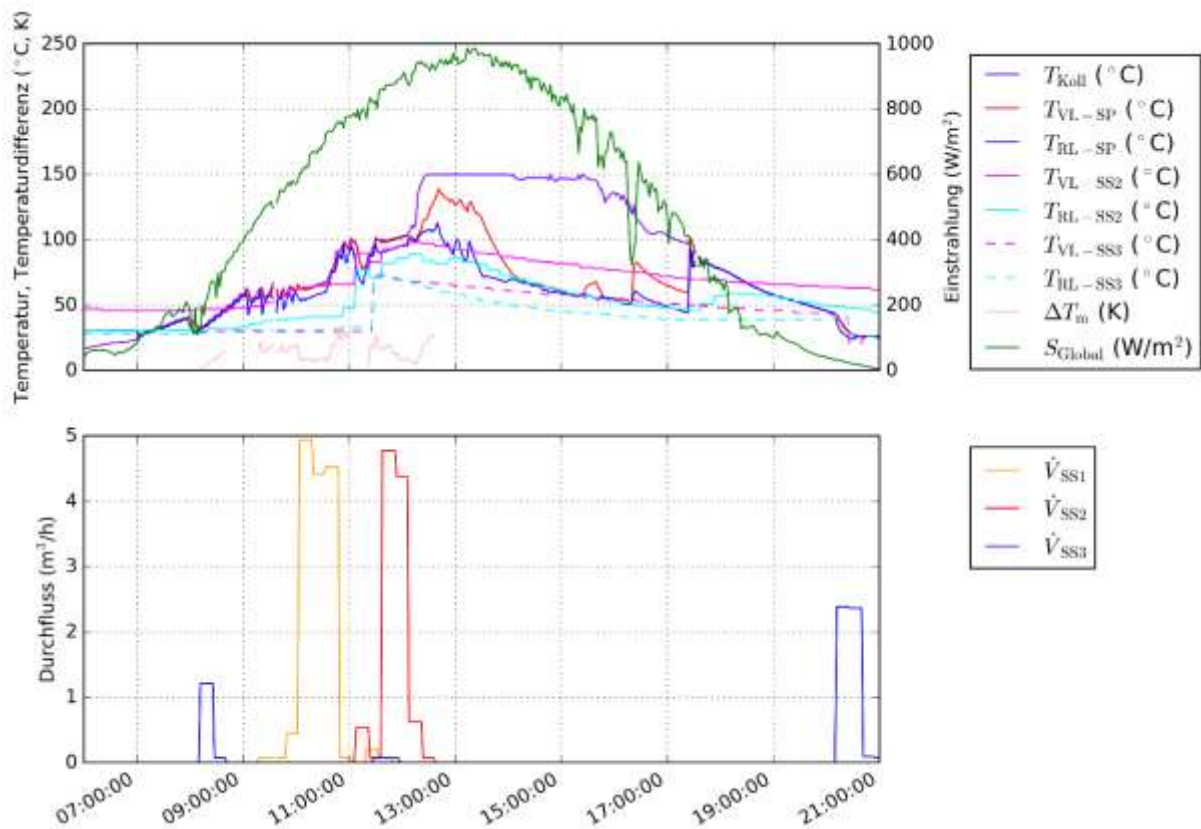


Abbildung 131: Temperatur eines Kollektors, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher sowie Globalstrahlung und Durchflüsse im Solarsekundärkreis (22.6.2017, 6:00-21:00 Uhr)

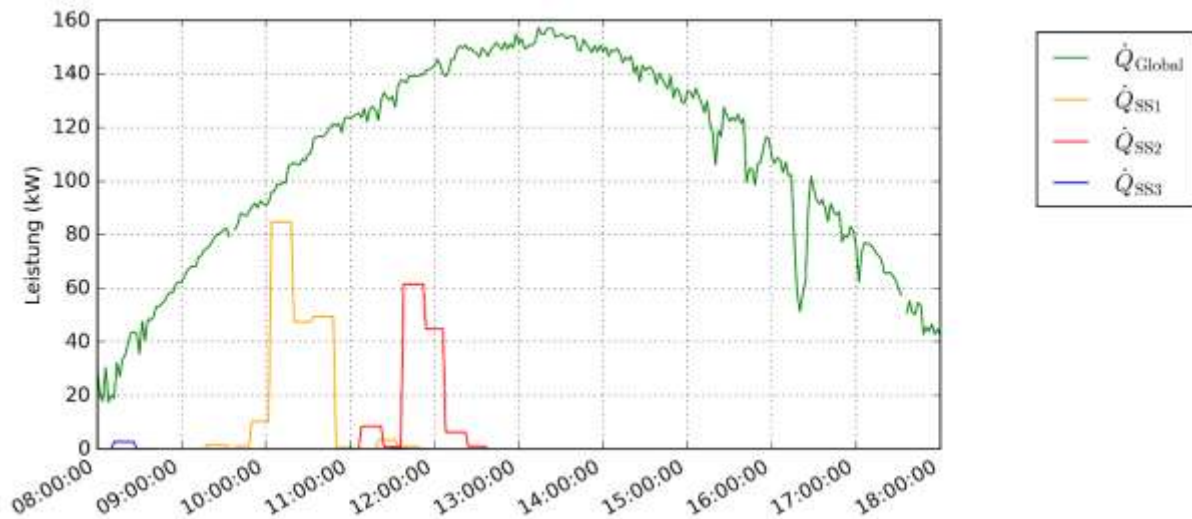


Abbildung 132: Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen im Solarsekundärkreis (22.6.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Den Betrieb der Wärmepumpe im Heizbetrieb zeigt Abbildung 133 exemplarisch für den 4.12.2016. Der Verlauf der Leistung ergibt sich aus der Regelung der beiden Wärmepumpen, deren jeweils zwei Verdichter für gleichmäßig hohe Betriebsstunden abwechselnd aktiviert werden. Der Durchfluss wird mit den aktivierten Verdichterstufen verändert. Doch selbst wenn keine Verdichterstufe in Betrieb ist, wird ab 11:15 Uhr für eine Stunde ein Volumenstrom von 10 m³/h umgewälzt, der in Folge auch den Pufferspeicher durchmischt. Der Fördernehmer wurde auf dieses Optimierungspotenzial hingewiesen. Die Begründung für dieses Verhalten liegt laut Planungsfirma an einer EVU-Abschaltung, die zwischen 11:00 und 12:00 erfolgt. In dieser Zeit sind die Wärmepumpen daher nicht in Betrieb. Kommt es jedoch zu einer Heiz- oder Kühlanforderung, weil die Temperaturen in den Puffern nicht mehr den Sollwerten entsprechen, werden die Umwälzpumpen von der Regelung in Betrieb gesetzt. Die mögliche Abhilfe wäre eine etwaige Sperrung der Wärmepumpe durch die Regelung. Bis zum Zeitpunkt der Berichtslegung wurde die Regelung noch nicht angepasst.

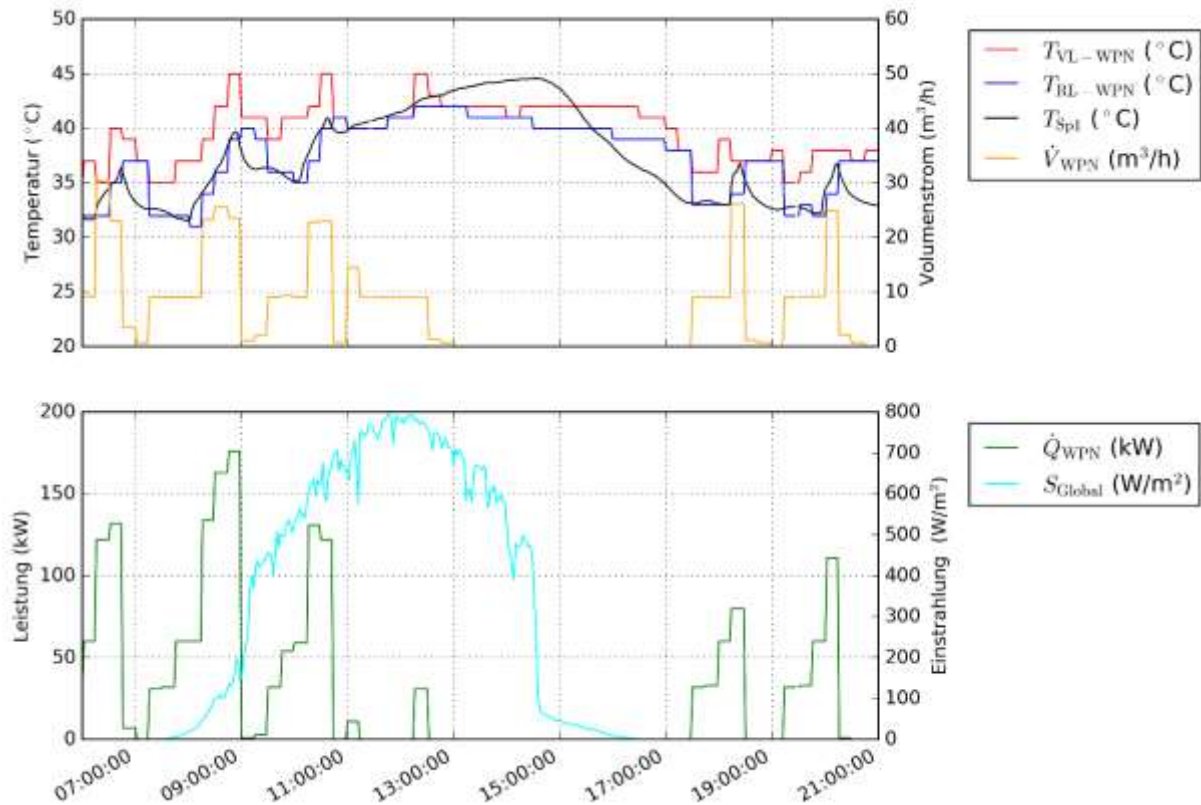


Abbildung 133: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe, Temperatur im Heizungspuffer 1, Durchfluss und Leistung auf der Nutzerseite der Wärmepumpe sowie Globalstrahlung (4.12.2016, 6:00-21:00 Uhr)

Abbildung 134 zeigt die Versorgung des Raumheizungsverteilers. Die Vorlauftemperatur wird in der Nacht von den Wärmepumpen über den Puffer 1 auf zwischen 35 und 40 °C gehalten. Tagsüber und bei Betrieb der Solaranlage steigt die Vorlauftemperatur etwas an. Die Rücklauftemperatur zum Pufferspeicher liegt wie geplant zwischen 30 und 36 °C. Die Auswertung der Messdaten zeigt in diesem hydraulischen Kreislauf bisher kein Optimierungspotential.

