

2. Zwischenbericht zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „SOLARTHERMIE – SOLARE GROßANLAGEN 2013“

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Samuel Knabl
Waldemar Wagner
Roman Stelzer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Bernd Windholz
Franz Helminger

Austrian Institut of Technology (AIT)

Gleisdorf, im April 2016

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



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

Programmabwicklung:

Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9
1092 Wien



Auftragnehmer und Projektleitung:

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19
Tel.: +43-3112 5886 -14
Fax: +43-3112 5886 -18
E-Mail: c.fink@aee.at
www.aee-intec.at



Projektpartner:

Austrian Institute of Technology (AIT)

A-1210 Wien, Giefinggasse 2
www.ait.ac.at



Austria Solar Innovation Center (ASiC)

A-4600 Wels, Roseggerstraße 12
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.....	16
7.1	HABAU Hoch- und TiefbaugmbH, OÖ	16
7.2	Brandnertal Gastronomie GmbH, Vbg.....	32
7.3	SFL technologies GmbH.....	48
7.4	Waldmühle Rodaun, W	64
7.5	Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang, Sbg.....	71
7.6	Flughafen Innsbruck, T	76
7.7	Geotechnik Tauchmann, OÖ	80
7.8	Nahwärme Sirnitz, K	85
7.9	Wührer Holz Trocknung, OÖ	90
7.10	AVL-Solare Prozessintegration, Stmk.....	95
7.11	Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei, Sbg.	100
7.12	ÖBB Lehrwerkstätte, Sbg.	104
7.13	Obstverarbeitung Eberl, Stmk.	109
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	114

1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieranlagen 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 sechs erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 185 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 (Februar 2014 bis Februar 2016) mit den 14 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 bei neun Projekten die solarunterstützte Wärmeversorgung in Betrieb und bei drei Projekten konnte die einjährige Monitoringphase bereits gestartet werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- o Kontakthaltung mit 14 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- o Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- o Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern für 9 Projekte
- o Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 9 Projekten
- o Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- o Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- o Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2012 und 2014, die Basis für Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten

kooperativen Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.

- o Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- o 19 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie ein Artikel in einer Fachzeitschrift (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2012, 2014 und 2015) 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 Solarthermieranlagen 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 sechs erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 185 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:

- o Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- o Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- o Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- o Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- o Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems

- o Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- o 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.
- o Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
- o Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- o Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- o Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015 eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte.
- o 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.
- o Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des gegenständlichen Projekts bisher 19 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015).
- o Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an die ASTTP (Austrian Solar Thermal Technology Plattform) bzw. dem Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015).

Das Interesse am Programm erwies sich in den jeweiligen Programmausschreibungen mit 41 Fördereinreichungen im Jahr 2010, 58 Einreichungen im Jahr 2011, 46 im Jahr 2012, 39 im Jahr 2013, 50 im Jahr 2014 sowie 25 im Jahr 2015 als enorm. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung stand die Programmausschreibung für das Jahr 2016 unmittelbar bevor

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

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm (18 Projekte) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand die Umsetzung von insgesamt 13 solarthermischen Anlagen sehr konkret erscheint (siehe Abbildung 1).

Bei einer Anlage (AVL-Solare Kühlung) ist die Umsetzung noch ungewiss, die Entscheidung hierzu fällt laut Förderwerber im Laufe des Jahres 2016.

Einspeisung in Wärmenetz	m²
SFL technologies, Stmk.	255
Waldmühle Rodaun, W	1667
Nahwärmeversorgung Sirnitz, Ktn.	201

Solare Prozesswärme	m²
Flughafen Innsbruck, T	207
AVL-Solare Prozessintegration, Stmk.	1861
Titz Geflügl, Stmk.	500
Obersteirische Molkerei, Stmk.	854
Merkur Warenhandel, NÖ	704
Kulinarik Gastronomie, W	1206

Hohe solare Deckungsgrade	m²
Kulturzentrum Hallwang, Sbg	139
Brandnertal Gastronomie, Vbg.	132
HABAU, OÖ	1411
ÖBB-Lehrwerkstätte, Sbg.	149
Geotechnik Tauchmann, OÖ	118
Enzenhofer Siegfried, Sbg.	129

Klimatisierung	m²
Obstverarbeitung Eberl, Stmk.	400
AVL-Solare Kühlung, Stmk.	1400

Neue Technologien	m²
Wührer Holz GmbH	244

Anlage wird realisiert
Anlage wird nicht realisiert.
Anlagenrealisierung ungewiss

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2013)

Von den 13 konkreten Anlagen ist bei 9 Projekten die Solaranlage in Betrieb und bei drei Projekten konnte die einjährige Monitoringphase bereits gestartet werden. Bei 4 Projekten weiteren Projekten befindet sich die Solaranlage in der Bauphase.

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

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 14 Projekten im Förderprogramm 2013

Nr.	Projektname und Bruttokollektorfläche	Projektstatus	Zuständigkeit Begleitforschung
1)	HABAU, OÖ 1411 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Monitoring läuft	AEE INTEC
2)	Brandnertal Gastronomie, Vbg. 132 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Monitoring läuft	AEE INTEC
3)	SFL technologies, Stmk. 255 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Monitoring läuft	AEE INTEC
4)	Waldmühle Rodaun, W 1667 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
5)	Kulturzentrum Hallwang, Sbg. 139 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
6)	Flughafen Innsbruck, T 207 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT

7)	Geotechnik Tauchmann, OÖ 118 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT
8)	Nahwärmeversorgung Sirnitz, Ktn. 201 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT
9)	Wührer Holz, OÖ 244 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT
10)	Enzenhofer Siegfried, Sbg. 129 m ² Kollektorfläche	Anlage in Bau	AIT
11)	ÖBB-Lehrwerkstätte, Sbg. 149 m ² Kollektorfläche	Anlage in Bau	AEE INTEC
12)	AVL-Solare Prozessintegration, Stmk. 1861 m ² Kollektorfläche	Anlage in Bau	AEE INTEC
13)	Obstverarbeitung Eberl, Stmk. 400 m ² Kollektorfläche	Anlage in Bau	AIT
14)	AVL-Solare Kühlung, Stmk. 1400 m ² Kollektorfläche	Noch unklar, ob Anlage gebaut wird	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. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung befand sich noch kein Projekt in der einjährigen Monitoringphase, dementsprechend wurden bis dato keine Bestätigungen ausgestellt. Der Status der Anlagen aus dem Förderprogramm 2013 ist Abbildung 2 zu entnehmen. Bei AEE INTEC werden 7 (oder 8) Projekte begleitet, bei AIT sind es 6 Projekte.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Kulturzentrum Hallwang, Sbg.				
Brandnertal Gastronomie, Vbg.				
HABAU, OÖ				
SFL technologies, Stmk.				
ÖBB-Lehrwerkstätte, Sbg.				
AVL-Solare Prozessintegration, Stmk.				
Waldmühle Rodaun, W				
AVL-Solare Kühlung, Stmk.				

AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Flughafen Innsbruck, T				
Wührer Holz, OÖ				
Geotechnik Tauchmann, OÖ				
Obstverarbeitung Eberl, Stmk.				
Enzenhofer Siegfried, Sbg.				
Nahwärmeversorgung Sirnitz, Ktn.				

Abbildung 2: Status Quo der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 13 (bzw. 14) Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2013)

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. So konnten manche Verbesserungsvorschläge bereits im Zuge der Umsetzung berücksichtigt werden.

Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

Des Weiteren erfolgte für bisher 9 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 9 Anlagenbetreiber erbracht werden. Bei allen 9 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.).

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 neun Projekte in der einjährigen Messphase angewandt.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Februar 2014 bis Februar 2016) 19 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2012, 2014 und 2015).

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
Symposium	Sonnensymposium - eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfner 15. Jänner 2014 Graz, Österreich	Umsetzungserfahrungen und messtechnisch unterstützte Betriebsanalysen zu großen Solarwärmeanlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 80
Symposium	24. Symposium „Thermische Solarenergie“ 7. Mai bis 9. Mai 2014, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse zu einem 4 Jahre laufenden Förderprogramm „Große solarthermische Anlagen in Österreich“ inkl. der Vorstellung ausgewählter Anlagen	ca. 400
Symposium	2nd International Solar District Heating Conference 3. bis 4. Juni 2015 Hamburg, Deutschland	Analysis of Austrian SDH plants constructed in the framework of a national funding programme	ca. 100
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Prozessintegrationen, Betriebserfahrungen und Messergebnisse zu solarthermischen Anlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und systemische Detailanalysen zu beispielhaften solaren Wärmenetzintegrationen in Österreich	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Solarthermische Großanlagen mit Wärmepumpen - zwei Beispiele aus der Praxis	ca. 200
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 1. bis 2. Juli 2014, Neumarkt i.d. Opf., Deutschland	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen von Gewerbegebäuden - Monitoring-Ergebnisse	ca. 30
Workshop	InnErTech Spezialisierungs-Workshop: Kombianlagen 25. August 2014, Wien, Österreich	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen	ca. 15
Workshop	InnErTech Spezialisierungs-Workshop: Expert Solar 25. August 2014, Wien, Österreich	Expert Solar - Solarthermische Großanlagen	ca. 15
Themenveranstaltung	AIT Weiterbildungstag 18. März 2015, Wien, Österreich	Betriebserfahrungen mit Wärmepumpen-Kombianlagen	ca. 15
Symposium	3rd International Solar District Heating Conference 17. bis 18. Juni 2015, Toulouse, Frankreich	Findings from monitoring and system analysis of four SDH plants in Austria	ca. 150
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Erkenntnisse aus 4 Jahren wissenschaftlicher Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solare Netzeinspeisung im Praxistest – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarthermie, Erdspeicher und Wärmepumpe für hohe solare Deckungsgrade im Gewerbe	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarwärme für die Industrie - solare Prozesswärme – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themenveranstaltung	Biomassenahwärme: Mit Kondensations- und Solaranlagen fit für die Zukunft? 26. Juni 2015, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und Betriebsanalysen zu solaren Wärmenetz-integrationen	ca. 100

<i>Workshop</i>	<i>Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich</i>	<i>Solar thermal integration into DH networks– practical examples</i>	<i>21</i>
<i>Workshop</i>	<i>Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich</i>	<i>Increasing the return flow with HP – a practical example</i>	<i>21</i>
<i>Symposium</i>	<i>International Conference on SHC for Buildings and Industry 2015 2. bis 4. Dezember 2015, Istanbul, Türkei</i>	<i>Findings from monitoring and system analysis of combined solar thermal and heat pump systems in Austria</i>	<i>ca. 200</i>

Weiters wurde, wie in Tabelle 3 angeführt, ein Beitrag in einer einschlägigen Fachzeitschrift veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2012, 2014 und 2015)

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

<i>Art der Veröffentlichung</i>	<i>Name der Zeitschrift</i>	<i>Titel der Veröffentlichung</i>
<i>Beitrag in Fachmagazin</i>	<i>energie:bau</i>	<i>Energieautonom einmal ganz anders</i>

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 13 (oder im besten Fall 14) messtechnisch zu begleitenden Projekten aus dem Großanlagenprogramm 2013 konnte bei 3 Projekten mit der Monitoringphase begonnen werden bzw. steht bei weiteren 6 der Start unmittelbar bevor. Zur Darstellung der prognostizierten Ergebnisse zum Zeitpunkt der Einreichung werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen dieser 6 solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die aus der Einreichphase prognostizierten jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die prognostizierten solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die prognostizierten Wärmeverbräuche.

Der gemessene solare Ertrag bei dem Projekt „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ liegt im bisherigen Betrachtungszeitraum (Monitoringstart: Juli 2105) deutlich über den Erwartungen (siehe Kapitel 7.1). Die Gründe hierfür liegen in den zum Zeitpunkt der Einreichung verwendeten Simulationsannahmen, in welcher solare Überschüsse für die Wärmeversorgung einzelner Verbraucher nicht berücksichtigt wurden (vgl. Abbildung 5). Bei der Anlage „Brandnertal Gastronomie“ liegen die bisher erreichten solaren Erträge unter dem Prognosewert. Die Gründe für die niedrigeren Messwerte liegen einerseits an den höchst ambitionierten Prognosewerten als auch an einem geringeren Verbrauch sowie an der Betriebsweise, auf welche im Anlagenbericht (siehe Kapitel 7.2) detaillierter eingegangen wird. Des Weiteren bleibt zu erwähnen, dass insbesondere bei 2 Anlagen („Flughafen Innsbruck“ und „Wührer Holz“) die Planungsphase sehr optimistische Berechnungsergebnisse mit sich brachte.

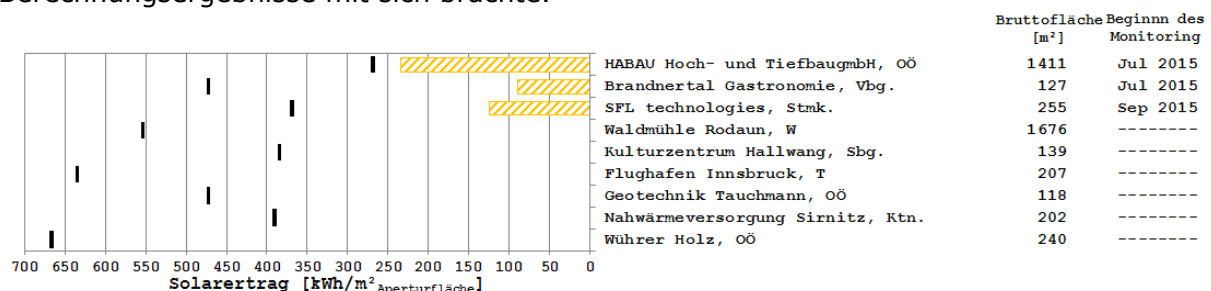


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

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

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

Gleichung 1

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

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

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgrad (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Der gemessene solare Deckungsgrad der Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ liegt bis dato unter dem Prognosewert. Die Gründe hierfür liegen, wie bereits angeführt, an den zum Zeitpunkt der Einreichung verwendeten Simulationsannahmen, in welchem geringere Verbrauchsannahmen zur Berechnung herangezogen wurden (vgl. Abbildung 5). Bei dem Projekt „Brandnertal Gastronomie“ liegen die deutlich niedrigeren gemessenen solaren Deckungsgrade in den geringeren Solarerträge (vgl. Abbildung 3), im Vergleich zu dem prognostizierten Wert, begründet.

Für alle Projekte, bei denen aus Komplexitäts- und Kostengründen eine Messung aller Wärmein- bzw. Wärmeoutputs nicht möglich ist, wird im Rahmen der Begleitforschung aus Kostengründen messtechnisch keine vollständige Energiebilanz bestimmt, weshalb auch kein solarer Deckungsgrad über das Gesamtsystem ermittelt werden kann (betroffenes Projekt „Wührer Holz“). In solchen Fällen wurden entweder keine, oder andere Deckungsgraddefinitionen verwendet. Ist dies der Fall, werden diese aber an entsprechender Stelle definiert und erläutert.

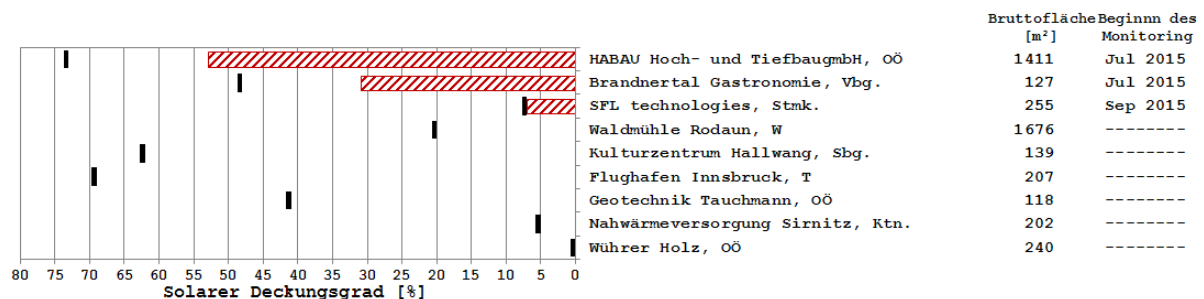


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den gemessenen Wärmeverbrauch im Vergleich mit dem Prognosewert. Wie bereits angeführt und aus der Abbildung ersichtlich, liegt der gemessene Verbrauch der Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ über dem Prognosewert. Der gemessene Gesamtwärmebedarf der Anlage „Brandnertal Gastronomie“ liegt nach 8 Monaten in der Monitoringphase geringfügig unter dem Prognosewert.

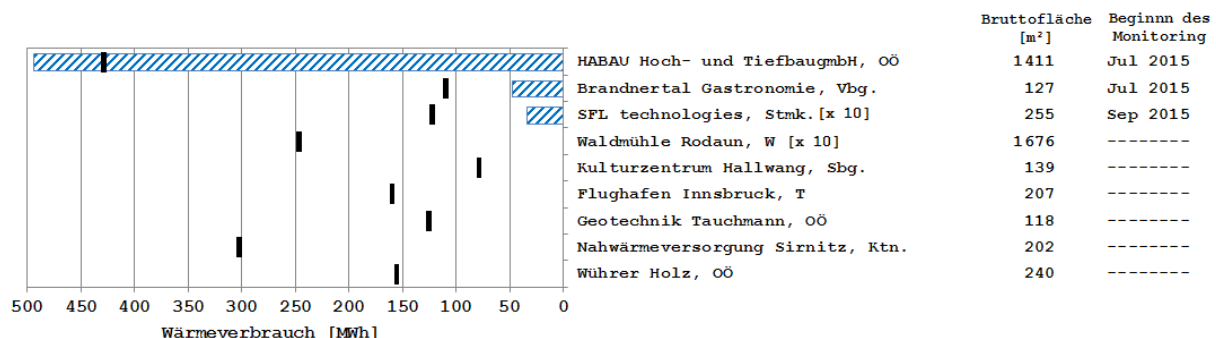


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche).

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 HABAU Hoch- und TiefbaugmbH, OÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	HABAU Hoch- und TiefbaugmbH
<u>Adresse:</u>	4320 Perg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Beheizung von Produktionshallen und Prozesswärme bei der Produktion von Stahlbetonfertigteilen
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1.411 m ² Flachkollektoren (Gasokol - gigaSol OR)
<u>Neigung:</u>	55°
<u>Ausrichtung:</u>	180°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	80 m ³ Energiespeicher, 2.560 m ³ Betonteilaktivierung der Bodenplatte
<u>Nachheizungssystem:</u>	Gaskessel in Bestand (300 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	73 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	266 kWh/(m ² a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringstart mit Juli 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Firma HABAU Hoch- und TiefbaugmbH betreibt in Perg, Oberösterreich, eine Produktionsstätte für konstruktive Betonfertigteile mit einem jährlichen Produktionsvolumen von rund 35.000 m³ (siehe Abbildung 6). Aufgrund notwendig gewordener Anpassungen an bestehende Produktionsbedingungen wurde 2013 die Neuerrichtung von insgesamt vier Produktionshallen beschlossen. Im Herbst 2014 konnte, nach umfangreichen Planungen und unter Einbeziehung ökonomischer Überlegungen, die erste von vier Produktionshallen, mit einer gesamten Fläche von 7.315 m², nach einem Monat Bauzeit die Produktion aufnehmen (siehe Abbildung 7). Insgesamt wurden auf den Dächern der neuen Produktionshalle Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von 1.411 m² installiert (siehe Abbildung 8). Als Energiespeicher dienen beim Projekt „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 80 m³ sowie die solar aktivierbare Fundamentplatte der Fertigungshalle mit einem Betonspeichervolumen von 2.560 m³ Beton (26°C/20°C) und einem Gesamtgewicht von rund 6.145 Tonnen bzw. einer Speicherkapazität von rund 10.000 kWh (Wasseräquivalent von rund 150 m³ - 30°C/90°C).

Die Wärmeabgabe erfolgt direkt über die solarthermisch aktivierten Bauteile wodurch einerseits eine gleichmäßige Temperierung der Hallenböden in den Fertigungshallen und andererseits ein Entfall des Wärmeabgabesystems erreicht werden kann. In den Monaten April bis Oktober wird solare Wärme des Weiteren zur Unterstützung der Prozesswärme für die Trocknung der Hohldehlen (50°C/40°C) und zur Vorwärmung des Trägeröls der Kipptische (90°C/70°C) herangezogen werden. In den Wintermonaten wird des Weiteren die angrenzende Zimmerei (70°C/55°C) mit Wärme zur Raumheizung versorgt. Substituiert wird der Energieträger Gas.



Abbildung 6: Ansicht des Firmengeländes der Fa. HABAU (Bildquelle: HABAU)



Abbildung 7: Ansicht der Fertigungshalle mit den aufgeständerten Kollektoren (Bildquelle: www.kuster.co.at)

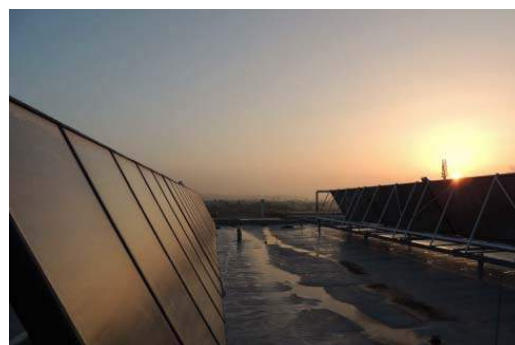


Abbildung 8: Aufständigung der Kollektorreihen am Dach der Fertigungshalle (Bildquelle: Linke Abbildung: www.gasokol.at, Rechte Abbildung: HABAU)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Kernstück der Wärmeversorgung des Gebäudes ist die solarthermische Großflächenkollektoranlage, welche in drei Felder von jeweils rund 470 m² aufgeteilt ist und die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau auf drei unterschiedlichen Höhen in einen 80 m³ großen Pufferspeicher einspeist. Aus dem Pufferspeicher erfolgt die Beaufschlagung des Wärmespeichers Beton (Fundamentplatte). Zudem wird in den Sommermonaten Wärme zur Unterstützung der Prozesswärme für die Trocknung der Hohlziegel und zur Vorwärmung des Trägeröls herangezogen werden. In den Wintermonaten wird des Weiteren die angrenzende Zimmerei mit Wärme zur Raumheizung versorgt. Als Back-Up-System wurde eine Anbindung an das Gesamtwärmeverteilsystem der Bestandszentralheizungsanlage (Gaskessel) an den Pufferspeicher realisiert. Solare Überschüsse können des Weiteren vom Pufferspeicher in die Energiezentrale verschoben werden.

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 9 dargestellt. Sechs Wärmemengenzähler, 25 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis und die Erfassung von Ventilstellungen zwischen Bestandszentralheizungsanlage und Pufferspeicher bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

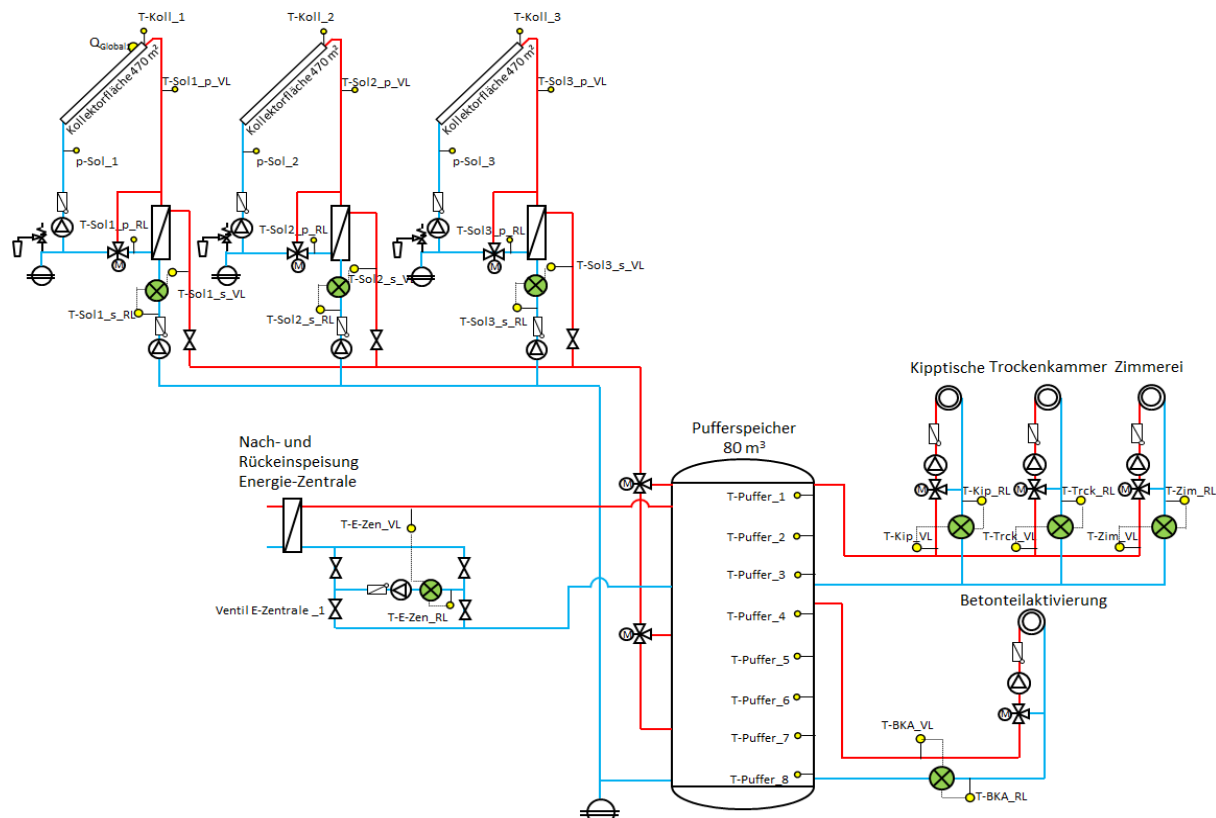


Abbildung 9: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis Kollektorfeld 1

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll_1}	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 1
p_{Sol1}	Drucksensor im Solar-Primärkreis – Kollektorfeld 1

$T_{Sol1_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur primär – Kollektorfeld 1
$T_{Sol1_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur primär – Kollektorfeld 1
p_{Sol1}	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{Sol1_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 1
$T_{Sol1_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 1

Solarkreis Kollektorfeld 1

T_{Koll_2}	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 2
p_{Sol2}	Drucksensor im Solar-Primärkreis – Kollektorfeld 2
$T_{Sol2_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur primär – Kollektorfeld 2
$T_{Sol2_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur primär – Kollektorfeld 2
p_{Sol2}	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis – Kollektorfeld 2
$T_{Sol2_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 2
$T_{Sol2_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 2

Solarkreis Kollektorfeld 3

T_{Koll_3}	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 3
p_{Sol3}	Drucksensor im Solar-Primärkreis – Kollektorfeld 3
$T_{Sol3_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur primär – Kollektorfeld 3
$T_{Sol3_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur primär – Kollektorfeld 3
p_{Sol3}	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis – Kollektorfeld 3
$T_{Sol3_p_VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 3
$T_{Sol3_p_RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär – Kollektorfeld 3

Speicher

$T_{_Puffer_1}$	Temperatur in Pufferspeicher 1
$T_{_Puffer_2}$	Temperatur in Pufferspeicher 2
$T_{_Puffer_3}$	Temperatur in Pufferspeicher 3
$T_{_Puffer_4}$	Temperatur in Pufferspeicher 4
$T_{_Puffer_5}$	Temperatur in Pufferspeicher 5
$T_{_Puffer_6}$	Temperatur in Pufferspeicher 6
$T_{_Puffer_7}$	Temperatur in Pufferspeicher 7
$T_{_Puffer_8}$	Temperatur in Pufferspeicher 8

Nachheizung

Q_{NH}	Wärmemengenzähler Nachheizung
T_{NH-VL}	Vorlauftemperatur Nachheizung
T_{NH-RL}	Rücklauftemperatur Nachheizung

Prozesswärme

Q_{Kipp}	Wärmemengenzähler Kipptische
$T_{Kipp-VL}$	Vorlauftemperatur Kipptische
$T_{Kipp-RL}$	Rücklauftemperatur Kipptische
Q_{Trck}	Wärmemengenzähler Trockenkammer
$T_{Trck-VL}$	Vorlauftemperatur Trockenkammer
$T_{Trck-RL}$	Rücklauftemperatur Trockenkammer
Q_{Zim}	Wärmemengenzähler RH Zimmerei
T_{Zim-VL}	Vorlauftemperatur RH Zimmerei

Betonteilaktivierung

 Q_{BKA}

Wärmemengenzähler Betonteilaktivierung

 T_{BKA-VL}

Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung

 T_{BKA-RL}

Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 10 zeigt die Input-Output-Bilanz des Projekts „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und mittels der Nachheizung durch die angrenzende Energie-Zentrale der Bestandsgebäude (rot) statt. Verbraucher sind die einzelnen Fertigungshallen bzw. Prozesse (Kipptische – grün, Trocknungskammern – dunkelblau), die Raumheizung der Zimmerei sowie die Einspeisung in die Bauteilaktivierung (hellblau). Des Weiteren können etwaig vorhandene Überschüsse in die Energie-Zentrale der Bestandsgebäude (rosa) rückeingespeist werden. Die erheblichen Schwankungen im Jahresverlauf spiegeln neben den jahreszeitlichen Wärmebedarf das jeweilige Produktionsvolumen der entsprechenden Monate wieder. Die erkennbaren Einträge solarer Wärme in die Bauteilaktivierung in den Sommermonaten (insbesondere im Juli und August) stellen solare Erträge dar, welche zu Zeiten mit geringeren Produktionsvolumen (bspw. Betriebsurlaub) zur Verringerung von Stagnationszeiten in die Bauteilaktivierung eingespeist wurden. Sie stellen dementsprechend keinen für das Wärmeversorgungssystem direkt verwendeten Solarertrag dar.

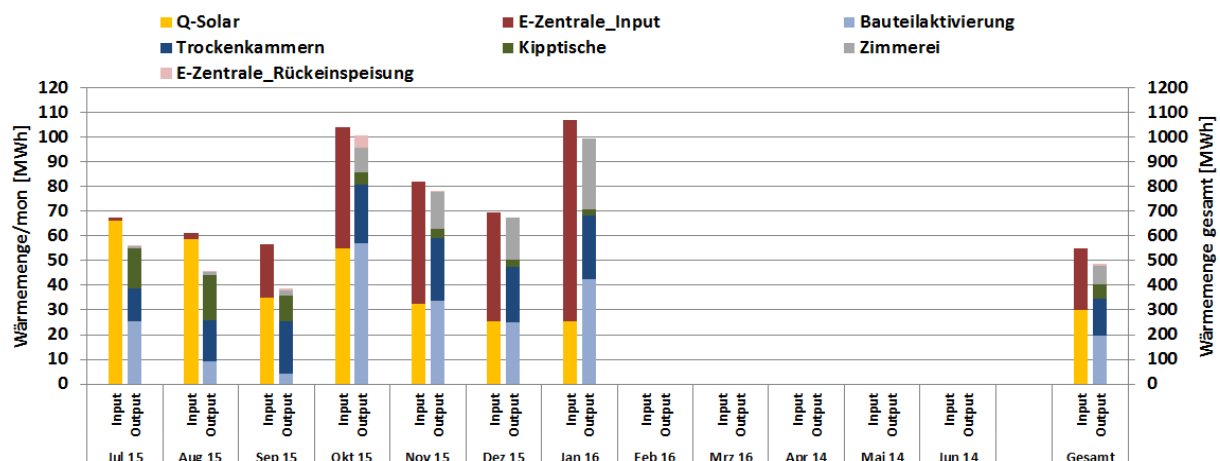


Abbildung 10: Energiebilanz der Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

7.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 11 bis Abbildung 13) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Juli 2015 bis Jänner 2016. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch). Da eine Abbildung der Bauteilaktivierung nicht mit einem herkömmlichen Simulationsprogramm möglich war, entschied sich der Betreiber eine Berechnung auf Basis Wasseräquivalent durchzuführen. Des Weiteren wurden für die Simulation solare Überschüsse (insbesondere in den Sommermonaten) für die Wärmeversorgung prozessseitige Verbraucher als auch die Aktivierung der Bauteile zur Verringerung der Stagnationszeiten nicht berücksichtigt. Die daraus entstehenden Ungenauigkeiten der Simulationsergebnisse müssen dementsprechend bei der Interpretation des Vergleichs mit den Messergebnissen berücksichtigt werden.

Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrags ist in Abbildung 11 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 266 kWh/m²a prognostiziert. Im bisherigen Betrachtungszeitraum liegt der Messwert deutlich über den Erwartungen. Insbesondere in den Monaten Juli und August konnten im Vergleich zum Prognosewert deutlich höhere solare Erträge generiert werden. Die Gründe hierfür liegen, wie bereits angeführt, in den zum Zeitpunkt der Einreichung verwendeten Simulationsannahmen, in welcher prozesseitige Verbräuche als auch die Aktivierung der Bauteile zur Stagnationsvermeidung nicht berücksichtigt wurden. Das Ergebnis der Simulation lieferte dementsprechend deutlich geringe solare Erträge im Vergleich zum tatsächlichen Messwert.

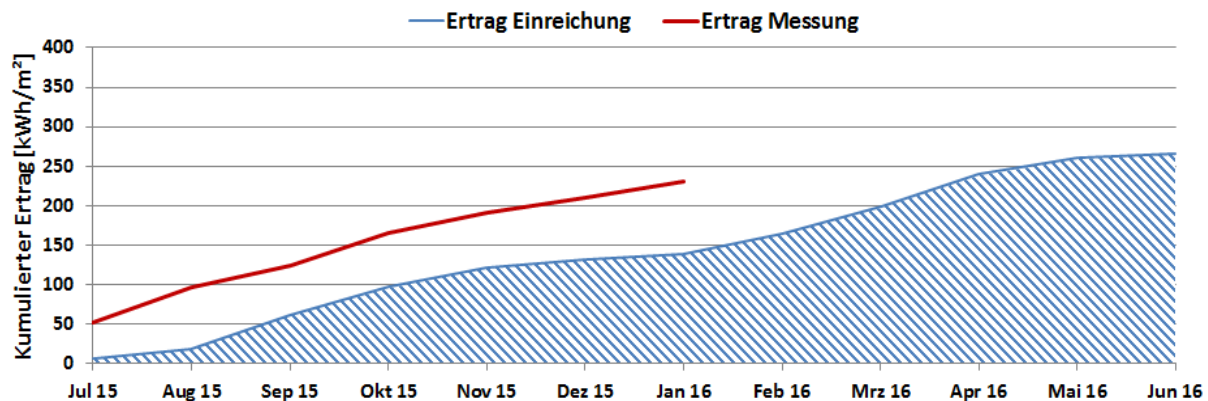


Abbildung 11: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

Der Vergleich des Messwertes als auch des prognostizierten solaren Deckungsgrades ist in Abbildung 12 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der solare Deckungsgrad in den Monaten, Juli und August 2015 sowie in den Monaten Dezember 2015 und Jänner 2016, auf Höhe des Erwartungswerts. In den Sommermonaten konnten dabei jeweils solare Deckungsgrade von fast 100 % erreicht werden. Im Dezember bzw. Jänner liegen die Messwerte bei rund 35 % bzw. 23 %. In den Monaten September bis November 2015 lag der Messwert unter dem Prognosewert.

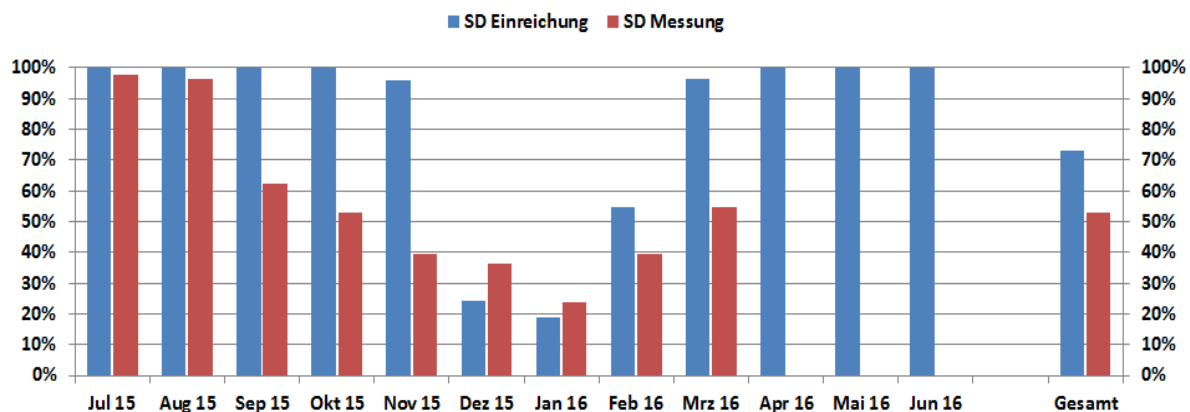


Abbildung 12: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 13 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar liegt der gemessene Verbrauch bis dato deutlich über dem Prognosewert.

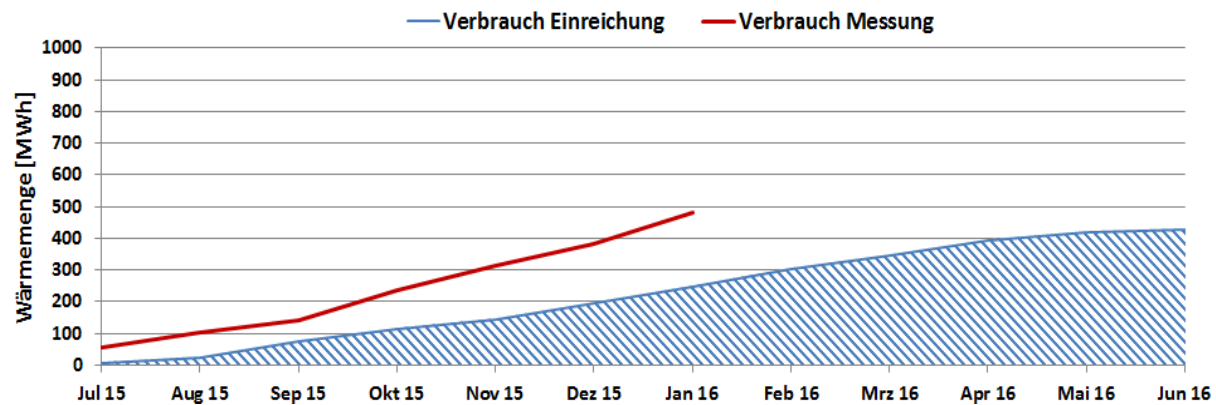


Abbildung 13: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

7.1.5 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. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit der Betonteilaktivierung als interessant angesehen werden. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen und im weiteren Verlauf auf das Zusammenspiel bzw. die Effekte der Bauteilaktivierung auf die solarthermische Anlage eingegangen.

Abbildung 14 bis Abbildung 16 zeigen die Temperaturverläufe des primären und sekundären Solarkreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Volumenströme jeweils der drei Teilkollektorfelder sowie die Globalstrahlungswerte und die Pufferspeichertemperaturen. Die Messwerte des Primärkreises werden in durchgezogenen Linien dargestellt (Vorlauf rot, Rücklauf blau), jene des Sekundärkreises in strichlierten Linien. Es handelt sich bei den dargestellten Zeiträumen um den 22.07.2015, einen einstrahlungsreichen Tag.

Bei der Analyse der einzelnen Teilkollektorfelder konnten speziell bei einem Teilkollektorfeld Auffälligkeiten in der Betriebsweise detektiert werden. Während der Anlagenbetrieb des Teilkollektorfelds 1 (Abbildung 14) und des Teilkollektorfelds 2 (Abbildung 15) im Tagesverlauf als stabil bezeichnet werden kann, zeigte sich bei dem Teilkollektorfeld 3 (Abbildung 16 – linke Darstellung) Optimierungspotential. So konnten zu Beginn der Monitoringphase deutliche Schwankungen der Solarkreistemperaturen als auch des Volumenstroms im Betrieb detektiert werden. Das Teilkollektorfeld wurde infolge dessen erneut gespült, entlüftet und abgeglichen. Wie in der Abbildung 16 – rechte Darstellung (Kollektorfeld 2 nach gesetzter Optimierung am 12.08.2015) ersichtlich konnte durch diese Maßnahme das Problem zur Gänze behoben werden.

Weitere Auffälligkeiten bzw. Optimierungen konnten nicht detektiert werden. Das Betriebsverhalten der solarthermischen Anlage kann dementsprechend als zufriedenstellend bezeichnet werden.

Bei dem Betrieb der solarthermischen Anlage konnten in Abhängigkeit der Jahreszeit zwei unterschiedliche Betriebsweisen festgestellt werden. In den Monaten mit erhöhter Einstrahlungsleistung (April bis Oktober) ist grundsätzlich keine Beladung der Betonteile vorgesehen. Eine Einspeisung in die Bauteilaktivierung erfolgte in diesen Monaten überwiegend zu Zeiten geringeren Produktionsvolumens (Betriebsurlaub) sowie zur Verringerung von Stagnationszeiten. Die solarthermische Anlage wurde in diesem

Zeitraum im Allgemeinen auf einem höheren Temperaturniveau betrieben und solare Wärme wurde unmittelbar zur Trocknung der Hohldielen und zur Vorwärmung des Trägeröls der Kipptische herangezogen werden.