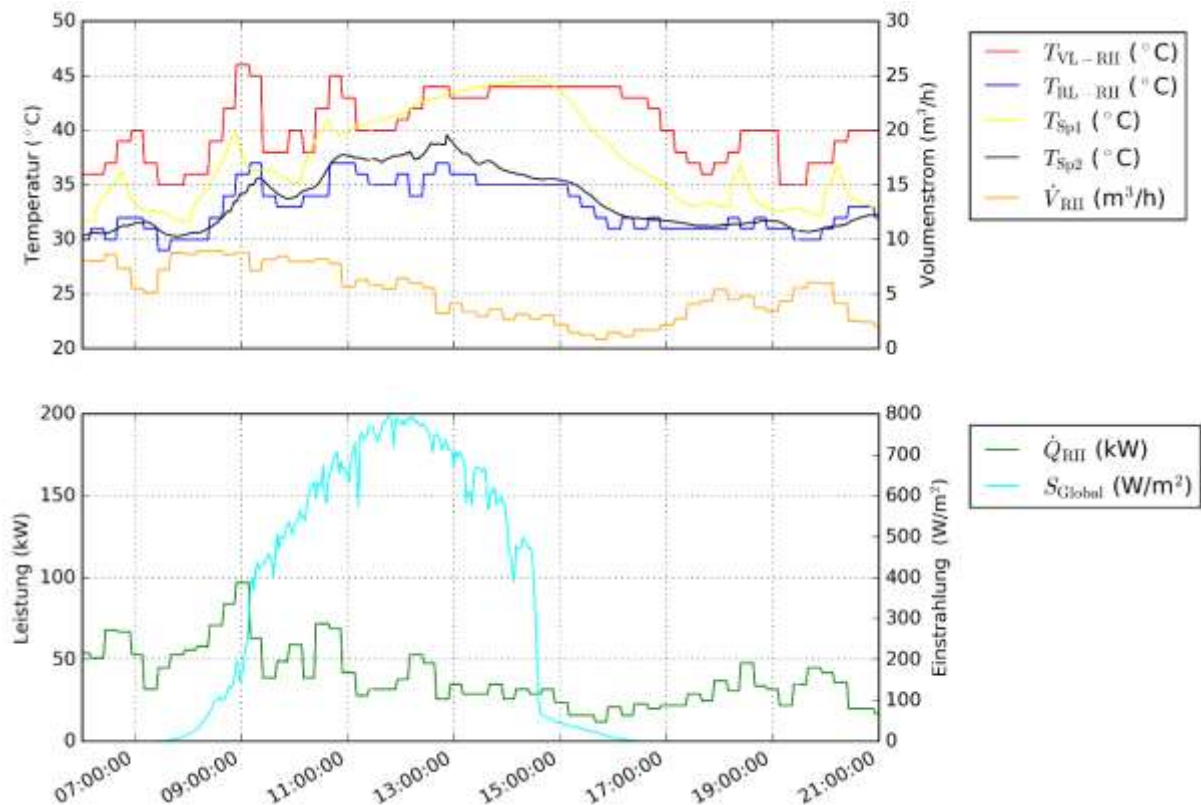


Abbildung 134: Vor- und Rücklauftemperatur zur Raumheizungsversorgung, Puffertemperaturen, Durchfluss und Leistung zur Raumheizungsversorgung sowie Globalstrahlung (4.12.2016)

7.8.6 Anlagen Status Quo

Das Monitoring der Anlage „DLZ Grieskirchen“ hat mit Dezember 2016 gestartet. Aufgrund einer Unterbrechung der Datenübertragung im Zeitraum Juli 2017 bis Februar 2018 und anderen Fehlern bei der Datenerfassung ist ein Neustart des Monitorings erforderlich. Die Behebung der beschriebenen Mängel wurde im Februar 2018 durchgeführt, der Neustart des Monitorings erfolgte mit Anfang März.

Die im letzten Zwischenbericht aufgezeigte Störung, die solare Regeneration des Erdspeichers unter dem Gebäude betreffend, wurde behoben (defektes 2-Wege-Ventil). Die in den Monaten Mai und Juni auftretende und zu Stagnation der Solaranlage führende fehlende Einspeisung in den Erdspeicher deutet auf ein weiteres Optimierungspotenzial bei der Regelung hin und sollte in weiterer Folge näher untersucht werden.

Optimierungspotenzial zeigt sich auch am Solarwärmetauscher und hinsichtlich des Abgleichs der Durchflüsse der Solaranlage. Während der Pufferbeladung ist das Temperaturniveau im Solarprimärkreis deutlich höher als im Sekundärkreis. Das deutet auf eine zu geringe Wärmeübertragungsfähigkeit des Wärmetauschers hin. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz liegt teilweise über 10 K. Empfohlen sind Werte um 5 bis 7 K. Abhilfe wäre der Einsatz eines Solarwärmetauschers mit einer größeren Wärmeübertragungsfläche. Zusätzlich kann durch eine Optimierung der Durchflüsse von Solarprimär und -sekundärkreis das Temperaturniveau der Kollektoren besser in die Speicher übertragen werden. Diese Maßnahmen wurden dem Fördernehmer mitgeteilt. Der Tausch des Solarwärmetauschers wird vom Lieferanten der Anlage nicht als sinnvoll erachtet, da der Aufwand den begrenzten Effizienzgewinn nicht rechtfertigt. Der Abgleich der Durchflüsse von Solarprimär- und -sekundärkreis ist in der Umsetzung durch den Installateur.

Der Umstand, dass im Zeitraum Juli 2017 bis Februar 2018 die Datenübertragung nicht gewährleistet war und die langen Wartezeiten bei der Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen sind darauf zurückzuführen, dass die Anlage nicht mehr vom Fördernehmer betrieben wird. Daher gab es in der jüngeren Vergangenheit Unklarheiten darüber wer für die Performance der Solaranlage und die Funktionstüchtigkeit der Datenübertragung verantwortlich ist.

7.9 Energieinsel Landskron, Ktn.

7.9.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Energieinsel Landskron
<u>Adresse:</u>	9500 Villach
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Mikronetz
<u>Verbraucher:</u>	11 Mehrfamilienhäuser mit insgesamt 215 Wohnungen und rund 20.000 m ² Wohnfläche
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1.357 m ² Flachkollektoren (Tisun)
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Ausrichtung:</u>	191° Süd-Ost
<u>Nachheizungssysteme:</u>	Fernwärme 2 MW, Wärmepumpe (149 kW)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 34 m ³
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	22,5 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	555 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Zwischen 2015 und Frühjahr 2018 wurde im Ortsteil Landskron der Stadtgemeinde Villach zwischen Seebach und dem Mündungsbereich des Moosbaches ein Mikronetz zur Heizungs- und Warmwasserversorgung von 14 Häusern mit rund 20.000 m² Wohn- und Geschäftsfläche errichtet (siehe Abbildung 135). Die neu errichteten Wohneinheiten sind mit Fußbodenheizung (siehe Abbildung 137, rechte Abbildung) sowie Frischwasserlademodulen zur Brauchwasserbereitung ausgestattet, wodurch das Mikronetz als Niedertemperaturnetz (60 °C/30 °C) ausgeführt werden konnte. Die Gesamttrassenlänge des Mikronetzes der Energieinsel Landskron beträgt rund 753 Meter.

Die Wärmeversorgung des Mikronetzes erfolgt durch eine Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von insgesamt 1.357 m² in Verbindung mit zwei Energiespeichern mit einem Speichervolumen von insgesamt 68 m³. Die Kollektorfelder wurden auf insgesamt 6 Dächern untergebracht und speisen zentral je nach Temperaturniveau in einen der beiden Speicher ein (siehe Abbildung 136 und Abbildung 137 – jeweils linke Abbildung). Weitere Wärmequellen stellen die städtische Fernwärme und eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 149 kW dar.

Etwaige Überschüsse der solaren Großanlage können in das Fernwärmenetz der Stadt Villach rückeingespeist werden. Zur Rückeinspeisung in das lokale Fernwärmenetz soll im Sommerbetrieb eine Minimaleintrittstemperatur von 85 °C zur Aufheizung der Fernwärmenetzvorlaufstemperatur bzw. im Heizbetrieb (Winter) eine Minimaleintrittstemperatur von 55 °C zur Aufheizung der Fernwärmenetzrücklaufstemperatur erreicht werden.



Abbildung 135: Panoramaansicht der neu errichteten bzw. im Bau befindlichen Mehrparteienhäuser des Projekts „Energieinsel Landskron“ (Bildquelle: asteenergy)



Abbildung 136: Ansicht zweier Kollektorfelder auf den Mehrparteienhäusern des Projekts „Energieinsel Landskron“ (Bildquelle: asteenergy)



Abbildung 137: Ansicht der Heizzentrale (linke Abbildung) sowie Abbildung der Fußbodenheizungen während der Verlegearbeiten (rechte Abbildung) des Projekts „Energieinsel Landskron“ (Bildquelle: asteenergy)

7.9.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Energieinsel Landskron“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 138 dargestellt.

Zentraler Bestandteil der Anlage sind die beiden Energiespeicher mit gesamt rund 68 m³ Speichervolumen. Sowohl die solarthermische Anlage, die Nachheizung mittels

Fernwärme als auch die Wärmepumpe sind hydraulisch an den zentralen Energiespeicher gekoppelt.

Das Verteilnetz des Mikronetzes der Energieinsel Landskron ist als Niedertemperaturnetz ausgelegt mit einer geplanten Vorlauftemperatur von rund 60 °C und einem Rücklauftemperaturniveau von rund 30 °C. Solare Überschüsse können in das Fernwärmenetz der Stadt Villach rückeingespeist werden. Dabei sollen im Sommerbetrieb eine Minimaleintrittstemperatur von 85 °C zur Aufheizung der Fernwärmenetzvorlauftemperatur bzw. im Heizbetrieb (Winter) eine Minimaleintrittstemperatur von 55 °C zur Aufheizung der Fernwärmenetzrücklauftemperatur erreicht werden.

Im Rahmen des Monitorings werden die Globalstrahlung und der Druck in den Solarprimärkreisen gemessen. Der Eintrag der sechs Kollektorfelder wird mit drei Wärmemengenzählern erfasst. Zur Erfassung der Wärmepumpe-Energieströme wurde ein Wärmemengenzähler installiert sowie zur Bestimmung der Leistungszahl bzw. der Analyse der Betriebsweise der Wärmepumpe, wird auch der Stromverbrauch während des Wärmepumpenbetriebs aufgezeichnet. Jeweils ein Wärmemengenzähler wurde für den Eintrag in den Pufferspeicher durch bzw. die Rückeinspeisung in das städtische Wärmenetz installiert. Der Wärmebedarf der Abnehmer wird ebenfalls mittels eines Wärmemengenzählers erfasst.

Das Monitoringkonzept umfasst sieben Wärmemengenzähler, 27 Temperatursensoren, einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene sowie ein Stromzähler zur Analyse des Wärmepumpenbetriebs.

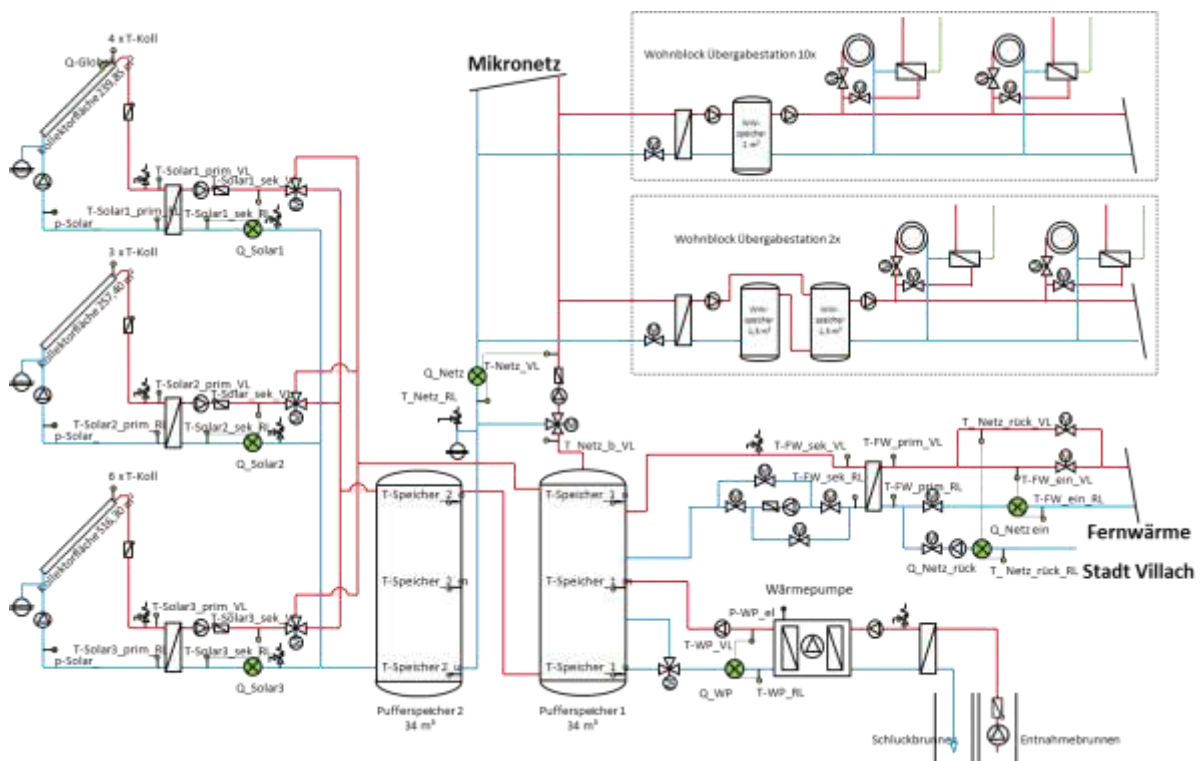


Abbildung 138: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Energieinsel Landskron“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren; rot: Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q_{Global}

Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene

p_{Solar}

Drucksensor Primärkreis

T_{Koll_1}

Kollektortemperatur 1

$T_{\text{-Solar1_prim_VL}}$

Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 1

T ⁻ Solar1_prim_RL	Rücklauf­temperatur Solarprimärkreis 1
Q ^{Solar1_BK}	Wärmemengenzähler Solarkreis 1
T ⁻ Solar1_sek_VL	Vorlauf­temperatur Solarsekundärkreis 1
T ⁻ Solar1_sek_VL	Rücklauf­temperatur Solarsekundärkreis 1
T _{Koll_2}	Kollektortemperatur 2
T ⁻ Solar2_prim_VL	Vorlauf­temperatur Solarprimärkreis 2
T ⁻ Solar2_prim_RL	Rücklauf­temperatur Solarprimärkreis 2
Q ^{Solar2_BK}	Wärmemengenzähler Solarkreis 2
T ⁻ Solar2_sek_VL	Vorlauf­temperatur Solarsekundärkreis 2
T ⁻ Solar2_sek_VL	Rücklauf­temperatur Solarsekundärkreis 2
T _{Koll_3}	Kollektortemperatur 3
T ⁻ Solar3_prim_VL	Vorlauf­temperatur Solarprimärkreis 3
T ⁻ Solar3_prim_RL	Rücklauf­temperatur Solarprimärkreis 3
Q ^{Solar3_BK}	Wärmemengenzähler Solarkreis 3
T ⁻ Solar3_sek_VL	Vorlauf­temperatur Solarsekundärkreis 3
T ⁻ Solar3_sek_VL	Rücklauf­temperatur Solarsekundärkreis 3
 <u>Pufferspeicher 1</u>	
T _{Speicher1-o}	Pufferspeichertemperatur 1 oben
T _{Speicher1-m}	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
T _{Speicher1-u}	Pufferspeichertemperatur 1 unten
 <u>Pufferspeicher 2</u>	
T _{Speicher2-o}	Pufferspeichertemperatur 2 oben
T _{Speicher2-m}	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
T _{Speicher2-u}	Pufferspeichertemperatur 2 unten
 <u>Nachheizung Wärmepumpe</u>	
Q-WP	Wärmemengenzähler Wärmepumpe
T ⁻ WP_VL	Vorlauf­temperatur Wärmepumpe
T ⁻ WP_RL	Rücklauf­temperatur Wärmepumpe
 <u>Fernwärme</u>	
T ⁻ FW_prim_VL	Vorlauf­temperatur Fernwärme primär
T ⁻ FW_prim_RL	Rücklauf­temperatur Fernwärme primär
T ⁻ FW_sek_VL	Vorlauf­temperatur Fernwärme sekundär
T ⁻ FW_sek_VL	Rücklauf­temperatur Fernwärme sekundär
T ⁻ FW_ein_VL	Vorlauf­temperatur Fernwärme Einspeisung
T ⁻ FW_ein_RL	Rücklauf­temperatur Fernwärme Einspeisung
Q _{Netz ein}	Wärmemengenzähler Fernwärme Einspeisung
T ⁻ FW_rück_VL	Vorlauf­temperatur Fernwärme Rückeinspeisung
T ⁻ FW_rück_VL	Rücklauf­temperatur Fernwärme Rückeinspeisung
Q _{Netz rücl}	Wärmemengenzähler Fernwärme Rückeinspeisung
 <u>Mikronetz</u>	
Q-Netz	Wärmemengenzähler Mikronetz
T ⁻ Netz_VL	Vorlauf­temperatur Mikronetz
T ⁻ Netz_b_VL	Vorlauf­temperatur Mikronetz (vor Beimischung)
T ⁻ Netz_RL	Rücklauf­temperatur Mikronetz

7.9.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 139 bis Abbildung 141) zeigen die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „Energieinsel Landskron“ angegebenen Simulationsergebnisse zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 555 kWh/m²a prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 139 zu entnehmen.



Abbildung 139: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Energieinsel Landskron“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 22 % angegeben (siehe Abbildung 140).

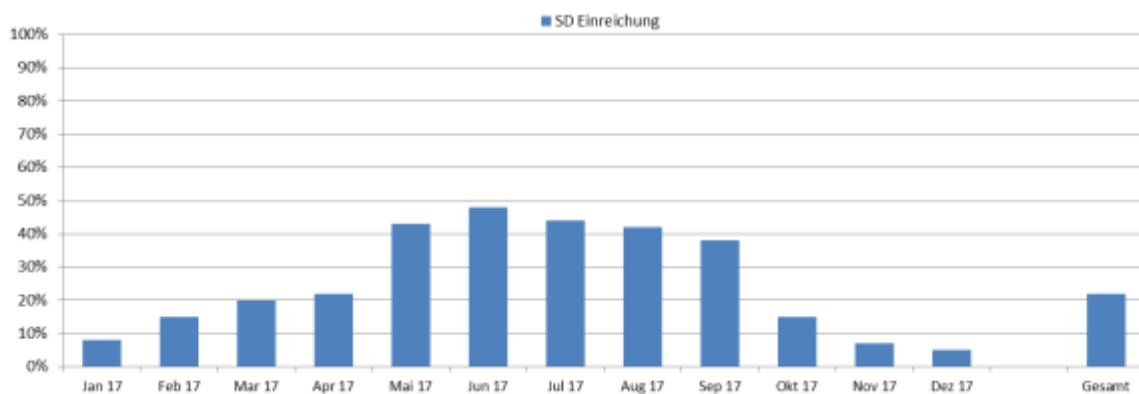


Abbildung 140: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Energieinsel Landskron“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 3450 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 141 zu entnehmen.

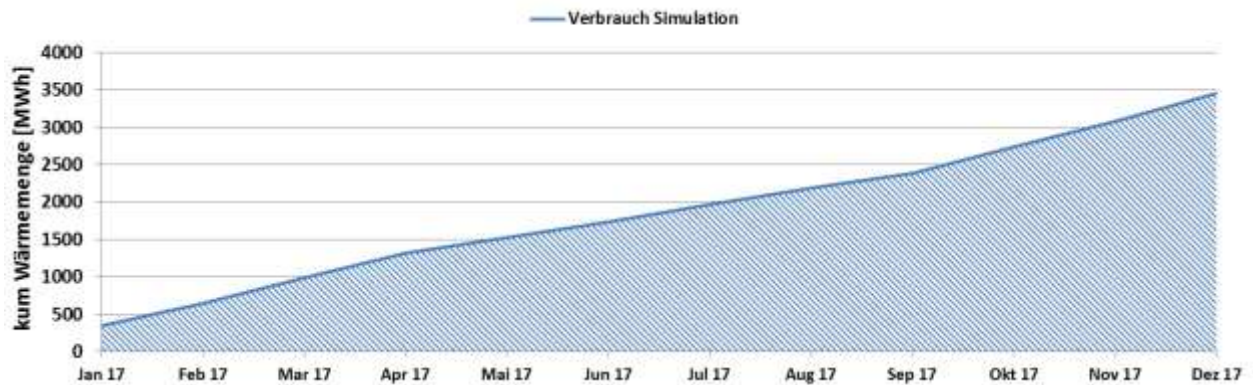


Abbildung 141: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Energieinsel Landskron“

7.9.4 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Energieinsel Landskron“ befindet sich in der Endphase der Fertigstellung. Das gesamte Kollektorfeld der solarthermischen Anlage sowie das Monitoringsystem wurden bereits installiert. Die solarthermische Anlage befindet sich im Betrieb und wird aktuell ausschließlich zur Trocknung des Rohbaus herangezogen. Der Übergang der gesamten Anlage in den Regelbetrieb ist laut Förderwerber für Frühjahr 2018 geplant. Ab dann werden die ersten Bewohner die Wohnung beziehen und die solarthermische Anlage wird zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung herangezogen.

Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber ist die Inbetriebnahme der Datenübertragung ab dann geplant. Im Anschluss daran wird die Vollständigkeit der Messdaten inkl. Plausibilitätsprüfung durch das Team der Begleitforschung durchgeführt. Verlaufen diese Arbeiten erfolgreich, sprich Messtechnik als auch Anlagenverhalten erscheinen plausibel, ist die Bestätigung der Begleitforschung zur Endabrechnung für den Sommer 2018 realistisch. Ab diesem Zeitpunkt startet die Anlage „Energieinsel Landskron“ in die einjährige Monitoringphase.

7.10 Franz Oberndorfer GmbH & Co KG, OÖ

7.10.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Franz Oberndorfer GmbH & Co KG
<u>Adresse:</u>	4600 Wels
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Verbraucher:</u>	Betonkernaktivierung, Warmwasserbereitung,
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	150 m ² Flachkollektoren (Gasokol Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Nachheizungssysteme:</u>	12 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1 m ³ Wasserpufferspeicher (Heizung,) 2 m ² Wasserpufferspeicher (Warmwasser) 210 m ³ Betonkernaktivierung
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	42 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	450 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Unternehmen Oberndorfer, welches Betonfertigteile herstellt, errichtete 2017/2018 ein Wohngebäude in Gunskirchen bei Wels. Das Wohngebäude umfasst 8 Wohnungen, welche teilweise als Betriebswohnungen genutzt werden und konsequent ausschließlich mit Bauteilaktivierung beheizt werden. Als primärer Wärmeerzeuger dient die 150 m² große, am Flachdach des Gebäudes aufgeständerte Solaranlage. Die Nachheizung übernimmt eine Sole-Wasser-Wärmepumpe, deren geringe Leistung von 12 kW auf die Nutzung der Bauteilaktivierung von Fundamentplatte und Zwischendecke (gesamt 210 m³) abgestimmt ist. Die Bauteilaktivierung soll die primäre Wärmespeicherung für Raumwärmeversorgung übernehmen, sodass der Wasserpufferspeicher für die Raumheizung mit 1.000 Litern Volumen primär als hydraulische Weiche dienen kann. Für die Warmwasserbereitung ist ein 2.000 Liter Pufferspeicher vorgesehen. Die Warmwasser-Verteilung geschieht über Frischwassermodule in Wohnungsstationen.

7.10.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Franz Oberndorfer GmbH & Co KG“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 142 dargestellt.

Die Solaranlage beliefert über einen externen Wärmetauscher abhängig vom Temperaturniveau einen 2.000 Liter Warmwasser-Pufferspeicher bzw. einen 1.000 Liter Heizungspufferspeicher. Als Nachheizung stehen einerseits jeweils ein Heizstab pro Pufferspeicher sowie eine 12 kW Sole-Wasser-Wärmepumpe zur Verfügung. Die Wärmepumpe ist so in das System eingebunden, dass sie einerseits den Warmwasser-Pufferspeicher nachheizen und andererseits die Bauteilaktivierung direkt (unter Umgehung des Heizungspufferspeichers) beschicken kann. Als Wärmeabgabesystem stehen Bauteilaktivierungen von Zwischendecken und Wänden zur Verfügung. Die Warmwasserbereitung geschieht über Wohnungsstationen (Frischwassermodule) und wird auf einem Nutztemperaturniveau von 45 °C geführt.