Im Gegensatz dazu wurde das Kollektorfeld ab Oktober auf einen, im Vergleich zum Sommerbetrieb, niedrigen Temperaturniveau betrieben wodurch das Kollektorfeld auf einen für den Wirkungsgrad günstigen Bereich betrieben werden kann. Des Weiteren musste in diesem Zeitraum generierte solare Wärme zur Aktivierung der Betonteile, exergetisch günstig, nicht von einem höheren auf ein niedrigeres Temperaturniveau heruntergemischt werden.

Gut erkennbar sind die unterschiedlichen Betriebsweisen, beispielhaft jeweils anhand des Kollektorteilfelds 1, bei dem Vergleich der Abbildung 14, Abbildung 17 und Abbildung 18. In Abbildung 14 ist wie bereits angeführt ein einstrahlungsreicher Julitag dargestellt. Im Betrieb steigt das Vorlauftemperaturniveau auf über 80 °C. Der Volumenstrom ist drehzahl geregelt und beträgt im Maximum 18 m³/h. Das Temperaturniveau des Pufferspeichers liegt in diesem Zeitraum über alle Höhen hinweg durchgehend auf über 60 °C, mit einem Maximum um ca. 18:00 Uhr von knapp 80 °C. Wie bereits angeführt, fand ein Eintrag in die Betonteilaktivierung in diesem Zeitraum nur begrenzt, zu Zeiten geringeren Produktionsvolumens (Betriebsurlaub) sowie zur Verringerung von Stagnationszeiten statt.

Abbildung 17 zeigt einen Tag in der Übergangszeit, den 12. Oktober 2015. Das Temperaturniveau im Betrieb ist im Vergleich zu Abbildung 14 deutlich reduziert. Das maximale Vorlauftemperaturniveau beträgt an dem dargestellten Tag rund 44 °C. Der Volumenstrom liegt nahezu durchgehend bei 20 m³/h. Eine vergleichbare Betriebsweise ist in Abbildung 18, einen Dezembertag in der Kernheizperiode, dargestellt. Das Vorlauftemperaturniveau steigt dabei im Betrieb nicht über 45 °C. Die Aktivierung der Betonteile kann direkt, ohne Beimischung, erfolgen und durch das vergleichsweise niedrigere Temperaturniveau kann das Kollektorfeld auf einen für den Wirkungsgrad günstigen Bereich betrieben werden.

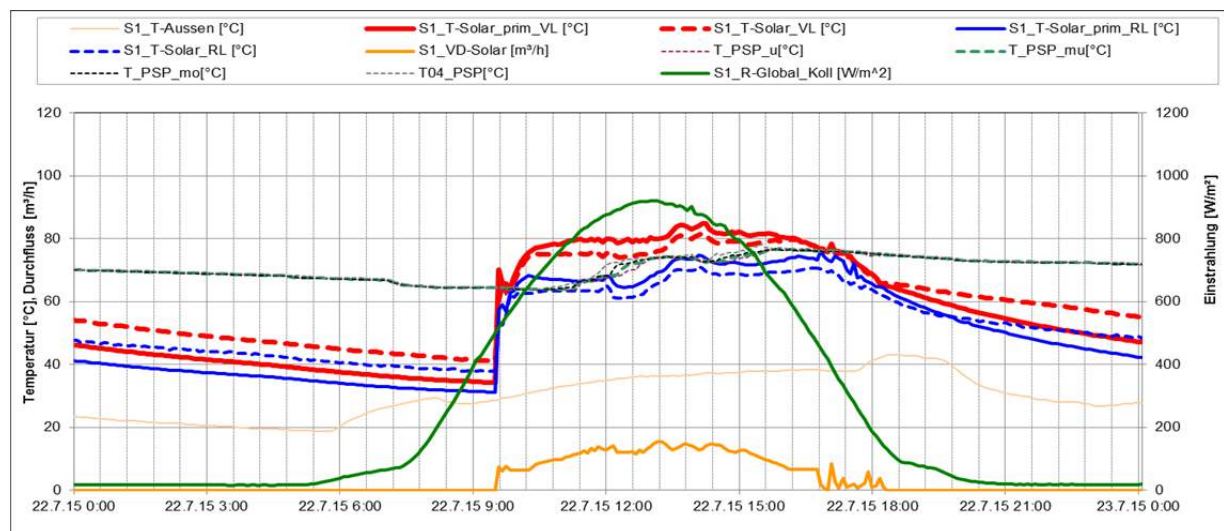


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Kollektorteilfeld 1) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (22.07.2015)

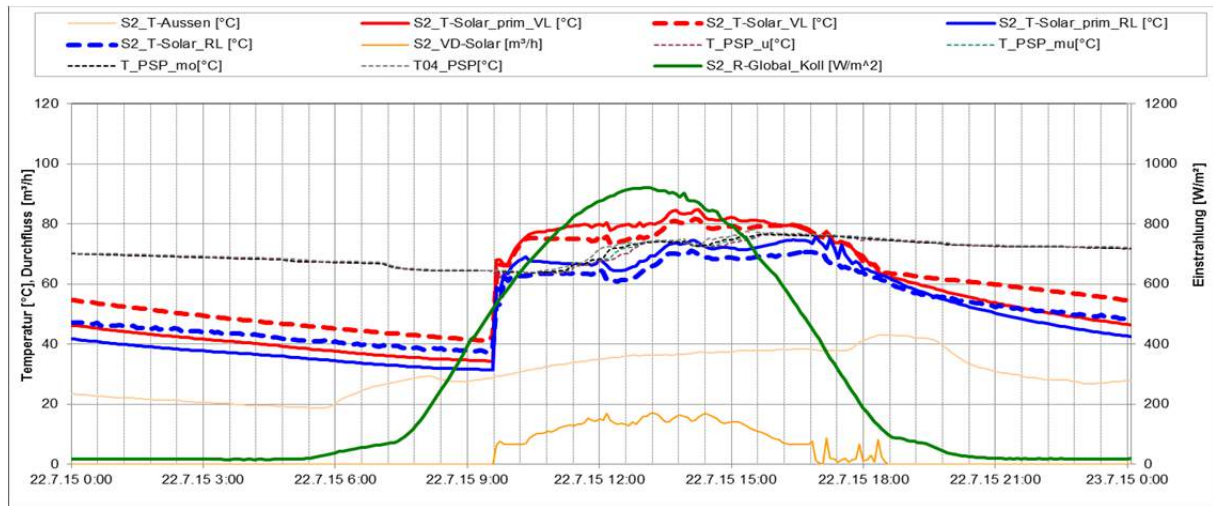


Abbildung 15: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Kollektorteilfeld 2) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (22.07.2015)

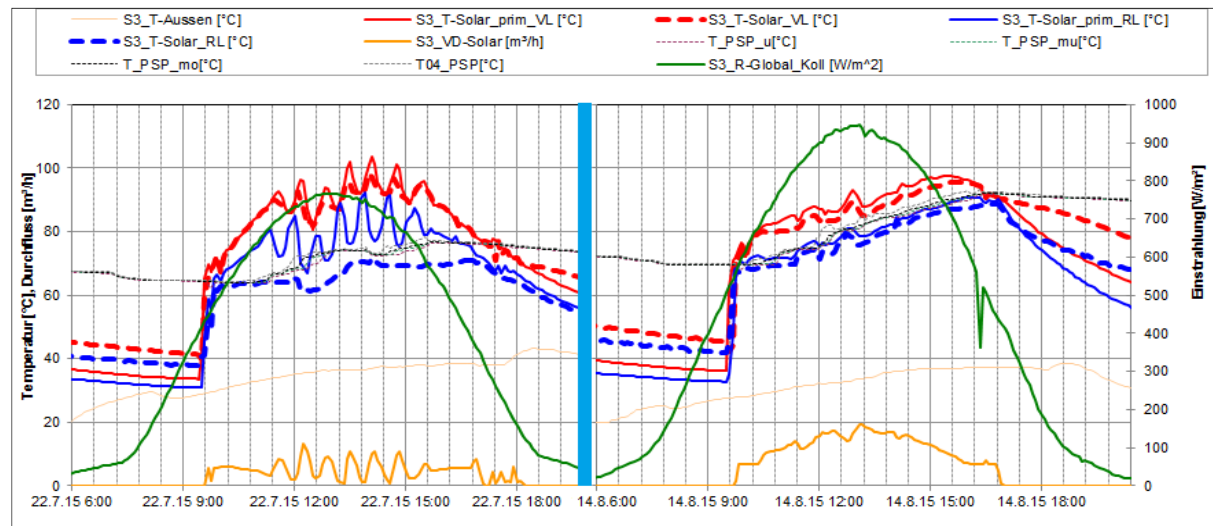


Abbildung 16: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Kollektorteilfeld 3) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung vor gesetzter Optimierung (linke Darstellung 22.07.2015) bzw. nach gesetzter Optimierung (rechte Darstellung 15.08.2015)

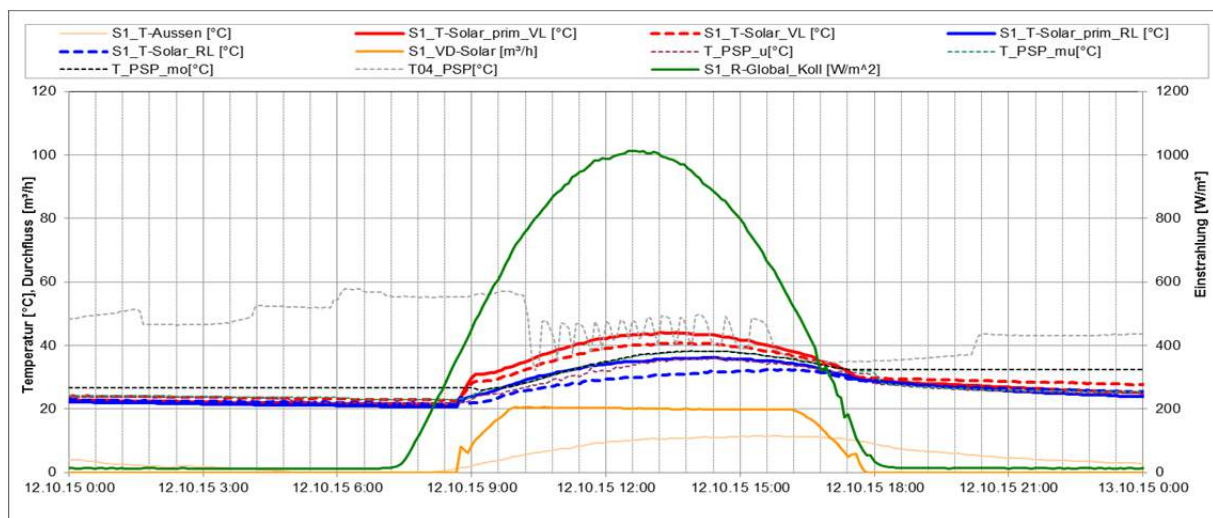


Abbildung 17: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Kollektorteilfeld 1) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (12.10.2015)

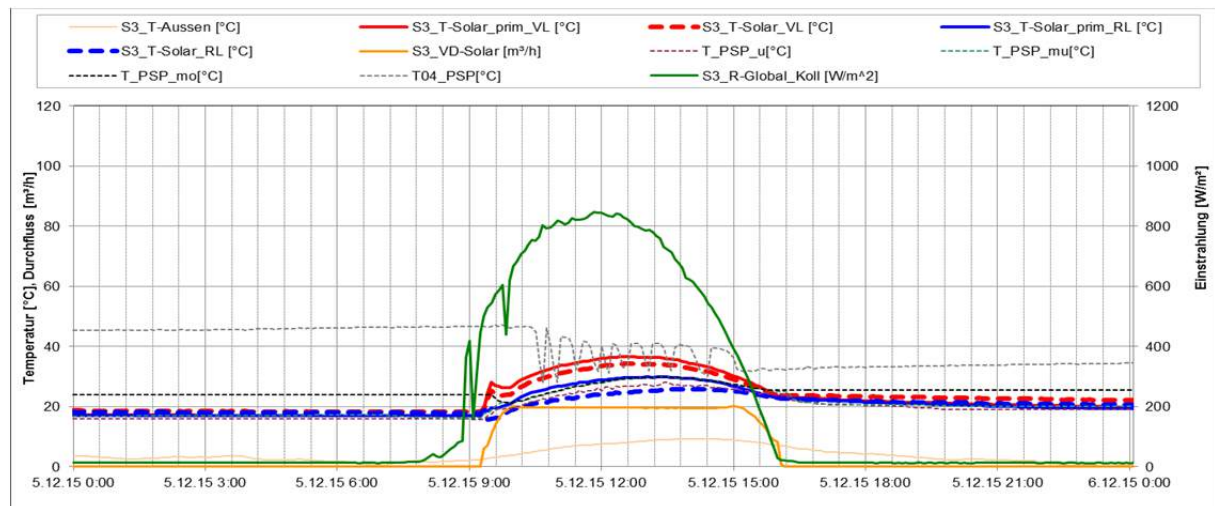


Abbildung 18: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Kollektorteilfeld 1) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (05.12.2015)

Eine Betrachtung der täglichen Wärmemengen der solarthermischen Anlage, der Nachheizung über die Energie-Zentrale, dargestellt als positive Werte der x-Achse, als auch der Bauteilaktivierung und weiterer Verbraucher, negative Werte der x-Achse, ist zur Vervollständigung der vorangegangenen Ausführungen in folgender Abbildung 19 dargestellt. Des Weiteren sind in der Darstellung die mittleren täglichen Pufferspeichertemperaturen angeführt. Wie in der Abbildung 19 erkennbar (bzw. vgl. Abbildung 12), konnten in den Monaten Juli 2015 und August 2015 hohe solare Sommerdeckungsgrade erreicht werden. Es fand nur eine geringe Nachheizung über die bestehende Energiezentrale statt. Wärme wurde in diesem Zeitraum sowohl in die Bauteilaktivierung (vornehmlich in Zeiten mit verringerter Produktion und zur Vermeidung von Stagnationszeiten) eingebracht als auch direkt für die div. Verbraucher verwendet. Zwischen den einzelnen Höhen im Pufferspeicher sind nur geringe Temperaturunterschiede erkennbar, alle Pufferspeichertemperaturen (Oben, Mitte und Unten) liegen in diesem Zeitraum durchgehend auf über 60 °C. Ab Mitte August bis Anfang Oktober wird keine Wärme in die Betonteile abgegeben, die Pufferspeichertemperaturen bleiben relativ hoch und Nachheizung über die Energiezentrale findet geringfügig statt. Der Großteil des Wärmebedarfs wird in diesem Zeitraum dennoch durch die solarthermische Anlage gedeckt. Ab Oktober wird wieder Wärme vermehrt in die Betonteile eingebracht, die Pufferspeichertemperaturen sinken deutlich ab bzw. es ist eine deutliche Schichtung im Speicher erkennbar. Eine Rückeinspeisung in die Bestandswärmeversorgung konnte im bisherigen Betrachtungszeitraum nur im Monat Oktober festgestellt werden.

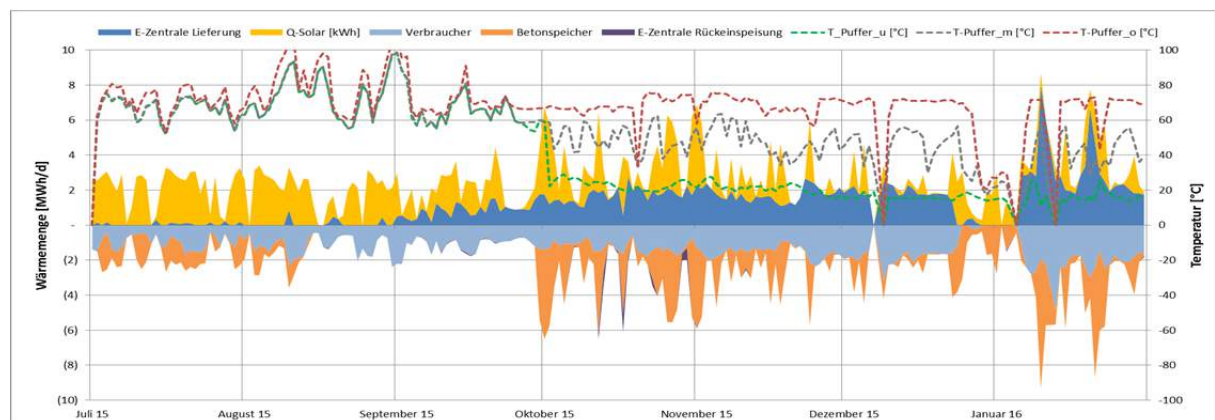


Abbildung 19: Darstellung der täglichen Wärmemengen der solarthermischen Anlage, der Nachheizung als positive Werte der x-Achse sowie der Bauteilaktivierung und weiterer Verbraucher als negative Werte der x-Achse zuzüglich der mittleren täglichen Pufferspeichertemperaturen.

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 20 sowie Abbildung 21 und Abbildung 22 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solarthermie, Bauteilaktivierung und restliche Verbraucher) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklauf Temperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die folgenden Abbildungen verdeutlichen dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage zu unterschiedlichen Zeiten im Jahresverlauf.

In Abbildung 20 ist die angegebene Darstellung für den gesamten Betrachtungszeitraum (Juli 2015 bis Jänner 2016) angeführt. Deutlich erkennbar ist, dass die Aktivierung der Betonteile auf ein Vorlauftemperaturniveau bis max. 45 °C stattfindet. Die übrigen Verbraucher (Raumheizung als auch Prozess) weisen ein deutlich höheres Vorlauftemperaturniveau auf. Dieses reicht von 55 °C bis 85 °C, mit einem Maximum an verbrauchter Wärme zwischen 65 °C und 75 °C. Bei der solarthermischen Anlage sind klar zwei unterschiedliche Betriebspunkte erkennbar. Einerseits wird die Solarthermische Anlage auf einem Vorlauftemperaturniveau zwischen 20 °C bis 45 °C und andererseits auf einem Vorlauftemperaturniveau zwischen 60 °C und 100 °C betrieben. Zur Verdeutlichung sind in der Abbildung 21 und Abbildung 22 die Perioden mit unterschiedlicher Betriebsweise angeführt. Die Unterschiede in der Betriebsweise in Abhängigkeit der Jahreszeit sind dabei deutlich erkennbar. Abbildung 21 zeigt den Zeitraum Juli 2015 bis Ende September 2015. Deutlich erkennbar liegt das Vorlauftemperaturniveau der solarthermischen Anlage zwischen 60 °C und 100 °C. Es wird keine Wärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau von Seiten der solarthermischen Anlage eingespeist. Im Gegensatz dazu wird im restlichen Betrachtungszeitraum, Oktober 2015 bis Jänner 2016 (siehe Abbildung 22), solare Wärme auf einem deutlichen niedrigeren Temperaturniveau, zwischen 20 °C bis 45 °C, eingespeist. Die solare Wärme wird in diesem Zeitraum zur Gänze zur Aktivierung der Betonteile herangezogen. Deutlicher Vorteil dieser Betriebsweise ist, dass die benötigte Wärme für die Aktivierung der Bauteile auf einem für das Kollektorfeld vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau und damit günstigen Wirkungsgradbereich erzeugt werden kann. Eine Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Juli 2015 bis September 2015 (roter Punkt) sowie Oktober 2015 bis Jänner 2016 (blauer Punkt) ist in Abbildung 23 angeführt. Die mittlere gewichtete Kollektortemperatur im Zeitraum Oktober 2015 bis Jänner 2016 liegt bei rund 29 °C und damit Wirkungsgradmäßig deutlich besser als im Zeitraum zwischen Juli 2015 bis September 2015 mit rund 71 °C.

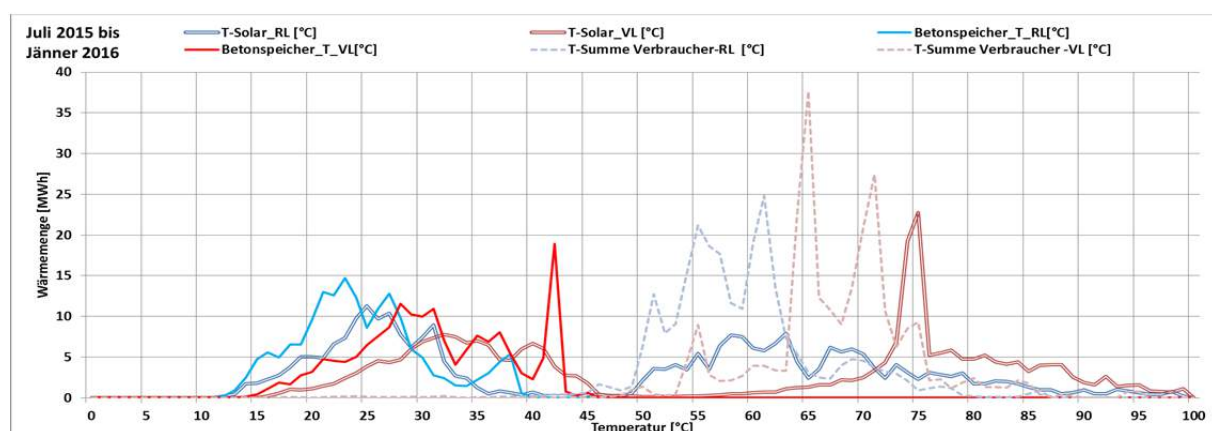


Abbildung 20: Darstellung der Wärmemengen (Solarthermie, Bauteilaktivierung und restliche Verbraucher) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklauf Temperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) im Betrachtungszeitraum Juli 2015 bis Jänner 2016.

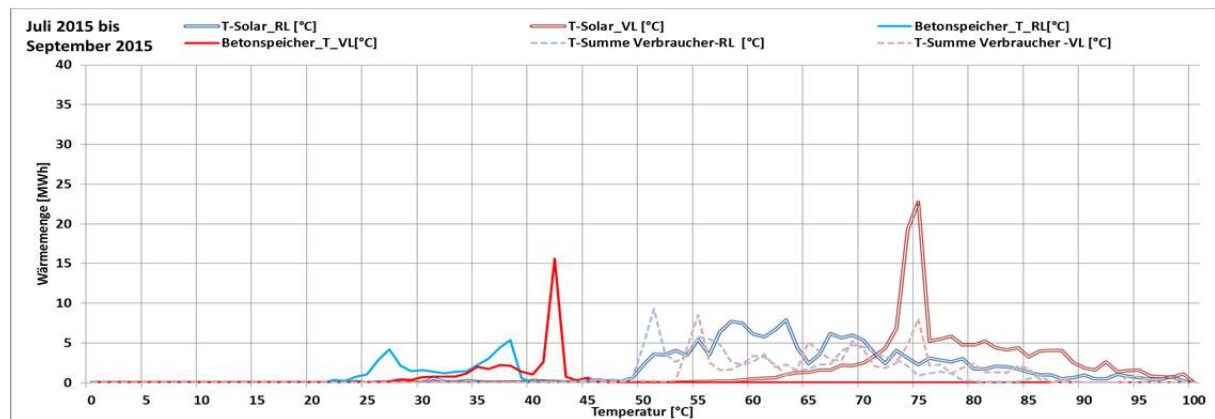


Abbildung 21: Darstellung der Wärmemengen (Solarthermie, Bauteilaktivierung und restliche Verbraucher) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) im Betrachtungszeitraum Juli 2015 bis September 2015.

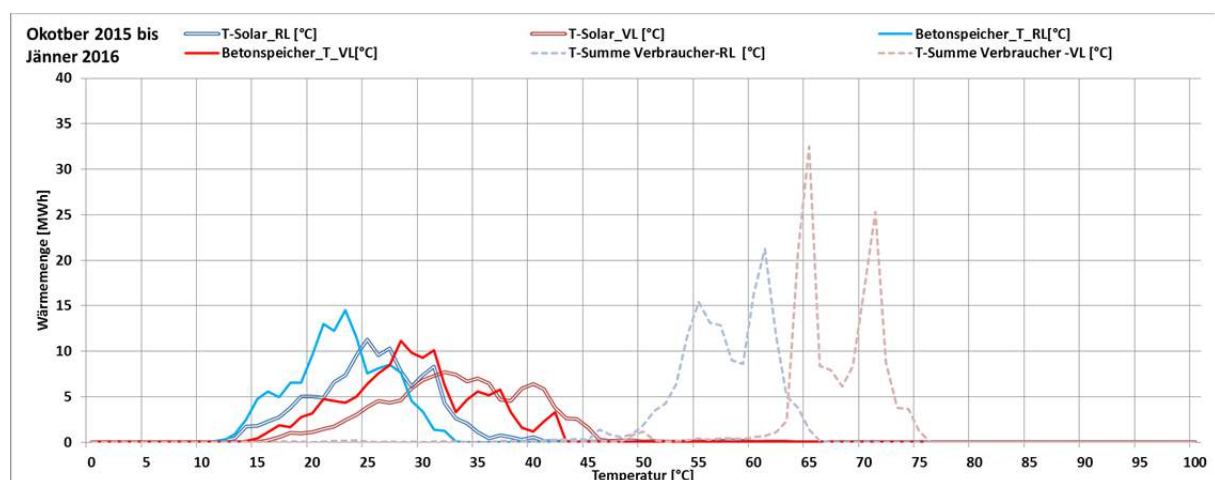


Abbildung 22: Darstellung der Wärmemengen (Solarthermie, Bauteilaktivierung und restliche Verbraucher) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) im Betrachtungszeitraum Oktober 2015 bis Jänner 2016.

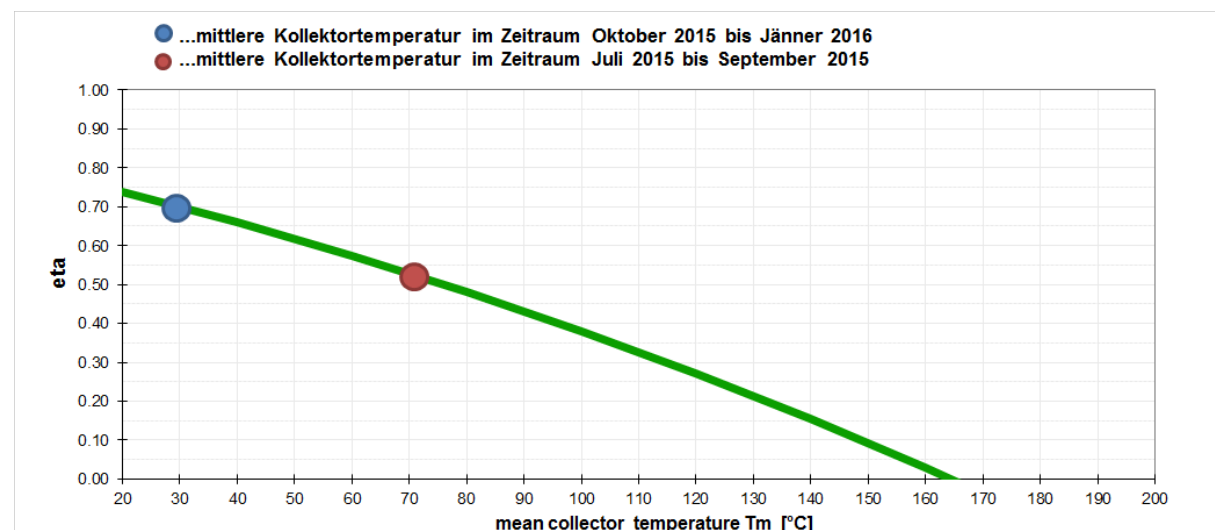


Abbildung 23: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Juli 2015 bis September 2015 (roter Punkt) sowie Oktober 2015 bis Jänner 2016 (blauer Punkt).

Folgend wird die Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Verbraucherkreise (Prozess bzw. Trocknung, Raumheizung der Zimmerei sowie Bauteilaktivierung) anhand von

Tagestemperaturverläufen analysiert. Verbraucher der Anlage HABAU sind einzelne Prozesse in der Betonteilfertigung als auch die Raumheizung einer Zimmerei und die Aktivierung der Betonteile in der Fertigungshalle. Prozessseitig wird Wärme für die Beheizung der Hohldielen der Kipptische, auf denen Betonfertigteile gefertigt werden, und für die Beheizung der Trockenkammer verwendet. Die Abgabe der Wärme in der Trockenkammer erfolgt durch ein speziell gefertigtes Abgabesystem welches mit einem überdimensionalen Radiator (12 m x 10 m) verglichen werden kann. Die Raumheizung der in Bestand befindenen Zimmerei wird mittels Radiatoren gewährleistet.

Folgende Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen Tagestemperaturverläufe der Prozesskreise (Kipptische und Trockenkammer) für zwei ausgewählte Tage im Juli und Dezember. Bei der Analyse der Tagestemperaturverläufe konnten keine Auffälligkeiten detektiert werden. Die prozessseitige Wärmeabgabe arbeitet der Planung entsprechend und nach Rücksprache mit dem technisch Verantwortlichen sehr zufriedenstellend. Wie in den Abbildung 24 und Abbildung 25 erkennbar, arbeitet die Trockenkammer dabei auf einen Abgabetemperaturniveau zwischen 55 °C und 70 °C, das Temperaturniveau der Kipptische ist deutlich höher und erreicht bis zu 85 °C. Wie auch in der Darstellung erkennbar, war die Beheizung der Kipptische in den Wintermonaten über den Pufferspeicher nicht in Betrieb.

Eine Darstellung des Raumheizungskreises der Zimmerei für einen Dezembertag ist in Abbildung 26 dargestellt. Die Zimmerei wurde, der Planung entsprechend, nur in den Wintermonaten mit Wärme versorgt. Auffälligkeiten konnten im Betrachtungszeitraum nicht detektiert werden.

Tagestemperaturverläufe des Betonspeichers bzw. der Bauteilaktivierung für einen Tag im Juli bzw. für Dezember sind in Abbildung 27 und Abbildung 28 dargestellt. Wie bereits angeführt, wurde die Beladung der Bauteile durch die solarthermische Anlage in den Juli und August wiederholt zu Zeiten geringeren Produktionsvolumens (Betriebsurlaub) sowie zur Verringerung von Stagnationszeiten in Betrieb genommen um nicht benötigte Überschüsse abzubauen. Eine Aktivierung der Bauteile konnte in den Sommermonaten bis Mitte August dementsprechend wiederholt festgestellt werden. Von Mitte August weg, bis Ende September wurde keine weitere Wärme zur Aktivierung der Bauteile verwendet. Mit Anfang Oktober wurde mit der Einspeisung von Wärme in die Bauteile zur Speicherung und Wärmeabgabe wie vorgesehen gestartet. Abbildung 28 zeigt dazu einen Tagestemperaturverlauf der Bauteilaktivierung am 5. Dezember 2015.

Wie bereits angeführt konnten im Allgemeinen bei der Analyse der Verbraucherkreise keine Auffälligkeiten oder Optimierungspotentiale detektiert werden.

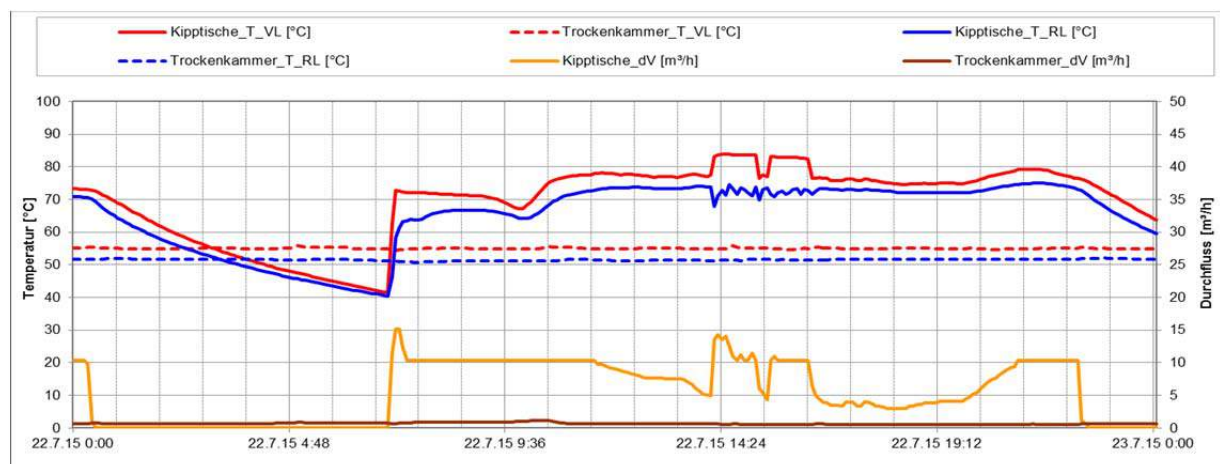


Abbildung 24: Beispielhafter Temperaturverlauf der Prozesskreise (Trockenkammer und Kipptische) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (22.07.2015)

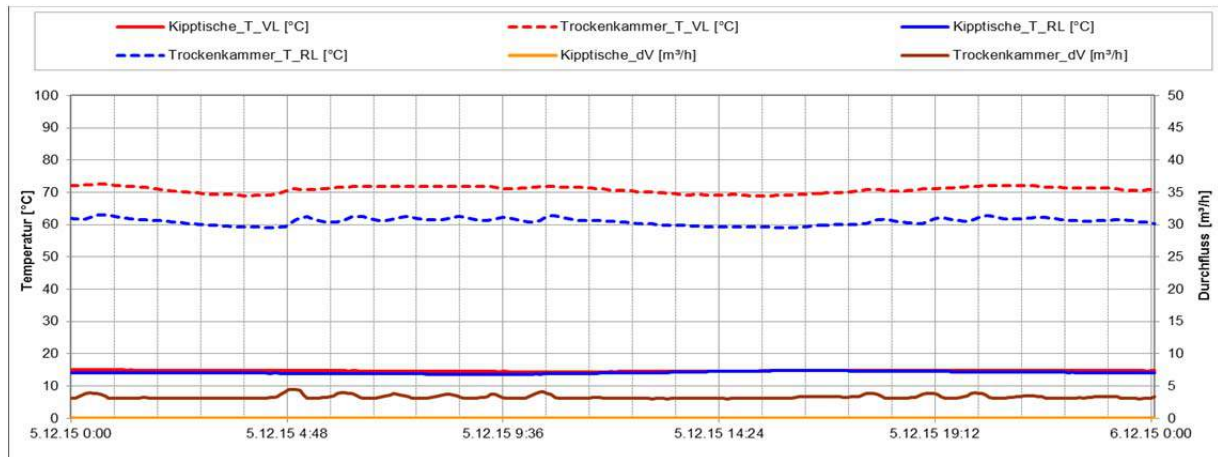


Abbildung 25: Beispielhafter Temperaturverlauf der Prozesskreise (Trockenkammer und Kipptische) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (05.12.2015)

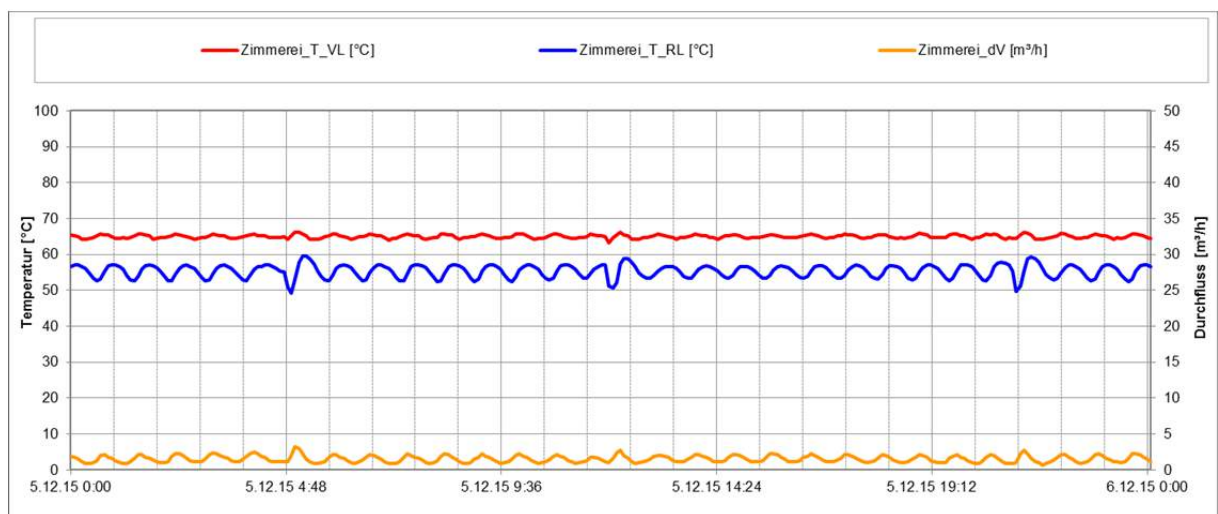


Abbildung 26: Beispielhafter Temperaturverlauf des Raumheizungskreises der Zimmerei zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (05.12.2015)

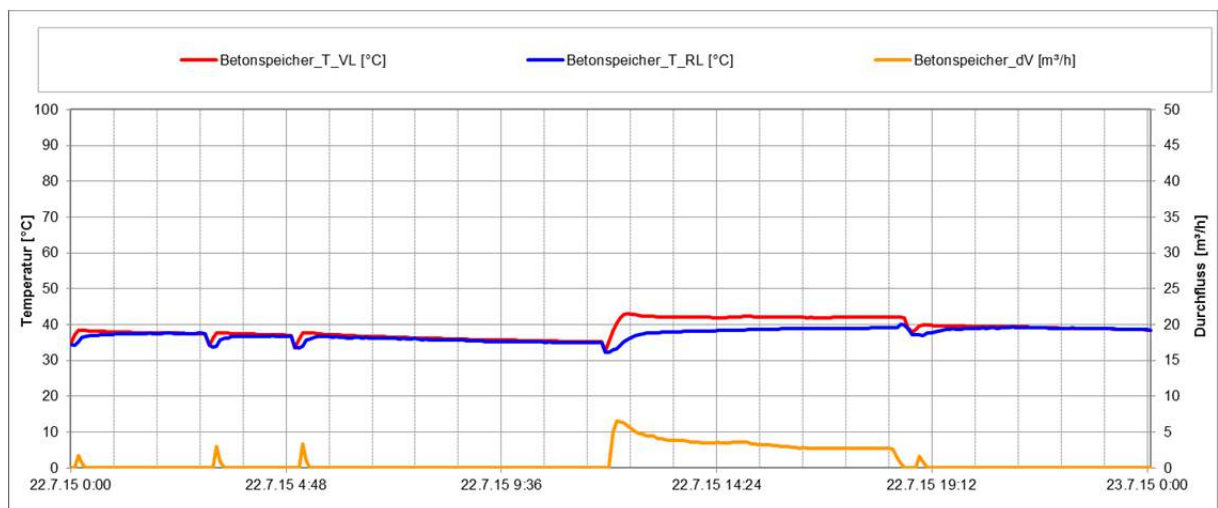


Abbildung 27: Beispielhafter Temperaturverlauf des Bauteilaktivierungskreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (22.07.2015)

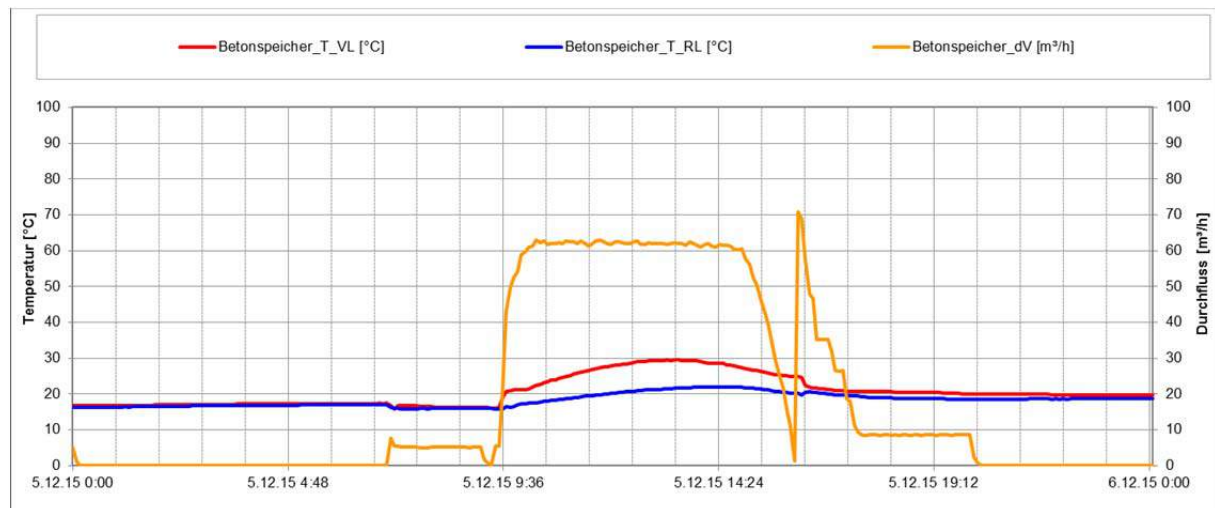


Abbildung 28: Beispielhafter Temperaturverlauf des Bauteilaktivierungskreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (05.12.2015)

Die Nachheizung erfolgt bei der Anlage HABAU über eine bestehende Energiezentrale mit Gaskessel. Wie in Abbildung 19 erkennbar, konnte bis Mitte September ein Großteil der benötigten Wärme über die solarthermische Anlage bereitgestellt werden. Erst ab Mitte September wurde vermehrt Wärme aus der Energiezentrale in den Pufferspeicher eingebracht, um die unterschiedlichen Prozesse in der Fertigungshalle mit Wärme versorgen zu können. Ab Oktober und mit Änderung der Betriebsweise der solarthermischen Anlage hin zu niedrigeren Vorlauftemperaturen wurden die Prozesse fast ausschließlich über den Gaskessel bzw. die bestehende Energiezentrale mit Wärme versorgt. Das Vorlauftemperaturniveau betrug dabei im Mittel 71 °C bzw. das Rücklauftemperaturniveau 63 °C. Beispielhaft für die Betriebsweise der Nachheizung ist in Abbildung 29 der Tagestemperaturverlauf für den 5. Dezember 2015 dargestellt. Auffälligkeiten im Betrieb bzw. Optimierungspotentiale konnten im Betrachtungszeitraum nicht festgestellt werden.