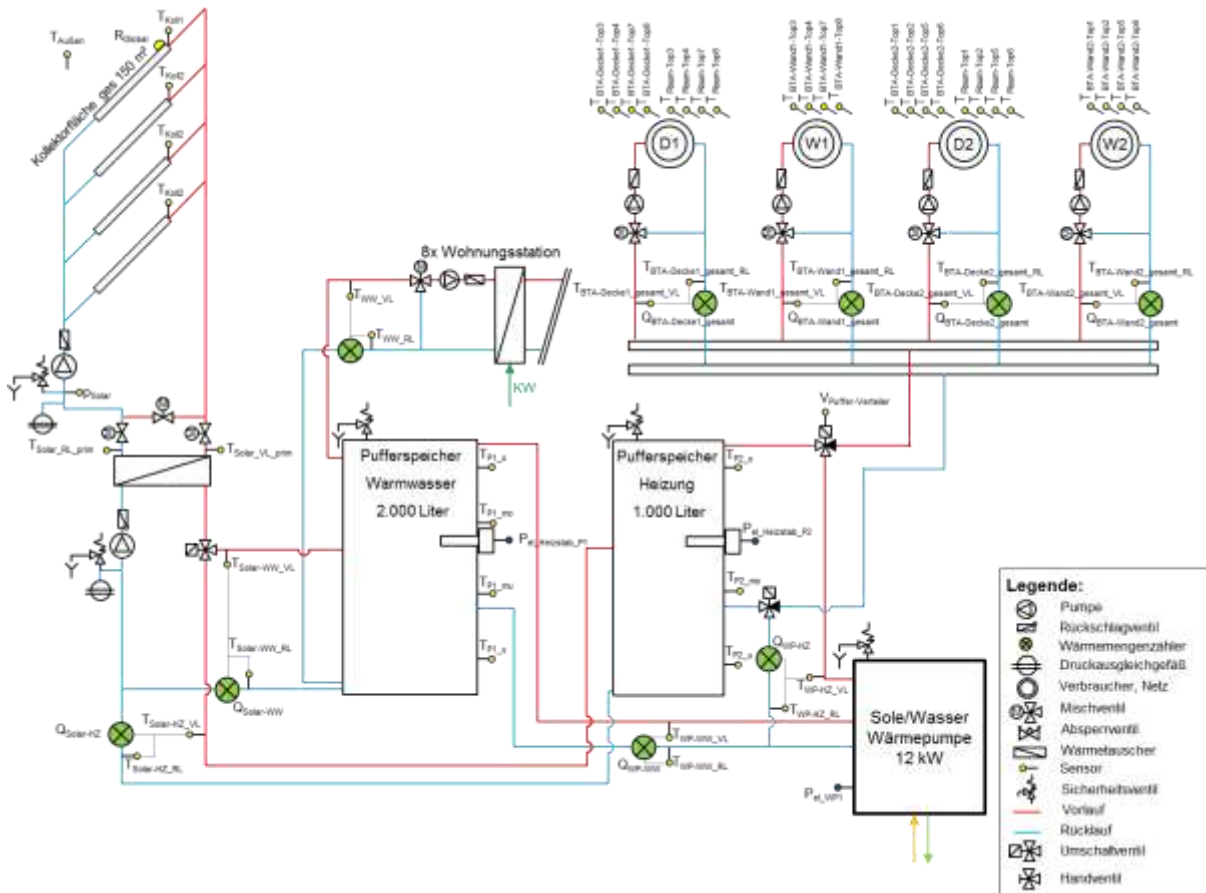


Abbildung 142: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Franz Oberndorfer GmbH & Co KG“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren; rot: Stromzähler)

Das Monitoringkonzept umfasst 9 Wärmemengenzähler, 38 Temperatursensoren, 1 Drucksensor im Solarprimärkreislauf, ein Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene sowie 3 Stromzähler.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

T_Außen	Außentemperatur
T_Koll_1	Kollektortemperatur 1
T_Koll_2	Kollektortemperatur 2
T_Koll_3	Kollektortemperatur 3
T_Koll_4	Kollektortemperatur 4
R_Global	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
p_Solar	Drucksensor Primärkreis
T_Solar_VL_prim	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
T_Solar_RL_prim	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
Q_Solar_WW	Wärmezähler Solar in WW-Puffer
T_Solar_WW_VL	Vorlauftemperatur Solar in WW-Puffer
T_Solar_WW_RL	Rücklauftemperatur Solar in WW-Puffer
Q_Solar_HZ	Wärmezähler Solar in HZ-Puffer
T_Solar_HZ_VL	Vorlauftemperatur Solar in HZ-Puffer
T_Solar_HZ_RL	Rücklauftemperatur Solar in HZ-Puffer

Warmwasserbereitung

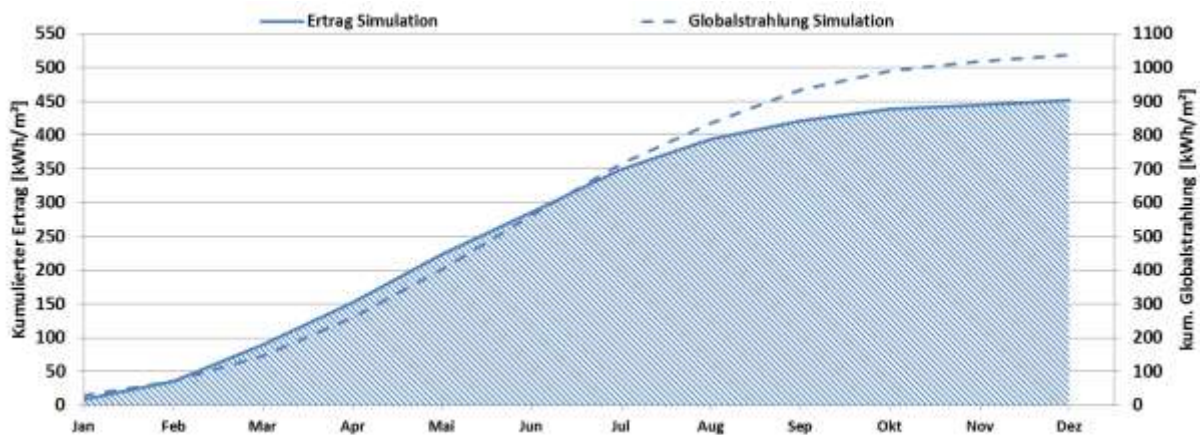
Q_WW	Wärmezähler Warmwasser
T_WW_VL	Vorlauftemperatur Warmwasser
T_WW_RL	Rücklauftemperatur Warmwasser
<u>Wärmepumpe</u>	
Q_WP_WW	Wärmezähler Wärmepumpe in WW-Puffer
T_WP_WW_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe in WW-Puffer
T_WP_WW_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe in WW-Puffer
Q_WP_HZ	Wärmezähler Wärmepumpe in HZ direkt
T_WP_HZ_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe in HZ direkt
T_WP_HZ_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe in HZ direkt
P_el_WP_1	Stromzähler Wärmepumpe
<u>Pufferspeicher</u>	
T_Puffer_1_o	WW Puffertemperatur oben
T_Puffer_1_mo	WW Puffertemperatur mitte oben
T_Puffer_1_mu	WW Puffertemperatur mitte unten
T_Puffer_1_u	WW Puffertemperatur unten
P_el_Heizstab_Pu1	Stromzähler Heizstab WW-Puffer
T_Puffer_2_o	HZ Puffertemperatur oben
T_Puffer_2_m	HZ Puffertemperatur mitte
T_Puffer_2_u	HZ Puffertemperatur unten
P_el_Heizstab_Pu2	Stromzähler Heizstab HZ-Puffer
Ventil_Puffer_Verteiler	Ventilstellung Wärmepumpe Heizung direkt
<u>Bauteilaktivierung</u>	
Q_BTA_Decke_1	Wärmezähler Bauteilaktivierung Decke 1
T_BTA_Decke_1_VL	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung Decke 1
T_BTA_Decke_1_RL	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung Decke 1
T_BTA_Decke_Top1	BTA Kernfühler Top 1
T_BTA_Decke_Top2	BTA Kernfühler Top 2
T_BTA_Decke_Top5	BTA Kernfühler Top 5
T_BTA_Decke_Top6	BTA Kernfühler Top 6
T_Raum_Top1	Raumtemperatur Top 1
T_Raum_Top2	Raumtemperatur Top 2
T_Raum_Top5	Raumtemperatur Top 5
T_Raum_Top6	Raumtemperatur Top 6
Q_BTA_Decke2_gesamt	Wärmezähler Bauteilaktivierung Decke 2
T_BTA_Decke2_gesamt_VL	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung Decke 2
T_BTA_Decke2_gesamt_RL	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung Decke 2
T_BTA_Decke_Top3	BTA Kernfühler Top 3
T_BTA_Decke_Top4	BTA Kernfühler Top 4
T_BTA_Decke_Top7	BTA Kernfühler Top 7
T_BTA_Decke_Top8	BTA Kernfühler Top 8
T_Raum_Top3	Raumtemperatur Top 1
T_Raum_Top4	Raumtemperatur Top 2
T_Raum_Top7	Raumtemperatur Top 5
T_Raum_Top8	Raumtemperatur Top 6
Q_BTA_Wand_gesamt_1	Wärmezähler BTA_Wand gesamt 1
T_BTA_Wand_gesamt_1_VL	Vorlauftemperatur BTA_Wand gesamt 1
T_BTA_Wand_gesamt_1_RL	Rücklauftemperatur BTA_Wand gesamt 1
T_BTA_Wand_Top1	BTA Kernfühler Wand Top 1
T_BTA_Wand_Top2	BTA Kernfühler Wand Top 2

T_BTA_Wand_Top5	BTA Kernfühler Wand Top 5
T_BTA_Wand_Top6	BTA Kernfühler Wand Top 6
Q_BTA_Wand_gesamt_2	Wärmezähler BTA_Wand gesamt 2
T_BTA_Wand_gesamt_2_VL	Vorlauftemperatur BTA_Wand gesamt 2
T_BTA_Wand_gesamt_2_RL	Rücklauftemperatur BTA_Wand gesamt 2
T_BTA_Wand_Top3	BTA Kernfühler Wand Top 3
T_BTA_Wand_Top4	BTA Kernfühler Wand Top 4
T_BTA_Wand_Top7	BTA Kernfühler Wand Top 7
T_BTA_Wand_Top8	BTA Kernfühler Wand Top 8

7.10.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 143 bis Abbildung 145) zeigen die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „Franz Oberndorfer GmbH & Co KG“ angegebenen Simulationsergebnisse zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 450 kWh/m²a prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist



zu entnehmen.

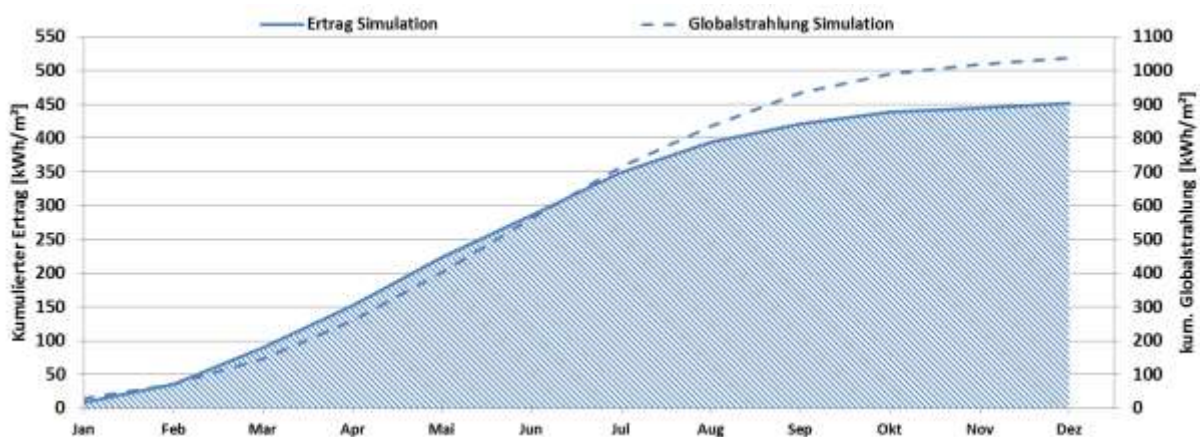


Abbildung 143: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Franz Oberndorfer GmbH & Co KG“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 42 % angegeben (siehe Abbildung 144).

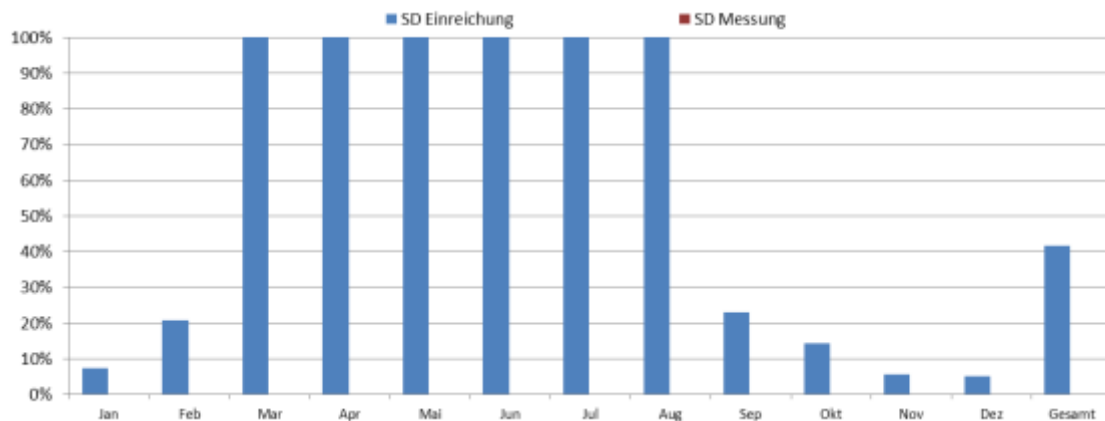


Abbildung 144: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Franz Oberdorfer GmbH & Co KG“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 106 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 145 zu entnehmen.

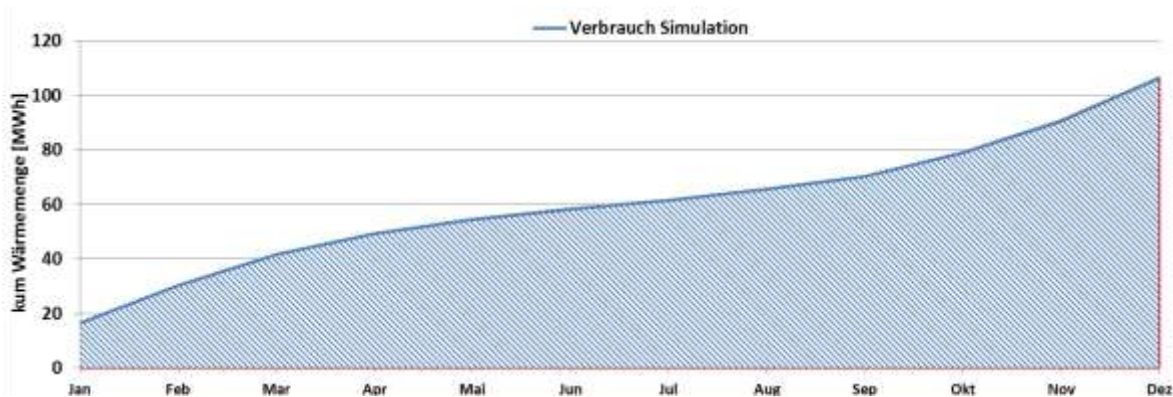


Abbildung 145: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Franz Oberdorfer GmbH & Co KG“

7.10.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist errichtet und befindet sich im Probetrieb. Das Monitoringsystem und die zugehörige Datenübertragung befinden sich in der Ausführung. Nach erfolgreicher Plausibilitätsprüfung der Messdaten durch das Team der Begleitforschung kann die Monitoringperiode gestartet werden. Der Start ist für Sommer 2018 geplant.

7.11 Speicherprojekt Neufeldweg, Stmk.

7.11.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Helios – Speicherprojekt Neufeldweg
<u>Adresse:</u>	8041 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Wärmeverbraucher</u>	Urbanes Fernwärmenetz, Netztemperaturen (gleitend) Winter bis 120°C/50°C, Sommer 75°C/60°C
<u>Kollektorfläche</u>	2.000 m ² (Brutto) bzw. 1850 m ² (Apertur) Flach- kollektoren [Endausbau geplant: 10.000 m ² (Brutto)]
<u>Ausrichtung</u>	180° Süd
<u>Aufstellungswinkel</u>	30°
<u>Energiespeicher</u>	2.500 m ³ Fernwärmespeicher
<u>Nachheizungssysteme:</u>	Deponiegas-BHKW (120 kW _{el} , 170 kW _{th}) Heizstab (90 kW)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	414 kWh/(m ² ·a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Zur Stärkung der Wärmeversorgungssicherheit und zum Ausbau des erneuerbaren Energieanteils des Grazer Fernwärmenetzes hat die Energie Graz in Zusammenarbeit mit der Stadt Graz und der Holding Graz das Speicherprojekt HELIOS realisiert. Auf den Grundstücken der Altdeponie Köglerweg wurden 2017 ein 2.000 m² großes solarthermisches Kollektorfeld (geplanter Endausbau: 10.000 m²) in Kombination mit einem 2.500 m³ Fernwärmespeicher errichtet, der an das nahegelegene städtische Fernwärmenetz angebunden ist. Für die Zukunft ist darüber hinaus auch die Integration einer Wärmepumpe angedacht, welche die Effizienz der Solaranlage noch weiter steigern soll.

Der drucklose Fernwärmespeicher, der von einer Solaranlage, einem Deponiegas-BHKW (120 kW_{el}, 170 kW_{th}) und einem „Power-to-Heat“-Heizstab (90 kW) mit Wärme versorgt wird, ist als Wochenspeicher konzipiert und gewährleistet so eine optimale Betriebsführung der Wärmeerzeugungsanlagen. Darüber hinaus ermöglicht er die Entkopplung von Energieerzeugung und -nachfrage, aber auch das Abfedern von kurzfristigen Leistungsspitzen und erhöht damit die Versorgungssicherheit im Grazer Fernwärmenetz. Im Spitzenlastbetrieb kann der Speicher Wärmeleistungen von bis zu 10 MW bereitstellen, während im Regelbetrieb ca. 3,5 MW erreicht werden.

Das bisher über eine Fackel verfeuerte Deponiegas wird dem BHKW zugeführt. Dessen Abwärme wird dem thermischen Speichersystem zugeführt, der produzierte Ökostrom dient zur Eigenversorgung bzw. wird mittels „Power-to-Heat“ thermisch verwertet.

Die Betriebsführung von HELIOS erfolgt in enger Abstimmung mit anderen industriellen Abwärmeauskopplungen und kann bei Bedarf auch überschüssige Wärme aus dem Netz aufnehmen. HELIOS federt Leistungsspitzen ab, verringert den Einsatz von Spitzenkesselanlagen und reduziert den Primärenergieträger Erdgas, somit ist ein optimierter Betrieb des Fernwärmenetzes Graz aus netzhydraulischer Betrachtung gegeben.



Abbildung 146: Ansicht des Speicherprojekts HELIOS der Energie Graz – Heizzentrale mit 2.500 m² Pufferspeicher, Kollektorfeld in erster Ausbaustufe (2.000 von 10.000 m²) (Quelle: Energie Graz)



Abbildung 147: Deponiegas-BHKW (links) und Kollektorfelder (rechts) (Quelle: AEE INTEC)

7.11.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „HELIOS – Speicherprojekt Neufeldweg“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 148 dargestellt.

Der Regelbetrieb der Anlage sieht vor, die Wärmeerträge der am Standort eingesetzten Wärmeerzeugungsanlagen über 6 Tage im Fernwärmespeicher abzulegen und am siebenten Tag in einem Zeitfenster von ca. 14 Stunden in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Dadurch können die arbeitsfreien Tage der großen Abwärmequelle Marienhütte gut überbrückt werden. Der Hauptanteil der Wärmeversorgung erfolgt über die thermische Solaranlage. Sie verfügt über eine Rücklaufanhebeneinheit, zur Regelung der Vorlauftemperatur und über eine Zirkulationsschaltung zur Vorwärmung des sekundären Solarkreislaufs. Auch die Temperaturen im Primärkreis können über zwei Ventile geregelt werden.

Das am Standort vorhandene Deponiegas, welches bisher abgefackelt wurde, wird über ein BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Die Wärme wird in den Speicher eingespeist, der Strom wird zur Versorgung des Standorts genutzt. Der Stromüberschuss

wird mittels „Power-to-Heat“ ebenfalls in den Wärmespeicher eingebracht. Das BHKW wird in Abhängigkeit des vorhandenen Deponiegases betrieben.

Die Gebäudeheizung vor Ort wird von der Anlage selbst versorgt, der Bedarf fällt im Vergleich zur Netzeinspeisung aber gering aus. Des Weiteren wird ein Betriebsgebäude der Holding Graz mitversorgt.

Das Wärmenetz ist bidirektional in die Anlage HELIOS eingebunden, d.h., es kann sowohl Wärme ins Netz abgegeben als auch aus dem Netz aufgenommen werden. Somit kann mit HELIOS optimal auf die Betriebsführung weiterer Wärmeeinspeiseanlagen und den Bedarf der Verbraucher eingegangen werden und damit Leistungsspitzen aus Über- und Unterversorgung des Netzes abfedern. Die Richtungsumkehr erfolgt über die Absperrventile der Fernwärmeinheit.

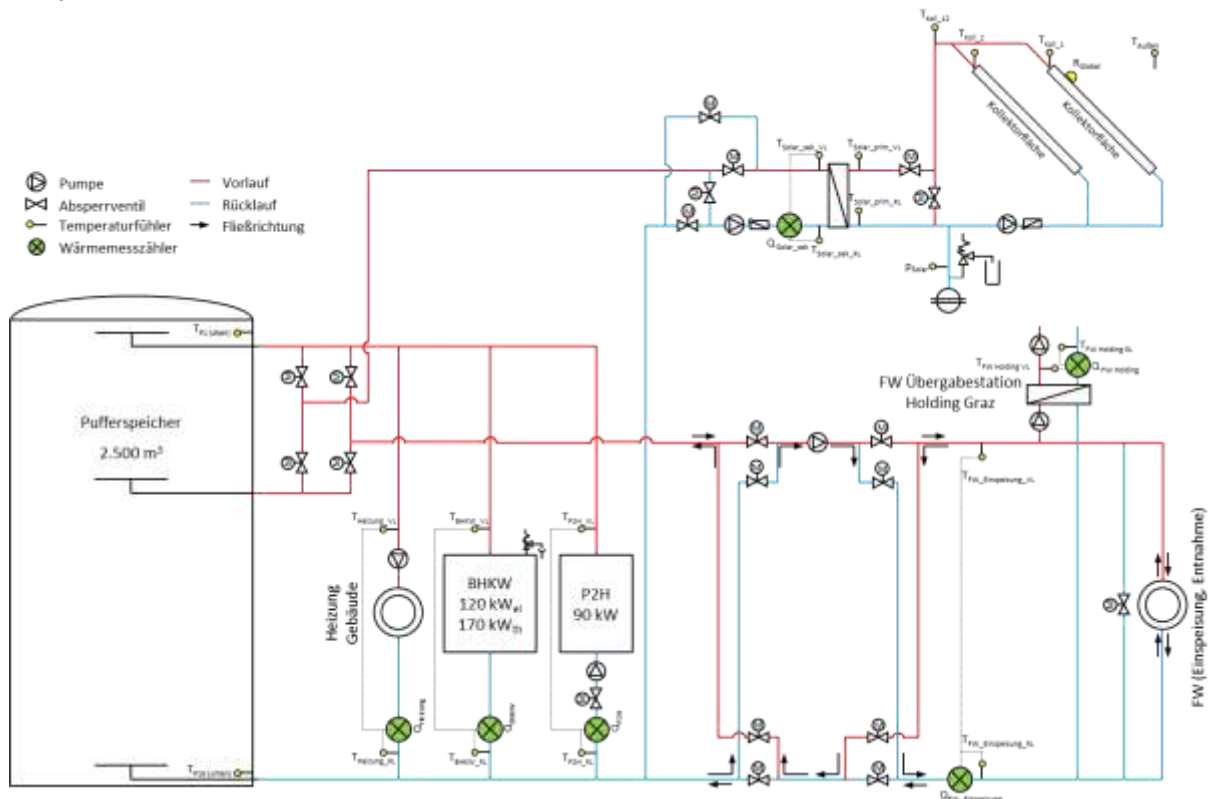


Abbildung 148: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „HELIOS – Speicherprojekt Neufeldweg“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Einspeisung in den und die Entnahme aus dem Speicher erfolgt bei geringen Strömungsgeschwindigkeiten über turbulenzarme Verteiler, um die Schichtung im Speicher zu erhalten. Während die Nachheizung und die Gebäudeheizung ausschließlich mit dem obersten Speicherbereich interagiert, können die Solaranlage und das Fernwärmenetz wahlweise über den oberen und mittleren Verteiler an den Speicher eingebunden werden. Auch hier erfolgt die Umschaltung über Absperrventile.

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 8 Temperatursensoren, 1 Drucksensor im Solarprimärkreislauf und 1 Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

T_Außen	Temperaturfühler Außen
R_Global	Globalstrahlungssensor Kollektorfeld 1
p_Solar	Anlagendruck Solar
T_Koll12	Temperaturfühler Kollektorfeld gesamt

T_Koll1	Temperaturfühler Kollektorfeld 1
T_Koll2	Temperaturfühler Kollektorfeld 2
T_Solar_prim_RL	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
T_Solar_prim_VL	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
Q_Solar	Wärmemengenzähler Solarkreis
T_Solar_sek_VL	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T_Solar_sek_RL	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

Pufferspeicher

T _{P1}	Pufferspeichertemperatur 1 (oben)
T _{P16}	Pufferspeichertemperatur 16 (unten)

Deponiegas-BHKW

Q_BHKW	Wärmemengenzähler BHKW
T_BHKW_VL	Vorlauftemperatur BHKW
T_BHKW_RL	Rücklauftemperatur BHKW

Power2Heat (Heizstab)

Q_P2H	Wärmemengenzähler P2H
T_P2H_VL	Vorlauftemperatur P2H
T_P2H_RL	Rücklauftemperatur P2H

Versorgung Holding Graz

Q_FW_Holding	Wärmemengenzähler Versorgung Holding Graz
T_FW_Holding_VL	Vorlauftemperatur Versorgung Holding Graz
T_FW_Holding_RL	Rücklauftemperatur Versorgung Holding Graz

Fernwärme

Q_FW_Einspeisung	Wärmemengenzähler FW-Einspeisung
T_FW_Einspeisung_VL	Vorlauftemperatur FW-Einspeisung
T_FW_Einspeisung_RL	Rücklauftemperatur FW-Einspeisung

Heizung (Eigenbedarf)

Q_Heizung	Wärmemengenzähler Heizung
T_Heizung_VL	Vorlauftemperatur Heizung
T_Heizung_RL	Rücklauftemperatur Heizung

7.11.3 Kennzahlen der Simulation

Abbildung 149 zeigt die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „Speicherprojekt Neufeldweg“ den kumulierten Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 414 kWh/m²a erwartet.