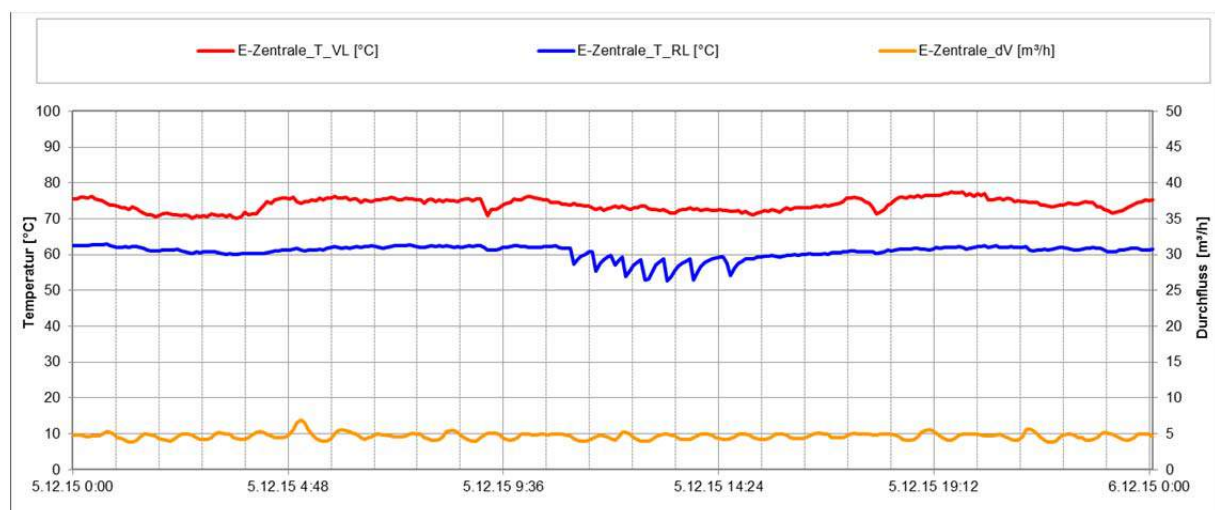


Abbildung 29: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises über die Energiezentrale zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (05.12.2015)

7.1.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem der der Anlage „HABAU Hoch- und TiefbaugmbH“ arbeitet im bisherigen Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme.

Die solaren Erträge liegen aktuell deutlich über dem Prognosewert. Auffälligkeiten in einem der drei Teilkollektorfelder (deutliche Schwankungen der Solarkreistemperaturen als auch des Volumenstroms im Betrieb) wurden durch erneutes spülen, entlüften und abgleichen vom zuständigen technischen Personal vor Ort behoben. Weitere Auffälligkeiten bzw. Optimierungen konnten im Bereich der solarthermischen Anlage nicht detektiert werden.

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage, welche für die Beladung der Bauteilaktivierung abgestimmt wurde, kann als gut bezeichnet werden. Die umgesetzte Konzept ermöglicht einerseits, dass in den Monaten April bis Oktober solare Erträge auf einem Temperaturniveau größer 60 °C zur Unterstützung der Prozesswärme (Trocknung der Hohlblechen und zur Vorwärmung des Trägeröls der Kipptische) herangezogen werden können. Andererseits wird in der Übergangszeit bzw. Heizperiode (Oktober bis April) die solarthermische Anlage auf einen, im Vergleich zum Sommerbetrieb, niedrigen Temperaturniveau beaufschlagt, wodurch das Kollektorfeld auf einen für den Wirkungsgrad günstigen Bereich betrieben werden kann. Solare Wärme kann in diesem Zeitraum exergetisch günstig in die aktivierten Bauteile eingebracht werden.

Bei der Analyse der Verbraucherkreise (Prozesswärme für die Trocknung der Hohlblechen und Vorwärmung des Trägeröls der Kipptische sowie Raumheizung einer Zimmerei) als auch der Nachheizungskreise konnten im Betrachtungszeitraum keine Auffälligkeiten bzw. Optimierungspotentiale detektiert werden.

7.2 Brandnertal Gastronomie GmbH, Vbg.

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Brandnertal Gastronomie
<u>Adresse:</u>	6707 Bürserberg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung (68 MWh/a) und WW-Bereitung (39 MWh/a) eines Gastronomiebetriebs
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	91 m ² Hybridkollektoren auf drei Kollektorfelder (Solator PV+THERM), 36 m ² Flachkollektoren auf zwei Kollektorfelder (Solator THERM INDACH)
<u>Neigung:</u>	3 Kollektorfelder 70° bzw. 2 Kollektorfelder 90°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 Stk. 4 m ³ Pufferspeicher, 1 Stk. 1,5 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Stückholzofen (25 kW), Wärmepumpe (46 kW), Abwärme einer Verbundkälteanlage (15 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	48 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	470 kWh/m ² a (Einreichung bezogen auf die Apertufläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringstart mit Juli 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um einen Neubau des Bergrestaurants „Burtschasattel“ durch die Brandnertal Gastronomie GmbH auf dem Burtschasattel der Alpe Parpfiens im Gemeindegebiet von Bürserberg (V) 1.650 m.ü.M. Im Zuge der Neuerrichtung wurden insgesamt 91 m² Hybridkollektoren auf drei unterschiedlichen Kollektorfeldern sowie 36 m² thermische Flachkollektoren auf zwei unterschiedlichen Kollektorfeldern installiert (siehe Abbildung 31). Die einzelnen Kollektorfelder weisen dabei eine Neigung von 70° bis 90° auf. Die beiden thermischen Flachkollektorfelder sowie ein Hybridkollektorfeld wurden in die Fassade des Bergrestaurants integriert. Das zweite bzw. dritte Hybridkollektorfeld wurde an der Fassade der, rund 50 m vom Bergrestaurant entfernten, Bergstation angebracht (siehe Abbildung 31). Zur Verdeutlichung sind in der nachfolgenden Tabelle jeweils die Kollektorfeldgröße, der Kollektortyp, die Neigung, die Ausrichtung und der Installationsort der einzelnen Kollektorfelder angeführt.

Tabelle 4: Übersicht der 5 unterschiedlichen Kollektorfelder der Anlage „Brandnertal Gastronomie“

Nr.	Installationsort	Kollektortyp	Bruttokollektorfläche [m ²]	Neigung [°]	Ausrichtung
1	Bergrestaurant	therm. Flachkollektor	15,4 m ²	70°	210°
2	Bergrestaurant	therm. Flachkollektor	20,6 m ²	70°	300°
3	Bergrestaurant	Hybridkollektor	40,7 m ²	70°	210°
4	Bergstation	Hybridkollektor	15,3 m ²	90°	210°
5	Bergstation	Hybridkollektor	35,0 m ²	90°	120°

Als Nachheizung für das Bergrestaurant dienen ein Stückholzofen (25 kW), eine Wärmepumpe (46 kW) sowie die Abwärme einer Verbundkälteanlage (15 kW). Der Stückholzofen wurde im Restaurantbereich installiert und soll, nach Auskunft des Betreibers, die Behaglichkeit im Restaurant erhöhen. Die fünf Kollektorfelder sollen rund 56,59 MWh/a Wärme liefern und damit rund 48 % des Wärmebedarfs des Bergrestaurants für die Raumheizung als auch Warmwasserbereitung (inkl. Küche) abdecken. Der restliche Wärmebedarf wird aus der Abwärme der Kälteanlage, durch den

Stückholzofen und durch die Wärmepumpe bereitgestellt. Das Fassungsvermögen von insgesamt drei Pufferspeichern beträgt 9,5 m³.

Die installierten Hybridkollektoren haben eine elektrische Nennleistung von 15,2 kWp und sollen jährlich rund 15.500 kWh Strom liefern. Laut Anlagenbetreiber ermöglicht die gemeinsame Nutzung von Solarenergie, der Abwärme der Kälteanlage und der Zusatzfeuerung von Holz in Kombination mit den Energiespeichern eine optimale Anpassung von Bedarf und Verfügbarkeit der verschiedenen Energiequellen bei maximaler Effizienz.



Abbildung 30: Ansicht des Bergrestaurants „Burtschasattel“ inkl. Ansicht des Hybridkollektorfeldes in der Fassade des Bergrestaurants im Vordergrund der Abbildung (Quelle: Frödd)



Abbildung 31: Darstellung der einzelnen Kollektorfelder der Anlage „Brandnertal Gastronomie“. Linkes Bild zeigt die beiden thermischen Flachkollektorfelder (1 und 2) sowie ein Hybridkollektorfeld (3). Rechte Abbildung zeigt zwei Hybridkollektorfelder an der Fassade der Bergstation (4 und 5) (Bildquelle: www.solartor.cc).



Abbildung 32: Ansicht des Heizraums der Anlage „Brandnertal Gastronomie“. (Bildquelle: Frödd).

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Brandnertal Gastronomie“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 33 dargestellt.

Wie in der Darstellung erkennbar, kann die gewonnene solare Wärme des Flachkollektorfeldes je nach Temperaturniveau in die beiden parallel verbundenen Pufferspeicher (2 mal 4 m³) oder in einem 1,5 m³ Pufferspeicher eingespeist werden. Solare Wärme aus den zwei „Hybrid-Kollektorfeldern“ wird ausschließlich in die beiden parallel verbundenen Pufferspeicher (2 mal 4 m³) eingebracht. Diese beiden Speicher dienen als Quelle für eine Wärmepumpe, die Wärme in weiterer Folge auf einem höheren Temperaturniveau in den 1,5 m³ Pufferspeicher einbringen kann. Sollte das Temperaturniveau der beiden parallel verbundenen Pufferspeicher ausreichend hoch sein (größer 60 °C), kann Wärme aus diesen auch ohne Wärmepumpenbetrieb in den 1,5 m³ Speicher gepumpt werden. Die Nachheizung bzw. die Einspeisung von Wärme über den Stückholzofen als auch die Abwärme einer Verbundkälteanlage erfolgt in den 1,5 m³-großen Pufferspeicher. Aus diesen werden die Verbraucher des Gastronomiebetriebs mit Wärme versorgt. Einerseits sind dies der Hochtemperaturverteiler (HT-Verteiler), der Niedertemperaturverteiler (NT-Verteiler) und der Warmwasserverteiler. Über den NT-Verteiler werden die Fußbodenheizung (32/28°C) und die Lüftungsanlage der Küche und der Gaststätte (35/28°C) mit Wärme versorgt, über den HT-Verteiler die beiden Torluftschleier (50/30°C).

Das Monitoringkonzept umfasst 11 Wärmemengenzähler, 32 Temperatursensoren sowie einen Stromzähler für die Wärmepumpe, drei Globalstrahlungssensoren in den Kollektorebenen und drei Drucksensoren in den jeweiligen Solarprimärkreisen.

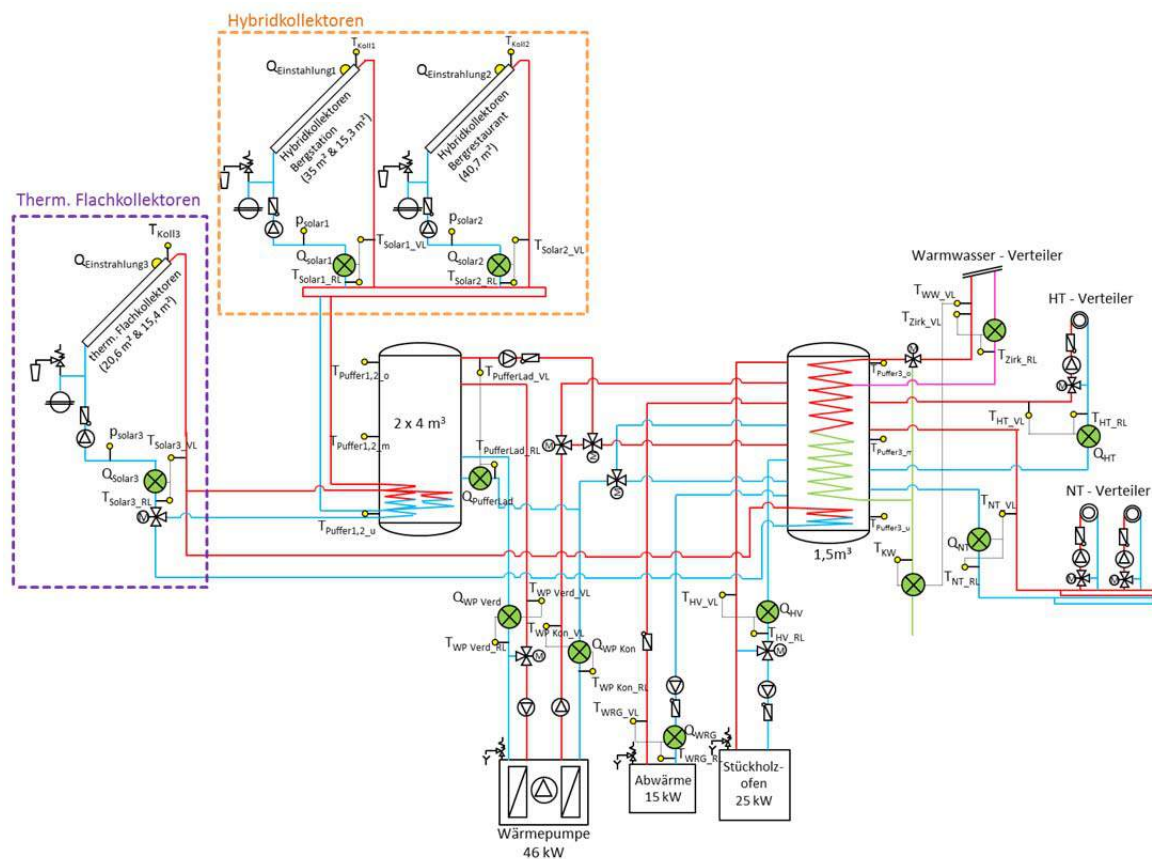


Abbildung 33: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Brandnertal Gastronomie“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

$Q_{\text{Einstrahlung 1}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene 1 (Hybridkollektor)
p_{Solar1}	Drucksensor Solarkreis 1 (Hybridkollektor)
T_{Koll1}	Kollektortemperatur Solarkreis 1 (Hybridkollektor)
$T_{\text{Solar1_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis 1 (Hybridkollektor)
$T_{\text{Solar1_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis 1 (Hybridkollektor)
$Q_{\text{Einstrahlung 2}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene 2 (Hybridkollektor)
p_{Solar2}	Drucksensor Solarkreis 2 (Hybridkollektor)
T_{Koll2}	Kollektortemperatur Solarkreis 2 (Hybridkollektor)
$T_{\text{Solar2_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis 2 (Hybridkollektor)
$T_{\text{Solar2_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis 2 (Hybridkollektor)
$Q_{\text{Einstrahlung 3}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene 2 (Flachkollektor)
p_{Solar3}	Drucksensor Solarkreis 3 (Flachkollektor)
T_{Koll3}	Kollektortemperatur Solarkreis 3 (Flachkollektor)
$T_{\text{Solar3_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis 3 (Flachkollektor)
$T_{\text{Solar3_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis 3 (Flachkollektor)

Speicher 1

$T_{\text{Puffer 1-o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{Puffer 1-m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
$T_{\text{Puffer 1-u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten

Speicher 2

$T_{\text{Puffer 2-o}}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben
$T_{\text{Puffer 2-m}}$	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
$T_{\text{Puffer 2-u}}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten

Speicher 3

$T_{\text{Puffer 3-o}}$	Pufferspeichertemperatur 3 oben
$T_{\text{Puffer 3-m}}$	Pufferspeichertemperatur 3 mitte
$T_{\text{Puffer 3-u}}$	Pufferspeichertemperatur 3 unten

Verbraucher Raumheizung

$T_{\text{NT_VL}}$	Vorlauftemperatur NT-Verteiler
$T_{\text{NT_RL}}$	Rücklauftemperatur NT-Verteiler
Q_{NT}	Wärmemengenzähler NT-Verteiler
$T_{\text{HT_VL}}$	Vorlauftemperatur HT-Verteiler
$T_{\text{HT_RL}}$	Rücklauftemperatur HT-Verteiler
Q_{HT}	Wärmemengenzähler HT-Verteiler

Warmwasserbereitung

$T_{\text{VL_WW}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T_{KW}	Frischwassertemperatur
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{Zirk VL}}$	Vorlauftemperatur Zirkulation
$T_{\text{Zirk RL}}$	Rücklauftemperatur Zirkulation
Q_{Zirk}	Wärmemengenzähler Zirkulation

Wärmepumpe

$T_{WP\ Verd_VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Kondensator
$T_{WP\ Verd_RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Kondensator
$Q_{WP\ Verd}$	Wärmemengenzähler Wärmepumpe Kondensator
$T_{WP\ Kond\ VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Verdichter
$T_{WP\ Kond\ RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Verdichter
$Q_{WP\ Kond}$	Wärmemengenzähler Wärmepumpe Verdichter
SZ_{WP}	Stromzähler Wärmepumpe

WRG Kälteanlage

T_{WRG_VL}	Vorlauftemperatur WRG Kälteanlage
T_{WRG_RL}	Rücklauftemperatur WRG Kälteanlage
Q_{WRG}	Wärmemengenzähler WRG Kälteanlage

Stückholzofen

T_{HV_VL}	Vorlauftemperatur Stückholzofen
T_{HV_RL}	Rücklauftemperatur Stückholzofen
Q_{HV}	Wärmemengenzähler Stückholzofen

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 34 zeigt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Brandnertal Gastronomie“. Der Wärmeeintrag findet über den Holzvergaserkessel (grün), die Wärmerückgewinnung der Kälteanlage (orange), die Wärmepumpe (blau), die Solaranlage (gelb) sowie über eine E-Patrone (grau) statt. Verbraucher sind die Raumheizungskreise (Hoch- und Niedertemperatur in rot) die Warmwasserbereitung (violett) sowie die Zirkulationsleitung (rosa). Des Weiteren dienen die beiden Niedertemperaturspeicher als Quelle für die Wärmepumpe (hellblau).

Wie bereits angeführt, ist in den Monaten Mai und November kein Betrieb des Gastronomiebetriebs vorgesehen. Dies ist in der Darstellung deutlich erkennbar. So lag der Energieverbrauch im Monat November 2015 deutlich unter denen der anderen Monate. Als ungünstig kann bei der Betrachtung der einzelnen Wärmeerzeuger kann der hohe Anteil der E-Patrone (30 %) im Monat Jänner 2016 angesehen werden.

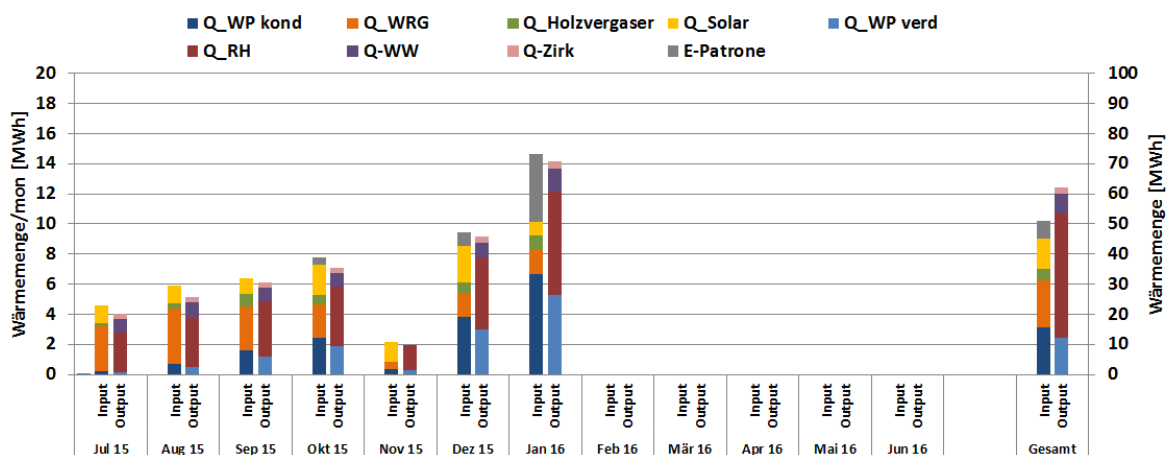


Abbildung 34: Energiebilanz der Anlage „Brandnertal Gastronomie“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

7.2.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 35 bis Abbildung 37) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie die im bisherigen

Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Brandnertal Gastronomie“.

Der Vergleich des prognostizierten spezifischen Solarertrags (jeweils über alle als auch der einzelnen Kollektorfelder) mit dem Messwert ist in Abbildung 35 dargestellt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 470 kWh/m² prognostiziert. Dieser Wert kann in Anbetracht Rahmenbedingungen (eingesetzter Kollektortyp, Temperaturniveaus der Verbraucher, Strahlungsangebot, etc.) als höchst ambitioniert angesehen werden. Ein Vergleich der gemessenen Erträge verdeutlicht dies. So liegt der gemessene spezifische Kollektorertrag, über alle Kollektorfelder (rote durchgezogene Linie) als auch der einzelnen Kollektorfelder (strichlierte Linien), bis dato deutlich unter dem Prognosewert. Insbesondere die Hybrid-Kollektorfelder liegen im ganzen Betrachtungszeitraum deutlich unter den Simulationswert. Der Ertrag des solarthermischen Feldes liegt speziell bis September hinter den Erwartungen. Ab Oktober steigen die solaren Erträge im Vergleich und die Differenz zwischen Mess- und Prognosewert verringert sich kontinuierlich.

Die Gründe für die niedrigeren Messwerte liegen einerseits an der bereits angeführten höchst ambitionierten Prognosewert als auch an einem geringeren Verbrauch, bis Oktober 2015, sowie an der Betriebsweise, auf welche im weiteren Verlauf detaillierter eingegangen wird.

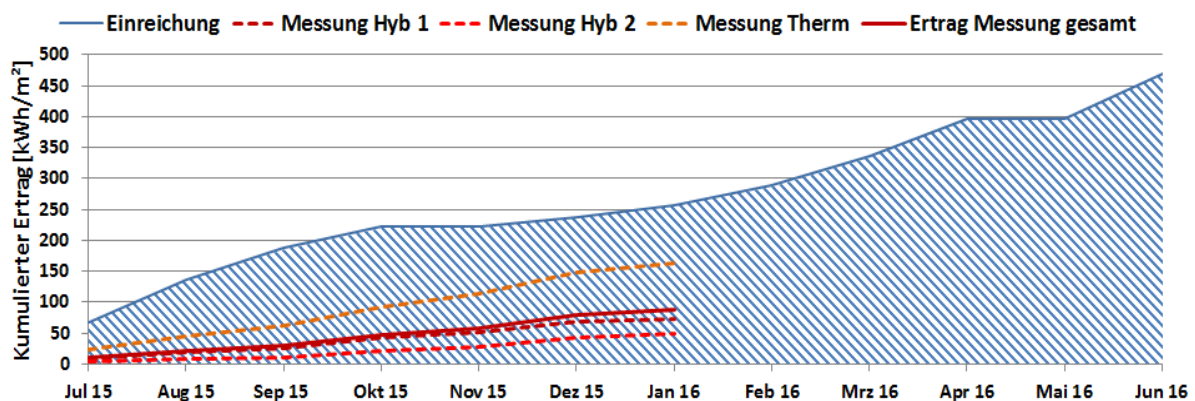


Abbildung 35: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (über alle Kollektorfelder – rot durchgezogene Linie, und der einzelnen Teilfelder (Solarthermisch – orange strichliert und Hybrid- rot strichliert) - für die Anlage „Brandnertal Gastronomie“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

Der Vergleich des Messwertes als auch des prognostizierten solaren Deckungsgrades ist in Abbildung 36 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der solare Deckungsgrad insbesondere in den ersten Monaten, bis Oktober 2015, deutlich hinter dem Erwartungswert. Ab November 2015 konnten zum Prognosewert vergleichbare solare Deckungsgrade, aufgrund eines gesteigerten Solarertrags und niedrigeren Verbrauchs, erreicht werden. Wie bereits angeführt, ist im Monat November kein Betrieb des Gastronomiebetriebs vorgesehen. Als Ergebnis findet in diesen Monaten praktisch kein Eintrag von anderen Wärmeerzeugern statt. Dementsprechend konnte auftretender Wärmeverbrauch für die Frostfreihaltung über die solarthermische Anlage gedeckt werden.

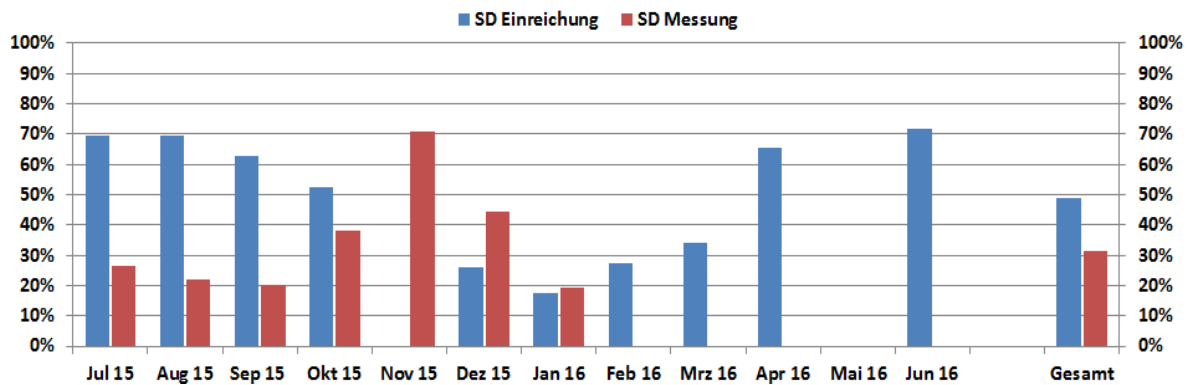


Abbildung 36: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Brandnertal Gastronomie“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

Der kumulierte Verlauf der gemessenen als auch der prognostizierten Wärmeabnahme ist Abbildung 37 zu entnehmen. Wie bereits angeführt liegt der Messwert insbesondere zu Beginn der Messperiode deutlich hinter dem Prognosewert. Ab November kommt es zu einer leichten Steigerung des gemessenen Verbrauchs im Vergleich zum Prognosewert.

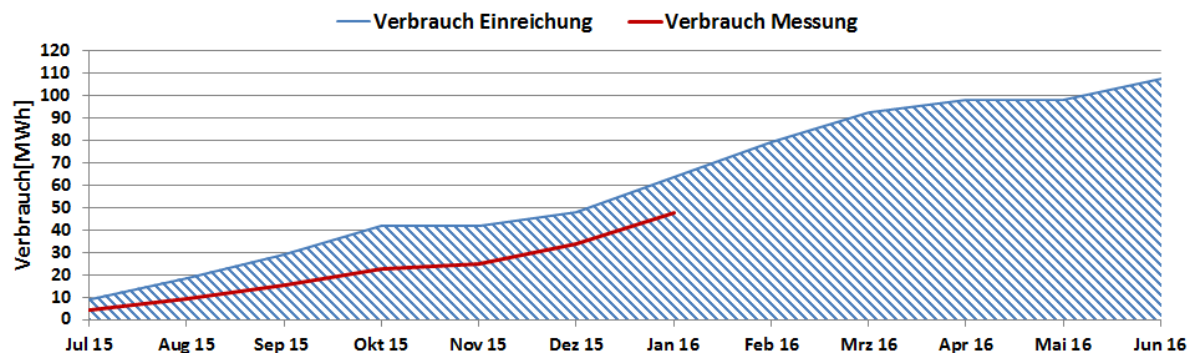


Abbildung 37: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Brandnertal Gastronomie“ (Juli 2015 bis Jänner 2016)

7.2.5 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.

Im folgendem wird auf die Betriebsweise des solarthermischen Kollektorfelds sowie auf die Betriebsweise der Hybrid-Kollektorfelder detailliert eingegangen. Laut Regelungskonzept werden die Kollektorfelder (solarthermisch und Hybrid) in Betrieb genommen, wenn die Kollektortemperatur 5 K über der untersten Speichertemperatur liegt. Die Hybrid-Kollektorfelder können nur in den Niedertemperaturspeicher einspeisen, während das thermische Kollektorfeld sowohl in die beiden Niedertemperaturspeicher als auch in den Verbrauchsspeicher einspeisen kann. Die beiden Kollektorfelder der solarthermischen Anlage (Kollektorfeld 1 und 2) sowie die beiden Kollektorfelder des Hybrid-Kollektorfeldes 3 und 4 können in Abhängigkeit des Kollektortemperaturniveaus bzw. des Temperaturunterschieds der Teilfelder zueinander sowohl parallel als auch getrennt voneinander betrieben werden. Liegt der Temperaturunterschied der Kollektortemperaturen unter 12 K (der Wert wurde im Laufe des Monitorings wiederholt angepasst) werden beide Teilfelder durchströmt. Steigt der Temperaturunterschied wird das Teilfeld mit dem geringeren Temperaturniveau weggeschaltet.

Der Tagestemperaturverlauf der Vorlauf- und Rücklauftemperatur des primären Solarkreises sowie die Kollektortemperatur, die unteren Speichertemperaturen, die Volumenströme der und der Verlauf der Einstrahlungsleistungen ist in Abbildung 38 für den 05.08.2015 angeführt. Die Einstrahlungsleistung als auch die Kollektortemperaturen ist für beide Teilfelder, sprich beide Ausrichtungen, angegebenen. Die rosa Linie in der Darstellung gibt an in welchen der beiden Speicher eingespeist wurde. Je nach Wert wird entweder in den Niedertemperaturspeicher (rosa Linie mit Wert „10“) oder aber in den Verbraucherspeicher (rosa Linie mit Wert „0“) eingespeist.

Wie in der Darstellung Abbildung 38 erkennbar ist die Anlage zwischen 8:30 Uhr und 18:00 Uhr in Betrieb. Solare Wärme wird dabei jedoch nur in den Niedertemperaturspeicher eingespeist. Die Gründe hierfür liegen in einer durch den Betreiber durchgeführten Anpassung des Regelungskonzepts, durch welchen die Einspeisung solare Wärme in den Monaten Juli und Mitte September auf den Niedertemperaturspeicher begrenzt wurde. Diese Anpassungen wurden tages- bzw. stundenweise, bei erhöhter Einstrahlungsleistung und geringen Verbrauch, vom Betreiber vorgenommen. Der Verbrauchsspeicher wurde in diesem Zeitraum für die Einbringung von Wärme aus der WRG der Kälteanlage reserviert. Dies wurde nötig, da ein „Hauptverbraucher“ (Spühlstraße) kurz vor Monitoringstart hydraulisch ausgegliedert werden musste und der tatsächliche Verbrauch weitestgehend durch die WRG abgedeckt werden konnte. Die geplante Einbindung der solaren Wärme in den Verbrauchsspeicher hätte laut Betreiber die Rückkühlleistung der WRG negativ beeinflusst. In weiterer Folge wurde die solare Wärme des thermischen als auch der Hybrid-Kollektorfelder ausschließlich in Niedertemperaturspeicher, bei gleichzeitig praktisch fehlender Entnahme, eingespeist. Eine Darstellung der Energiemengen, welche in den Verbrauchs- bzw. der Niedertemperaturspeicher eingespeist wurde ist in Abbildung 39 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, wurde speziell in den Sommermonaten ein vergleichsweise geringer Anteil solarer Wärme direkt in den Verbrauchsspeicher eingebracht. Insgesamt wurden durch diese Anpassung die solaren Erträge des thermischen Kollektorfelds als auch der Hybrid-Kollektorfelder, in den Sommermonaten, erheblich reduziert.

Als Lösung wird ein Rückbau bzw. eine hydraulische Wiedereingliederung der Spülstraße angestrebt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wird dieser Rückbau inkl. weiterer dafür notwendigen Adaptierungen im Mai 2016, wenn kein Betrieb des Gastronomiebetriebs stattfindet, umgesetzt.

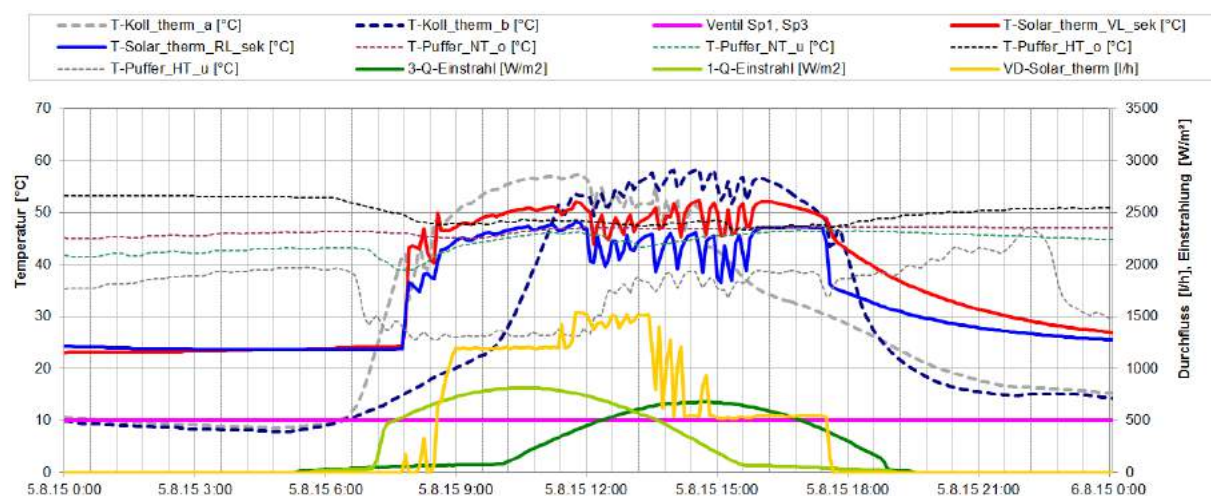


Abbildung 38: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (thermisches Kollektorfeld 1 und 2) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (05.08.2015)

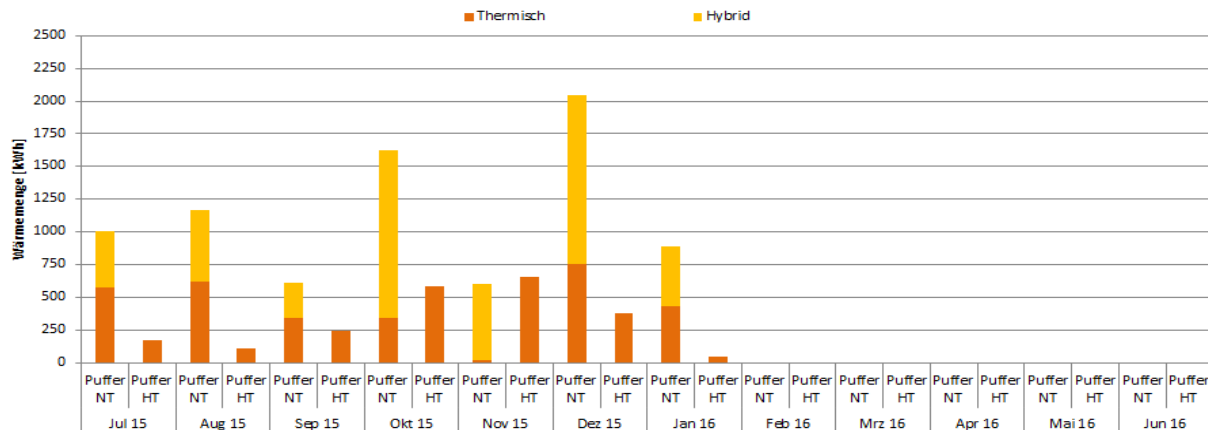


Abbildung 39: Darstellung der in den Niedertemperaturspeicher (NT) als auch Verbrauchsspeicher (HT) eingebrachten solaren Erträge des solarthermischen Kollektorfeldes und der Hybridkollektorfelder (Juli 2015 bis Jänner 2016)

Der Tagesverlauf beider Hybrid-Kollektorfelder für den 07.08.2015 ist in Abbildung 40 sowie in Abbildung 41 dargestellt. Obwohl der Anlagenbetrieb als stabil bezeichnet werden kann, wirkte sich die Anpassung der Betriebsweise in den Monaten Juli und August des solarthermischen Kollektorfeldes (reine Einspeisung in den Niedertemperaturspeicher) ungünstig auf die Betriebsweise der Hybrid-Kollektorfelder aus. Die zusätzliche Beladung des solarthermischen Kollektorfeldes zu einer Erhöhung des Temperaturniveaus der Niedertemperaturspeicher und in weiterer Folge im Betrieb der Hybrid-Kollektoren. Der generierte solare Ertrag liegt dementsprechend deutlich hinter den Prognosewerten zurück (vgl. Abbildung 35). Der Rückbau bzw. eine hydraulische Wiedereingliederung der Spülstraße ist zur Erhöhung der Kollektorerträge zwingend notwendig und wurde, wie bereits angeführt, mit dem Betreiber besprochen.

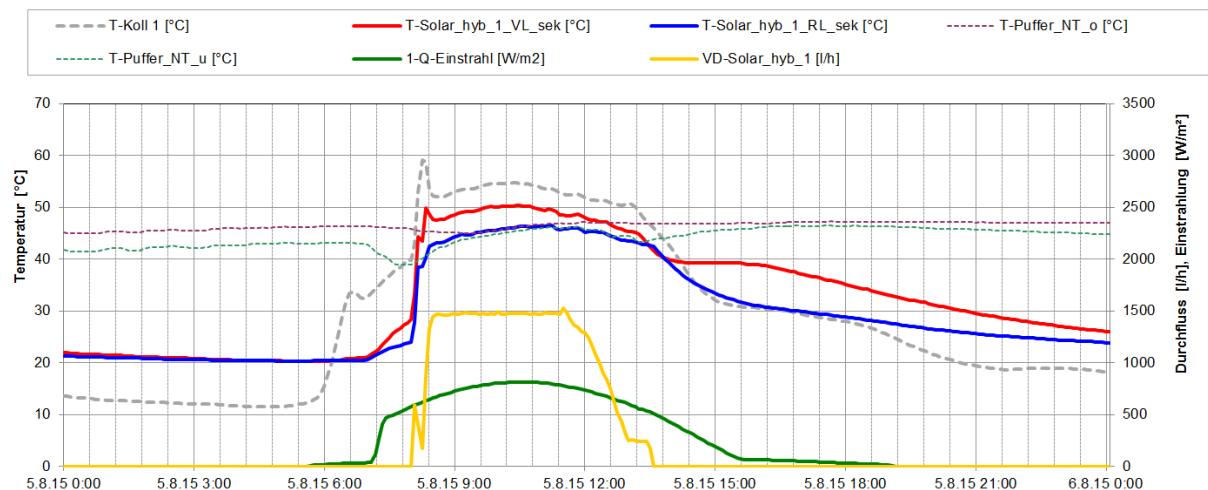


Abbildung 40: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Hybridkollektorfeld 3) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (05.08.2015)

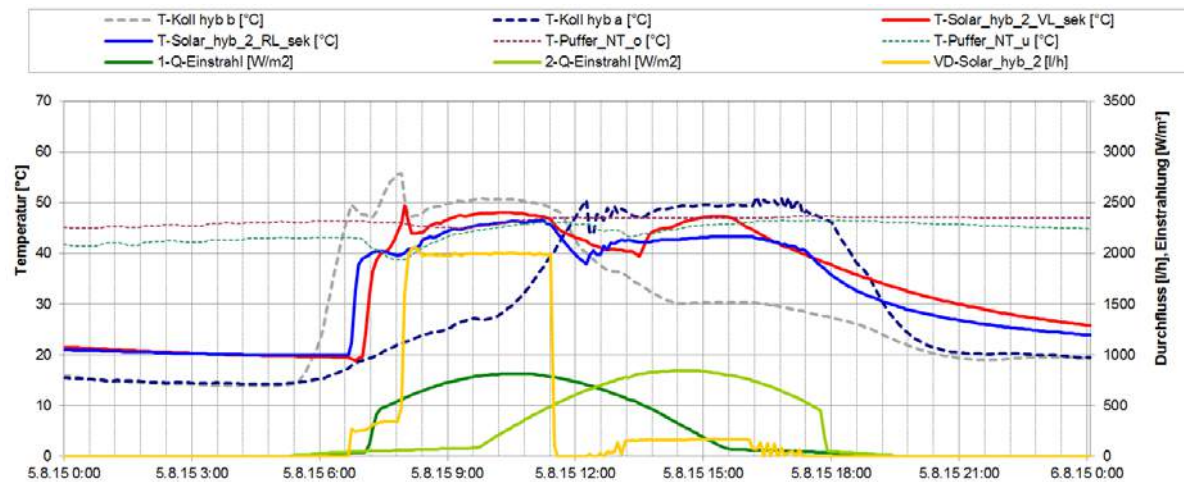


Abbildung 41: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Hybridkollektorfeld 4) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (05.08.2015)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch der Hybrid-Kollektorfelder anhand von beispielhaften Tagestemperaturverläufen in der Kernheizperiode, im Dezember 2015, ist in folgenden Darstellungen Abbildung 42, Abbildung 43 und Abbildung 44 angeführt.

Abbildung 42 zeigt beispielhaft die Betriebsweise der solarthermischen Anlage. Im Gegensatz zur Abbildung 38, den 07.08.2015, speist die thermische Anlage sowohl in den Niedertemperaturspeicher als auch in den Verbrauchsspeicher ein. Die Anlage geht um ca. 9:00 Uhr in Betrieb und speist bis ca. 10:30 Uhr in die Niedertemperaturspeicher ein. Ab 10:30 erfolgt die Umschaltung und Wärme wird ab diesem Zeitpunkt, bis ca. 15:00 Uhr, in den Verbrauchsspeicher eingespeist. Das Umschalten in den Niedertemperaturspeicher ist deutlich an dem niedrigeren Rücklauftemperaturniveau erkennbar. Ein Wegschalten der SW-orientierten Kollektorfläche ist ab ca. 14:00 Uhr wiederholt erkennbar. Optimierungspotential konnte hierbei insbesondere bei der Umschaltung/Abschaltung detektiert werden. Insbesondere in der Kernheizperiode konnte vermehrt ein Takten zwischen den Teilfeldern festgestellt werden. Die Auffälligkeiten wurde dem Betreiber kommuniziert. Eine Anpassung des Regelungskonzepts wird vom Betreiber angestrebt und soll inkl. bereits angeführter notwendigen Anpassungen im Mai 2016 umgesetzt werden.

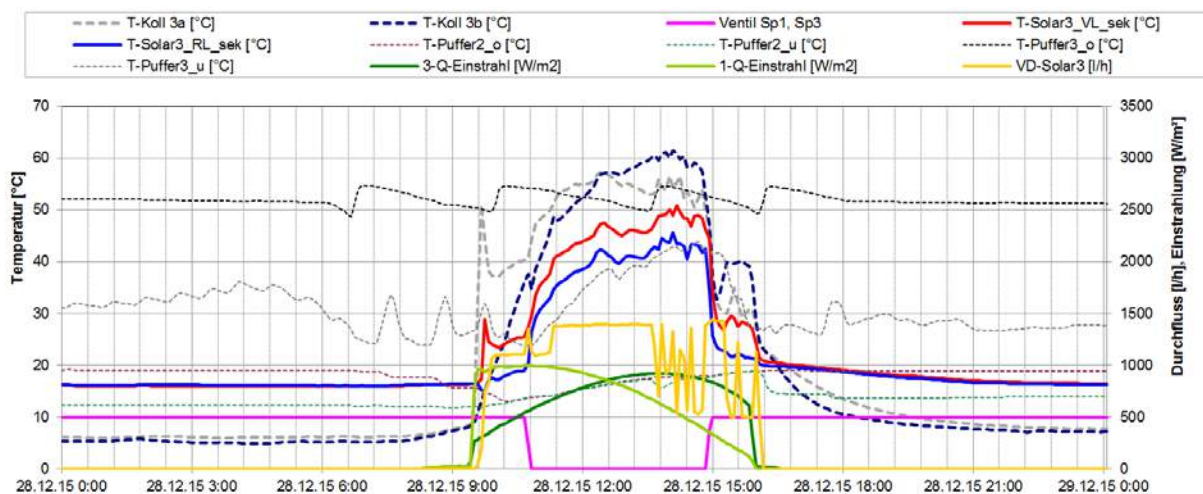


Abbildung 42: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (thermisches Kollektorfeld 1 und 2) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (28.12.2015)

Bei der Betriebsweise der beiden Hybridkollektorfelder (3 und 4) konnten in diesem Zeitraum keine Auffälligkeiten detektiert werden. Das Umschalten zwischen den Teilkollektorfeldern des Hybridkollektorfeld 2 zeigte im Gegensatz zum den beiden thermischen Kollektoranlagen keine Auffälligkeiten. Ein häufiges Takten zwischen den Teilkollektorfeldern (siehe Abbildung 42) konnte nicht festgestellt werden. Wie in der Abbildung 44 erkennbar, werden beide Hybridkollektorteilfelder um ca. 11:00 Uhr in Betrieb genommen. Ab 14:00 Uhr sinkt die Kollektorfeldtemperatur (T-Koll2b) ab und das Teilfeld wird außer Betrieb genommen; erkennbar an der deutlichen Verringerung der Volumenstroms. Der Tagestemperaturverlauf des zweiten Hybridkollektorfelds ist in Abbildung 43 dargestellt. Das Kollektorfeld wird um ca. 10:00 Uhr in Betrieb genommen und speist Wärme bis ca. 14:00 Uhr in den Niedertemperaturspeicher ein. Auffälligkeiten bzw. Optimierungspotentiale konnten nicht detektiert werden.

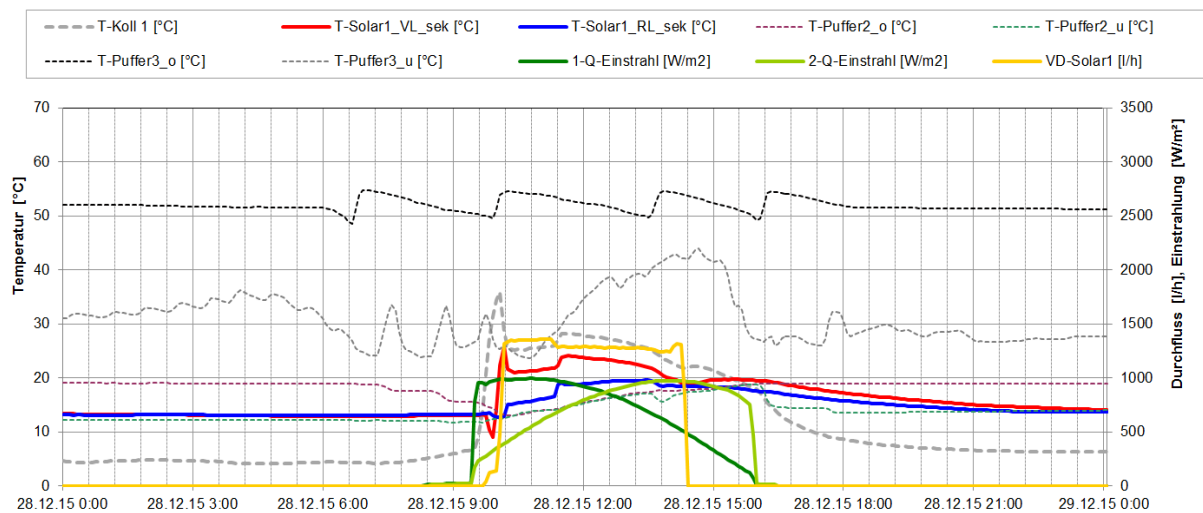


Abbildung 43: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Hybridkollektorfeld 3) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (28.12.2015)

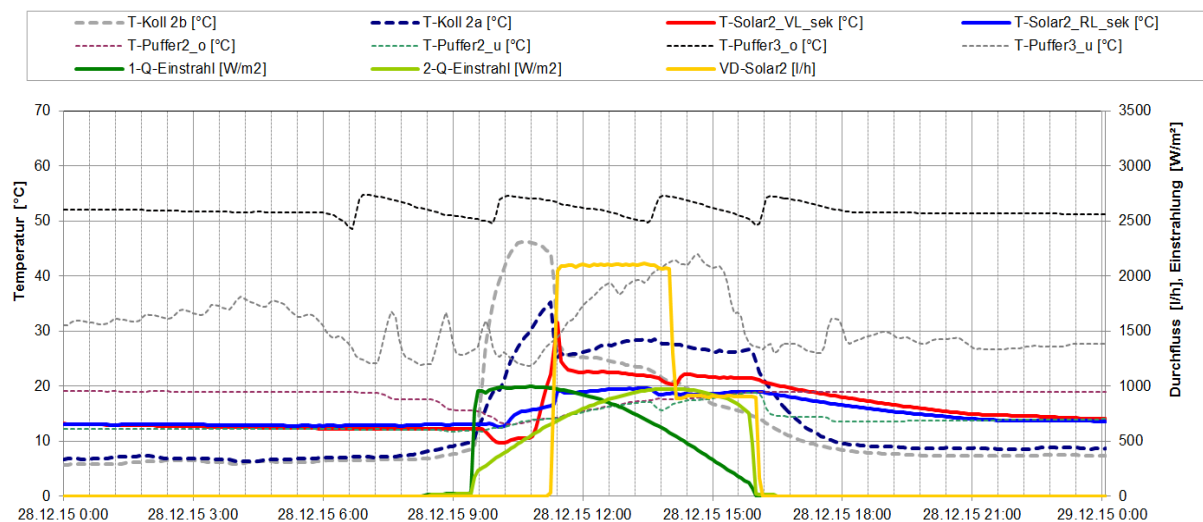


Abbildung 44: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises (Hybridkollektorfeld 4) zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (28.12.2015)

Die Betriebsweise der Nachheizung mittels der WRG der Kälteanlage, der Wärmepumpe als auch des Holzvergaserkessels wird folgend beschrieben.

Der Tagestemperaturverlauf der Vorlauf- und Rücklauftemperatur der Nachheizungskreise der WRG der Kälteanlage als auch des Holzvergaserkessels die Speichertemperaturen sowie die Volumenströme für den 07.08.2015 ist in Abbildung 45 angeführt. Wie bereits angeführt wurde in den Sommermonaten der Wärmebedarf nahezu vollständig über die WRG der Kälteanlage bereitgestellt. Die Gründe hierfür liegen in dem Wegfall eines „Hauptverbrauchers“ (Spülstraße) kurz vor Monitoringstart. Wie in der Darstellung (siehe Abbildung 45) erkennbar ist die WRG nahezu durchgehend im Betrieb. Die Pufferspeichertemperaturen befinden sich auf Höhe der Vorlauftemperatur der WRG. Der Holzvergaserkessel als auch die Wärmepumpe waren in den Sommermonaten (Juli und August) nahezu nicht im Betrieb.

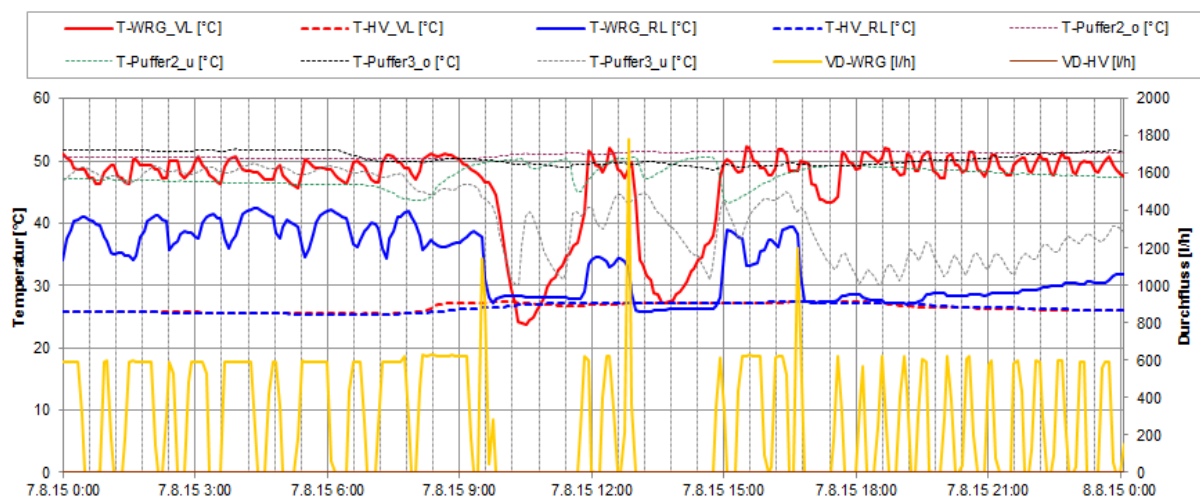


Abbildung 45: Beispielhafter Temperaturverlauf der Nachheizungskreise über die WRG der Kälteanlage und des Holzvergaserkessels zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (07.08.2015)

Eine Darstellung der Nachheizungskreise für einen Tag im Dezember ist in Abbildung 46 (WRG und Holzvergaserkessel) als auch in Abbildung 47 (Wärmepumpe) dargestellt. Auffälligkeiten in der Betriebsweise der WRG als auch des Holzvergaserkessels konnten dabei nicht detektiert werden. Bei der Analyse der Energiebilanz (vgl. Abbildung 34) ist jedoch erkennbar, dass in den Wintermonaten ein hoher Anteil der Wärmeherzeugung über die im Pufferspeicher integrierte E-Patrone bereitgestellt werden mussten. Insbesondere im Jänner 2016 wurden so rund 31% der Nachheizung über die E-Patrone gedeckt. Ein Vergleich der Einträge der Solaranlage bzw. des Gesamtverbrauchs (vgl. Abbildung 35 und vgl. Abbildung 37) zum Prognosewert zeigt, dass im Jänner 2016 zwar ein deutlich geringerer Solarertrag zum Prognosewert erreicht wurde (rund 40 % geringer bzw. um 1450 kWh), im Gegenzug dazu fiel jedoch auch der Verbrauch niedriger als prognostiziert aus (um rund 7% bzw. um rund 1107 kWh). Dementsprechend hätte auch ein Solarertrag auf Höhe des Prognosewerts den Betrieb der E-Patrone nicht deutlich reduzieren können. Die Nachheizung mittels der Wärmepumpe konnte des Weiteren auch nicht die erforderliche Wärme bereitstellen um den Betriebszeiten der E-Patrone zu verkürzen. Die Gründe hierfür sind in den zu geringen Quelltemperaturen des Niedertemperaturspeichers bei hohen Entzugsleistungen der Wärmepumpe zu finden. Die erzeugerseitige Einstellung der Wärmepumpe sieht im Betrieb vor, dass ein Ausschalten der Wärmepumpe immer dann erfolgt, wenn die Rücklauf-Verdampfertemperatur unter 10 °C fällt. Durch den hohen Energieentzug aus dem Niedertemperaturspeicher stellte sich insbesondere im Monat Jänner wiederholt dieser Betriebszustand ein. Die Wärmepumpe konnte außer Betrieb genommen

und die E-patrone muss vermehrt in die Nachheizung eingebunden. Beispielhaft dafür ist in Abbildung 46 der Tagestemperaturverlauf des Wärmepumpen-Kreises dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar war die Wärmepumpe in tagesverlauf nur begrenzt, sieben kurze Taktzyklen, im Betrieb. Die Nahheizung erfolgt dementsprechend über die E-Patrone. Der Betreiber ist über die Betriebsweise informiert und Anpassungen am Wärmebereitungskonzept wurden besprochen und werden vom Betreiber angestrebt. Eine Entscheidung wie das Wärmebereitungskonzept angepasst werden kann, um den Anteil an der E-Patronen-Nachheizung zu reduzieren, war zum Zeitpunkt der Berichtslegung jedoch noch nicht vollständig geklärt.

Die Arbeitszahl der Wärmepumpe zur Anlage Burtschersattel ist in Abbildung 48 dargestellt. Des Weiteren sind in der Abbildung die gewichteten mittleren Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Verdampfer- als auch Kondensatorkreises dargestellt. Im bisherigen Betrachtungszeitraum konnten Arbeitszahlen zwischen 4,3 und 6,3 gemessen werden. Die Arbeitszahl des gesamten bisherigen Betrachtungszeitraums liegt dabei bei rund 4,46. Weiters ist in der Darstellung deutlich die Abhängigkeit der Arbeitszahl vom mittleren Temperaturhub der Wärmepumpe erkennbar.

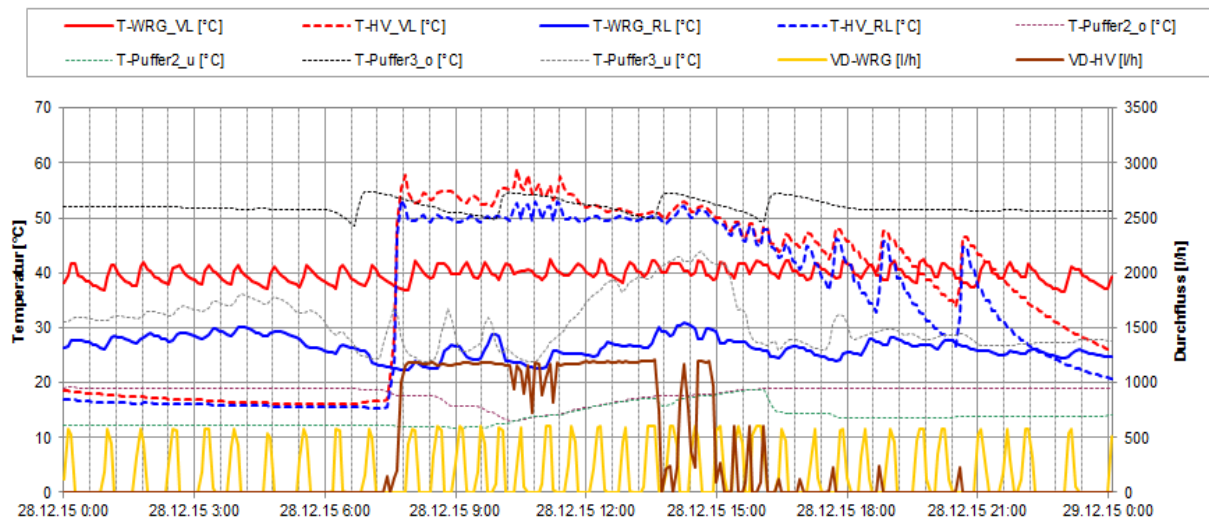


Abbildung 46: Beispielhafter Temperaturverlauf der Nachheizungskreise über die WRG der Kälteanlage und des Holzvergaserkessels zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (28.12.2015)

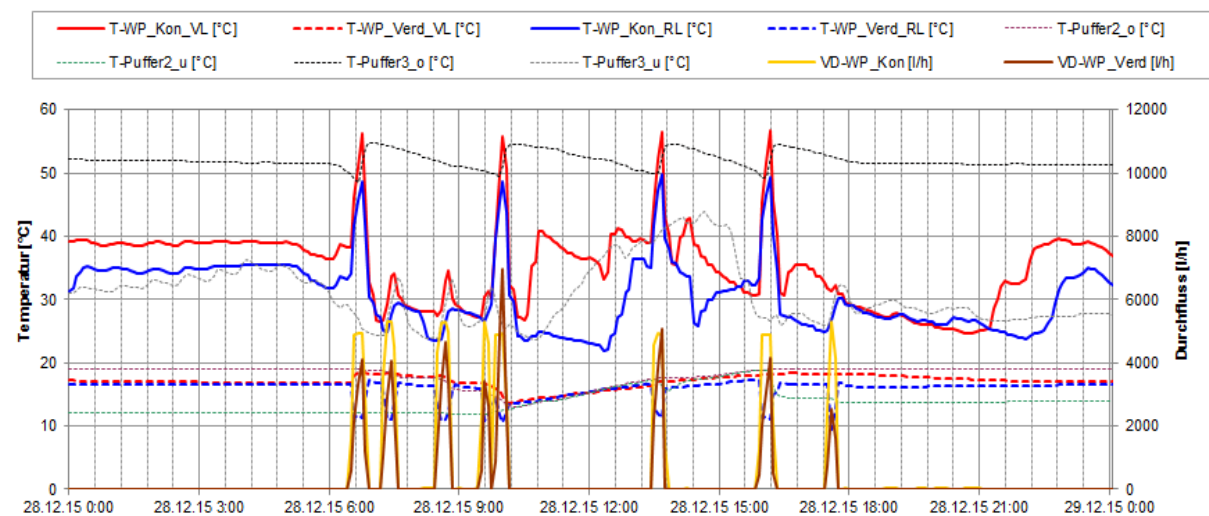


Abbildung 47: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises der Wärmepumpe zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms (28.12.2015)

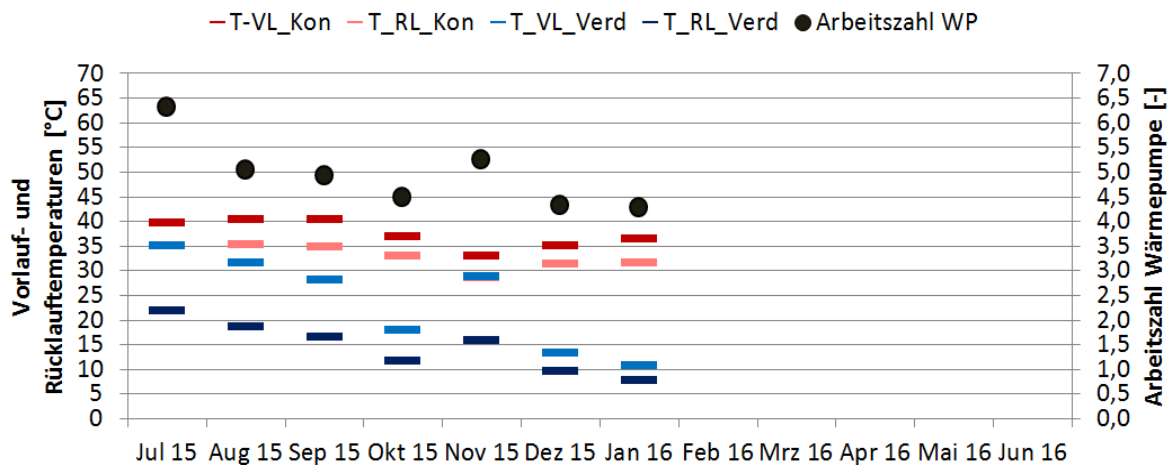


Abbildung 48: Darstellung der mittleren gewichteten Vorlauf- und Rücklauf temperaturniveaus des Verdampfer- als auch Kondensatorkreises inkl. der monatlichen Arbeitszahlen

Eine Analyse der Verbraucherkreise (Raumheizung und Warmwasserbereitung inkl. Zirkulation) ist in folgenden Abbildung 49 und Abbildung 50 für einen Augusttag (07.08.2015) bzw. in Abbildung 51 und Abbildung 52 für einen Dezembertag angeführt. Im Allgemeinen konnte keine Auffälligkeiten im Betrieb festgestellt werden. Alle Kreise wiesen im bisherigen Betrachtungszeitraum einen stabilen Betrieb auf. Das mittlere Temperaturniveau des Raumheizungskreises lag bei rund 38°C/28°C. Bei der Betrachtung der Warmwasserbereitung konnte ein durchschnittliches Vorlauf-Temperaturniveau von 50 C im Betrachtungszeitraum festgestellt werden wobei das Zirkulations-Rücklauf-Temperaturniveau bei 43°C lag. Um den Anforderungen der B 5019 zu entsprechen werden vom Betreiber einerseits mehrmalige Kontrollen sowie „Spülungen“ des Warmwasserbereitungssystem auf höheren Temperaturniveaus durchgeführt.

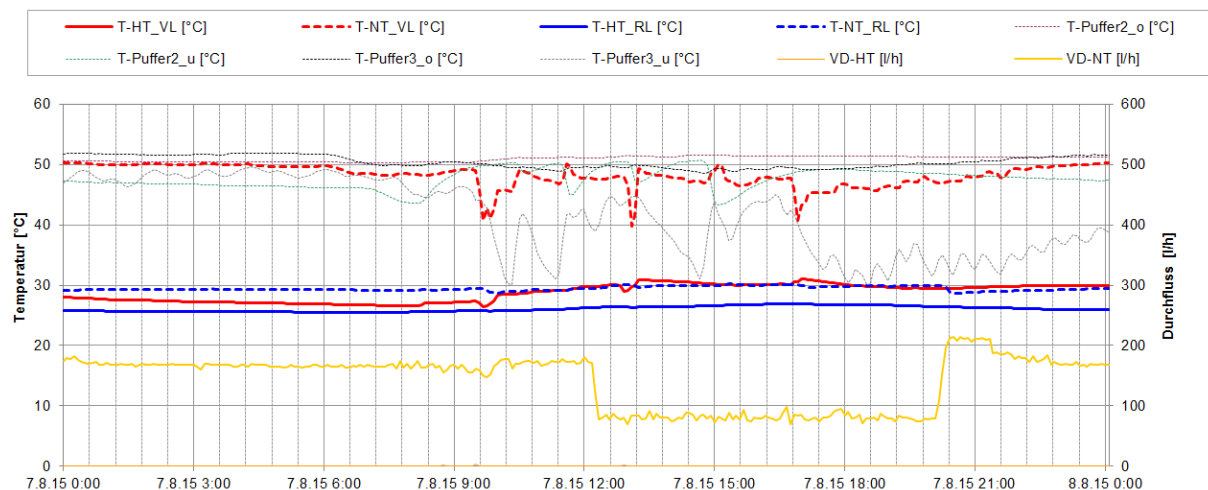


Abbildung 49: Beispielhafter Temperaturverlauf des Raumheizungskreises des Niedertemperaturkreises (NT) und des Hochtemperaturkreises (HT) zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme (07.08.2015)

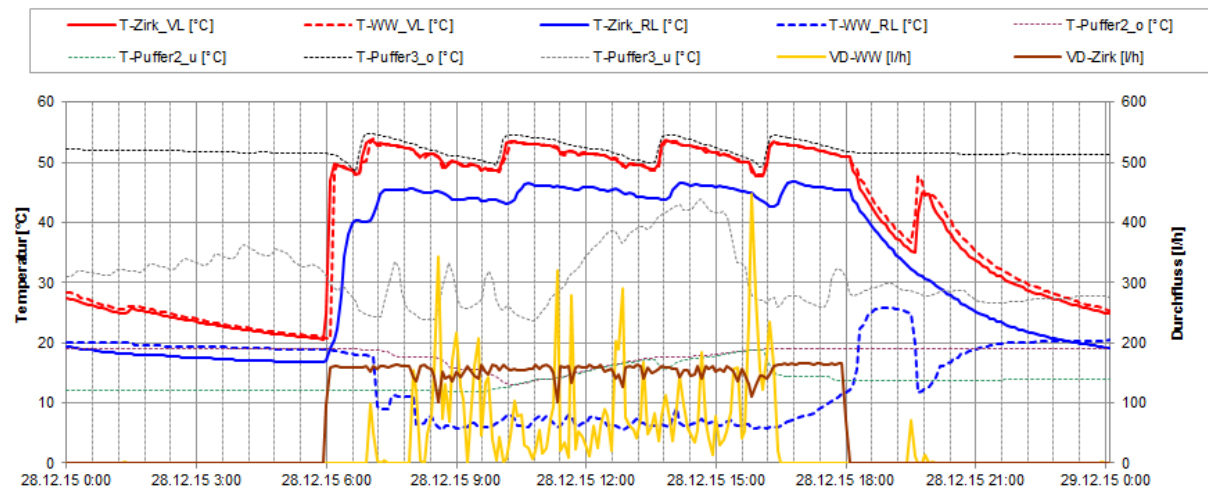


Abbildung 50: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasserbereitungskreises und der Zirkulation zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme (28.12.2015)

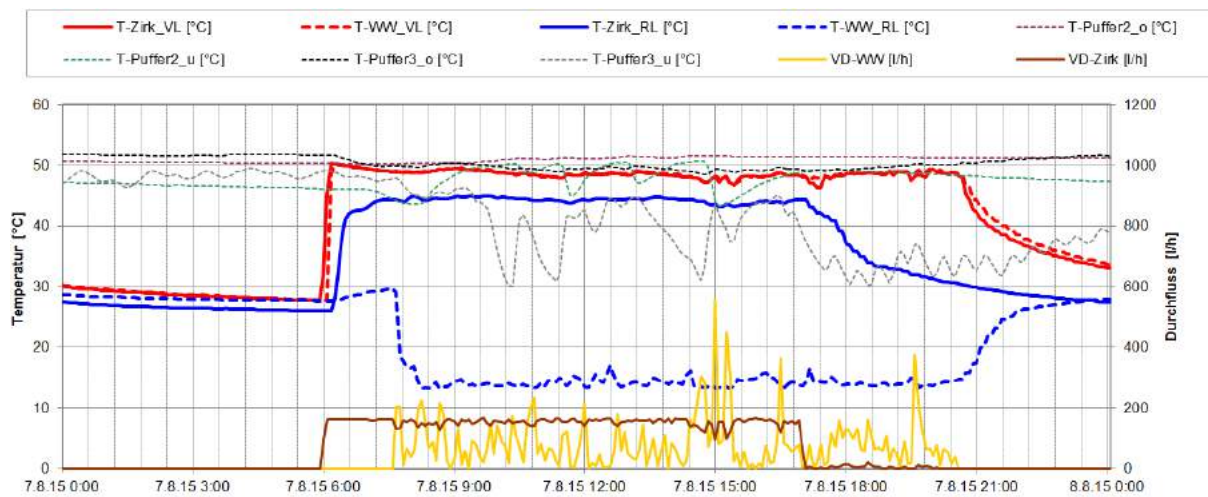


Abbildung 51: Beispielhafter Temperaturverlauf des Warmwasserbereitungskreises und der Zirkulation zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme (07.08.2015)

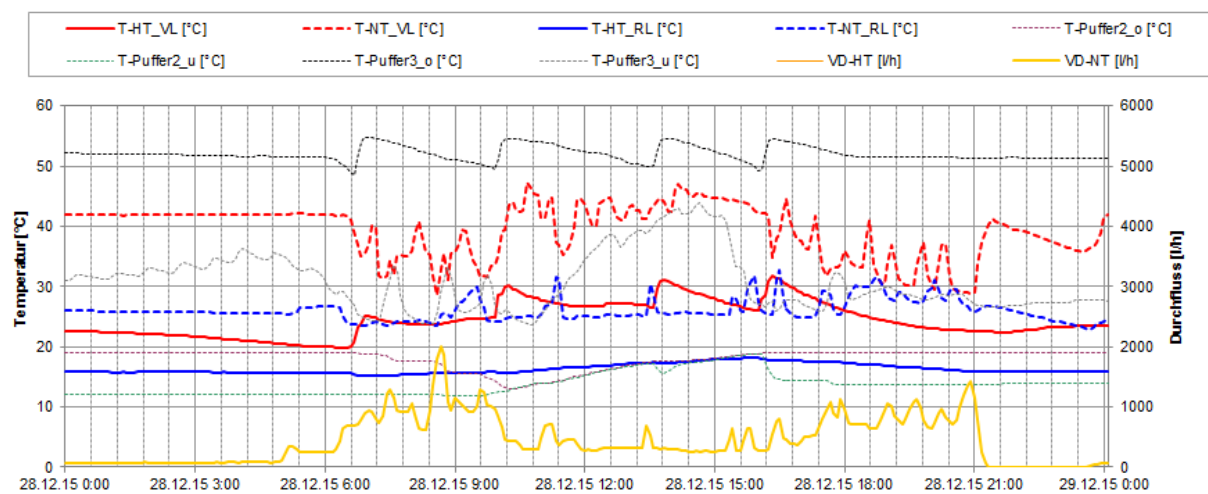


Abbildung 52: Beispielhafter Temperaturverlauf des Raumheizungskreises des Niedertemperaturkreises (NT) und des Hochtemperaturkreises (HT) zuzüglich des Verlaufs der Volumenströme (28.12.2015)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Bei der Analyse des komplexen Wärmeversorgungssystem der Anlage „Brandnertal Gastronomie GmbH“ konnten im bisherigen Betrachtungszeitraum mehrere Optimierungsansätze detektiert und dem Betreiber kommuniziert werden.

Die gemessenen solaren Erträge liegen dabei bis dato deutlich hinter den Prognosewert. Neben einer höchst ambitionierten Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung, wurden zusätzlich durch das Wegfallen eines „Hauptverbrauchers“ (Spülstraße) kurz vor Monitoringstart die Ertragspotentiale deutlich reduziert. Als Lösung wird ein Rückbau bzw. eine hydraulische Wiedereingliederung der Spülstraße angestrebt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wird dieser Rückbau inkl. weiterer dafür notwendigen Adaptierungen im Mai 2016, wenn kein Betrieb des Gastronomiebetriebs stattfindet, umgesetzt.

Weiters weisen die unterschiedlichen Kollektorfelder eine komplexe Verschaltung sowie unterschiedliche Ausrichtungen auf und erhöhen dadurch die Anforderungen an das Regelungskonzept. Optimierungspotential konnte infolge bei der Umschaltung bzw. Abschaltung der Teilkollektorfelder der solarthermischen Anlage detektiert werden. Insbesondere in der Kernheizperiode konnte vermehrt ein Takten zwischen den Teilfeldern der solarthermischen Anlage festgestellt werden. Die Auffälligkeiten wurde dem Betreiber kommuniziert. Eine Anpassung des Regelungskonzepts ist in Bearbeitung.

Bei der Analyse der Nachheizungskreise konnte festgestellt werden, dass insbesondere im Jänner 2016 ein hoher Anteil der Wärmeerzeugung über die im Pufferspeicher integrierte E-Patrone bereitgestellt werden musste. Der Grund hierfür ist, dass die Wärmepumpe aufgrund zu niedriger Quelltemperaturen nur reduziert betrieben werden konnte. Der Betreiber ist über die Betriebsweise informiert. Etwaige Optionen wie das Wärmebereitungskonzept angepasst werden kann, um den Anteil an der E-Patronen-Nachheizung zu reduzieren, wurden mit dem Betreiber besprochen. Eine finale Entscheidung dazu ist zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht getroffen worden.

Bei der Analyse der Verbraucherkreise (Raumheizung und Warmwasserbereitung inkl. Zirkulation) konnten im Betrachtungszeitraum keine Auffälligkeiten bzw. Optimierungspotentiale detektiert werden.

7.3 SFL technologies GmbH

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	SFL technologies
<u>Adresse:</u>	8152 Stallhofen
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Mikronetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung im Mikronetz der Firma SFL technologies
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	255 m ² Flachkollektoren, auf 2 Dächern mit je 127,5 m ² (Tisun)
<u>Ausrichtung:</u>	Jeweils 127,5m ² mit 153° bzw. 176°
<u>Neigung:</u>	40°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	24 m ³ Pufferspeicher (2x8 m ³ , 1x8m ³), 42 Tiefensonden mit je 147 m Tiefe
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Gaskessel (450 kW, 125 kW), Ölkessel (140 kW), 4 Wärmepumpen (4 mal 75,5 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	4,5 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	366 kWh/(m ² a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Monitoringsystem operativ
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Zuge der Erweiterung des Firmenstandorts in Stallhofen bei Voitsberg errichtete die Firma SFL technologies GmbH 2014 ein Mikronetz mit solarer Einspeisung (siehe Abbildung 53). Bei den Abnehmern der Solarwärme handelt es sich um die SFL technologies selbst sowie der Hans Höllwart-Forschungszentrum für Integrales Bauwesen AG. Die installierte Gesamtkollektorfläche ist in zwei Kollektorfelder mit je 127,5 m² aufgeteilt und beträgt 255 m². Die Kollektoren sind mit 40° Neigung aufgeständert. Die Aufstellung des „Kollektorfeldes 1“ erfolgte auf dem Bürodach der neu gebauten Produktionshalle „E-Productions“ (Abbildung 55). Das „Kollektorfeld 2“ wurde auf das Flugdach über dem Manipulationsbereich der bestehenden Fassadenbauhalle montiert (Abbildung 53). Als primäres Heizsystem dienen vier Wärmepumpen mit einer thermischen Gesamtleistung von 360 kW. Ein Gaskessel mit 450 kW unterstützt die Wärmepumpen bei kalten Außentemperaturen. Zwei weitere bestehende Kessel (Gaskessel mit 125 kW und ein Ölkessel mit 140 kW) dienen künftig als Notkessel.

Die Solarenergie wird ganzjährig zur Abdeckung des Heizwärmebedarfs und zur Warmwasserbereitung sowie im Sommer zusätzlich zur Regeneration der Erdwärme-Tiefensonden verwendet. Das Erdspeicherfeld besteht aus 42 Sonden mit je 147 m Tiefe. Zur Speicherung von solarer Wärme wurden im Zuge der Neuerrichtung des Weiteren drei Pufferspeicher mit einer Gesamtvolumen von 24 m³ installiert. Abbildung 54 zeigt 2 der Pufferspeicher in der Fassadenbauhalle). Die Einbringung der Solarenergie in die Pufferspeicher erfolgt mittels innenliegender Schichtbeladelnzen. Die Solarumwälzpumpen werden zur Ertragsoptimierung leistungsabhängig drehzahl geregelt.



Abbildung 53: Ansicht des Betriebsgeländes der Fa. SFL technologies GmbH. Im vorderen Teil ist das Kollektorfeld am Flugdach der bestehenden Fassadenbauhalle (Bildquelle: Firma H. Traussnigg GmbH).



Abbildung 54: Ansicht der beiden Pufferspeicher in der Fassadenbauhalle (linke Darstellung) bzw. Ansicht der Heizzentrale in der „E-Productions Halle“ (Bildquelle: Firma H. Traussnigg GmbH).



Abbildung 55: Ansicht des Kollektorfelds am Dach des neu errichteten „E-Productions Halle“ (Bildquelle: Firma H. Traussnigg GmbH).

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „SFL technologies“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 56 dargestellt.

Die beiden getrennten Kollektorfelder („Kollektorfeld 1“ am Dach der e- Productions-Halle sowie „Kollektorfeld 2“ am Flugdach der Fassadenbauhalle) speisen mittels innenliegender Schichtbeladelnzen in unterschiedliche Pufferspeicher (7,5 m³ in der e-Productions-Halle) bzw. Pufferspeichergruppen (2x8 m³ parallel verbunden in der Fassadenbauhalle) ein.

Aus dem Pufferspeicher der Fassadenbauhalle wird der Heizungsverteiler der Fassadenbauhalle, der Heizungsverteiler des FIBAG-Gebäudes (Hans Höllwart Forschungszentrum) sowie der Heizungsverteiler der Metallbauhalle mit Wärme versorgt. Über die einzelnen Verteilerstränge erfolgt die Raumheizung entweder mittels Radiatoren (FIBAG, Fassadenbauhalle, Metallbauhalle), Deckenstrahler (Fassadenbauhalle), Fußbodenheizung (FIBAG, Fassadenbauhalle) oder aber über Unterflurkonvektoren (FIBAG). Des Weiteren wird über die einzelnen Heizungsverteiler die Warmwasserbereitung in den einzelnen Gebäuden gewährleistet. Als Nachheizung kommt in der Fassadenbauhalle ein Gaskessel zum Einsatz. Dieser kann bei Bedarf Wärme in das Mikronetz nachspeisen. Zwei in Bestand befindliche Kessel (Gaskessel mit 125 kW im FIBAG-Gebäude und ein Ölkessel mit 140 kW in der Metallbauhalle) dienen künftig als Notkessel.

Der Heizungsverteiler (Fußbodenheizung und Lüftungsverteiler) als auch die Warmwasserbereitung in der e-Productions-Halle werden über den zweiten Pufferspeicher mit Wärme versorgt. Als Nachheizung dienen vier Wärmepumpen, die in Abhängigkeit des Temperaturniveaus in zwei unterschiedliche Höhen in den Pufferspeicher Wärme einspeisen. Als Quelle für die Wärmepumpen dient das Erdspeicherfeld unter dem Parkplatz in unmittelbarer Nähe der e-Productions Halle. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, solare Überschüsse, speziell in den Sommermonaten, in das Erdspeicherfeld (42 Sonden mit je 147 m Tiefe) einzubringen.

Das Wärmeverteilungskonzept sieht des Weiteren vor, dass Wärme aus dem Pufferspeicher in der Fassadenbauhalle bei Bedarf in die Pufferspeichergruppe der e-Productions-Halle bzw. in das Erdspeicherfeld verschoben werden kann. In gleicher Weise kann die Wärme der Wärmepumpen aus der e-Production-Halle in den Pufferspeicher der Fassadenbauhalle eingespeist werden.