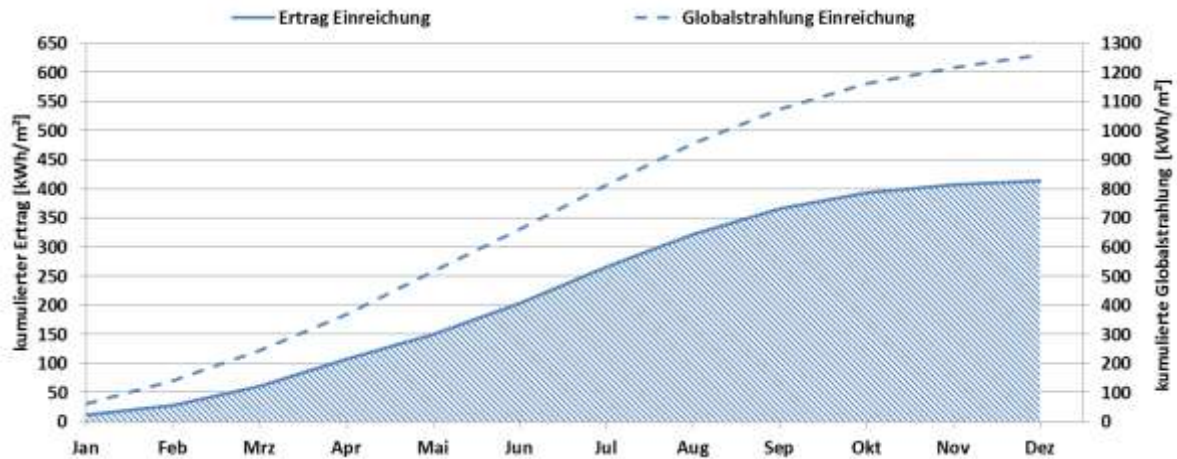


Abbildung 149: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Einstrahlung für die Anlage „Speicherprojekt Neufeldweg“

7.11.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist errichtet und in Betrieb. Das Monitoring-Equipment ist fertig installiert, die Datenübertragung umgesetzt und die Plausibilitätsprüfung der Messdaten durch das Team der Begleitforschung befand sich bei Berichtslegung gerade in Arbeit. Der Start der einjährigen Monitoringphase ist für Juni 2018 geplant.

7.12 Sporthalle Lieferung, S

7.12.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sporthalle Lieferung
<u>Adresse:</u>	5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Betonkernaktivierung, Vorwärmung Lüftung, Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	350 m ² Flachkollektoren (Gasokol Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 mal 5 m ³ Pufferspeicher, 1500 m ³ Betonteilaktivierung der Bodenplatte
<u>Nachheizungssystem:</u>	56 kW Wasser/Wasser-Wärmepumpe
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	88 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	498 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Projekt „Sporthalle Lieferung“ handelt es sich um ein im Herbst 2016 fertiggestelltes, neugebautes Sportzentrum in Salzburg, Lieferung (Abbildung 150) mit einer Gesamtheizlast von 160 kW. Die neue Sporthalle für Breiten-, Schul- und Leistungssport wurde zum Schutz von Hochwasser leicht erhöht errichtet und beinhaltet eine Dreifachturnhalle, eine Tribüne mit mehr als 300 Sitzplätzen (Abbildung 151), Garderoben, Dusch- und Sanitärräume sowie einen Gastronomiebereich (Abbildung 152). Auf dem Dach der Sporthalle ist ein Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 350 m² installiert. Durch die Neigung der Kollektoren von 70° kann in den Wintermonaten ein solarer Deckungsgrad der Heizung von 100 % erreicht werden. Als sekundärer Wärmeerzeuger wurde eine Wasser-Wasser Wärmepumpe mit 56 kW Leistung und ein Heizstab als Ausfallsreserve in einem Pufferspeicher mit einer Leistung von 15 kW installiert. In die 70 cm dicke Bodenplatte des Gebäudes wurde eine Bauteilaktivierung (ca. 1500 m³) integriert, die im Winter als Wärmeabgabesystem und Speicherung der Solarenergie und im Sommer als Kühlung fungiert. Unter der Fundamentplatte sind 24 cm XPS Dämmung, die Rohrleitungen für die Bauteilaktivierung sind auf der ersten Bewehrungsebene verlegt. Als weiteres Wärmeabgabesystem steht eine Lüftungsanlage zur Verfügung, welche die Freiflächengardarobe, Erd- und Obergeschoß, Innengardarobe und Gastronomiebereich sowie die Turnhalle bedient. Die Büroräume im Obergeschoß und der Gastronomiebereich im Erdgeschoss werden zusätzlich mit einer Fußbodenheizung versorgt.

Der für die Wärmepumpe benötigte Strom wird von einer 100 kWp Photovoltaikanlage, die ebenfalls am Dach der Sporthalle montiert ist, bereitgestellt. Die Stadt Salzburg hat als Bauherr umfangreiche ökologische Kriterien gemäß Smart-City-Standards vorgegeben. Der Stromüberschuss kann im nahegelegenen Bauhof verwendet werden, überschüssige Wärme wird an ein benachbartes Bestandsgebäude geliefert.



Abbildung 150: Ansicht des Sportzentrum Nord, Lieferung (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 151: Turnhalle und Zuschauertribüne (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 152: Gastronomiebereich und Vorraum bzw. Eingangsbereich (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 153: Technikraum der Sporthalle Lieferung (Bildquelle: AEE INTEC)

7.12.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Sporthalle Lieferung“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 47 dargestellt. Die solarthermische Anlage kann die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in die drei 5 m³ Pufferspeicher einspeisen. Pufferspeicher 1 und 2 sind parallel miteinander verbunden, Pufferspeicher 3 ist seriell dazu verschaltet. Die Pufferspeicher haben unterschiedliche Temperaturniveaus für die verschiedenen Abgabesysteme und können bei Bedarf Wärme untereinander umschichten.

Im Winter soll die Bauteilaktivierung (Auslegungstemperatur: 25 – 45 °C) und die Vorwärmung der Zu- und Frischluft der Lüftungsanlage (Auslegungstemperatur 25 – 40 °C) zu 100% über die Solaranlage gedeckt werden. Die Wasser-Wasser Wärmepumpe fungiert während dieser Zeit zur Warmwasserbereitung (Auslegungstemperatur 60 – 90 °C) und als Ausfallreserve. Eine weitere Reserve stellt der Heizstab im Pufferspeicher 1 dar.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über 11 dezentrale Frischwassermodule, welchen jeweils 6 Duschen zugeordnet sind. Im Sommer soll die Warmwasserbereitung zu 100% über die Solaranlage gedeckt werden. Die Bauteilaktivierung sowie die Lüftungskreise können im Sommer über den Wärmepumpenkreis – ohne aktiven Betrieb der Wärmepumpe – gekühlt werden (Auslegungstemperatur: 20/25 °C).

Das Monitoringkonzept umfasst 9 Wärmemengenzähler, 31 Temperatursensoren sowie zwei Stromzähler für die Wärmepumpe und den elektrischen Heizstab, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

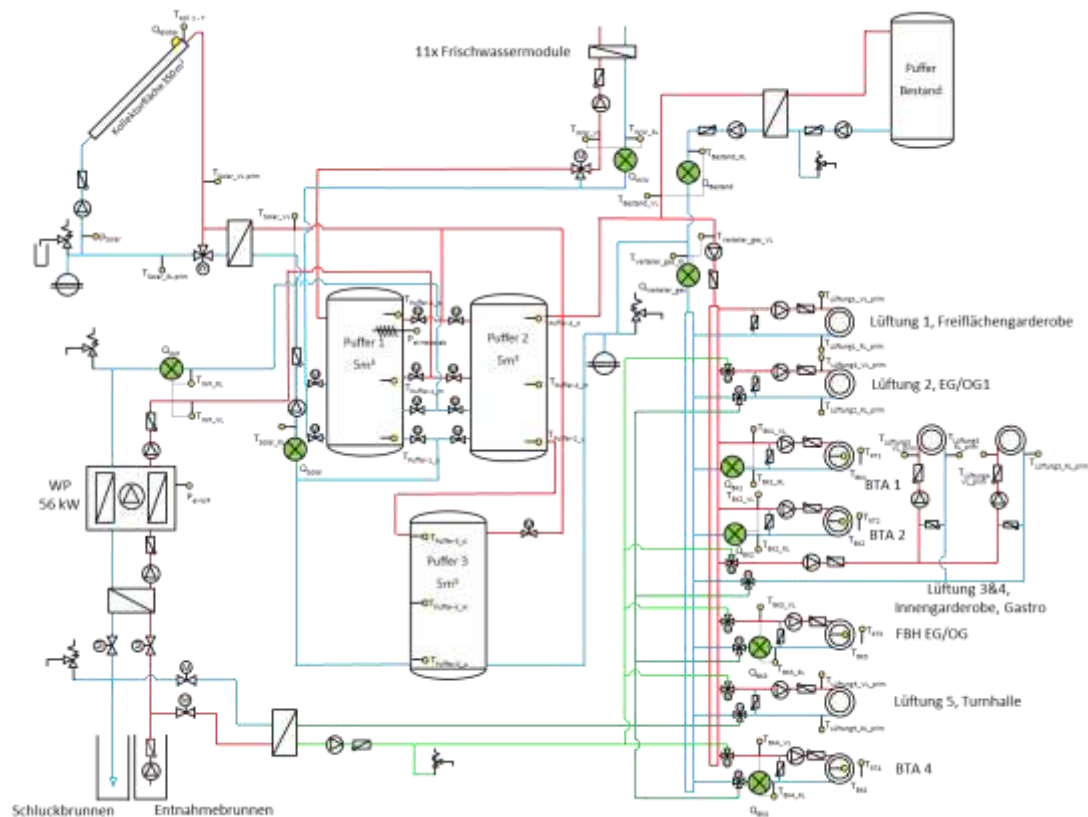


Abbildung 154: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Sporthalle Lieferung“ (grün: Volumenströmzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
p_{Solar}	Anlagendruck im solaren Primärkreis
$T_{\text{Koll 1}}$	Kollektortemperatur 1
$T_{\text{Koll 2}}$	Kollektortemperatur 2
$T_{\text{Koll 3}}$	Kollektortemperatur 3
$T_{\text{Koll 4}}$	Kollektortemperatur 4
$T_{\text{Koll 5}}$	Kollektortemperatur 5
$T_{\text{Koll 6}}$	Kollektortemperatur 6
$T_{\text{Koll 7}}$	Kollektortemperatur 7
$T_{\text{Solar_VL prim}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{Solar_RL prim}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis

Solar-Sekundärkreis

Q_{Solar}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$T_{\text{Solar_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{Solar_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

Speicher

$T_{\text{Puffer-1_o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{Puffer-1_m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
$T_{\text{Puffer-1_u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten
$P_{\text{el-Heizstab}}$	Stromzähler elektrischer Heizstab in Puffer

	1
T _{Puffer-2_o}	Pufferspeichertemperatur 2 oben
T _{Puffer-2_m}	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
T _{Puffer-2_u}	Pufferspeichertemperatur 2 unten
T _{Puffer-3_o}	Pufferspeichertemperatur 3 oben
T _{Puffer-3_m}	Pufferspeichertemperatur 3 mitte
T _{Puffer-3_u}	Pufferspeichertemperatur 3 unten
<u>Wärmepumpe</u>	
Q _{WP-1}	Wärmemengenzähler Wärmepumpe
T _{WP-1_VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpe
T _{WP-1_RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpe
P _{el_WP-1}	Stromzähler Wärmepumpe
<u>Warmwasserbereitung</u>	
Q _{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserverbrauch
T _{WW_VL}	Vorlauftemperatur Warmwasserverbrauch
T _{WW_RL}	Rücklauftemperatur Warmwasserverbrauch
<u>Bauteilaktivierung</u>	
Q _{BK-1}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung 1
T _{BK-1_VL}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung 1
T _{BK-1_RL}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung 1
T _{RT-1}	Raumtemperatur Freiflächengardarobe
T _{BK-1}	Kerntemperatur Bauteilaktivierung 1
Q _{BK-2}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung 2
T _{BK-2_VL}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung 2
T _{BK-2_RL}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung 2
T _{RT-2}	Raumtemperatur Innengardarobe
T _{BK-2}	Kerntemperatur Bauteilaktivierung 2
Q _{BK-3}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung 3
T _{FBH-3_VL}	Vorlauftemperatur Fussbodenheizung
T _{FBH-3_RL}	Rücklauftemperatur Fussbodenheizung
T _{RT-3}	Raumtemperatur EG/OG
T _{FBH-3}	Kerntemperatur Fussbodenheizung
Q _{BK-4}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung 4
T _{BK-4_VL}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung 4
T _{BK-4_RL}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung 4
T _{RT-4}	Raumtemperatur Turnhalle
T _{BK-4}	Kerntemperatur Bauteilaktivierung 4
<u>Lüftung</u>	
T _{Lüftung-1_VL_prim}	Vorlauftemperatur Lüftung Freigardarobe
T _{Lüftung-1_RL_prim}	Rücklauftemperatur Lüftung Freigardarobe
T _{Lüftung-2_VL_prim}	Vorlauftemperatur Lüftung EG/OG
T _{Lüftung-2_RL_prim}	Rücklauftemperatur Lüftung EG/OG
T _{Lüftung-3_VL_prim}	Vorlauftemperatur Lüftung Innengardarobe
T _{Lüftung-3_RL_prim}	Rücklauftemperatur Lüftung Innengardarobe
T _{Lüftung-4_VL_prim}	Vorlauftemperatur Lüftung Gastro
T _{Lüftung-4_RL_prim}	Rücklauftemperatur Lüftung Gastro
T _{Lüftung-5_VL_prim}	Vorlauftemperatur Lüftung Turnsaal

$T_{\text{Lüftung-5_RL_prim}}$ Rücklauf­temperatur Lüftung Turnsaal

Sonstiges

$T_{\text{Außen}}$	Außentemperatur
Q_{Bestand}	Wärmemengenzähler Puffer Bestand
$T_{\text{Bestand_VL}}$	Vorlauf­temperatur Puffer Bestand
$T_{\text{Bestand_RL}}$	Rücklauf­temperatur Puffer Bestand
$Q_{\text{Verteiler-gesamt}}$	Wärmemengenzähler Verteiler gesamt
$T_{\text{Verteiler-gesamt_VL}}$	Vorlauf­temperatur Verteiler gesamt
$T_{\text{Verteiler-gesamt_RL}}$	Rücklauf­temperatur Verteiler gesamt

7.12.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 155 bis Abbildung 157) zeigen die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „Sporthalle Lieferung“ angegebenen Simulationsergebnisse zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch. Die Simulationsergebnisse werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 485 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 498 kWh/m² prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 155 zu entnehmen.

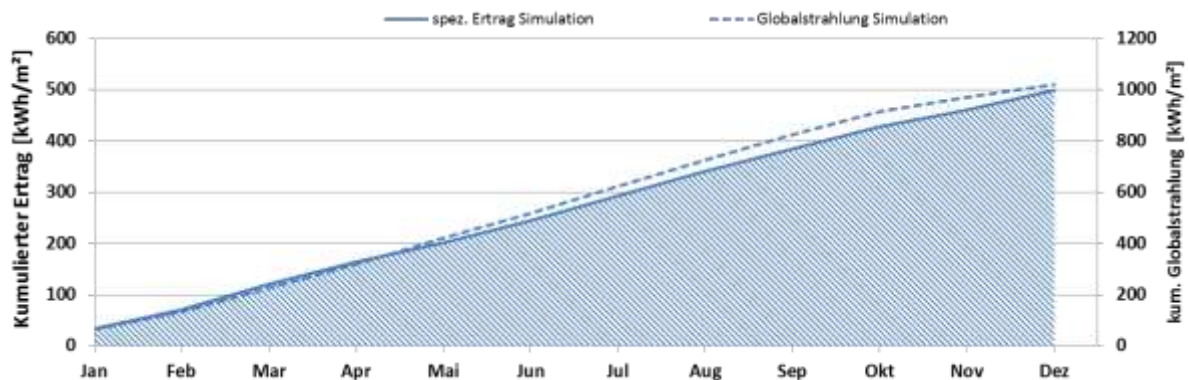


Abbildung 155: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Sporthalle Lieferung“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 88 % angegeben (siehe Abbildung 156).

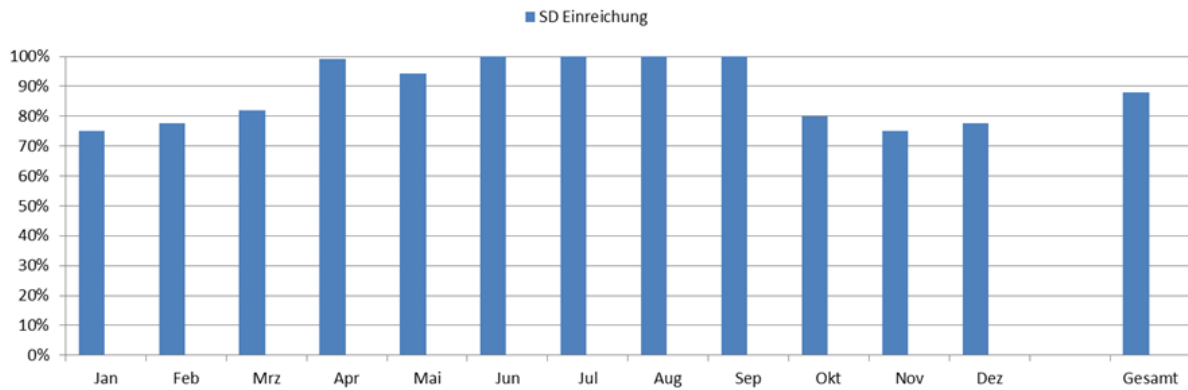


Abbildung 156: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Sporthalle Lieferung“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 161 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 157 zu entnehmen.

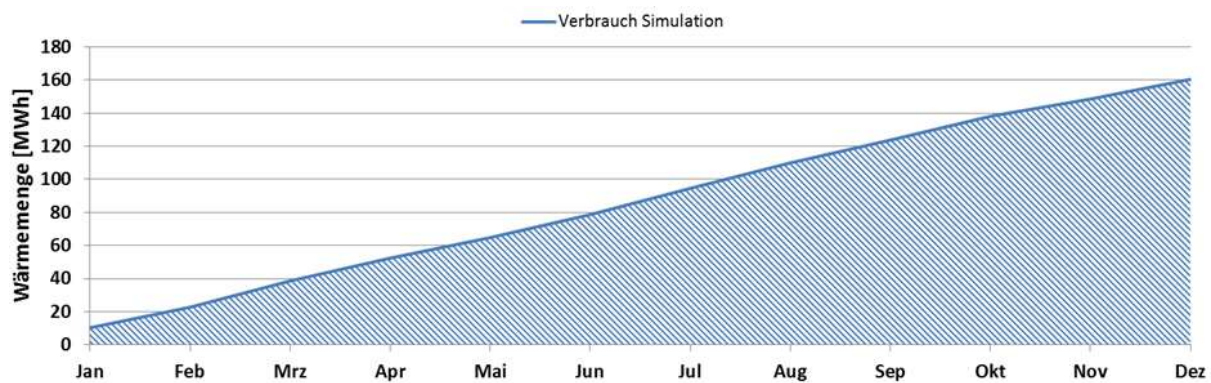


Abbildung 157: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Sporthalle Lieferung“

7.12.4 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Sporthalle Lieferung“ ist seit Ende Jänner 2017 in Betrieb und das Monitoringsystem ist installiert. Die Messdaten werden vollständig übertragen, doch gibt es noch einige Probleme hinsichtlich Plausibilität. Daher musste der Start der Monitoringphase noch verschoben werden. Der Start der Monitoringphase ist für Sommer 2018 geplant.

7.13 Tischlerei Gries, S

7.13.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Tischlerei Gries
<u>Adresse:</u>	5662 Taxenbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Verbraucher:</u>	Betonkernaktivierung, Warmwasserbereitung, Lackierungsprozess
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	105 m ² Flachkollektoren (Gasokol Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	90°
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Nachheizungssysteme:</u>	24 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Wasserpufferspeicher (Heizung,) 2 m ² Wasserpufferspeicher (Warmwasser) 280 m ³ Betonkernaktivierung
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	79 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	519 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Unternehmen Tischlerei Gries stellt Möbel her und errichtete ein neues Betriebs- und Produktionsgebäude, dessen Wärmebedarf für Heizung, und Warmwasser zu einem überwiegenden Anteil erneuerbar versorgt werden soll (Abbildung 158). Die thermische Solaranlage wurde in die Fassade integriert und die solare Wärme wird in Pufferspeichern einerseits und Bauteilaktivierung von Erdgeschoss, Obergeschoss und Garage andererseits gespeichert, wobei die Garage nur für Frostfreihaltung geheizt wird. Zusätzlich wird die Lackierungskammer (Abbildung 159, links) über ein 100 kW Luft-Heizregister (Abbildung 159, rechts) mit Wärme versorgt, um eine stabile Raumtemperatur von 24 °C zu gewährleisten. Während des Lackierungsprozesses wird ein hoher Luftdurchsatz gefahren, um die entstehenden Dämpfe durch die Filteranlage abzutransportieren. Während des Trocknungsvorgangs wird der Luftdurchsatz auf ein Minimum reduziert. Die Nachheizung des Gesamtsystems wird durch eine 24 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe gewährleistet. Als Quelle für die Wärmepumpe dient ein 800 m² großer Flächenkollektor, welcher in rund 1,2 m Tiefe an der Nordseite des Gebäudes verlegt wurde. Dieser Erdkollektor kann auch für die passive Kühlung von Ober- und Untergeschoss des Gebäudes genutzt werden.

Das Gesamtsystem wird durch eine 50 kWp Photovoltaikanlage abgerundet, welche am Flachdach der Werkstatt montiert ist (Abbildung 160).



Abbildung 158: Südansicht der Tischlerei Gries – die Solaranlage ist in die Fassade im Erd- und Obergeschoß integriert (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 159: Lackierraum (links) und Lüftungsanlage (rechts) über welche der Lackierraum konditioniert wird (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 160: Am Flachdach der Werkstatt montierte 50 kWp PV-Anlage (Bildquelle: AEE INTEC)

7.13.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Tischlerei Gries“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 161 dargestellt.

Abhängig vom Temperaturniveau wird Solarwärme in den 2.000 Liter Warmwasserpufferspeicher oben oder in den 5.000 Liter Heizungspufferspeicher mittig eingebracht. Für den Frostschutz des Solarwärmetauschers ist ein Bypass im solaren Primärkreis vorhanden. Die Nachheizung erfolgt über eine Sole-Wasser-Wärmepumpe, welche in beide Pufferspeicher oben einspeist. Als Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpe steht ein 800 m² großer Erd-Flächenkollektor zur Verfügung, welcher auch als Senke für die passive Kühlung von Erd- und Obergeschoss dient. Alle Verbraucher werden aus den Pufferspeichern versorgt. Für die Versorgung des Frischwassermoduls (inkl. vorgesehener Zirkulation) steht vollständig der 2.000 Liter Pufferspeicher zur Verfügung. Die Heizwärmeverteilung wird aus dem 5.000 Liter Pufferspeicher gespeist und geschieht ausschließlich über die Bauteilaktivierung von Bodenplatte (EG) und Zwischengeschossdecke (OG). Auch die Garage verfügt über eine Bauteilaktivierung, welche jedoch ausschließlich zur Frostfreihaltung derselben genutzt wird. Des Weiteren wird Wärme auf einem Temperaturniveau von 50/30 °C für den Lackierungsprozess zur Verfügung gestellt.

Das Monitoringkonzept umfasst neun Wärmemengenzähler, 45 Temperatursensoren, einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 2 Ventilstellungen, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene sowie ein Stromzähler zur Analyse des Wärmepumpenbetriebs.