Das Monitoringkonzept umfasst 18 Wärmemengenzähler, 48 Temperatursensoren sowie vier Stromzähler für die Wärmepumpen, zwei Globalstrahlungssensoren in den Kollektorebenen und zwei Drucksensoren in den jeweiligen Solarprimärkreisen.

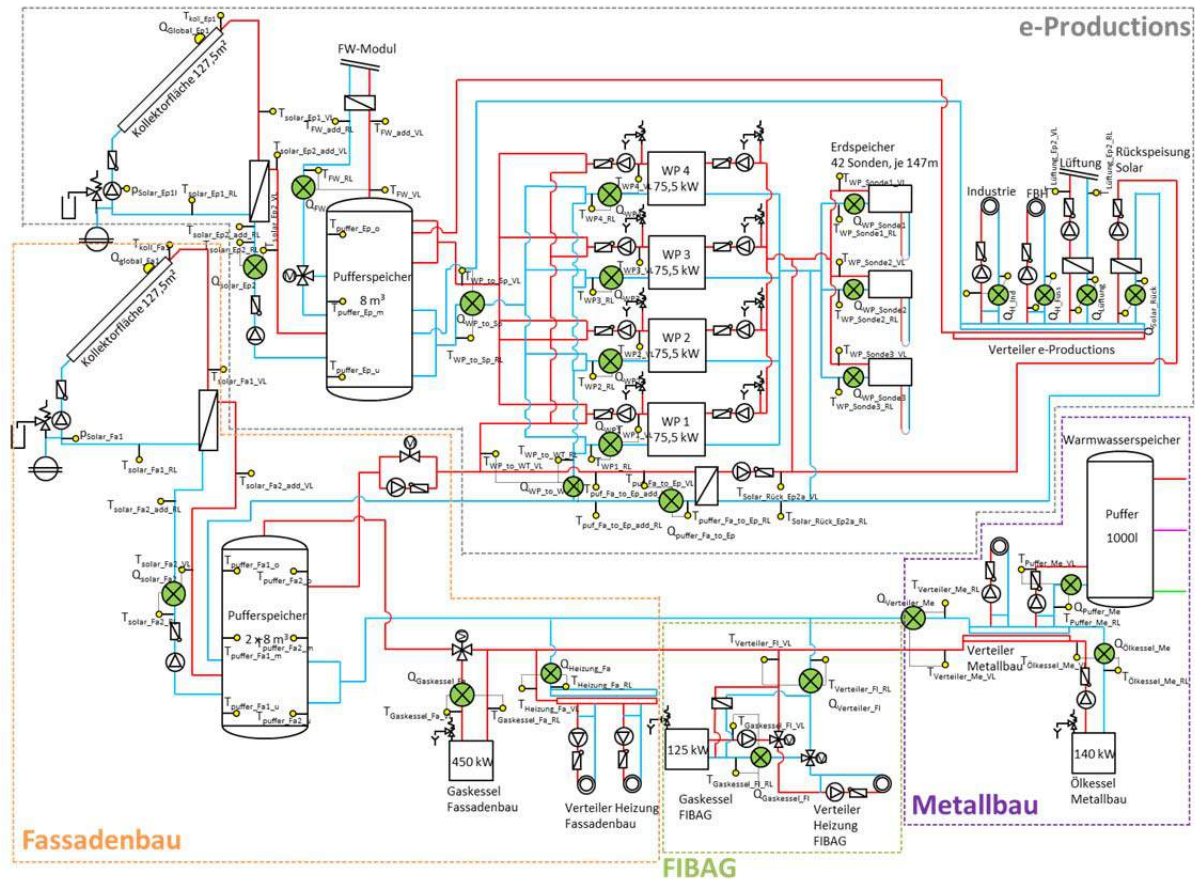


Abbildung 56: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „SFL technologies“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis-e-Productions

$Q_{Global\ Ep1}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Kollektorfeld 1
$p_{Si\ 1}$	Drucksensor Primärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{Koll\ Ep1}$	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 1
$T_{Solar_Ep1_VL}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{Solar_Ep1_RL}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 1
Q_{Solar_Ep2}	Wärmemengenzähler – Kollektorfeld 1
$T_{Solar_Ep2_VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{Solar_Ep2_RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 1

Solarkreis-Fassadenbau

$Q_{Global\ Fa1}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Kollektorfeld 2
$p_{Si\ 1}$	Drucksensor Primärkreis – Kollektorfeld 2
$T_{Koll\ Fa1}$	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 2
$T_{Solar_Fa1_VL}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 2
$T_{Solar_Fa1_RL}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 2
Q_{Solar_Fa2}	Wärmemengenzähler – Kollektorfeld 2
$T_{Solar_Fa2_VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 2
$T_{Solar_Fa2_RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 2

Speicher e-Productions

T_{P1-o}	Pufferspeichertemperatur oben (e-Productions)
T_{P1-m}	Pufferspeichertemperatur mitte (e-Productions)
T_{P1-u}	Pufferspeichertemperatur unten (e-Productions)

Speicher Fassadenbau

T_{P2-o}	Pufferspeichertemperatur oben (Fassadenbau)
T_{P2-m}	Pufferspeichertemperatur mitte (Fassadenbau)
T_{P2-u}	Pufferspeichertemperatur unten (Fassadenbau)

Nachheizung WP

T_{WP1-4_VL}	Vorlauftemperatur Nachheizung – Wärmepumpe 1 - 4
T_{WP1-4_RL}	Rücklauftemperatur Nachheizung - Wärmepumpe 1 - 4
Q_{WP1-4}	Wärmemengenzähler Nachheizung - Wärmepumpe 1 - 4
$T_{WP\ to\ Sp-4_VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe zu Speicher
$T_{WP\ to\ Sp-4_RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe zu Speicher
$Q_{WP\ to\ Sp-4}$	Wärmemengenzähler Wärmepumpe zu Speicher
$T_{WP\ to\ WT-4_VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe NH zu Fassadenbau
$T_{WP\ to\ WT-4_RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe NH zu Fassadenbau
$Q_{WP\ to\ WT-4}$	Wärmemengenzähler Wärmepumpe NH zu Fassadenbau

Beladung/Entladung Erdsondenfeld

$T_{WP_Sonde\ 1-3_VL}$	Vorlauftemperatur Beladung/Entladung Erdsondenfeld
$T_{WP_Sonde\ 1-3_RL}$	Rücklauftemperatur Beladung/Entladung Erdsondenfeld
$Q_{WP_Sonde\ 1-3}$	Wärmemengenzähler Beladung/Entladung Erdsondenfeld
$T_{WP_Sonde\ 1-3_VL}$	Vorlauftemperatur Solar Rückeinspeisung Erdsondenfeld
$T_{Solar\ Rück_RL}$	Rücklauftemperatur Solar Rückeinspeisung Erdsondenfeld
$Q_{Solar\ Rück}$	Wärmemengenzähler Solar Rückeinspeisung Erdsondenfeld

Verbraucher e-Productions

T_{FW_VL}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung e-Productions
T_{FW_RL}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung e-Productions
Q_{FW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung e-Productions
T_{RH_VL}	Vorlauftemperatur Raumheizung e-Productions
T_{RH_RL}	Rücklauftemperatur Raumheizung e-Productions
Q_{RH}	Wärmemengenzähler Raumheizung e-Productions

Verteiler Fassadenbau

$T_{Gaskessel_Fa_VL}$	Vorlauftemperatur Gaskessel Fassadenbau
$T_{Gaskessel_Fa_RL}$	Rücklauftemperatur Gaskessel Fassadenbau
$Q_{Gaskessel_Fa}$	Wärmemengenzähler Gaskessel Fassadenbau
$T_{Heizung_Fa_VL}$	Vorlauftemperatur Verteiler Heizung Fassadenbau
$T_{Heizung_Fa_RL}$	Rücklauftemperatur Verteiler Heizung Fassadenbau
$Q_{Heizung_Fa}$	Wärmemengenzähler Verteiler Heizung Fassadenbau

Verteiler FIBAG

$T_{Gaskessel_FI_VL}$	Vorlauftemperatur Gaskessel FIBAG
$T_{Gaskessel_FI_RL}$	Rücklauftemperatur Gaskessel FIBAG
$Q_{Gaskessel_FI}$	Wärmemengenzähler Gaskessel FIBAG
$T_{Verteiler_FI_VL}$	Vorlauftemperatur Verteiler Heizung FIBAG

T- Verteiler_FI _RL

Q Verteiler_FI

Rücklauftemperatur Verteiler Heizung FIBAG

Wärmemengenzähler Verteiler Heizung FIBAG

Verteiler Metallbau

T-Ölkessel_Me_VL

T- Ölkessel_Me _RL

Q Ölkessel_Me

T- Verteiler_Me _VL

T- Verteiler_Me _RL

Q Verteiler_Me

Vorlauftemperatur Ölkessel Metallbau

Rücklauftemperatur Ölkessel Metallbau

Wärmemengenzähler Ölkessel Metallbau

Vorlauftemperatur Verteiler Heizung FIBAG

Rücklauftemperatur Verteiler Heizung FIBAG

Wärmemengenzähler Verteiler Heizung FIBAG

7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 57 zeigt die Input-Output-Bilanz der Gesamtanlage rund um die Wasserspeicher in der Halle Fassadenbau ($2 \times 8 \text{ m}^3$) und in der Halle e-Productions (8 m^3) seit Beginn der Aufzeichnungen. Die jeweils linken Säulen zeigen den Wärmeeintrag der Solaranlagen (orange und gelb) sowie der Wärmepumpen (türkis und dunkelblau), der beiden Gaskessel (grau und olive) und dem Ölkessel (blau). Die Verbraucher (rechte Säulen) sind einerseits Warmwasser, Heizung und Lüftung der verschiedenen Hallen und andererseits das Erdsondenfeld, in welchem überschüssige Solarenergie eingespeichert wird.

Die Differenz der beiden Säulen stellt die gesamten Wärmeverluste dar, welche sich aus Speicher- und Verteilverlusten durch Wärmeverschiebungen über das Micronetz zusammensetzen. Im Zeitraum September 2015 bis Jänner 2016 betrugen die Verluste insgesamt 11% der Gesamtwärmeproduktion.

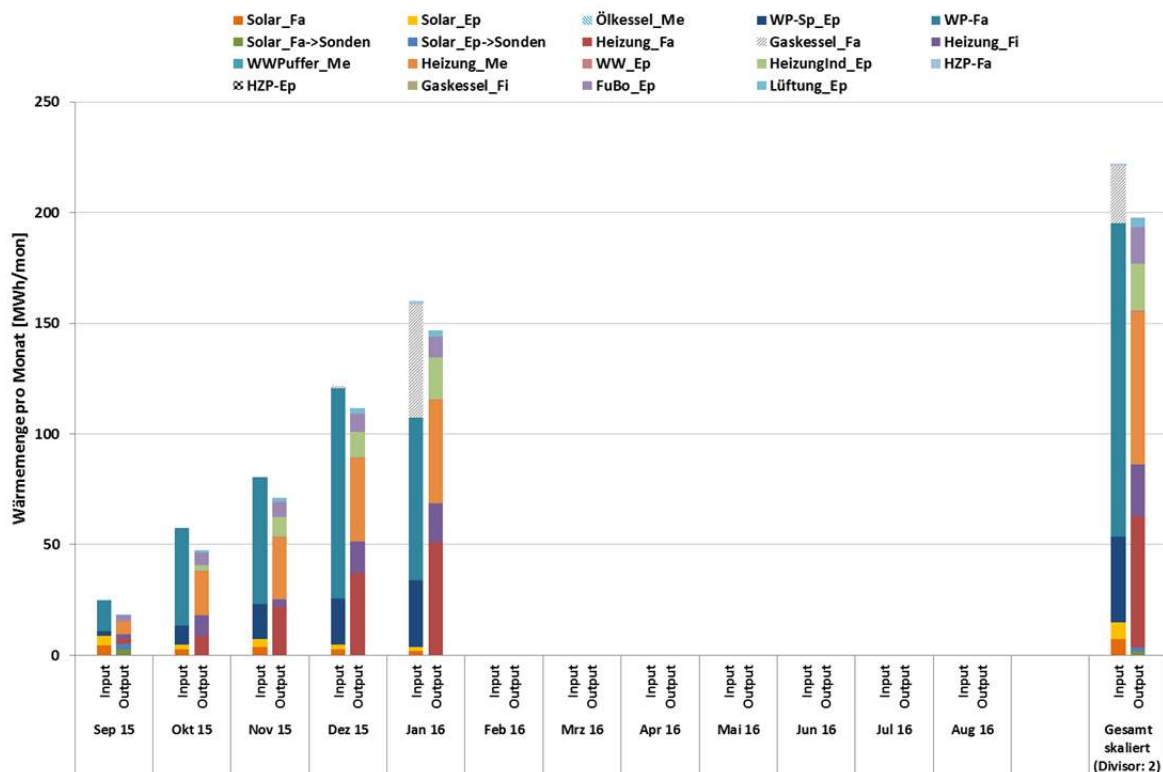


Abbildung 57: Energiebilanz der Anlage "SFL technologies" (September 2015 bis Jänner 2016)

7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 58 bis Abbildung 61) zeigen einen Vergleich der Messdaten mit den bei der Einreichung von Seiten des Betreibers angegebenen Simulationsergebnissen. Es handelt sich hierbei um die Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch. Die Simulationsergebnisse sind jeweils blau schraffiert dargestellt.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund $371 \text{ kWh/m}^2_{\text{Apertur}}$ prognostiziert. In Abbildung 58 ist der prognostizierte spezifische Ertrag laut Simulation blau dargestellt. Die rote Linie zeigt den gemessenen Gesamtertrag. Der Messwert des Solarertrags liegt im bisherigen Betrachtungszeitraum praktisch deckungsgleich auf Höhe des Erwartungswerts. Wird die solare Einspeisung in das Erdsondenfeld abgezogen ergibt sich der „Ertrag Messung direkt“ (orange Linie), welcher der direkt in die Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge entspricht. Dieser Anteil beträgt bis dato rund 79 % des gesamten Solarertrags.

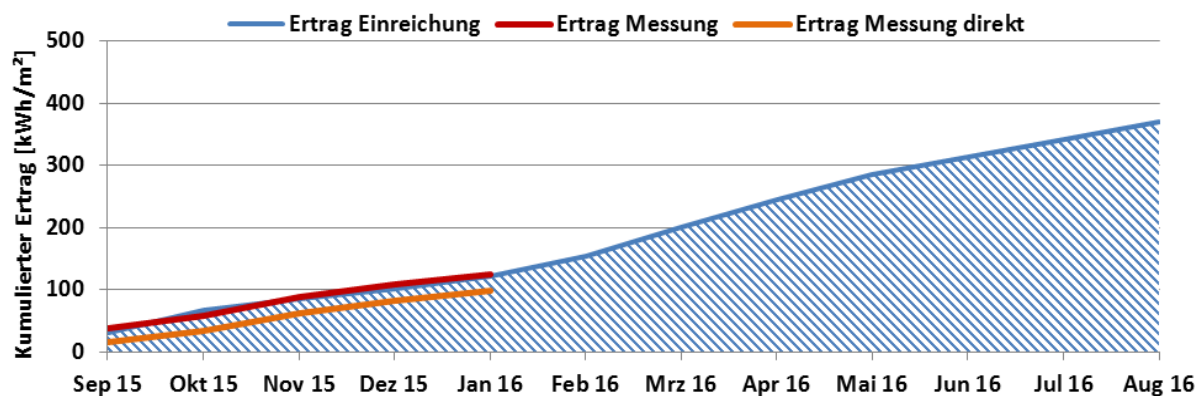


Abbildung 58: Vergleich des prognostizierten und gemessenen Verlaufs des spezifischen Solarertrags für die Anlage „SFL technologies“

Am Standort sind zwei gleich große Solaranlagen auf unterschiedlichen Dächern montiert und beide speisen über separate Solarkreise ins Micronetz ein. Der direkte Ertragsvergleich beider Kollektorfelder ist in Abbildung 59 dargestellt und ist im bisherigen Betrachtungszeitraum praktisch ident.

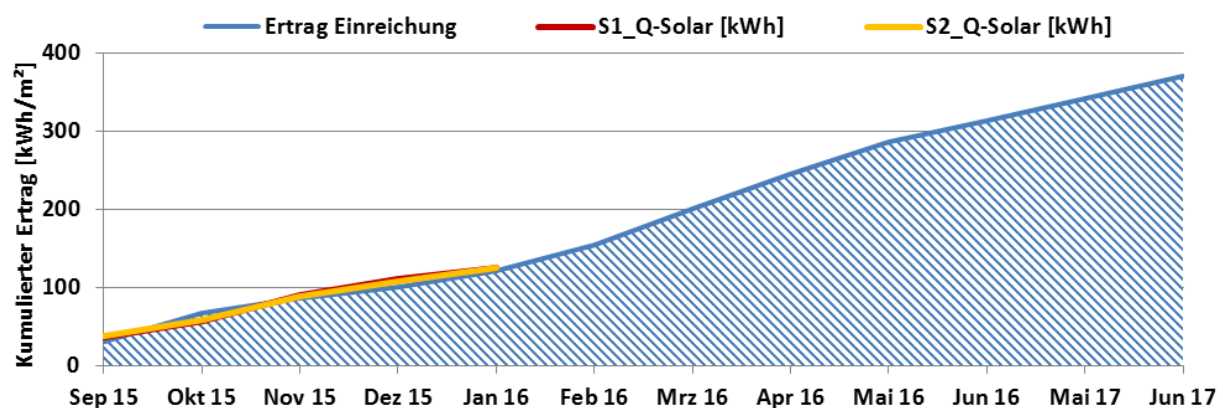


Abbildung 59: Vergleich des spezifischen Kollektorertrags der beiden Kollektorfelder

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 7 % angegeben. In den Monaten Juni bis August liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei 100 %. Abbildung 60 zeigt den Vergleich des prognostizierten und des tatsächlichen Deckungsgrades (ohne Berücksichtigung der

Sondenrückspesung) für die Monate September 2015 bis Jänner 2016. Der aktuelle Messwert liegt im bisherigen Betrachtungszeitraum über den Erwartungswerten. Grund hierfür ist der niedrigere gemessene Verbrauch im Vergleich zum Prognosewert (vgl. Abbildung 61). Wie in Abbildung 60 wird zwischen zwei Deckungsgraden unterschieden: Bei „SD Messung direkt“ wird die Solarenergie, welche die Erdsonden regeneriert nicht berücksichtigt. Damit ist dieser Deckungsgrad (rot) maximal gleich groß wie „SD Messung“ (gelb), wo der solare Eintrag ins Erdreich mit eingerechnet wird. Dies ist in allen Monaten Fall mit Ausnahme des Septembers. Im September wurden 60 % des gesamten Solarertrags in die Sonden zur Regeneration eingespeist (vgl. Abbildung 57).

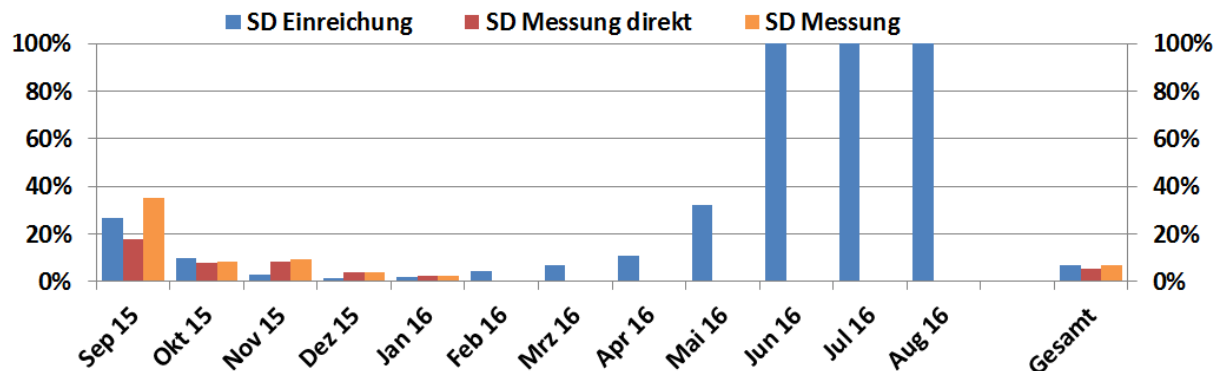


Abbildung 60: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „SFL technologies“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 1218 MWh angegeben (Simulation). Der kumulierte Verlauf der prognostizierten sowie der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 61 zu entnehmen. Der gemessene Wärmebedarf liegt etwa bei der Hälfte des prognostizierten, was auf ungenaue Angaben bei der Erstabschätzung zurückzuführen ist.

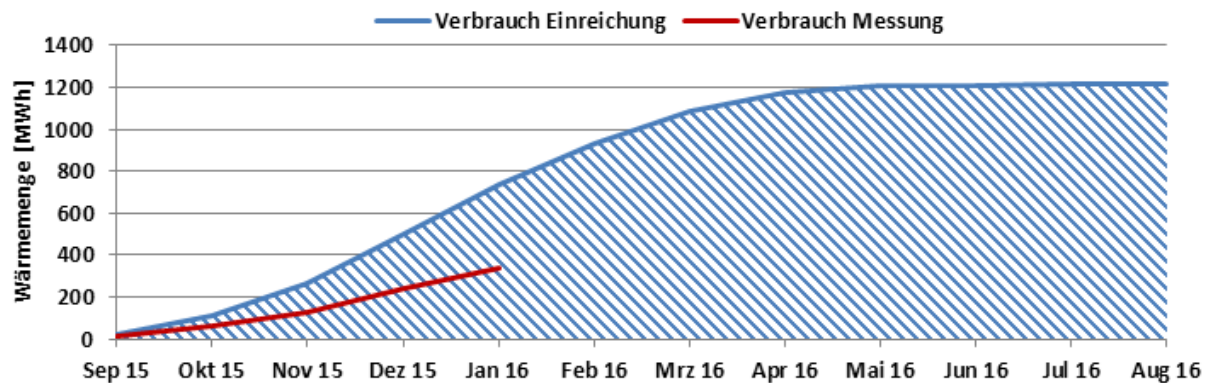


Abbildung 61: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „SFL technologies“

7.3.5 Detailauswertungen

Bei der Anlage „SFL technologies“ handelt es sich um ein sehr komplexes, hybrides Energiesystem. Um die Detailauswertungen möglichst übersichtlich zu halten, werden als erstes die Regelungsstrategien erklärt, vor dessen Hintergrund die Messdaten analysiert werden. Weiters werden alle Wärmeerzeuger einzeln analysiert und schlussendlich noch die Verbraucher bewertet. Für die Analyse wurde je ein einstrahlungsreicher Tag in Übergangszeit und Winter ausgewählt.

Regelung Solaranlagen

Die Regelung der Solaranlagen ist mehrstufig: In erster Priorität wird auf der Primärseite eine Vorlauftemperatur von 59 °C angestrebt. Erst wenn dieses Kriterium erreicht ist, wird die Pumpe im Sekundärkreislauf aktiviert und dort eine Vorlauftemperatur von 55 °C angestrebt. Nach Erreichung dieses Kriteriums wird auf ΔT von 20 K hin geregelt.

Regelung Wärmepumpen

Es läuft immer jene Wärmepumpe zuerst an, welche aktuell am längsten nicht gelaufen ist. Je nach Last bzw. Anforderung werden weitere Wärmepumpen zugeschaltet. Die Kompressoren der Wärmepumpen laufen immer auf Volllast – die Leistung wird durch Anpassung der Durchflussraten geregelt. Mit dieser Strategie wird sichergestellt, dass über die gesamte Lebensdauer der Anlage alle Wärmepumpen etwa gleich lange Laufzeiten haben.

Regelung Sondenregeneration

Für die Freischaltung der Sondenregeneration müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Die Puffertemperatur muss größer als 65 °C sein.
- Es darf keine Wärmepumpe laufen
- Es darf keine Wärmeanforderung aktiv sein

Weiters gibt es eine Prioritätsschaltung der Solaranlage e-Productions vor der Solaranlage Fassadenbau, da Erstere den kürzeren, hydraulischen Weg und somit geringere Verluste hat. Das heißt, dass für die Regeneration durch die Solaranlage Fassadenbau, die Regeneration durch die Solaranlage e-Productions *nicht* aktiv sein darf. Wird die Solaranlage Fassadenbau für die Regeneration genutzt, muss dies über das Nahwärmenetz geschehen, was mit höheren Verlusten verbunden ist.

Die Vorlauftemperatur der Sondenrückspeisung (Regeneration) wurde entsprechend den Herstellerangaben mit max. 30 °C beschränkt.

Die Regelungsstrategie sieht vor, dass ein Puffer für die Deckung des Bedarfs genutzt wird, während der andere von den Wärmepumpen beladen wird. Wenn die Solaranlage in Betrieb ist, wird in jenen Speicher eingespeist, welcher die Wärmeabnehmer versorgt. Dieser Pufferspeicher wird dann praktisch wie eine hydraulische Weiche betrieben und die Solaranlage versorgt direkt die Verbraucher.

Im Weiteren werden repräsentative Tage in der Übergangszeit und im Winter vorgestellt und der Anlagenbetrieb analysiert.

Abbildung 62 zeigt die Funktion der Solaranlage Fassadenbau am 1.9.2015. Die Pufferbewirtschaftung kann anhand eines Tagestemperaturverlaufs der Abbildung 62 abgelesen werden: Nur Puffer 2 (schwarz und grau strichlierte Linien) wird beladen, während Puffer 1 (strichlierte violette und grüne Linien) ruht. Ab Mittag, wo der zackige Verlauf der solaren Vor- und Rücklauftemperaturen der Solaranlage beginnt, wird der weiter anfallende Solarertrag in den Erdspeicher geschoben (Durchfluss „VD-Puffer_Fa“, dicke orange Linie). Da die Rückspeisung auf einem Temperaturniveau von maximal 30 °C erfolgen darf, kommt es zu deutlich kälteren Rücklauftemperaturen an der Solaranlage. Dies führt zu dem schwankenden Verlauf des solaren Vor- und Rücklaufs, da entsprechend der Regelungsstrategie sowohl die Zieltemperaturen auf der Primär-, wie auch auf der Sekundärseite erreicht werden müssen.

Auch gut zu erkennen ist, dass die beiden Solaranlagen nie gleichzeitig in das Erdsondenfeld einspeisen (dicke rosa und orange Linien).

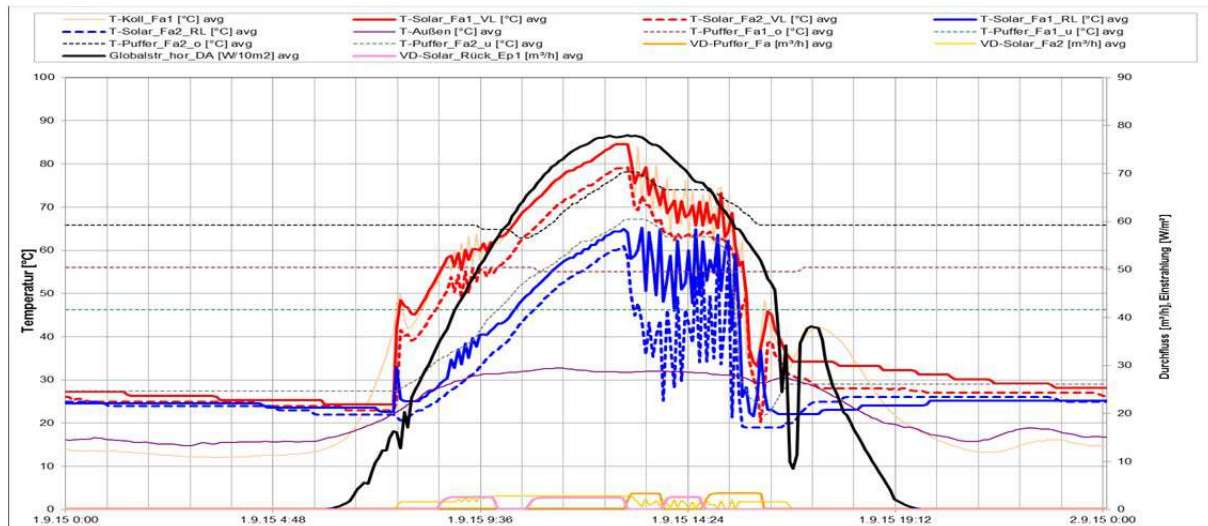


Abbildung 62 Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems der Halle Fassadenbau, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung, der Außentemperatur, des Volumenstromes der solaren Rückspeisung in die Sonden (VD-Puffer_Fa), die solare Rückspeisung aus der Solaranlage e-Productions (VD-Solar_Rück_Ep1) und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.09.2015)

Die zweite Solaranlage auf der e-Productions-Halle (Abbildung 63) lieferte bis etwa 15 Uhr Wärme in den Erdspeicher. Dies ist einerseits an der praktisch gleichbleibenden Puffertemperatur (grün, rosa) zu erkennen – auch hier dient der Puffer nur als hydraulische Weiche – und andererseits am Durchfluss der solaren Rückspeisung ins Erdreich (VD-Solar_Rück_Ep1, rosa). Um 15 Uhr wird die Solaranlage abgeschaltet und der Solaranlage Fassadenbau der Vorrang für die Erdspeichereinspeisung gegeben (vgl. Abbildung 62). Der wellenförmige Verlauf kommt folgendermaßen zustande: Wenn die Sondenrückspeisung bzw. –regeneration beginnt (rosa Linie, VD-Solar_rück_Ep1) sinken die Betriebstemperaturen der Solaranlage aufgrund des kühlen Rücklaufs deutlich ab. Wie oben beschrieben ist die Regeneration mit 30 °C nach oben beschränkt. Wird die Regeneration abgeschaltet, strebt die Betriebstemperatur entsprechend der Regelungsstrategie wieder auf 59 °C im Primärkreis. Die Schwankungen korrelieren eindeutig mit dem Durchfluss der Sondenregeneration (rosa Linie, VD-Solar_rück_Ep1). Es ist kein Optimierungsbedarf gegeben.

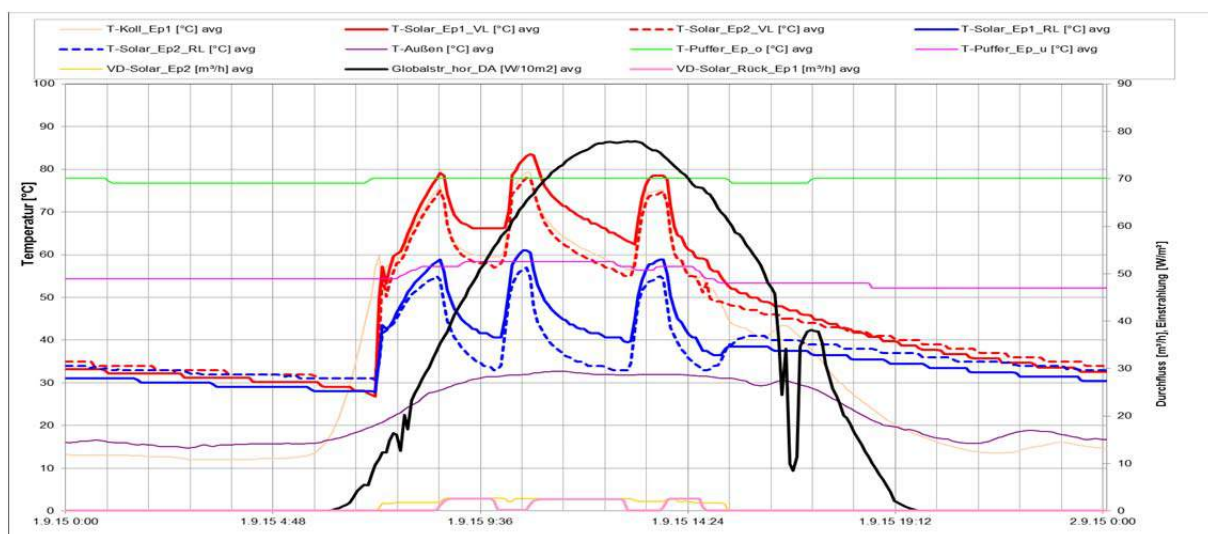


Abbildung 63 Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems der Halle e-Productions, zuzüglich dem Pufferspeichertemperaturverlauf, der Globalstrahlung, der Außentemperatur und dem Volumenstrom im Sekundärkreis (01.09.2015)

Die Wärmepumpen und der Gaskessel standen an diesem Tag still und die Puffer der Halle Fassadenbau und der Halle e-Productions hatten keine Verbraucher zu bedienen (mit Ausnahme der Sondenregeneration).

Abbildung 64 zeigt die Solaranlage auf der Halle Fassadenbau an einem schönen Tag im Dezember 2015. Der hohe Temperatursprung im solaren Vor- und Rücklauf zu Beginn des solaren Betriebs kommt durch die Regelung zustande, welche den solaren Primärkreis auf die Zieltemperatur von 59 °C bringt, bevor im Sekundärkreis – wo der Wärmemengenzähler sitzt – die Pumpe anspringt. Die durch die Regelungsstrategie vorgegeben 20 K Temperaturdifferenz zwischen solarem Primär- und Sekundärkreislauf sind auch an diesem Tag deutlich zu erkennen. Durch diese Maßnahme wird die Solaranlage immer auf einem recht tiefen Temperaturniveau betrieben, was sich günstig auf die Kollektoreffizienz auswirkt. Der Solarbetrieb ist in Ordnung und es sind keine Auffälligkeiten festzustellen.

Abbildung 65 zeigt die zweite Solaranlage auf der Halle e-Productions, deren Betrieb sich genau gleich darstellt. Auch hier ist der starke Sprung zu Betriebsbeginn der Solaranlage festzustellen. Der Betrieb ist ansonsten unauffällig und in Ordnung.

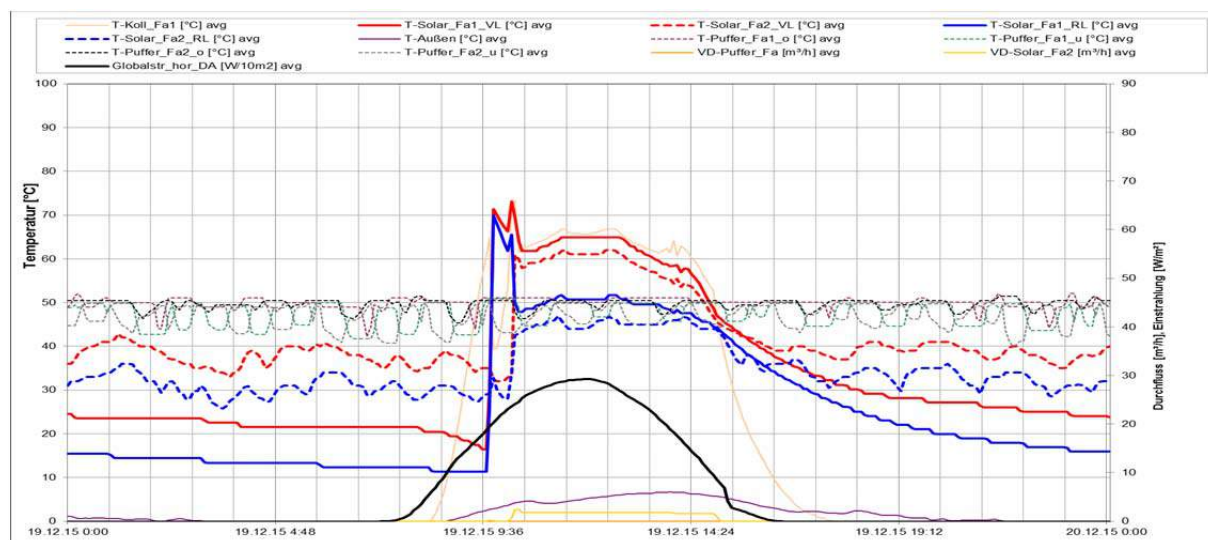


Abbildung 64: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems der Halle Fassadenbau, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung, der Außentemperatur, des Volumenstromes der solaren Rückspeisung in die Sonden (VD-Puffer_Fa) und des Volumenstroms im Sekundärkreis (19.12.2015)

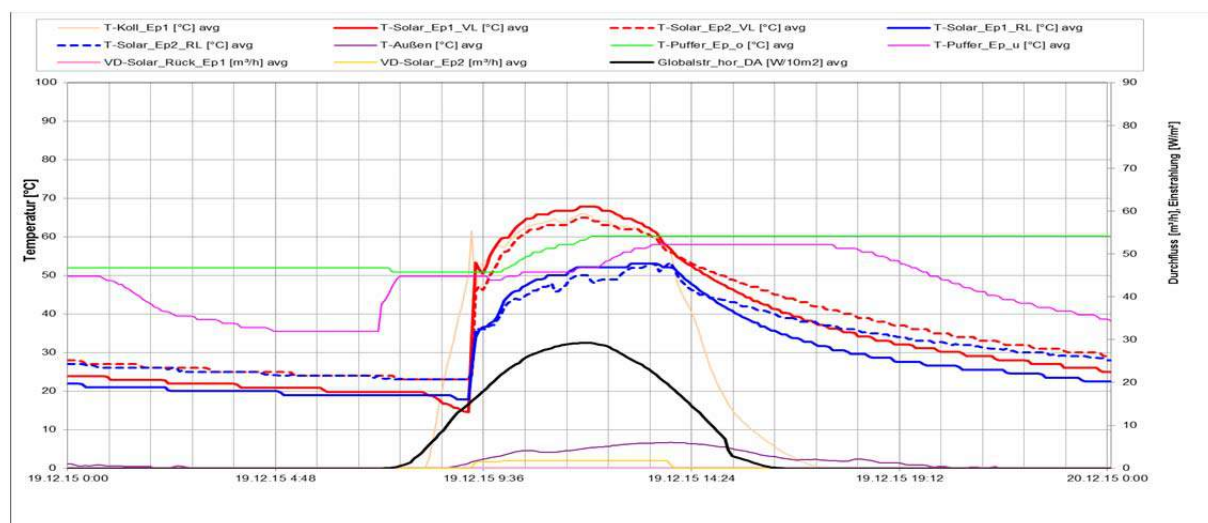


Abbildung 65: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems der Halle e-Productions, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der

Globalstrahlung, der Außentemperatur, des Volumenstromes der solaren Rückspeisung in die Sonden (VD-Solar_Rück_Ep1) und des Volumenstroms im Sekundärkreis (19.12.2015)

Anhand von Abbildung 64 soll der Wärmepumpenbetrieb näher analysiert werden. Die dünnen, strichlierten Linien zeigen die Temperaturen (jeweils oben und unten) der beiden Pufferspeicher. Der wellenförmige Verlauf wird durch die Wärmepumpenladungen verursacht. Der geringe Anstieg der Puffertemperaturen während der Laufzeit der Solaranlage ist auf den deutlich vorhandenen Verbrauch der Gebäude Fassadenbau (Fa), Metallbau (Me) und Fibag (Fi) zurückzuführen (vgl. Abbildung 66). Alle drei Verbraucher haben an diesem Tag eine Vorlauftemperatur von 50 °C (Auslegungstemperatur Vorlauf: max. 70 °C), wodurch die solar produzierte Wärme praktisch direkt genutzt werden kann.

Die Wärmepumpen halten während der Nachtstunden beide Puffer auf rund 50 °C. Abbildung 66 analysiert die Puffernachheizung in der Halle Fassadenbau durch die Wärmepumpen auf Leistungsbasis näher. In orange (durchgezogen) wird die Leistung dargestellt, die die Wärmepumpen in Summe über das Nahwärmenetz an die beiden Pufferspeicher liefern. Im Vergleich dazu zeigt die braune Linie die Summe aller Verbraucher (Heizung_Fa, Verteiler_Fi, Verteiler_Me).

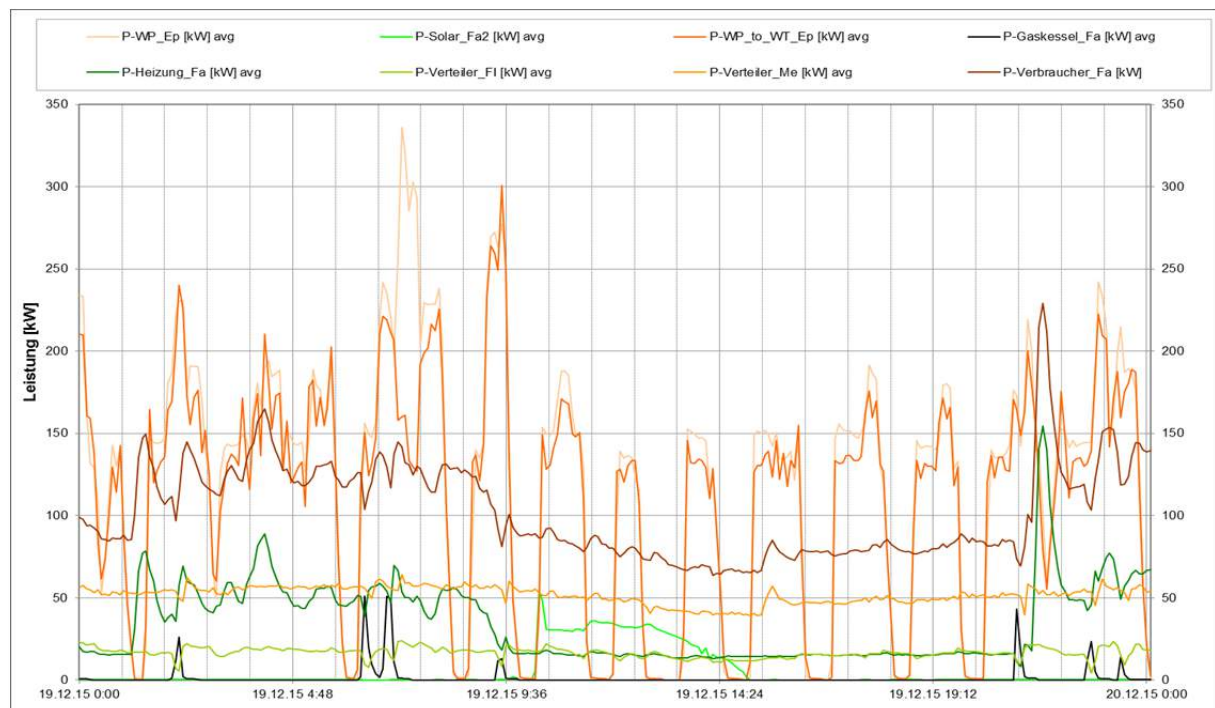


Abbildung 66 Analyse des Puffermanagements der Halle Fassadenbau bei Wärmepumpenbetrieb basierend auf thermischer Leistung der Wärmeerzeuger Solaranlage, Wärmepumpen und Gaskessel sowie der Verbraucher einzeln (Heizung_Fa, Verteiler_Fi, Verteiler_Me) bzw. der Summe der Verbraucher (Verbraucher_Fa) (19.12.2015)

In Abbildung 67 werden die kumulierten Leistungen über den betrachteten Tag dargestellt. Hier wird die von den Wärmepumpen bereitgestellte Leistung (rot) mit der abgenommenen Leistung aller Verbraucher (blau) verglichen. Es zeigt sich, dass die beiden Leistungen vor allem während der Nachtstunden, wo kein Solarertrag zur Verfügung steht, praktisch übereinstimmend sind. Wird zusätzlich zur Wärmepumpen noch der Ertrag der Solaranlage und der Beitrag des Gaskessels berücksichtigt (grün strichliert), können der Bedarf sowie die Systemverluste gut abgedeckt werden. Da aufgrund der ständigen Abnahme (vgl. Abbildung 66) die Pufferspeicher nur als hydraulische Weiche fungieren, könnte die Nachheizung auf nur einen Puffer beschränkt werden und der zweite Pufferspeicher für die Solaranlage reserviert und somit deren

Ertrag gesteigert werden. Dieser Vorschlag wurde bereits kommuniziert und mit dem Regelungstechniker wird an einer Optimierung gearbeitet.

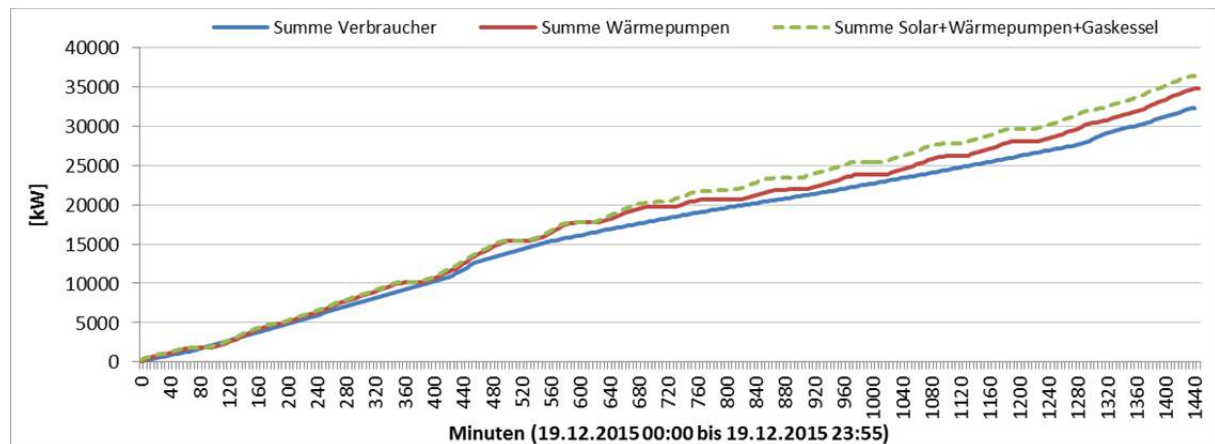


Abbildung 67: Vergleich der von den Wärmepumpen bereitgestellten Leistung und der notwendigen Leistung zur Deckung des Bedarfs – kumulierte Darstellung über einen Tag (19.12.2015)

Neben dem energetisch sinnvollen Betrieb der Wärmepumpen ist auch deren Effizienz, also die Arbeitszahl ein wichtiger Parameter. In Abbildung 68 sind die Arbeitszahlen der Wärmepumpen sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen über die bisherige Monitoringperiode aufgetragen und können miteinander verglichen werden.

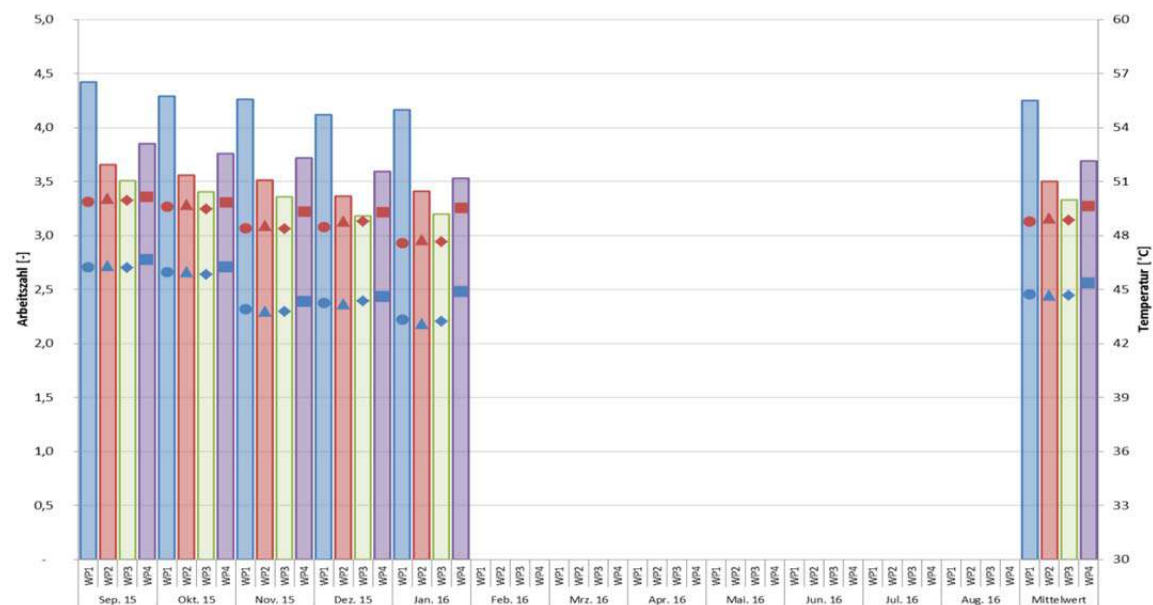


Abbildung 68: Arbeitszahlen der Wärmepumpen (linke y-Achse) und mittlere Vor- und Rücklauftemperaturen im Betrieb (rechte y-Achse)

Auffallend ist der Unterschied zwischen den Arbeitszahlen der baugleichen Wärmepumpen. Dies ist wie folgt zu erklären:

Da jene Wärmepumpen, die hydraulisch näher zu den Sondenfeldern liegen einen höheren (quellseitigen) Durchfluss zur Verfügung haben, als die anderen, haben sie auch eine höhere Arbeitszahl. Aufgrund der Messergebnisse in Abbildung 68 steht zu vermuten, dass die Wärmepumpen 1 und 4 hydraulisch bevorzugt sind.

Die Bewirtschaftung des Erdsondenspeichers ist ein wesentlicher Bestandteil für die möglichst regenerative Wärmeversorgung des Firmengeländes der SFL. In Abbildung 69

ist die eingespeiste (orange) bzw. entzogene (violett) Energie aus den drei Erdwärmesondenfeldern dargestellt. Weiters sind die mittleren Vor- (Rottöne) und Rücklauftemperaturen (Blautöne) der Sondenfelder während des jeweiligen Betriebs aufgetragen. Hierbei ist zu beachten, dass bei Wärmepumpenbetrieb (Entzug aus den Sonden) die Vorlauftemperatur größer ist als die Rücklauftemperatur während im Regenerationsbetrieb die Rücklauftemperatur über der Vorlauftemperatur liegt.

Die Beladung (Regeneration) der Erdsondenfelder ist – aufgrund einer Vorgabe des Sondenherstellers – regelungstechnisch auf maximal 30 °C beschränkt. Dieser Grenzwert wurde bisher nie überschritten. Deutlich sind die abnehmenden Fluidtemperaturen im Laufe der kalten Jahreszeit zu erkennen. Erst bei Betrachtung der Bilanz eines gesamten Jahres kann eine Aussage über die Effizienz der Regeneration getroffen werden. Auch die Frage, ob die aktuelle Regeneration ausreichend ist um die Bodentemperaturen langfristig stabil zu halten, kann erst nach einem vollständigen Monitoringjahr beantwortet werden.

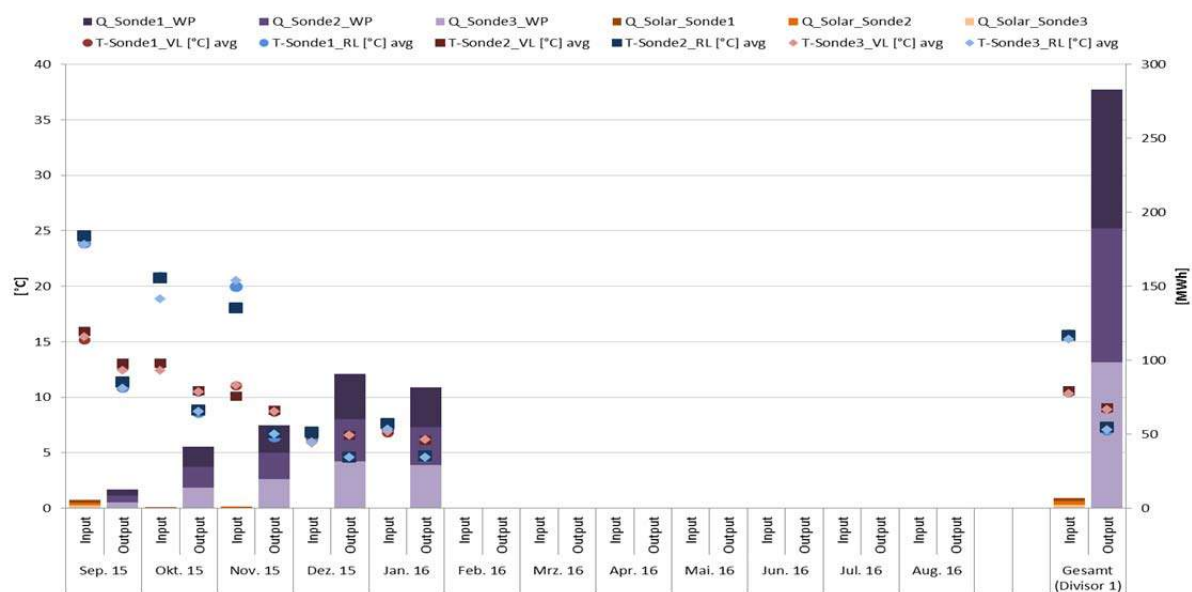


Abbildung 69: Eingespeiste und entzogene Wärmemengen aus dem Erdspeicher (rechte y-Achse, Balken) sowie korrespondierende mittleren Sondenbetriebstemperaturen (linke y-Achse, Punkte)

Der Gaskessel ist hydraulisch als Vorlaufanhebung nach den Pufferspeichern in der Halle Fassadenbau und vor den Verbrauchern eingebunden (vgl. Abbildung 56). Dies bringt den Vorteil, dass die Wärmepumpen auf einem für sie günstigen – sprich niedrigen – Temperaturniveau arbeiten können und der Gaskessel als eine Art Spitzenlastabdeckung den kleinen Temperaturhub auf Nutzniveau der Verbraucher bewerkstelligt.

Für einen kalten Tag im Jänner ohne Einstrahlung wird anhand der Messdaten die Einbindung des Gaskessels demonstriert. Aus Abbildung 70 ist zu erkennen, dass alle an die Halle Fassadenbau angeschlossenen Verbraucher aktiv waren. Die Vorlauftemperaturen der Verbraucher liegen meist zwischen 55 und 60 °C, was der Auslegungstemperatur von 70 °C sehr nahe kommt. Die Rücklauftemperaturen liegen zwischen 40 und 50 °C und liegen damit im Rahmen der Auslegung (50 °C). Sie passen gut zu den aktuellen Vorlauftemperaturen.

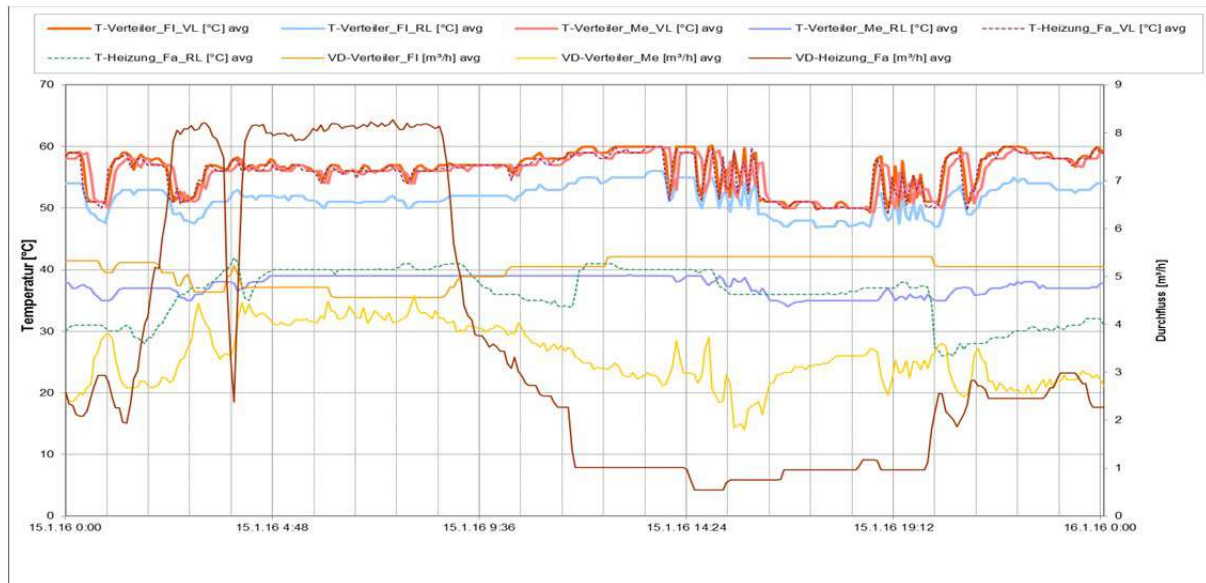


Abbildung 70: Beispielhafter Temperaturverlauf der Verbraucher der Halle Fassadenbau: die Verteiler Fibag und Metallbau und die Heizung Fassadenbau am 15.1.2016

Stellvertretend für alle Wärmepumpen sind in Abbildung 71 nur die Temperaturen von Wärmepumpe 3 dargestellt, welche Wärme auf einem Temperaturniveau von maximal 55 °C erzeugt. Die grüne Kurve zeigt die Vorlauftemperatur des Gaskessels, welche zwischen 55 und 60 °C liegt. Der Rücklauf des Gaskessels liegt – entsprechend der hydraulischen Einbindung – auf dem Vorlauftemperaturniveau der Verbraucher. Diese Art der Einbindung des Gaskessels ist aus primärenergetischer Sicht als sehr sinnvoll einzustufen und funktioniert im vorliegenden Fall gut.

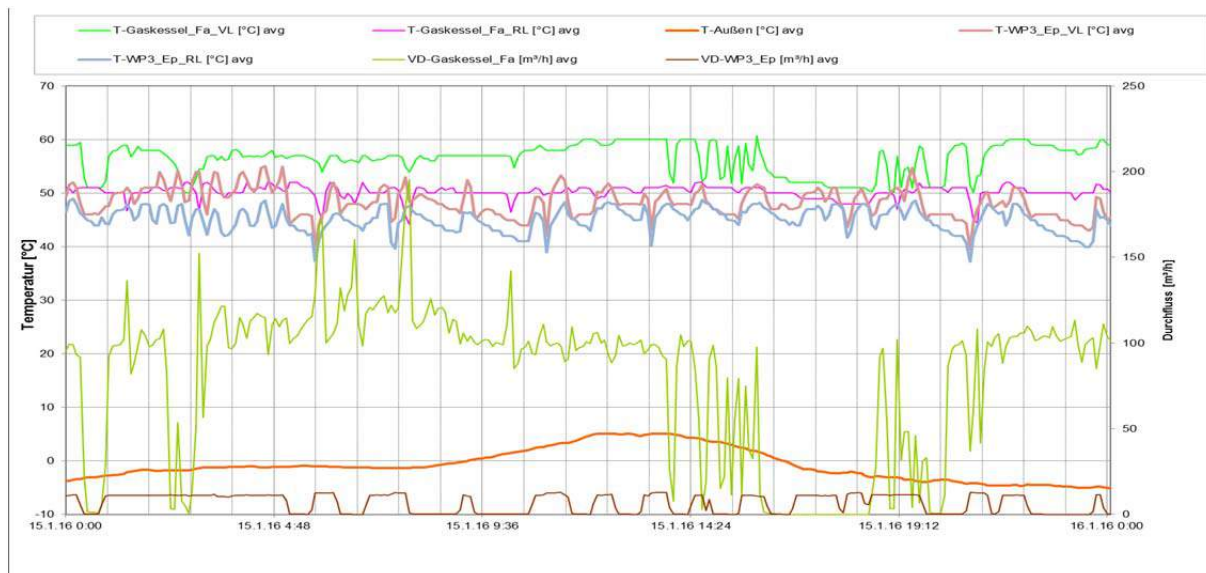


Abbildung 71: Exemplarischer Betrieb der Wärmepumpen und des Gaskessels dargestellt anhand von Wärmepumpe 3 inklusive Außentemperatur sowie der Vor- und Rücklauftemperatur des Gaskessels (15.1.2016)

Die Halle e-Productions wird ausschließlich mit Niedertemperatur Wärmeabgabesystemen beheizt, welche auf einem Temperaturniveau von 40 °C arbeiten, wie Abbildung 72 zeigt (nur Fussbodenheizung in Betrieb). Da die Solaranlage an diesem Tag ausreichend Energie in den Pufferspeicher liefert (vgl. Abbildung 65) können zusätzlich noch über das Nahwärmenetz die Pufferspeicher der Halle Fassadenbau mit versorgt werden (WP_to_WT_Ep, Temperaturen und Durchfluss). Der Betrieb unterscheidet sich nicht von wärmeren Tagen (bspw. im September).

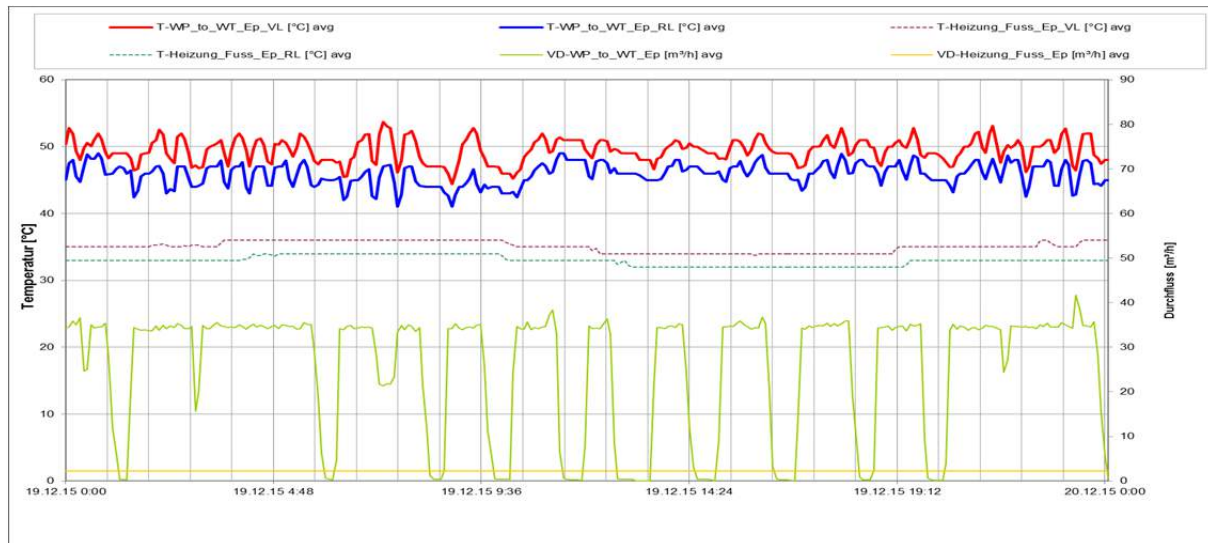


Abbildung 72: Beispielhafter Temperaturverlauf der Verbraucher der Halle e-Productions: Fußbodenheizung Büro und Nahwärme zur Halle Fassadenbau am 19.12.2015. Kein Bedarf von Industrieflächenheizung, Warmwasser, Lüftung Büro und solarer Rückspeisung an diesem Tag

7.3.6 Anlagen Status Quo

Bei der Anlage „SFL technologies“ handelt sich um ein relativ komplexes, hybrides Energiesystem in dem Wärmepumpen mit Erdsondenspeicher, Solarthermie und fossile Kessel möglichst effizient und Primärenergie schonend zusammenspielen. Ein gutes Beispiel für den ressourcenschonenden Betrieb ist einerseits die Einbindung des Gaskessels in den Vorlauf der Verbraucher der Halle Fassadenbau. Auf diese Weise dient er, als Durchlauferhitzer eingebunden, nur zur Nachwärmung während die Wärmepumpen auf einem für sie optimalen Temperaturniveau laufen können. Die solare Regeneration der Erdsonden andererseits erlaubt eine bessere Systemausnutzung der Solaranlage, weniger Stagnationszeiten und verbessert indirekt die Arbeitszahlen der Wärmepumpen. Ob die solar eingebrachte Energie das Erdreich vollständig regenerieren kann, wird sich erst nach Ablauf eines Monitoringjahres weisen. Die Anlage läuft im Verhältnis zu ihrer Komplexität sehr gut, jedoch konnte vereinzelt Optimierungspotential identifiziert werden:

- Decken die Wärmepumpen während der Nachtstunden den Bedarf aller an die Pufferspeicher der Halle Fassadenbau angeschlossenen Verbraucher, so nutzen sie derzeit beide Pufferspeicher. Da die Pufferspeicher jedoch nur als hydraulische Weiche eingesetzt werden, könnte einer der beiden Speicher ruhend geschaltet werden und so ein größeres Volumen für die solare Einspeisung tagsüber reservieren.

An der Umsetzung dieser Optimierung wird gearbeitet.

7.4 Waldmühle Rodaun, W

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Waldmühle Rodaun
<u>Adresse:</u>	1230 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Einspeisung in ein Mikronetz
<u>Verbraucher:</u>	Wärmeversorgung von 19 Häuser mit insgesamt 450 Mietwohnungen
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1.667 m ² Flachkollektoren auf fünf Dächern
<u>Nachhheizungssystem:</u>	3 Wärmepumpen (à 600 kW), 3 Gaskessel (2x1048 kW, 1x455 kW)
<u>Neigung:</u>	35 °
<u>Energiespeichervolumen:</u>	In Summe 122 m ³ Pufferspeichervolumen sowie 11 m ³ Warmwasserspeicher
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	20 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	551 kWh/m ² a (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage im Teilbetrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Am Stadtrand Wiens, auf dem Areal der ehemaligen Lafarge-Perlmooser Zementfabrik, wurden 2014 mit dem Bau einer neuen Wohnsiedlung mit mehreren modernen Wohngebäuden, lokaler Infrastruktur und insgesamt 450 Wohneinheiten begonnen (siehe Abbildung 75, Rendering der fertigen Wohnanlage). Die 450 Mietwohnungen sind zwischen 59 und 135 m² groß und vorwiegend nach Süden orientiert. Fotos der im Bau befindlichen Anlage sind in den Abbildung 73 und Abbildung 74 dargestellt.

Die Wärme- und Warmwasserversorgung der Wohnsiedlung erfolgt über ein Mikronetz mit insgesamt drei Heizzentralen. In den jeweiligen Heizzentralen wurden insgesamt vier Wärmepumpen installiert, welche jeweils einen Pufferspeicher (Gesamtvolumen rund 50.000 Liter) als Quelle verwenden. Die Beladung der Pufferspeicher erfolgt über das Mikronetz sowie einer solarthermischen Anlage, bestehend aus drei Teilkollektorfelder welche auf insgesamt 5 Dächern der Wohnanlage installiert wurden und eine Bruttokollektorfläche von rund 1.667 m² aufweisen. Im Bedarfsfall bzw. zur Ausfallsicherheit können die Quell-Pufferspeicher der Wärmepumpen über das Mikronetz (35 °C/28 °C) beladen werden. Die Versorgung des Mikronetz wird über eine zentrale Gaskesselheizung (3 Gaskessel mit 2x1048 kW sowie 1x455 kW) gewährleistet.

Das Projekt wurde als „Contracting-Modell“ umgesetzt und die Fertigstellung ist für das 1. Quartal 2016 geplant.



Abbildung 73: Ansicht der Wohnanlage „Waldmühle Rodaun“ während den Bauarbeiten mit Ende 2015 (Bildquelle: www.mrgu.at)



Abbildung 74: Ansicht der Wohnanlage „Waldmühle Rodaun“ während den Bauarbeiten mit Ende 2015 (Bildquelle: www.mrgu.at)



Abbildung 75: Rendering der künftigen Wohnanlage „Waldmühle Rodaun“. Das Kollektorfeld wird auf den Dächern der Wohnanlage installiert, ist in dem Rendering jedoch nicht angeführt (Bildquelle: wirtschaftsblatt.at)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Waldmühle Rodaun“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 82 dargestellt.

Die Wärme- und Warmwasserversorgung der Wohnsiedlung erfolgt über ein Mikronetz mit insgesamt drei Heizzentralen. In den jeweiligen Heizzentralen wurden insgesamt vier Wärmepumpen installiert, welche jeweils einen Pufferspeicher (Gesamtvolumen rund 55.000 Liter) als Quelle verwenden. Die Beladung der Pufferspeicher erfolgt über das Mikronetz sowie einer solarthermischen Anlage, bestehend aus drei Teilkollektorfeldern. Im Bedarfsfall bzw. zur Ausfallsicherheit können die Quell-Pufferspeicher der Wärmepumpen über das Mikronetz (35 °C/28 °C) beladen werden. Die Versorgung des Mikronetzes wird über eine zentrale Gaskesselheizung (3 Gaskessel mit 2x1048 kW sowie 1x455 kW) gewährleistet. Trotz primärenergetischer Nachteile dieser Integration waren die Gaskessel seitens des Betreibers immer expliziter Bestandteil des Wärmeversorgungskonzeptes.

Die Wärmepumpen speisen in insgesamt vier Pufferspeicher (Gesamtvolumen rund 55.000 Liter) ein, aus denen die Raumheizungskreise (Fußbodenheizung 45/35) sowie jeweils einen Brauchwasserspeicher mit insgesamt 11 m³ mit Wärme beaufschlagt werden.

Das Monitoringkonzept umfasst 25 Wärmemengenzähler, 88 Temperatursensoren, vier Stromzähler und drei Drucksensoren im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

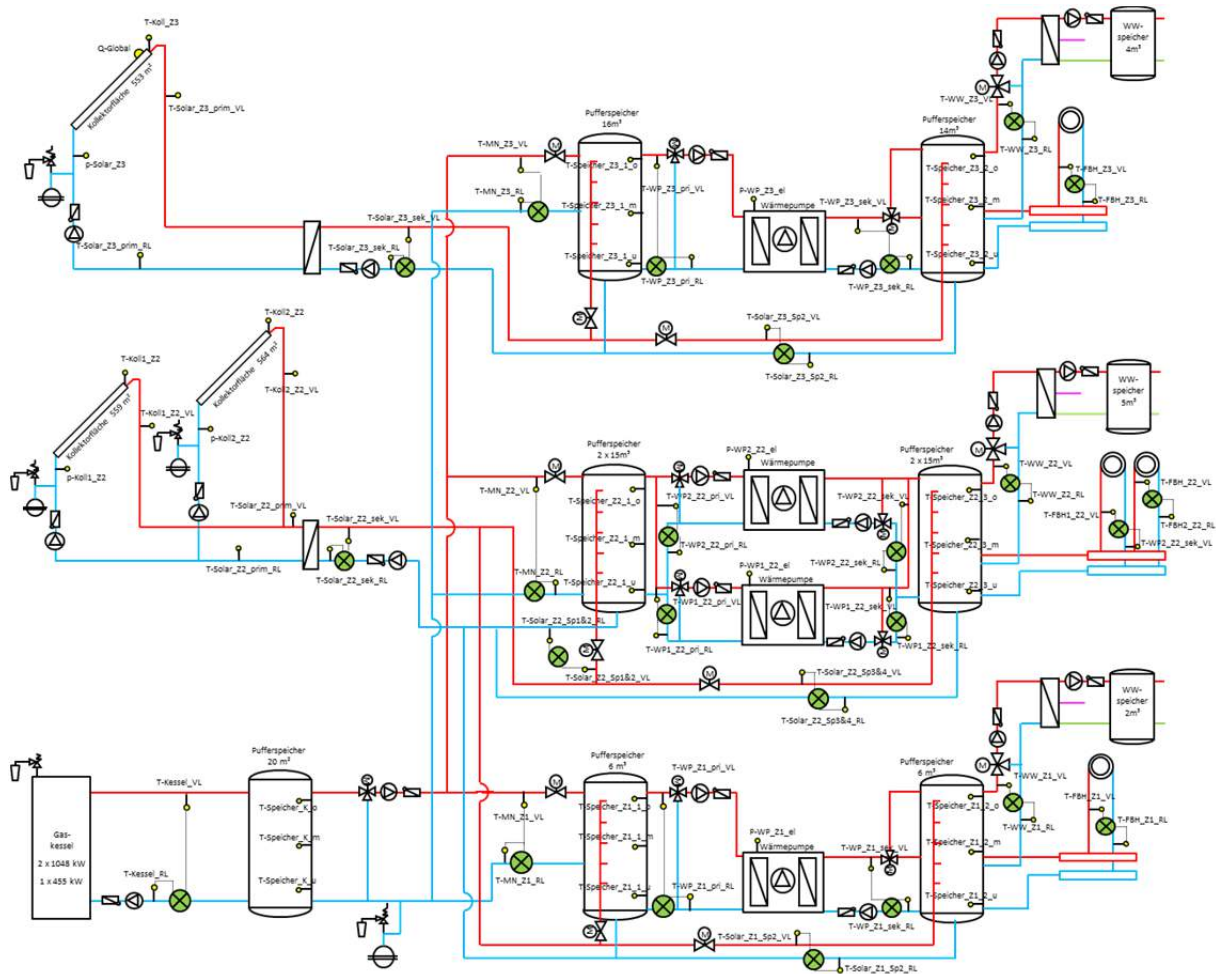


Abbildung 76: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Waldmühle Rodaun“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q-Global	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p-Koll1_Z2	Drucksensor Primärkreis Kollektor Z2_1
p-Koll2_Z2	Drucksensor Primärkreis Kollektor Z2_2
p-Solar_Z3	Drucksensor Primärkreis Kollektor Z3
T-Koll1_Z2	Kollektortemperatur Kollektor Z2_1
T-Koll2_Z2	Kollektortemperatur Kollektor Z2_2
T-Koll_Z3	Kollektortemperatur Kollektor Z3
T-Solar_Z2_prim_VL	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Z2
T-Solar_Z2_prim_RL	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Z2
T-Solar_Z3_prim_VL	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Z3
T-Solar_Z3_prim_RL	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Z3
T-Solar_Z2_sek_VL	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Z2
T-Solar_Z2_sek_RL	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Z2
Q-Solar_Z2	Wärmemengenzähler Solarkreis Z2
T-Solar_Z3_sek_VL	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Z3
T-Solar_Z3_sek_RL	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Z3
Q-Solar_Z3	Wärmemengenzähler Solarkreis Z3
	Vorlauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z1_2

Leitung Solar zu Pufferspeicher nach WP

T-Solar_Z1_Sp2_VL	Rücklauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z1_2
T-Solar_Z1_Sp2_RL	Wärmemengenzähler Solar zu Pufferspeicher Z1_2
Q-Solar_Z1_Sp2	Vorlauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z2_3&4
T-Solar_Z2_Sp3&4_VL	Rücklauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z2_3&4
T-Solar_Z2_Sp3&4_RL	Wärmemengenzähler Solar zu Pufferspeicher Z2_3&4
Q-Solar_Z2_Sp3&4	Vorlauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z3_2
T-Solar_Z3_Sp2_VL	Rücklauftemperatur Solar zu Pufferspeicher Z3_2
T-Solar_Z3_Sp2_RL	Wärmemengenzähler Solar zu Pufferspeicher Z3_2
Q-Solar_Z3_Sp2	

Speicher vor WP

T-Speicher Z1_1_o	Pufferspeichertemperatur Z1 vor WP oben
T-Speicher Z1_1_m	Pufferspeichertemperatur Z1 vor WP mitte
T-Speicher Z1_1_u	Pufferspeichertemperatur Z1 vor WP unten
T-Speicher Z2_1_o	Pufferspeichertemperatur Z2 vor WP oben
T-Speicher Z2_1_m	Pufferspeichertemperatur Z2 vor WP mitte
T-Speicher Z2_1_u	Pufferspeichertemperatur Z2 vor WP unten
T-Speicher Z3_1_o	Pufferspeichertemperatur Z3 vor WP oben
T-Speicher Z3_1_m	Pufferspeichertemperatur Z3 vor WP mitte
T-Speicher Z3_1_u	Pufferspeichertemperatur Z3 vor WP unten

Wärmepumpe Primärkreis

T-WP_Z1_pri_VL	Vorlauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z1
T-WP_Z1_pri_RL	Rücklauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z1
Q-WP_Z1_pri	Wärmemengenzähler Primärkreis Wärmepumpe Z1
T-WP1_Z2_pri_VL	Vorlauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z2_1
T-WP1_Z2_pri_RL	Rücklauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z2_1
Q-WP1_Z2_pri	Wärmemengenzähler Primärkreis Wärmepumpe Z2_1
T-WP2_Z2_pri_VL	Vorlauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z2_2
T-WP2_Z2_pri_RL	Rücklauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z2_2
Q-WP2_Z2_pri	Wärmemengenzähler Primärkreis Wärmepumpe Z2_2
T-WP_Z3_pri_VL	Vorlauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z3
T-WP_Z3_pri_RL	Rücklauftemperatur Primärkreis Wärmepumpe Z3
Q-WP_Z3_pri	Wärmemengenzähler Primärkreis Wärmepumpe Z3

Wärmepumpe Sekundärkreis

T-WP_Z1_sek_VL	Vorlauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z1
T-WP_Z1_sek_RL	Rücklauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z1
Q-WP_Z1_sek	Wärmemengenzähler Sekundärkreis Wärmepumpe Z1
T-WP1_Z2_sek_VL	Vorlauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_1
T-WP1_Z2_sek_RL	Rücklauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_1
Q-WP1_Z2_sek	Wärmemengenzähler Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_1
T-WP2_Z2_sek_VL	Vorlauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_2
T-WP2_Z2_sek_RL	Rücklauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_2
Q-WP2_Z2_sek	Wärmemengenzähler Sekundärkreis Wärmepumpe Z2_2
T-WP_Z3_sek_VL	Vorlauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z3

T-WP_Z3_sek_RL

Rücklauftemperatur Sekundärkreis Wärmepumpe Z3

Q-WP_Z3_pri

Wärmemengenzähler Sekundärkreis Wärmepumpe Z3

Elektrische Versorgung WP

P-WP_Z1_el

Stromzähler Wärmepumpe nach Speicher Z1

P-WP1_Z2_el

Stromzähler Wärmepumpe nach Speicher Z2_1

P-WP2_Z2_el

Stromzähler Wärmepumpe nach Speicher Z2_2

P-WP_Z3_el

Stromzähler Wärmepumpe nach Speicher Z3

Speicher nach WP

T-Speicher Z1_2_o

Pufferspeichertemperatur Z1 nach WP oben

T-Speicher Z1_2_m

Pufferspeichertemperatur Z1 nach WP mitte

T-Speicher Z1_2_u

Pufferspeichertemperatur Z1 nach WP unten

T-Speicher Z2_3_o

Pufferspeichertemperatur Z2 nach WP oben

T-Speicher Z2_3_m

Pufferspeichertemperatur Z2 nach WP mitte

T-Speicher Z2_3_u

Pufferspeichertemperatur Z2 nach WP unten

T-Speicher Z3_2_o

Pufferspeichertemperatur Z3 nach WP oben

T-Speicher Z3_2_m

Pufferspeichertemperatur Z3 nach WP mitte

T-Speicher Z3_2_u

Pufferspeichertemperatur Z3 nach WP unten

Speicher Kessel

T-Speicher K-o

Pufferspeichertemperatur nach Gaskessel oben

T-Speicher K-m

Pufferspeichertemperatur nach Gaskessel mitte

T-Speicher K-u

Pufferspeichertemperatur nach Gaskessel unten

Gaskessel

T-Kessel-VL

Vorlauftemperatur Gaskessel

T-Kessel-RL

Rücklauftemperatur Gaskessel

Q-Kessel

Wärmemengenzähler Gaskessel

Mikronetz

T-MN_Z1_VL

Vorlauftemperatur Mikronetz zu Speicher Z1

T-MN_Z1_RL

Rücklauftemperatur Mikronetz von Speicher Z1

T-MN_Z2_VL

Vorlauftemperatur Mikronetz zu Speicher Z2

T-MN_Z2_RL

Rücklauftemperatur Mikronetz von Speicher Z2

T-MN_Z3_VL

Vorlauftemperatur Mikronetz zu Speicher Z3

T-MN_Z3_RL

Rücklauftemperatur Mikronetz von Speicher Z3

Warmwasserbereitung

T-WW_Z1_VL

Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Z1

T-WW_Z1_RL

Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Z1

Q-WW_Z1

Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Z1

T-WW_Z2_VL

Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Z2

T-WW_Z2_RL

Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Z2

Q-WW_Z2

Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Z2

T-WW_Z3_VL

Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Z3

T-WW_Z3_RL

Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Z3

Q-WW_Z3

Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Z3

Fußbodenheizung

$T_{\text{FBH_Z1_VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Z1
$T_{\text{FBH_Z1_RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Z1
$Q_{\text{FBH_Z1}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Z1
$T_{\text{FBH1_Z2_VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Z2_1
$T_{\text{FBH1_Z2_RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Z2_1
$Q_{\text{FBH1_Z2}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Z2_1
$T_{\text{FBH2_Z2_VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Z2_2
$T_{\text{FBH2_Z2_RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Z2_2
$Q_{\text{FBH2_Z2}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Z2_2
$T_{\text{FBH_Z3_VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Z3
$T_{\text{FBH_Z3_RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Z3
$Q_{\text{FBH_Z3}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Z3

7.4.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 83 bis Abbildung 85) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Waldmühle Rodaun“. Da eine Abbildung der Bauteilaktivierung nicht mit einem herkömmlichen Simulationsprogramm möglich war, entschied sich der Betreiber für eine Berechnung mittels Wasseräquivalent durchzuführen. Die Ergebnisse für die Kennzahlen weichen jedoch von bisherigen Erfahrungswerten ab und es ist daher eine Neusimulation zur Erlangung der Benchmarks wahrscheinlich. Die definitive Entscheidung hierzu fällt mit der Analyse der ersten Messdaten.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 551 kWh/m²a prognostiziert.