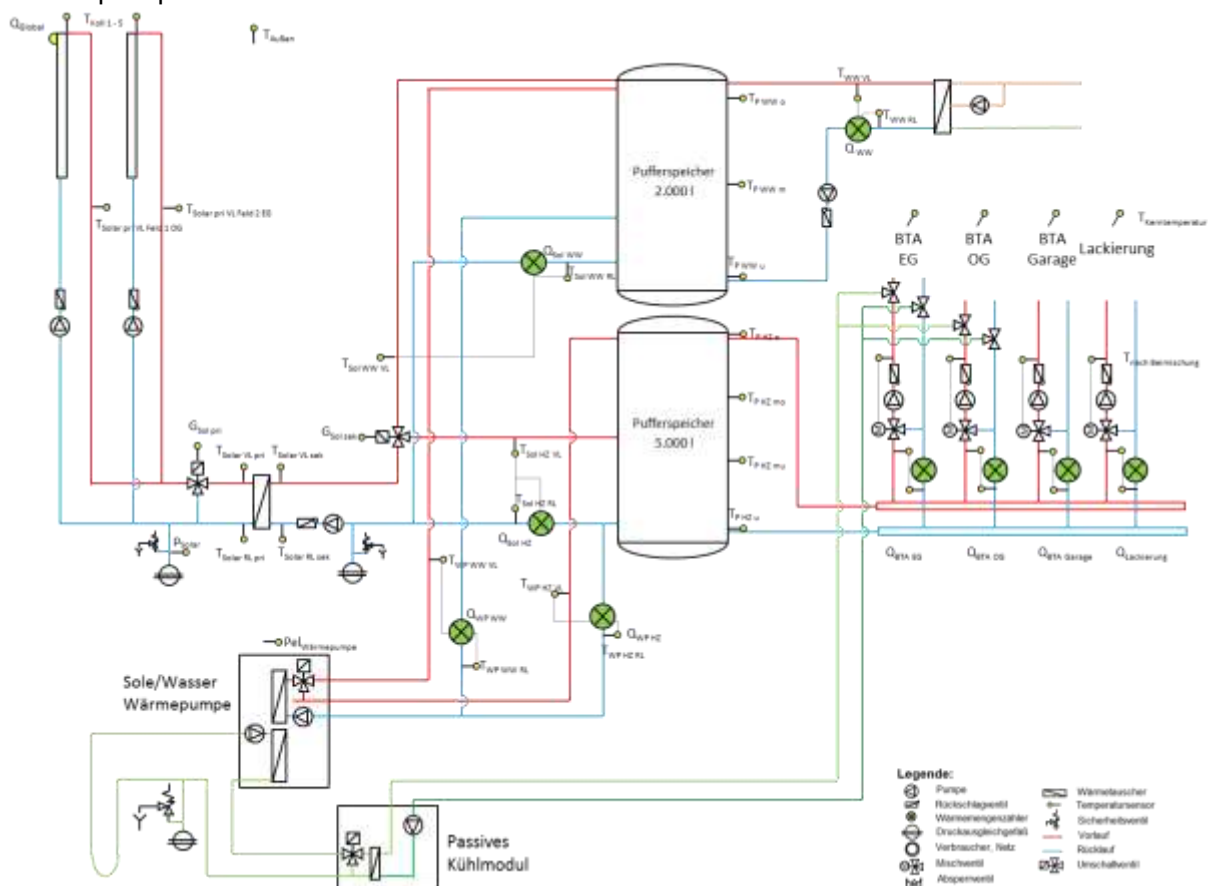


Abbildung 161: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Tischlerei Gries“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren; rot: Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

T_Außen	Außentemperatur
S_Global	Einstrahlung in Kollektorebene
T_Kollektor_1	Kollektorfühler 1

T_Kollektor_2	Kollektorfühler 2
T_Kollektor_3	Kollektorfühler 3
T_Kollektor_4	Kollektorfühler 4
T_Kollektor_5	Kollektorfühler 5
T_Solar_pri_VL_Feld_1_OG	solare Vorlauftemperatur primär Kollektorfeld OG
T_Solar_pri_VL_Feld_2_EG	solare Vorlauftemperatur primär Kollektorfeld EG
T_Solar_pri_VL	solare Vorlauftemperatur primär
T_Solar_pri_RL	solare Rücklauftemperatur primär
T_Solar_sek_VL	solare Vorlauftemperatur sekundär
T_Solar_sek_RL	solare Rücklauftemperatur sekundär
p_Solar	Anlagendruck Solar
Q_Sol_WW	Wärmezähler Solareintrag Warmwasserpuffer
T_Sol_WW_VL	Vorlauftemperatur Solareintrag Warmwasserpuffer
T_Sol_WW_RL	Rücklauftemperatur Solareintrag Warmwasserpuffer
Q_Sol_HZ	Wärmezähler Solareintrag Heizungspuffer
T_Sol_HZ_VL	Vorlauftemperatur Solareintrag Heizungspuffer
T_Sol_HZ_RL	Rücklauftemperatur Solareintrag Heizungspuffer
T_P_WW_o	Warmwasserpuffertemperatur oben
T_P_WW_m	Warmwasserpuffertemperatur mitte
T_P_WW_u	Warmwasserpuffertemperatur unten
T_P_HZ_o	Heizungspuffertemperatur oben
T_P_HZ_mo	Heizungspuffertemperatur mitte oben
T_P_HZ_mu	Heizungspuffertemperatur mitte unten
T_P_HZ_u	Heizungspuffertemperatur unten
Q_WP_WW	Wärmezähler Wärmepumpe in Warmwasserpuffer
T_WP_WW_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe in Warmwasserpuffer
T_WP_WW_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe in Warmwasserpuffer
Q_WP_HZ	Wärmezähler Wärmepumpe in Heizungspuffer
T_WP_HZ_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe in Heizungspuffer
T_WP_HZ_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe in Heizungspuffer
Pel_Wärmepumpe	Stromaufnahme Wärmepumpe
Q_WW	Wärmezähler Warmwasserverbrauch
T_WW_VL	Vorlauftemperatur Warmwasser
T_WW_RL	Rücklauftemperatur Warmwasser
Q_BTA_EG	Wärmezähler Bauteilaktivierung EG
T_BTA_EG_VL	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung EG
T_BTA_EG_RL	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung EG
T_BTA_EG_nachMisch	Vorlauftemperatur nach Beimischung BTA EG
Q_BTA_Garage	Wärmezähler Bauteilaktivierung Garage
T_BTA_Garage_VL	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung Garage
T_BTA_Garage_RL	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung Garage
T_BTA_Garage_nachMisch	Vorlauftemperatur nach Beimischung BTA Garage
Q_BTA_OG	Wärmezähler Bauteilaktivierung OG
T_BTA_OG_VL	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung OG
T_BTA_OG_RL	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung OG
T_BTA_OG_nachMisch	Vorlauftemperatur nach Beimischung BTA OG
Q_Lackierung	Wärmezähler Lackierung

T_Lackierung_VL	Vorlauftemperatur Lackierung
T_Lackierung_RL	Rücklauftemperatur Lackierung
T_Lackierung_nachMisch	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lackierung
T_BTA_EG	Kerntemperatur BTA EG
T_BTA_Garage	Kerntemperatur BTA Garage
T_BTA_OG1	Kerntemperatur BTA OG 1
T_BTA_OG2	Kerntemperatur BTA OG 2
G_Sol_pri	Umschaltventil Solarprimärkreis
G_Sol_sek	Umschaltventil Solarsekundärkreis

7.13.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 162 bis Abbildung 164) zeigen die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „Tischlerei Gries“ angegebenen Simulationsergebnisse zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 519 kWh/m²a prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 162 zu entnehmen.

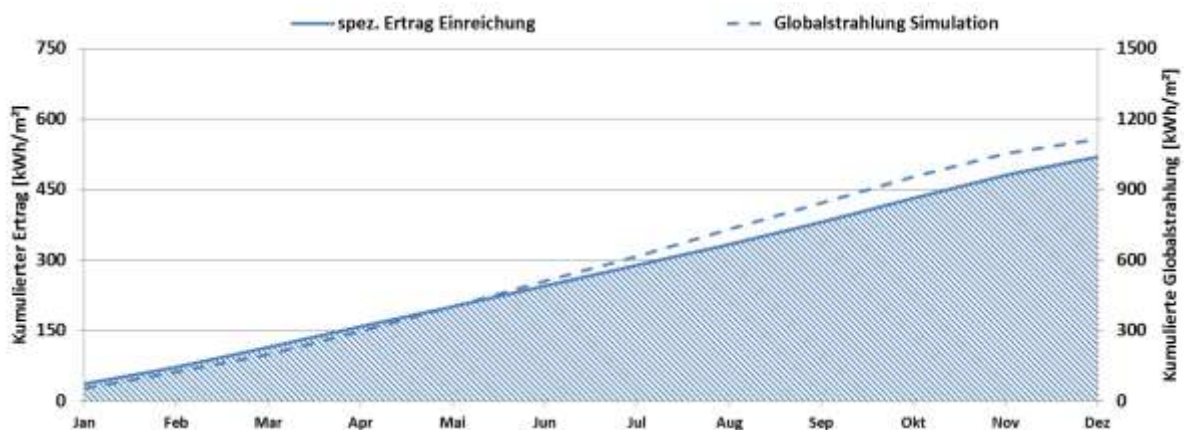


Abbildung 162: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Tischlerei Gries“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 79 % angegeben (siehe Abbildung 163).

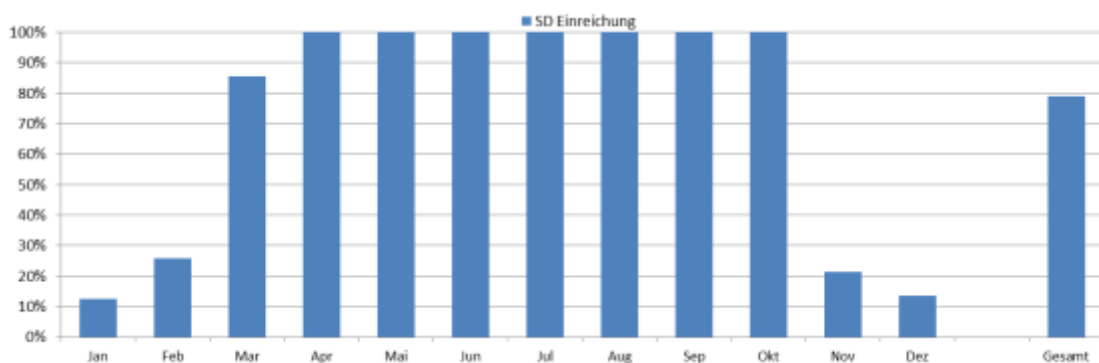


Abbildung 163: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Tischlerei Gries“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 120 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 164 zu entnehmen.

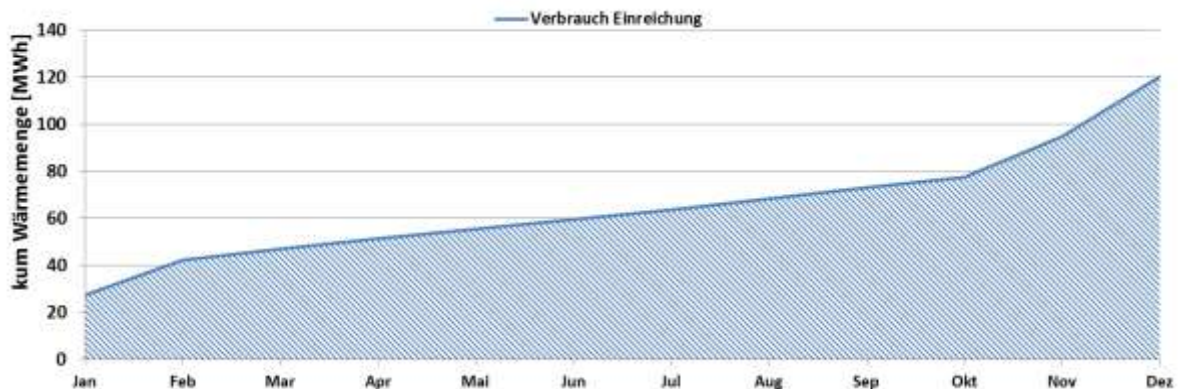


Abbildung 164: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Tischlerei Gries“

7.13.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist errichtet und in Betrieb. Das Monitoring-Equipment ist fertig installiert, die Datenübertragung umgesetzt und die Messdaten werden aktuell auf Plausibilität geprüft. Der Start der Monitoringperiode ist für Sommer 2018 geplant.

8 Literaturverzeichnis

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., 2015:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2016a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2016b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2016c:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., ZB 2017a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017

Fink et al., ZB 2017b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017