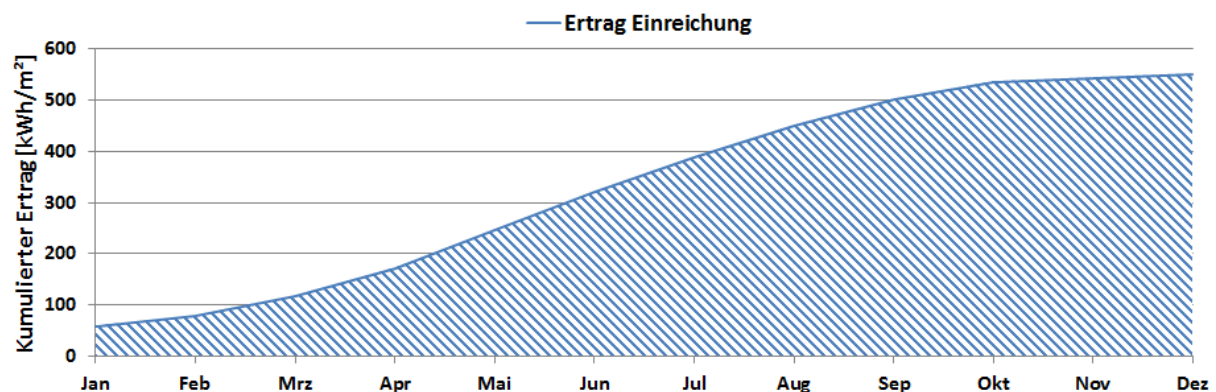


Abbildung 77: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für das Projekt „Waldmühle Rodaun“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 62 % angegeben. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 20% (siehe Abbildung 84).

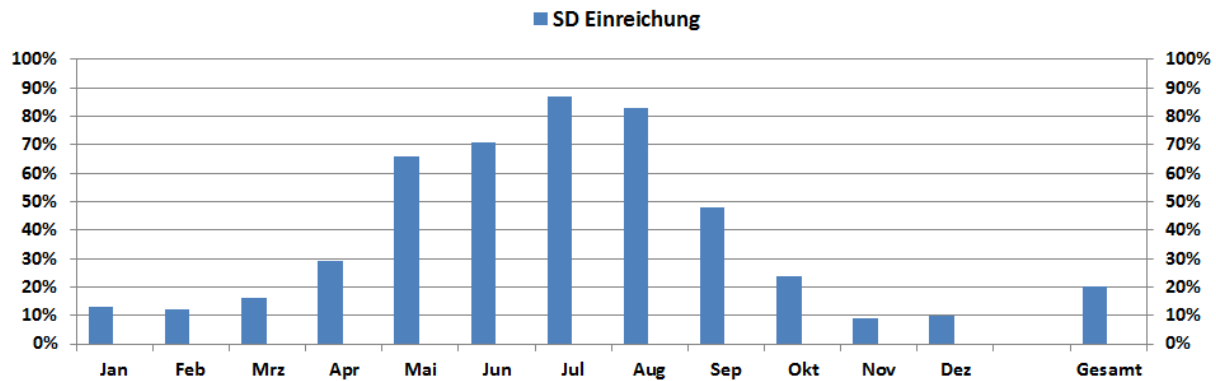


Abbildung 78: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Waldmühle Rodaun“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 2444 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 85 zu entnehmen.

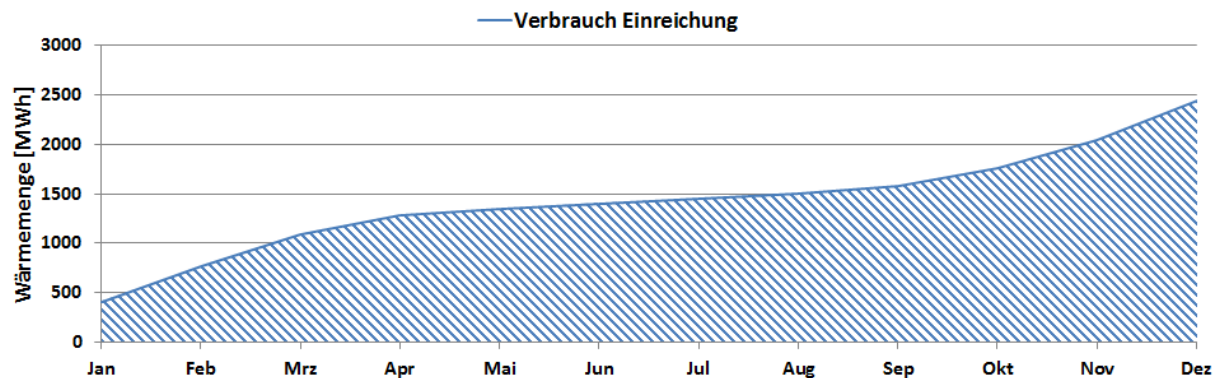


Abbildung 79: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für das Projekt „Waldmühle Rodaun“

7.4.4 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Waldmühle Rodaun“ befindet sich in der Endphase der Fertigstellung. Das gesamte Kollektorfeld der solarthermischen Anlage sowie das Monitoringsystem wurden bereits installiert. Von den 1667² befinden sich derzeit jedoch nur 1000m² im Betrieb, welche aktuell ausschließlich zur Trocknung des Rohbaus herangezogen werden. Der Übergang der gesamten Anlage in den Regelbetrieb ist laut Förderwerber für das Frühjahr 2016 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 2016 realistisch. Ab diesem Zeitpunkt startet die Anlage „Waldmühle Rodaun“ in die einjährige Monitoringphase.

7.5 Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang, Sbg.

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Verbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Wärmeversorgung eines Kultur- und Veranstaltungszentrums
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	139 m ² Flachkollektoren (Gasokol) auf dem Flachdach des Kultur- und Veranstaltungszentrums
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Ausrichtung:</u>	187°
<u>Nachhheizungssystem:</u>	Nahwärme, E-Heizpatrone 11 kW (Notheizsystem)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Energiespeicher, 480 m ³ Betonteilaktivierung der Bodenplatte und Geschoßdecke
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	62 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	382 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 gegenständlichen Projekt handelt es sich um einen 2013 errichteten Neubau einer 7.600 m² großen, 400 Gäste fassenden Mehrzweckhalle der Gemeinde Hallwang für Theater- und Musikabende, Kabarettprogramme, Bälle oder Seminare (siehe Abbildung 80). Die Wärmeversorgung des neu errichteten Kultur- und Veranstaltungszentrums erfolgt im überwiegenden Ausmaß durch eine thermische Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 139 m². Zum Einsatz kommen hierbei Großflächenkollektoren die unter einen Aufstellwinkel von 70° auf dem Flachdach des Veranstaltungszentrums installiert wurden. Als Back-Up-System dient ein Biomasse-Nahwärmeanschluss aus dem Nachbargebäude, dem Tourismusbetrieb „Gasthof Kirchbichl“. Überschüsse außerhalb der Heizperiode (März – Oktober) werden über den Nahwärmeanschluss an die Warmwasserbereitung des Nachbargebäudes abgegeben.

Das Gesamtvolumen zweier Pufferspeicher beträgt 5.000 Liter. Darüber hinaus werden die Bodenplatte und die Geschoßdecke aus Beton als Wärmespeicher (20°C/25°C) verwendet. Das Volumen der Betonmassen beträgt 480 m³, rund 1.150 Tonnen, und entspricht einen Wasseräquivalent von rund 17 m³ (15°C/90°C). Durch die Verwendung der vorhandenen großen Speichermassen der Bodenplatte bzw. Zwischendecke kann laut Betreiber thermische Solarenergie auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau gespeichert werden. Weiters sollen durch den zu erwartenden Selbstregeleffekt des Wärmespeichers Beton, sonnenarme Perioden über einen Zeitraum von mehreren Wochen überbrückt werden können.



Abbildung 80: Ansicht des Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang mit den aufgeständerten Kollektoren (Bildquelle: www.hallwang.salzburg.at)



Abbildung 81: Ansicht des Heizraums inkl. der beiden Pufferspeicher des Kultur- und Veranstaltungszentrums Hallwang (Bildquelle: www.kuster.co.at)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Kultur- und Veranstaltungszentrums Hallwang“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 82 dargestellt. Die solarthermische Anlage speist die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in einen der beiden in Serie geschalteten Pufferspeicher ein. Als Back-Up-System dient ein Nahwärmeanschluss aus dem Nachbargebäude, welches über einen Biomassekessel mit Wärme versorgt wird. Über den Nahwärmeanschluss kann des Weiteren überschüssige Wärme, speziell in den Sommermonaten, rückeingespeist werden. Die Warmwasserbereitung erfolgt mittels eines Frischwassermoduls, welches über den ersten Pufferspeicher mit Wärme versorgt wird. Die Heizenergie für die Betonkernaktivierung der Bodenplatte sowie der Zwischendecke zum Erdgeschoß erfolgt aus dem zweiten Pufferspeicher. Die in den aktivierten Bauteilen aufgenommene Wärme fungiert in dem angewendeten Konzept einerseits als Speichermasse und andererseits wird die eingebrachte Wärme kontrolliert an den Innenraum abgegeben. Zusätzlich steht für die Heizung als auch für Kühlung des Veranstaltungszentrums eine Lüftungsanlage mit Rotationswärmetauscher und Quellluftauslässen zur Verfügung. Das Monitoringkonzept umfasst sechs Wärmemengenzähler, 21 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

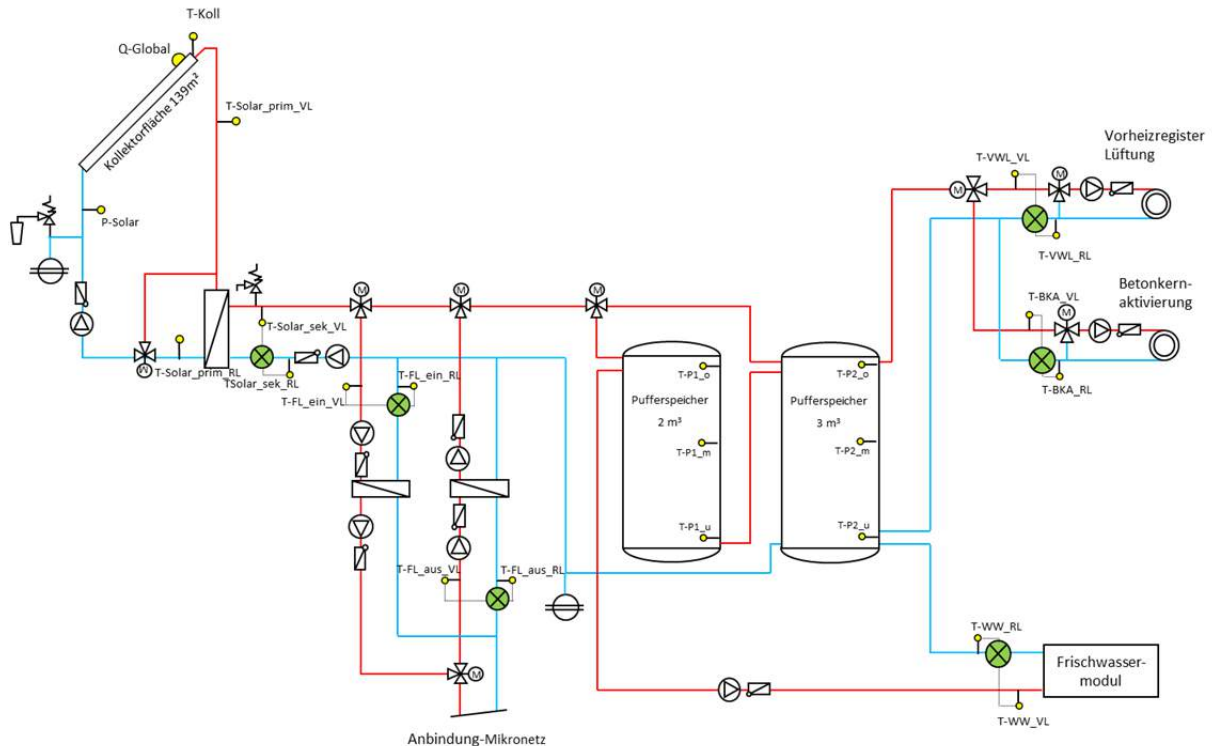


Abbildung 82: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{Sol}	Drucksensor Primärkreis
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{\text{-Sol prim_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{-Sol prim_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
Q_{Solar}	Wärmemengenzähler Solarkreis
$T_{\text{-Sol sek_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{-Sol sek_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

Speicher 1

$T_{\text{P1-o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{P1-m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
$T_{\text{P1-u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten

Speicher 2

$T_{\text{P2-o}}$	Pufferspeichertemperatur 2 oben
$T_{\text{P2-m}}$	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
$T_{\text{P2-u}}$	Pufferspeichertemperatur 2 unten

Nahwärmenetzanbindung

$T_{\text{-NW-ein-VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung Nahwärme
$T_{\text{-NW-ein-RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung Nahwärme
$Q_{\text{NW-ein}}$	Wärmemengenzähler Nachheizung Nahwärme

$T_{NW-aus-VL}$	Vorlauftemperatur Einspeisung Nahwärme
$T_{NW-aus-RL}$	Rücklauftemperatur Einspeisung Nahwärme
Q_{NW-aus}	Wärmemengenzähler Einspeisung Nahwärme

Warmwasserbereitung

T_{WW_VL}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T_{WW_RL}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung

Betonkernaktivierung

T_{BKA_VL}	Vorlauftemperatur Raumheizung - Betonkernaktivierung
T_{BKA_RL}	Rücklauftemperatur Raumheizung - Betonkernaktivierung
Q_{BKA}	Wärmemengenzähler Raumheizung - Betonkernaktivierung

Vorheizregister

T_{VWL_VL}	Vorlauftemperatur Raumheizung - Vorheizregister
T_{VWL_RL}	Rücklauftemperatur Raumheizung - Vorheizregister
Q_{VWL}	Wärmemengenzähler Raumheizung - Vorheizregister

7.5.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 83 bis Abbildung 85) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“. Da eine Abbildung der Bauteilaktivierung nicht mit einem herkömmlichen Simulationsprogramm möglich war, entschied sich der Betreiber für eine Berechnung mittels Wasseräquivalent durchzuführen. Die Ergebnisse für die Kennzahlen weichen jedoch von bisherigen Erfahrungswerten ab und es ist daher eine Neusimulation zur Erlangung der Benchmarks wahrscheinlich. Die definitive Entscheidung hierzu fällt mit der Analyse der ersten Messdaten.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 382 kWh/m²a prognostiziert.

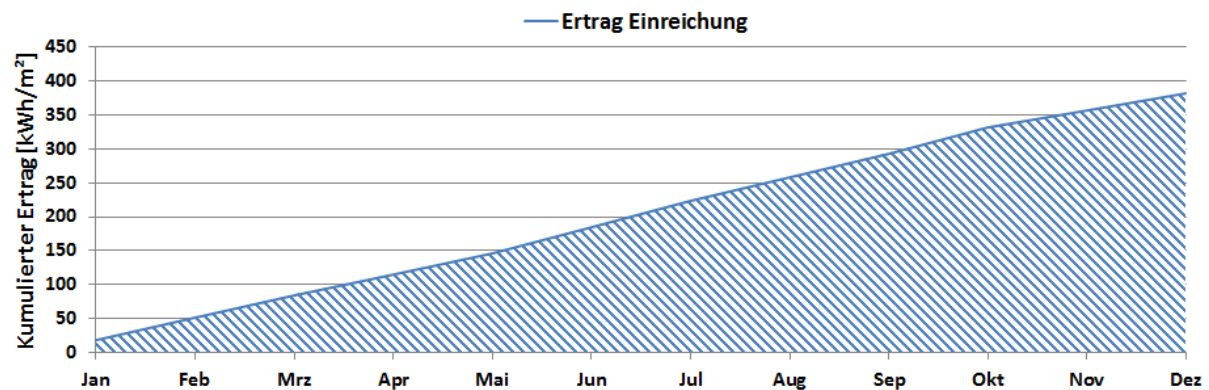


Abbildung 83: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 62 % angegeben. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 70% (siehe Abbildung 84).

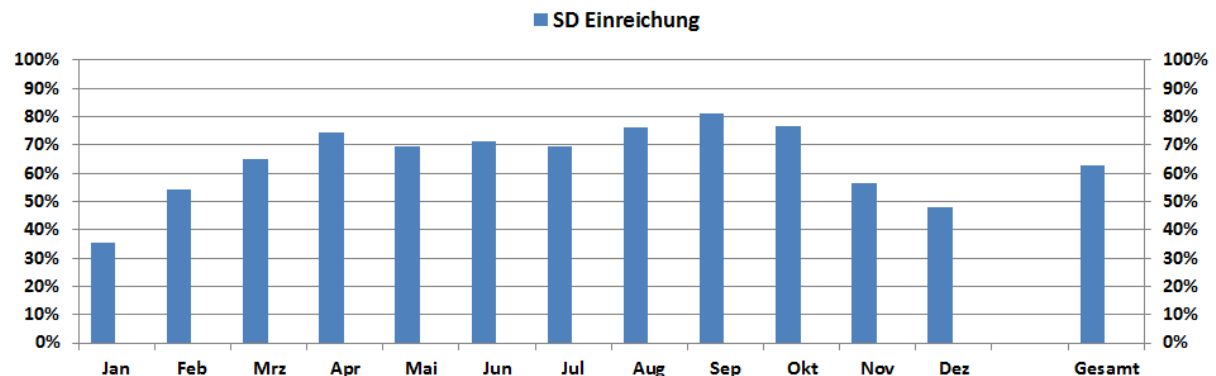


Abbildung 84: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 344 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 85 zu entnehmen.

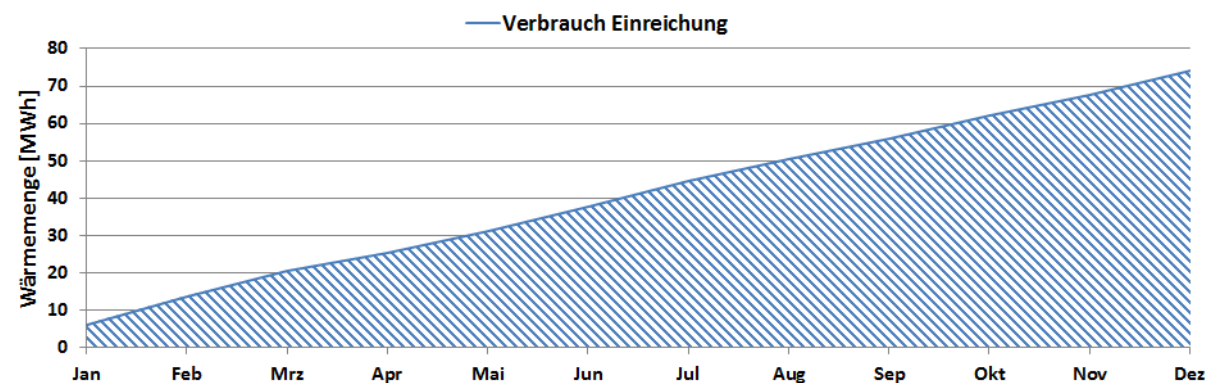


Abbildung 85: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“

7.5.4 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“ ist in Betrieb und das Monitoringsystem ist installiert. Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber ist die Inbetriebnahme der Datenübertragung für März 2015 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 April 2015 realistisch. Ab diesem Zeitpunkt startet die Anlage „Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang“ in die einjährige Monitoringphase.

7.6 Flughafen Innsbruck, T

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Flughafen Innsbruck
<u>Adresse:</u>	6020 Innsbruck
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Zirkulationsleitung für das Restaurant des „Flughafen Innsbrucks“
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	207 m ² (45 Stk) CPC-Vakuumröhrenkollektor (Paradigma)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Ausrichtung:</u>	189°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x5000 l Pufferspeicher, 2x2000 l Warmwasser-Boiler
<u>Nachheizung</u>	Erdgaskessel, Heizung mit elektrischem Strom
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	68,5% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	632 kWh/(m ² a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Flughafen Innsbruck“ handelt es sich um die Einspeisung einer 207 m² großen solarthermischen Anlage in die bestehende Warmwasserbereitung des Flughafenrestaurants des Flughafens Innsbruck im Bundesland Tirol. Die Solaranlage reduziert im gegenständlichen Projekt den Einsatz von Gas und Strom. Die Kollektoren sind auf dem Dach der Multifunktionshalle 1 montiert, siehe Abbildung 86. Das 207 m² große Kollektorfeld ist nach Süd-Südost orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Laut Anlagenbetreiber werden bei diesem Projekt die Kollektoren statt mit einem Frostschutzgemisch mit Heizungswasser gefüllt. Dadurch entfällt der sonst übliche Wärmetauscher zur Medientrennung, sodass einerseits Kosten eingespart werden und laut Anlagenplaner eine Steigerung des jährlichen Solarertrags von ca. 10% im Vergleich zu einem herkömmlichen System erreicht werden kann. Des Weiteren entfällt ein Teil der Betriebskosten, da der regelmäßige Tausch des Frostschutzmittels entfällt. Um Frostsicherheit zu gewährleisten, wird im Bedarfsfall Warmwasser aus dem unteren Teil des Pufferspeichers in die Kollektoren gefördert.



Abbildung 86: Lageplan des Flughafens Innsbruck. Rot markiert ist das Dach, auf dem die Solarkollektoren montiert sind (im Foto noch nicht sichtbar). Quelle: Tiroler Flughafen Betriebsgesellschaft

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept puffert die Solarenergie in 2 seriell geschalteten 5000 l-Pufferspeicher. Dabei wird je nach Temperaturniveau der Solarenergie oben oder unten in den Pufferspeicher 1 eingespeist. Aus den Pufferspeichern wird Energie über einen Wärmetauscher an die Warmwasserbereitung abgegeben. Die Vorlauftemperatur am Wärmetauscher wird mithilfe einer Beimischschaltung auf 70°C begrenzt (bei einem Warmwasser-Sollwert von 60°C). Je nach Wärmeübertragung am Wärmetauscher variiert die Rücklauftemperatur zu den Pufferspeichern. Der Rücklauf kann daher entweder unten in Puffer 2 oder oben in Puffer 1 eingeleitet werden. Reicht die Solarenergie nicht aus, die 2 parallel geschalteten 2000 l-Pufferspeicher auf Solltemperatur zu bringen, wird mittels Erdgas bzw. elektrischem Strom nachgeheizt.

Sollte die Solaranlage nahe der Stagnationsgrenze sein, wird die überschüssige Energie in das Heiznetz des Flughafens eingespeist, um dort zwischengespeichert oder zur Heizung verwendet zu werden.

Abbildung 87 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Sieben Wärmemengenzähler, ein Stromzähler, 19 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Statusmeldungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

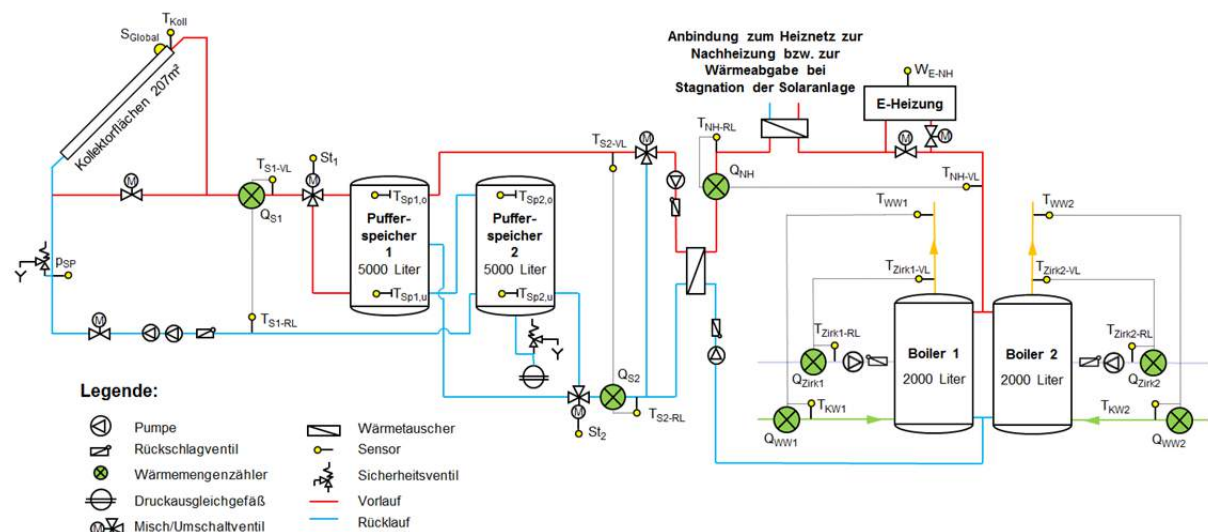


Abbildung 87: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Flughafen Innsbruck“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
Q_{S1}	Wärmemengenzähler an der Einspeisung in die Pufferspeicher
$T_{\text{S1-VL}}$	Solarvorlauftemperatur an der Einspeisung in die Pufferspeicher
$T_{\text{S1-RL}}$	Solarrücklauftemperatur an der Einspeisung in die Pufferspeicher
St_1	Status Umschaltventil Solarvorlauf bei Pufferladung
Q_{S2}	Wärmemengenzähler an der Entnahme aus den Pufferspeichern
$T_{\text{S2-VL}}$	Solarvorlauftemperatur an der Entnahme aus den Pufferspeichern
$T_{\text{S2-RL}}$	Solarrücklauftemperatur an der Entnahme aus den Pufferspeichern

St₂ Status Umschaltventil Solarrücklauf bei Pufferentladung

T_{Sp1,o} Temperatur in Pufferspeicher 1 unten

T_{Sp1,u} Temperatur in Pufferspeicher 1 oben

T_{Sp2,o} Temperatur in Pufferspeicher 2 unten

T_{Sp2,u} Temperatur in Pufferspeicher 2 oben

Nachheizung mittels Gas bzw. elektrischer Energie

Q_{NH} Wärmemengenzähler an der Nachheizung

T_{NH-VL} Vorlauftemperatur an der Nachheizung

T_{NH-RL} Rücklauftemperatur an der Nachheizung

W_{E-NH} Stromzähler an der E-Nachheizung

Warmwasserverbrauch und Zirkulationsleitungen

Q_{WW1} Wärmemengenzähler für die Warmwasserzapfung an Boiler 1

T_{WW1} Warmwassertemperatur an Boiler 1

T_{KW1} Kaltwassertemperatur an Boiler 1

Q_{Zirk1} Wärmemengenzähler für die Zirkulationsleitung an Boiler 1

T_{Zirk1-VL} Vorlauftemperatur der Zirkulationsleitung an Boiler 1

T_{Zirk1-RL} Rücklauftemperatur der Zirkulationsleitung an Boiler 1

Q_{WW2} Wärmemengenzähler für die Warmwasserzapfung an Boiler 2

T_{WW2} Warmwassertemperatur an Boiler 2

T_{KW2} Kaltwassertemperatur an Boiler 2

Q_{Zirk2} Wärmemengenzähler für die Zirkulationsleitung an Boiler 2

T_{Zirk2-VL} Vorlauftemperatur der Zirkulationsleitung an Boiler 2

T_{Zirk2-RL} Rücklauftemperatur der Zirkulationsleitung an Boiler 2

7.6.3 Kennzahlen der Simulation

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die mit Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 88 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 621 kWh/m² berechnet. Dieser Wert kann in Anbetracht des Strahlungsangebots, der Temperaturniveaus der Verbraucher, dem eingesetzten Kollektortyp, etc. als höchst ambitioniert angesehen werden.

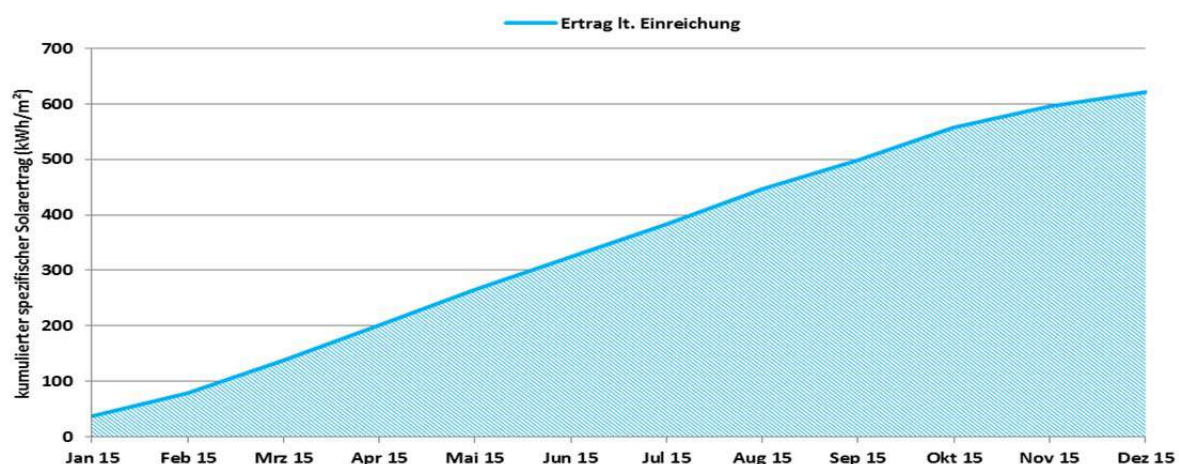


Abbildung 88: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Flughafen Innsbruck“

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad ist in Abbildung 89 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von 68% prognostiziert.

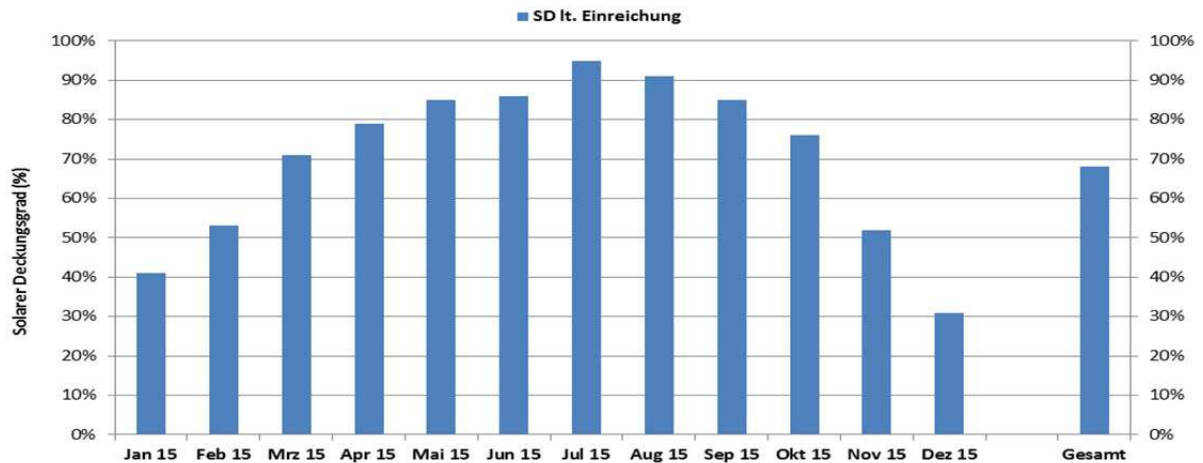


Abbildung 89: : Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Flughafen Innsbruck“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 90 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch wird auf rund 155 MWh berechnet.

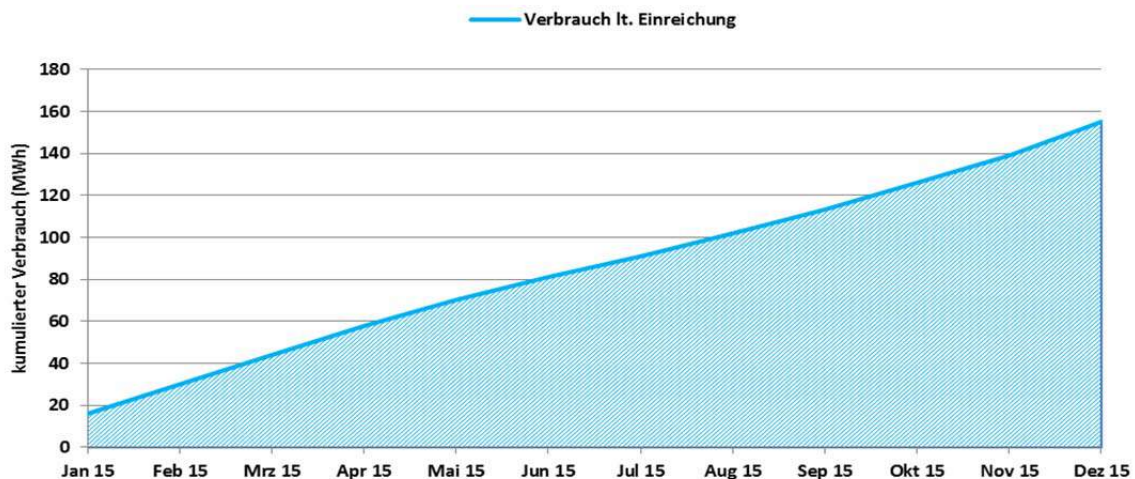


Abbildung 90: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Flughafen Innsbruck“

7.6.4 Anlagen Status Quo

Die Solaranlage des Projekts „Flughafen Innsbruck“ dient zur Einspeisung in die bestehende Warmwasserbereitung des Flughafens Innsbruck. Die Anlage ist bereits in Betrieb, das Monitoring-Equipment ist noch nicht vollständig installiert. Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber ist die Inbetriebnahme des Messtechnikequipments als auch der Datenübertragung für das Frühjahr 2016 geplant.

7.7 Geotechnik Tauchmann, OÖ

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Geotechnik Tauchmann
<u>Adresse:</u>	4641 Steinhaus
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung sowie Warmwasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	118 m ² (24 Stk) Vakuumröhrenkollektoren (Ritter)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Ausrichtung:</u>	243°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4 m ³ Pufferspeicher, 1,5 m ³ Kältespeicher, 10x125 m Tiefensonden für die Solaranlage, 4x125 m Tiefensonden für die aktive Raumkühlung
<u>Nachheizung</u>	2 modulierende, reversible Wärmepumpen (insges. rd. 18 bis 72 kW Heizleistung)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	41 % (Angabe aus Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	470 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Geotechnik Tauchmann“ handelt es sich um die Einspeisung einer 118 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Betriebs- und Bürogebäudes im Bundesland Oberösterreich, siehe Abbildung 91. Der Neubau besteht aus einem Bürogebäude (795 m²) und einer Halle (351 m²) und hat eine Grundfläche von etwa 1046 m². Zur Wärmeabgabe stehen Fancoils zur Verfügung, die auch für die Raumkühlung verwendet werden. Zur Warmwasserbereitung wird ein Frischwassermodule eingesetzt. Das 118 m² große Kollektorfeld ist auf dem Dach des Gebäudes montiert und nach Westen orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um direkt durchströmte Vakuumkollektoren mit Reflektoren. Speziell ist bei diesem Projekt, dass neben einem Wasserwärmespeicher (4 m³) eine solare Einspeisung in 10 Tiefensonden (je 125 m) mit dem Ziel der saisonalen Speicherung Verwendung findet („Heizfeld“). Die Abwärme der aktiven Gebäudekühlung (mittels 1,5 m³ Kältespeicher) wird in weitere vier Tiefensonden (je 125 m) eingespeist („Kühlfeld“). Die Tiefensonden sind etwa 7 m voneinander entfernt und etwa 2,5 m vom Gebäude entfernt entlang der Süd- und der Westfassade angeordnet. Alle Tiefensonden dienen im Heizfall zwei modulierenden, reversiblen Sole/Wasser-Wärmepumpen als Wärmequelle. Mit diesem Energiesystem soll die Wärmeversorgung zu etwa 41 % über Solarwärme erfolgen (Angabe aus Einreichung).



Abbildung 91: Gebäude „Geotechnik Tauchmann“, hier noch ohne Solarkollektoren. Quelle: <http://www.geotechnik.org>

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Bei dem gewählten hydraulischen Konzept handelt es sich um ein spezielles Betriebssystem des Unternehmens Ritter XL Solar, das auch im Primärkreis auf Wasser als Wärmeträger setzt und Glykol als Frostschutzmittel als nicht notwendig erachtet („Aqua System“). Um einen Frostschutz auch an kalten Tagen ohne Einstrahlung gewährleisten zu können, wird temperaturgesteuert die Primärkreispumpe taktweise in Betrieb genommen und Wärme aus dem Energiespeicher in Richtung Kollektorfeld gepumpt. Laut Aussagen der Techniker von Ritter XL Solar wird die hierfür benötigte Wärmemenge durch die Vorteile einer höheren Wärmekapazität von Wasser im Vergleich zu einem Glykolgemisch leicht kompensiert. Somit speisen die 118 m² Vakuumkollektoren ohne Systemtrennung je nach Temperaturniveau in einen von zwei Vorlaufanschlüssen des 4 m³ fassenden Pufferspeichers. Das im Rahmen der Begleitforschung bereits mehrfach betreute BES-Energiekonzept ermöglicht der Solaranlage zusätzlich, in ein Tiefensondenfeld (10x125 m) mit dem Ziel der saisonalen Speicherung einzuspeisen. Auch die Tiefensonden werden mit Wasser anstatt dem sonst üblichen Glykolgemisch betrieben, daher ist kein Wärmetauscher, sondern lediglich eine hydraulische Weiche zur Energieübertragung aus der Solaranlage nötig. Die Abwärme der aktiven Gebäudekühlung (mittels 1,5 m³ Kältespeicher) wird in vier separate, kühlere Tiefensonden (je 125 m) eingespeist, um die Effizienz der Wärmepumpen im Kühlfall zu erhöhen. Die Speicherung von Solarenergie und von Abwärme aus der Raumkühlung soll das Temperaturniveau in den Tiefensonden längerfristig heben, um die Effizienz der Wärmepumpen im Heizfall zu erhöhen und so den Bedarf an elektrischer Energie zu minimieren. Die Wärmepumpen beladen je nach Anforderung den oberen oder den unteren Bereich des Pufferspeichers. Entsprechend dem erforderlichen Temperaturniveau bezieht das Frischwassermodule den Vorlauf aus dem oberen Pufferbereich. Die Raumheizungskreise (Fancoils im gesamten Gebäude) entladen den unteren Pufferbereich. Sollten die Temperaturen in den zwei Bereichen des Pufferspeichers unter ihre Sollwerte sinken, werden zur Nachheizung die beiden modulierenden Sole/Wasser-Wärmepumpen aktiviert, die als Wärmequelle die Tiefensonden nutzen. Im Kühlfall werden die Wärmepumpen umgekehrt betrieben, sodass das Kühlfeld (4 kühlere Tiefensonden) als Wärmesenke für die Kühllast (Fancoils im gesamten Gebäude) dient. Ein Kältespeicher (1,5 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen.

Abbildung 92 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Sieben Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 25 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis, sowie fünf Ventilstellungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

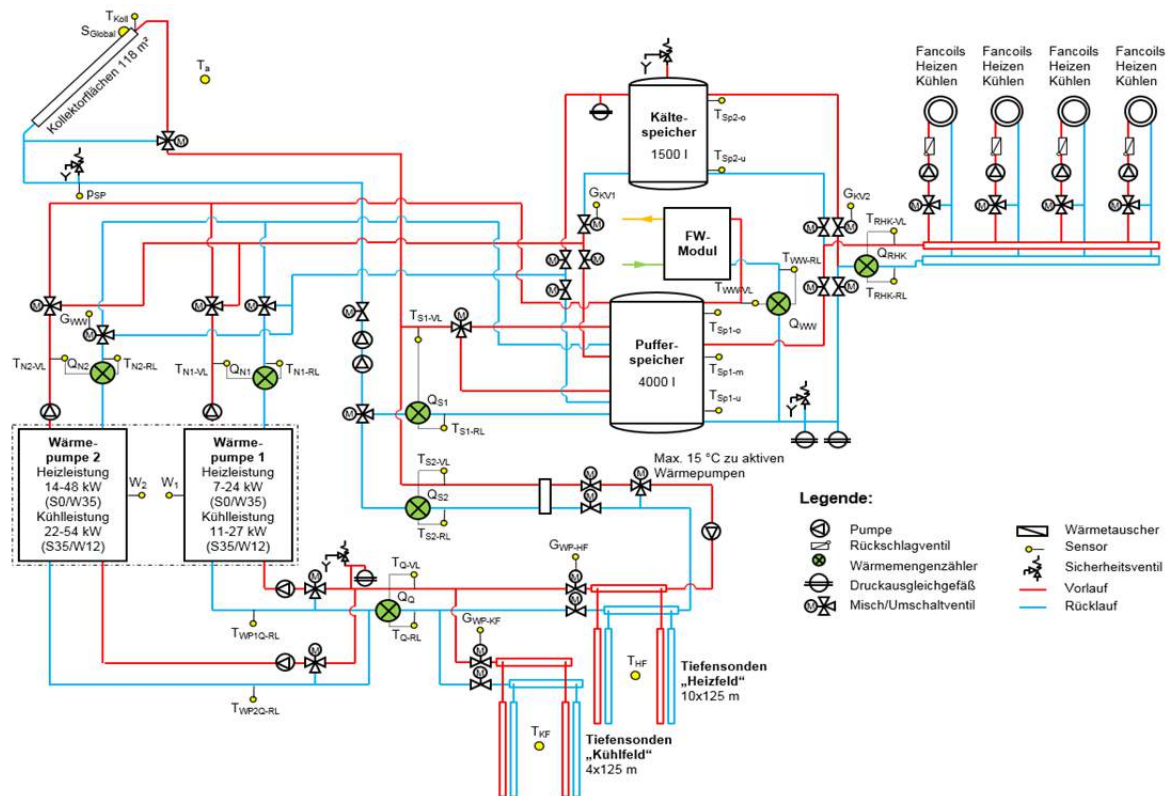


Abbildung 92: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Geotechnik Tauchmann“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

T_a	Temperatur der Außenluft
S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis

Q_{S1}	Wärmezähler Solarenergie in den Pufferspeicher
T_{S1-VL}	Solarvorlauftemperatur in den Pufferspeicher
T_{S1-RL}	Solarrücklauftemperatur vom Pufferspeicher
Q_{S2}	Wärmezähler Solarenergie in die Tiefensonden „Heizfeld“
T_{S2-VL}	Solarvorlauftemperatur in die Tiefensonden „Heizfeld“
T_{S2-RL}	Solarrücklauftemperatur aus den Tiefensonden „Heizfeld“

Speicher

T_{Sp1-u}	Temperatur im Pufferspeicher unten
T_{Sp1-m}	Temperatur in Pufferspeicher oben
T_{Sp1-o}	Temperatur im Pufferspeicher unten
T_{Sp2-u}	Temperatur im Kältespeicher unten
T_{Sp2-o}	Temperatur im Kältespeicher oben
T_{HF}	Temperatur im Tiefensondenfeld „Heizfeld“
T_{KF}	Temperatur im Tiefensondenfeld „Kühlfeld“

Wärmepumpen

Q_{N1}	Wärmezähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1
T_{N1-VL}	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1
T_{N1-RL}	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1

W_1	Stromzähler an der Wärmepumpe 1
$T_{WP1Q-RL}$	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite der Wärmepumpe 1
Q_{N2}	Wärmezähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2
T_{N2-VL}	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2
T_{N2-RL}	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2
W_2	Stromzähler an der Wärmepumpe 2
$T_{WP2Q-RL}$	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite der Wärmepumpe 2
Q_Q	Wärmezähler zwischen den Wärmepumpen und den Sondenfeldern
T_{Q-VL}	Vorlauftemperatur von den Sondenfeldern zu den Wärmepumpen
T_{Q-RL}	Rücklauftemperatur von den Wärmepumpen zu den Sondenfeldern
G_{WP-HF}	Stellung des Magnetventils zur Nutzung des Heizfelds durch die Wärmepumpen
G_{WP-KF}	Stellung des Magnetventils zur Nutzung des Kühlfelds durch die Wärmepumpen
G_{WW}	Stellung des Umschaltventils zur Warmwasserbereitung
G_{KV1}	Stellung der Ventile zur Beladung des Kälte- oder Wärmespeichers
G_{KV2}	Stellung der Ventile zur Entladung des Kälte- oder Wärmespeichers

Raumheizung und -kühlung

Q_{RHK}	Wärmezähler zur Raumheizung und -kühlung
T_{RHK-VL}	Vorlauftemperatur Raumheizung und -kühlung
T_{RHK-RL}	Rücklauftemperatur Raumheizung und -kühlung

7.7.3 Kennzahlen der Simulation

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Simulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort, besteht allerdings lediglich aus dem Kollektorfeld, einem Wärmetauscher und einer konstanten Wärmeabnahme („Prozesswärme“). Diese Anordnung spiegelt das tatsächliche Gesamtsystem wohl kaum wieder. Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems wurde jedoch keine eigene Simulationsrechnung vom Team der Begleitforschung durchgeführt. Abbildung 88 zeigt die eingereichten Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag beträgt 470 kWh/m².

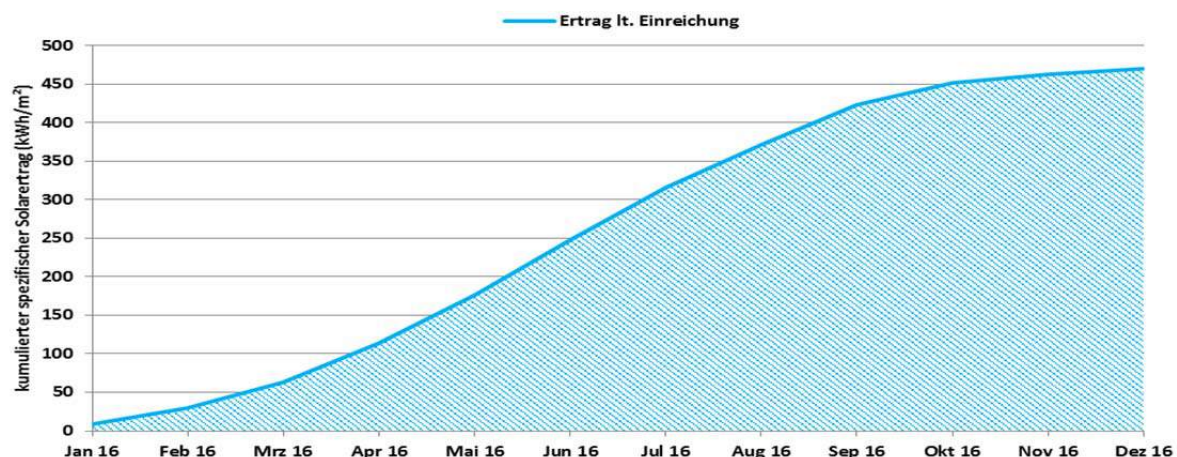


Abbildung 93: Spezifischer Solarertrag (Simulationswert) der Anlage „Geotechnik Tauchmann“

Da Simulationswerte aus der Einreichung fehlen, wurde eine Gebäudesimulation (mit dem Jahresenergiebedarf für Heizung und Warmwasserverbrauch aus der Einreichung) vom Team der Begleitforschung durchgeführt. Mit den so ermittelten Verbrauchswerten (Monatswerte) wurde der solare Deckungsgrad berechnet (Solarertrag bezogen auf Verbrauch) und in Abbildung 89 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von 41 % prognostiziert.

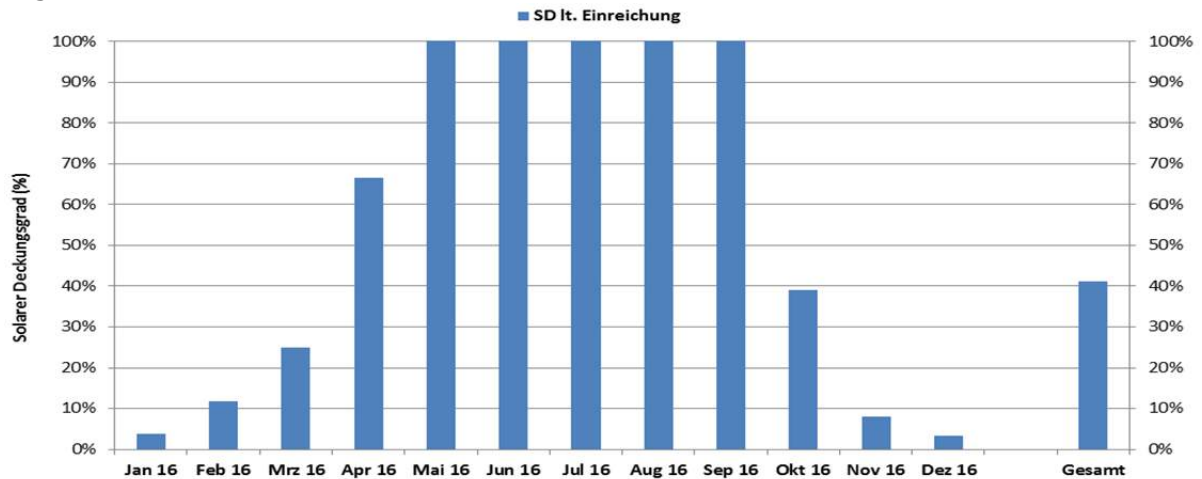


Abbildung 94: Solarer Deckungsgrad (Simulationswert) der Anlage „Geotechnik Tauchmann“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 90 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch wurde bei der Einreichung mit 123 MWh angegeben. Der dargestellte Zeitverlauf (kumuliert) basiert auf eigenen Simulationen.

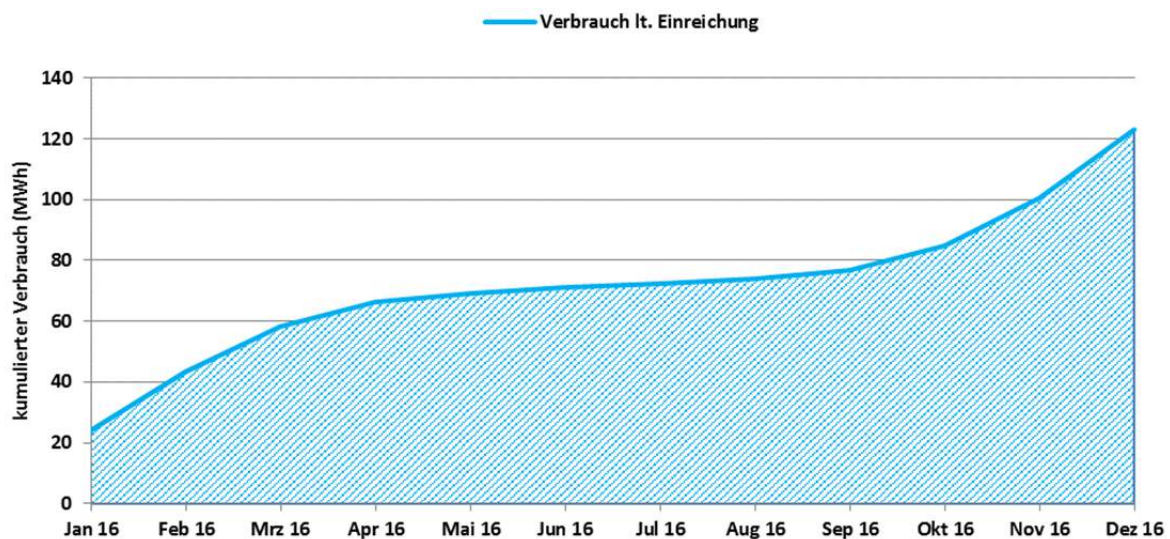


Abbildung 95: Verbrauch (Simulationswert) der Anlage „Geotechnik Tauchmann“

7.7.4 Anlagen Status Quo

Die Solaranlage ist bereits in Betrieb, das Monitoring ist jedoch noch nicht vollständig vorbereitet, ein Großteil der Messgeräte muss erst noch eingebaut werden. Daher wurde der Messzeitraum für die Begleitforschung bisher noch nicht begonnen.

7.8 Nahwärme Sirnitz, K

7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Sirnitz
<u>Adresse:</u>	9571 Sirnitz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein kommunales Nahwärmenetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit 3 GWh/a
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	Bestand: 218 m ² (84 Stk) Wannen Flachkollektor (Riposol) Erweiterung: 202 m ² (20 Stk) Flachkollektor (SEG)
<u>Ausrichtung:</u>	Bestand: 140°; Erweiterung: 180°
<u>Neigung:</u>	Bestand: 25°; Erweiterung: 35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	40 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	1500 kW Hackschnitzelanlage für den Winterbetrieb, 500 kW Hackschnitzelanlage für Winter- und Sommerbetrieb, 6 x 12 kW _{th} Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis Erdgas
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	5 %
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	388 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Das Wärmenetz der „Nahwärme Sirnitz“ im Bundesland Kärnten versorgt aktuell 85 Einfamilienhäuser, 15 Mehrfamilienhäuser und 3 öffentliche Gebäude. Die Trassenlänge beträgt etwa 6,5 km. Die Versorgungstemperaturen in der Heizperiode liegen bei 90/58 °C bzw. bei 70/50 °C in den Sommermonaten.

Die bestehende Solarthermieanlage mit 218 m² Kollektorfläche wurde 2011 auf dem Dach des Hackschnitzellagers installiert. 2013 erfolgte die Installation eines 40 m³ Puffers zur Effizienzsteigerung der Solaranlage. Die aktuelle Erweiterung der Solaranlage um weitere 202 m² soll den solaren Deckungsgrad auf 5 % steigern und die Anzahl der Kesselanläufe und deren Betrieb bei geringster Last (schlechter Wirkungsgrad) in den Sommermonaten verringern. Da auf den Dachflächen zu wenig Platz zur Verfügung steht, werden die Kollektoren in der Böschung hinter dem Hackschnitzellager montiert werden.



Abbildung 96: Nahwärme Sirnitz mit Solarthermie- und Photovoltaik-Kollektoren. Quelle: Einreichunterlagen

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das bestehende und das neue Solarsystem speisen über eigene Wärmetauscher und den gemeinsamen Solarsekundärkreis den zentralen 40 m³ Pufferspeicher. Mittels händisch betätigter 2-Wege-Ventile kann eingestellt werden, in welcher Höhe der Vorlauf der Solaranlagen in den Puffer eingebracht wird (nutzbares Speichervolumen für die Solaranlagen). Die beiden Hackgutkessel sind ebenfalls an den Puffer angeschlossen. Mit weiteren händisch betätigten 2-Wege-Ventilen kann eingestellt werden, aus welcher Höhe der Rücklauf für die Hackgutkessel entnommen wird. Die Umschaltungen der 2-Wege-Ventile werden typischerweise am Anfang und am Ende der Heizsaison durchgeführt (Sommer-, Winterbetrieb) und ermöglichen, das Vorhaltevolumen, das auf Temperatur gehalten wird, an den Verbrauch anzupassen. Die Kraft-Wärme-Kopplungen speisen in den obersten Bereich des Pufferspeichers ein, können mithilfe weiterer 2-Wege-Ventile aber auch direkt zur Vorlaufanhebung eingesetzt werden. In diesem Fall können ungewollte Parallelströmungen über den Pufferspeicher auftreten.

Abbildung 97 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Sechs Wärmemengenzähler, 21 Temperatursensoren, zwei Globalstrahlungssensoren sowie zwei Drucksensoren in den Solarprimärkreisen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

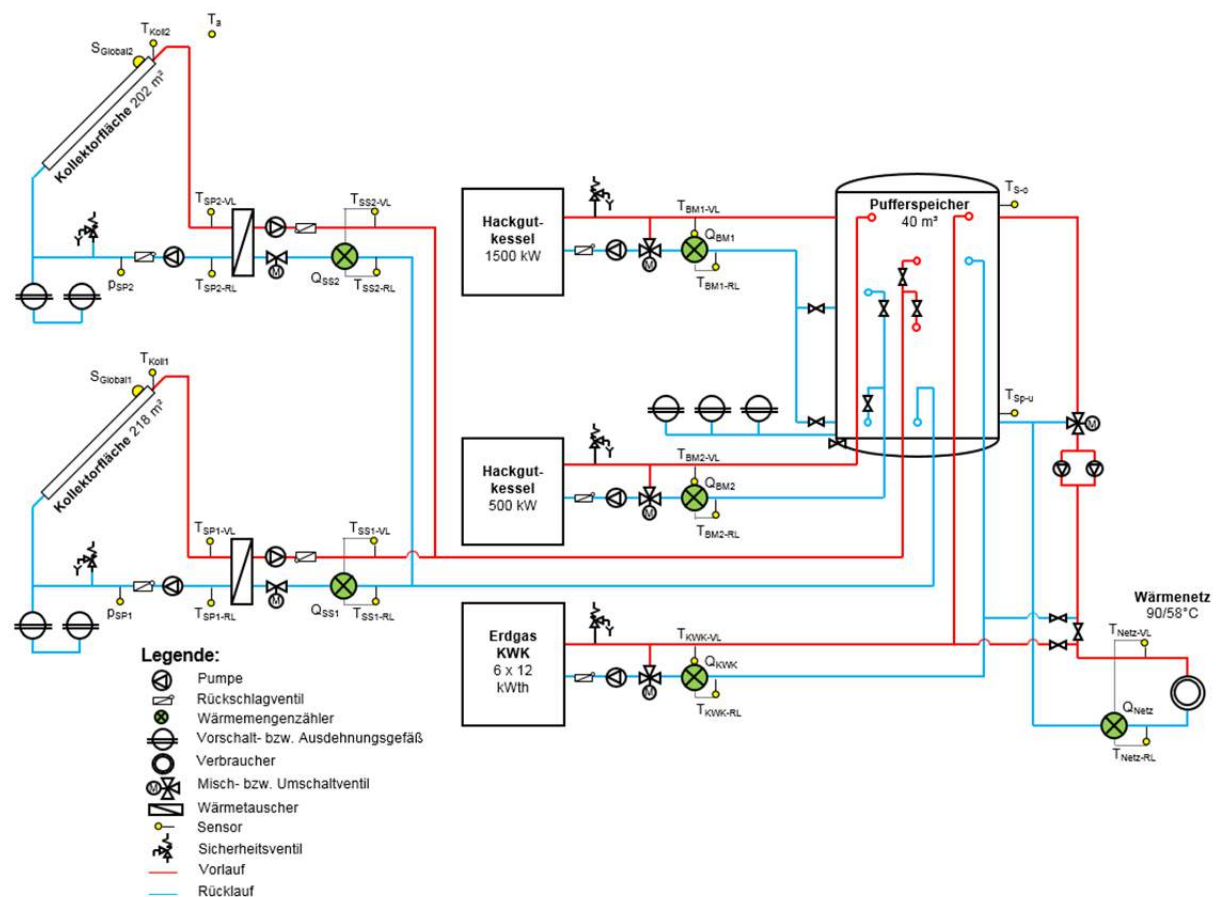


Abbildung 97: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Sirnitz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlagen

T_a Außentemperatur

$S_{Global1}$ Globalstrahlungssensor in Kollektorebene im Bestand

T_{Koll1} Kollektortemperatur in Kollektorebene des Bestands

P _{SP1}	Drucksensor im Solarprimärkreis des Bestands
T _{SP1-VL}	Vorlauftemperatur des Bestands im Solarprimärkreis
T _{SP1-RL}	Rücklauftemperatur des Bestands im Solarprimärkreis
S _{Global2}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene in der Erweiterung
T _{Koll2}	Kollektortemperatur in Kollektorebene der Erweiterung
P _{SP2}	Drucksensor im Solarprimärkreis der Erweiterung
T _{SP2-VL}	Vorlauftemperatur der Erweiterung im Solarprimärkreis
T _{SP2-RL}	Rücklauftemperatur der Erweiterung im Solarprimärkreis
Q _{SS1}	Wärmemengenzähler des Bestands im Solarsekundärkreis
T _{SS1-VL}	Vorlauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
T _{SS1-RL}	Rücklauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
Q _{SS2}	Wärmemengenzähler des Bestands im Solarsekundärkreis
T _{SS2-VL}	Vorlauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
T _{SS2-RL}	Rücklauftemperatur des Bestands im Solarsekundärkreis
T _{Sp,o}	Temperatur im Pufferspeicher oben
T _{Sp,u}	Temperatur im Pufferspeicher unten

Nachheizung

Q _{BM1}	Wärmemengenzähler des Biomassekessels 1
T _{BM1-VL}	Vorlauftemperatur des Biomassekessels 1
T _{BM1-RL}	Rücklauftemperatur des Biomassekessels 1
Q _{BM2}	Wärmemengenzähler des Biomassekessels 2
T _{BM2-VL}	Vorlauftemperatur des Biomassekessels 2
T _{BM2-RL}	Rücklauftemperatur des Biomassekessels 2
Q _{KWK}	Wärmemengenzähler der Kraft-Wärme-Kopplung
T _{KWK-VL}	Vorlauftemperatur der Kraft-Wärme-Kopplung
T _{KWK-RL}	Rücklauftemperatur der Kraft-Wärme-Kopplung

Wärmenetz

Q _{Netz}	Wärmemengenzähler Netzverbrauch
T _{Netz-VL}	Vorlauftemperatur des Netzes
T _{Netz-RL}	Rücklauftemperatur des Netzes

7.8.3 Kennzahlen der Simulation

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 T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 98 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 388 kWh/m² berechnet.

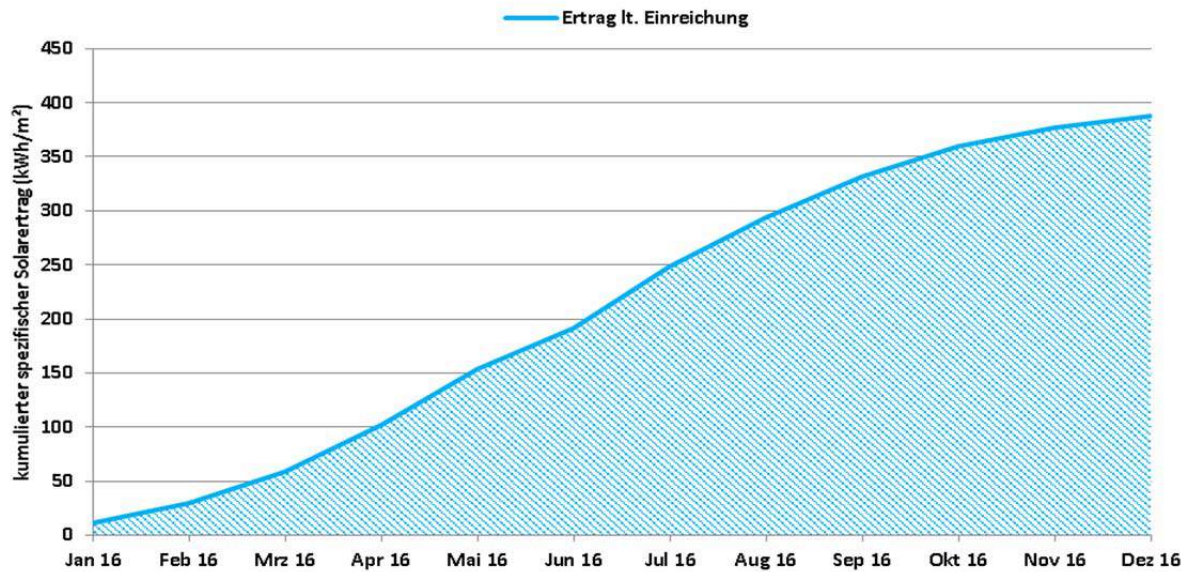


Abbildung 98: Spezifischer Solarertrag (Simulationswert) der Anlage „Nahwärme Sirnitz“

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad ist in Abbildung 99 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von 5 % prognostiziert.

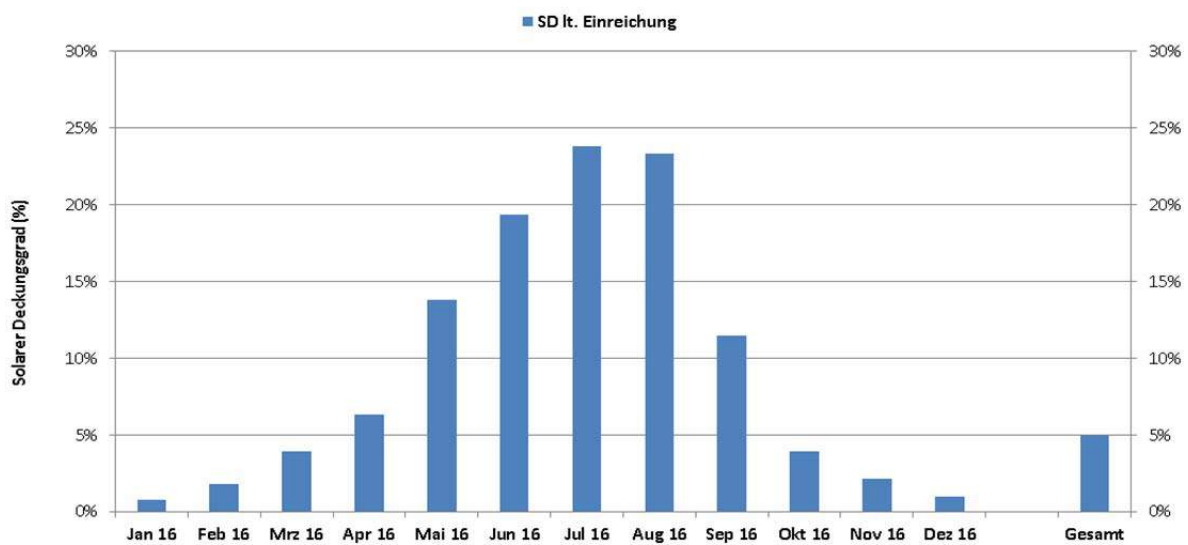


Abbildung 99: Solarer Deckungsgrad (Simulationswert) der Anlage „Nahwärme Sirnitz“

Der simulierte Verbrauch ist Abbildung 100 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch wird zu rund 3 GWh berechnet.

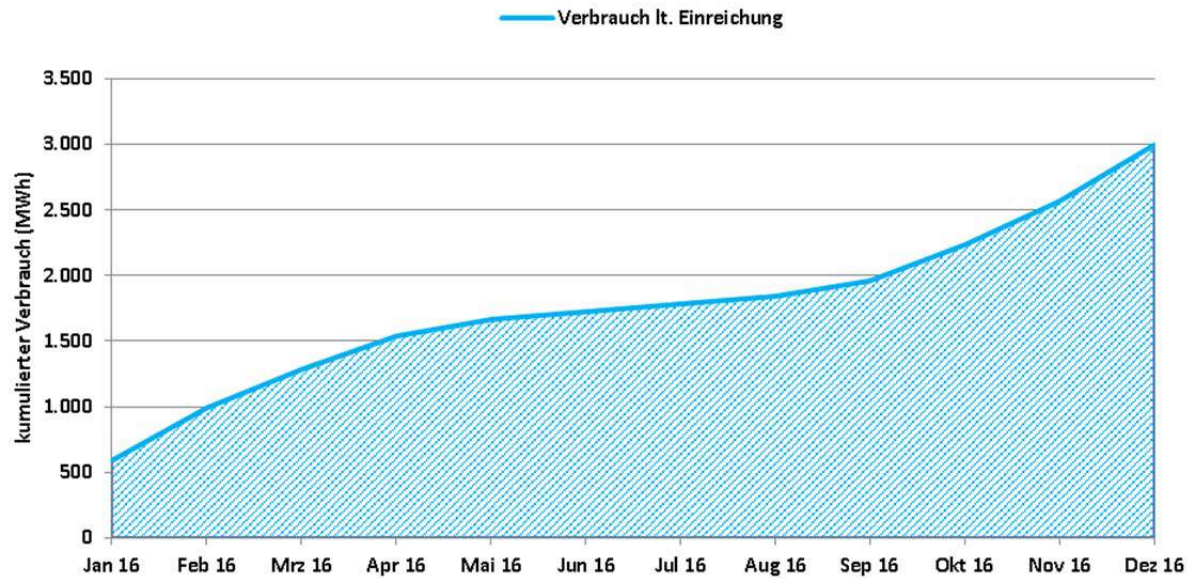


Abbildung 100: Verbrauch (Simulationswert) der Anlage „Nahwärme Sirnitz“

7.8.4 Anlagen Status Quo

Die Erweiterung der Solaranlage der „Nahwärme Sirnitz“ soll den solaren Deckungsgrad des Heizwerks steigern und damit die Anzahl der Kesselanläufe und deren Betrieb bei geringster Last (schlechter Wirkungsgrad) in den Sommermonaten verringern. Die Anlage ist derzeit noch nicht vollständig in Betrieb. Der Start der Monitoringphase wird daher erst für Mai 2016 erwartet.

7.9 Wührer Holz Trocknung, OÖ

7.9.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Wührer Holz Trocknung
<u>Adresse:</u>	4932 Kirchheim
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Trocknung mittels Schräg- und Flachrost, sowie speziellem Luftverteiler für Stroh/Heu
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	480 m ² Luftkollektoren (Cona), davon 240 m ² im Rahmen von „Solarthermie – Solare Großanlagen“ gefördert.
<u>Neigung:</u>	15°
<u>Ausrichtung:</u>	168°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	85 t Steinschüttung (Fraktion 50/70mm)
<u>Nachheizung</u>	Keine
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	664 kWh/(m ² a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei der Anlage „Wührer Holz Trocknung“ im Bundesland Oberösterreich handelt es sich um eine 480 m² große Kollektoranlage (240 m² davon durch das Programm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013“ gefördert) zur Erwärmung von Trocknungsluft für Biomasse (Hackgut), Getreide und Heu bzw. Stroh. Die Trocknung der verschiedenen Produkte erfolgt sowohl auf Schräg- und Flachrost (Abbildung 106, Abbildung 108, Abbildung 109) als auch mit einem speziellen Luftverteiler für Stroh/Heu (Abbildung 107). Die Anlage wird seit 2014 genutzt.

Die Luftkollektoren sind auf dem Dach einer Halle montiert, die sowohl das Lager als auch die Trocknungsanlage beinhaltet. Die sechs Kollektorfelder sind nach Süd-Südost orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 15°. Speziell bei diesem Projekt ist neben der in Österreich noch wenig verbreiteten Nutzung von Luft als Wärmeträgermedium, dass eine solare Energieeinspeisung in einen Steinspeicher möglich ist (Abbildung 105). Damit kann Solarertrag gespeichert werden, wenn die Trocknungsanlage kurzzeitig außer Betrieb ist (beispielsweise bei Austausch des Trocknungsguts oder wenn das Produkt gewendet wird). Mithilfe der warmen Luft aus dem Steinspeicher kann die Trocknung bis in die Nachtstunden fortgesetzt werden.



Abbildung 101: Süd-Ansicht der Halle mit der Luftkollektoranlage. Quelle: AIT



Abbildung 102: Luftkanäle unter der Hallendecke. Quelle: AIT



Abbildung 103: Auslassöffnungen der sechs Luftkanäle im Sammelschacht. Quelle: AIT



Abbildung 104: Außenansicht des Sammelschachts mit den sechs Luftkanälen (oben), die die Luft von den Kollektoren führen. Quelle: AIT



Abbildung 105: Steinspeicher – zum Zeitpunkt der Aufnahme noch im Bau befindlich, daher noch ohne Steine – der sich unter dem noch nicht fertiggestellten Schrägrost befindet. Die Luft wird durch das Gitter von unten in den Speicher geblasen (grün: Dämmschicht). Quelle: AIT



Abbildung 106: Ansicht von unten des zum Zeitpunkt der Aufnahme noch in Bau befindlichen Schrägrosts. Quelle: AIT



Abbildung 107: Luftverteiler für die Strohtrocknung. Quelle: AIT



Abbildung 108: Luftverteilschacht unter dem Flachrost mit Ventilatoren (Hintergrund).
Quelle: AIT



Abbildung 109: Mit Hackschnitzel beladener Flachrost. Rost zur Demonstration teilweise freigelegt. Quelle: AIT

7.9.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 110 zeigt die Luftführung in der Anlage. Die sechs Ventilatoren nach den Luftkollektoren sind immer nur gleichzeitig in Betrieb. Sie saugen Luft durch Kollektoren und blasen sie in einen Sammelerschacht, der auch zur Umgebung (Außenluft) hin offen ist. Durch die Beimischung der Außenluft wird einerseits zwar das Temperaturniveau abgesenkt, andererseits jedoch die Luftmenge zur Trocknung erhöht. Aus dem Sammelerschacht werden der Steinspeicher und die Trockner mit Luft versorgt. Die parallel geschalteten Ventilatoren am Schrägrost sind nur gleichzeitig in Betrieb. Ebenso sind die parallel geschalteten Ventilatoren am Flachrost nur gleichzeitig in Betrieb. Sobald der Steinspeicher be- oder entladen wird, ist der Ventilator am Steinspeicher in Betrieb. Die Schieber am Ausgang des Steinspeichers werden von Hand nach Bedarf umgestellt, sodass der Steinspeicher nicht nur den Schrägrost, sondern auch Flachrost und Heutrockner versorgen kann. Der Steinspeicher wird durch Trocknungsbetrieb entweder am Schrägrost oder an Flachrost/Heutrockner entladen.

Aufbauend auf der beschriebenen Betriebsweise der Ventilatoren und der Schieber wurde das ebenfalls in Abbildung 110 dargestellte Monitoringkonzept entwickelt. Zur Ermittlung der Energieströme in der Anlage werden Volumenströme, Lufttemperaturen und feuchten sowie davon abhängige Stoffparametern herangezogen. Die Volumenströme in den Luftkanälen werden durch eine Referenzmessung bei der Inbetriebnahme ermittelt: Eine Geschwindigkeitsmessung wird an verschiedenen Punkten im Kanalquerschnitt durchgeführt. Mithilfe von Lufttemperatur und -feuchte wird der Volumenstrom durch den Kanal berechnet. Diese Messung wird dem Messwert eines Geschwindigkeitssensors gegenübergestellt, der im gesamten Monitoring-Zeitraum montiert bleibt. Diese Referenzmessung wird für unterschiedliche Ventilatordrehzahlen wiederholt.

Elf Temperatur/Feuchtigkeitssensoren, ein Geschwindigkeitssensor, fünf Stromzähler und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

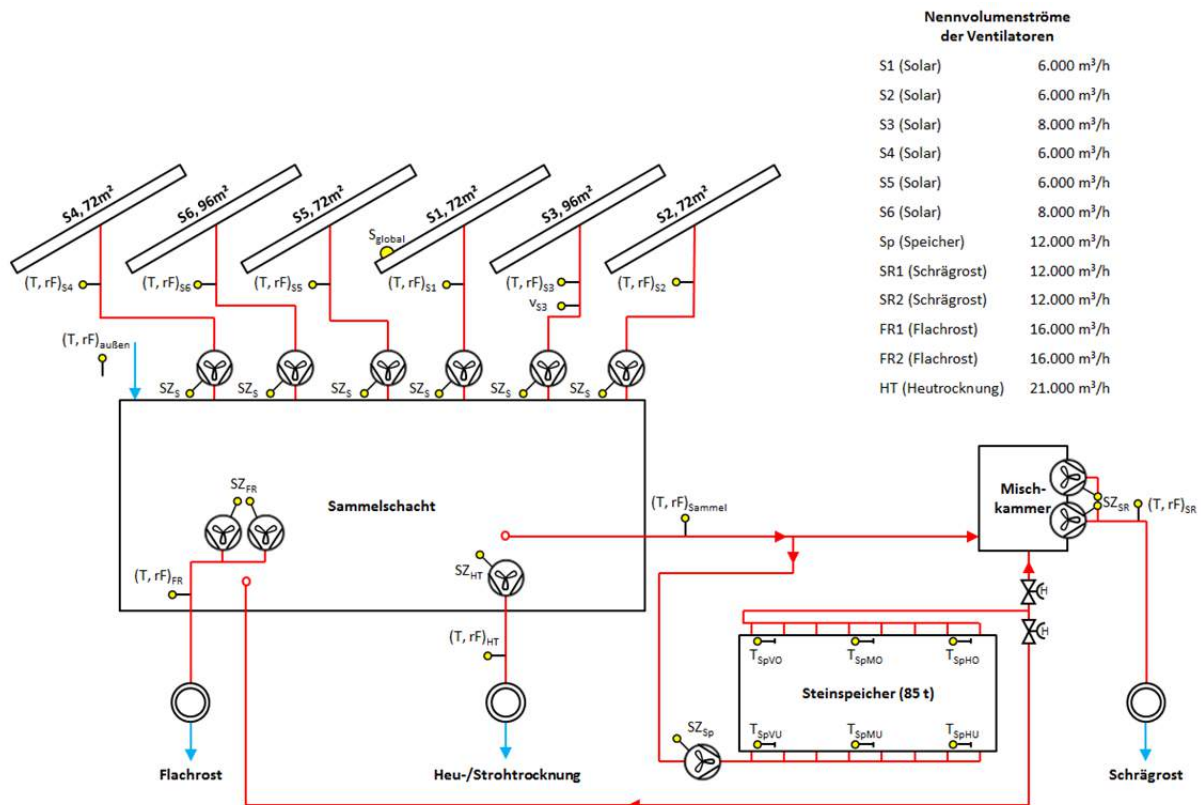


Abbildung 110: Luftführung und Messkonzept zum Projekt „Wührer Holz Trocknung“ (gelb: Temperatur-, Feuchte-, Geschwindigkeits- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler) inkl. Nennvolumenströme der Ventilatoren

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkollektoren

S_{global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$(T, rF)_{\text{außen}}$	Temperatur und Feuchte der Außenluft
$(T, rF)_{S1..S6}$	Temperatur und Feuchte der aus den sechs Kollektorfeldern austretenden Luftströme
v_{S3}	Geschwindigkeit des aus Kollektorfeld S3 austretenden Luftstroms
SZ_S	Stromzähler an den Ventilatoren der sechs Kollektorfelder

Steinspeicher

$(T, rF)_{\text{Sammel}}$	Temperatur und Feuchte des Luftstroms zwischen Sammelschacht und dem Steinspeicher bzw. der Mischkammer unter dem Schrägrost
$T_{\text{SpVU}.. \text{SpHO}}$	Temperatur an zumindest sechs verschiedenen Stellen im Steinspeicher: V, M, H = vorne, Mitte, hinten. O, U = oben, unten
SZ_{Sp}	Stromzähler am Ventilator für den Steinspeicher

Verbraucher

$(T, rF)_{\text{SR}}$	Temperatur und Feuchte des Luftstroms zum Schrägrost
SZ_{SR}	Stromzähler an den Ventilatoren am Schrägrost
$(T, rF)_{\text{FR}}$	Temperatur und Feuchte des Luftstroms zum Flachrost
SZ_{FR}	Stromzähler an den Ventilatoren am Flachrost
$(T, rF)_{\text{HT}}$	Temperatur und Feuchte des Luftstroms zur Heutrocknung
SZ_{HT}	Stromzähler an den Ventilatoren am Flachrost

7.9.3 Kennzahlen der Simulation

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wird die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die vom Anlagenhersteller durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 111 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 664 kWh/m² berechnet.

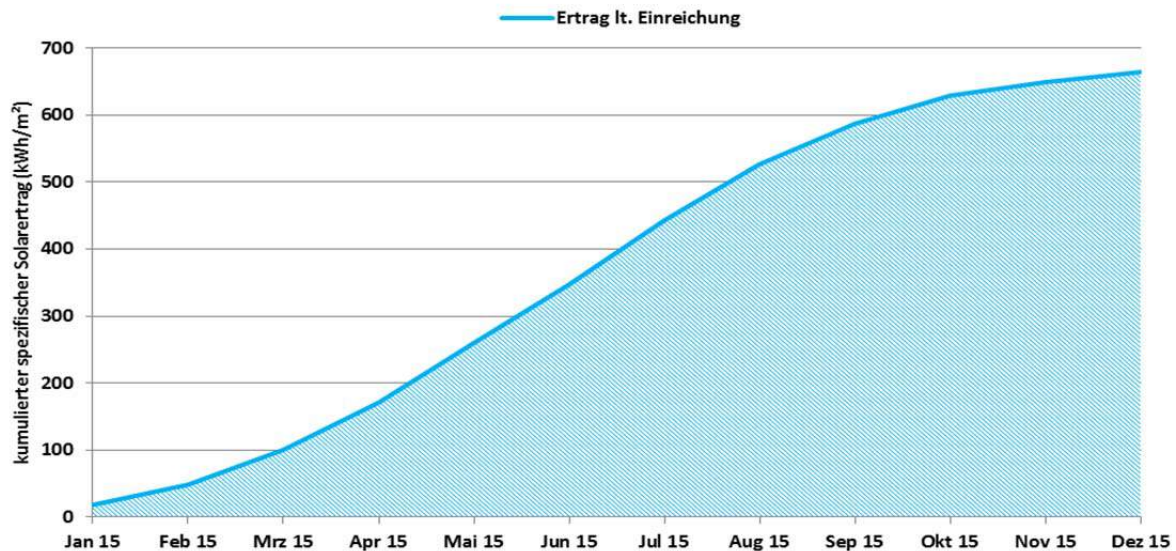


Abbildung 111: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Wührer Holztrocknung“

Da es keinen anderen Wärmeerzeuger gibt, kann der im Begleitprogramm übliche solare Deckungsgrad nicht berechnet werden. In der Simulationsrechnung kommt kein Steinspeicher vor, der Wärmeverbrauch entspricht somit direkt dem Solarertrag.

7.9.4 Anlagen Status Quo

Die Solaranlage, deren Wärmeträgermedium Luft ist, wird zur Trocknung von Biomasse (Hackgut), Getreide und Heu bzw. Stroh eingesetzt. Die Anlage ist in Betrieb, das Monitoring-Equipment ist jedoch noch nicht vollständig installiert. Die vollständige Inbetriebnahme des Messtechnikequipments als auch der Start der einjährigen Monitoringphase ist für das Frühjahr 2016 vorgesehen.

7.10 AVL-Solare Prozessintegration, Stmk.

7.10.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	AVL-Solare Prozessintegration
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Einspeisung in ein betriebliches Mikronetz und solare Prozessintegration
<u>Bruttokollektorfläche nach Fertigstellung:</u>	1.580 m ² 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (ökoTech gluatmugl HT) auf dem Dach der Parkgarage.
<u>Ausrichtung:</u>	Süd-Ost
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	70 m ³ Pufferspeicher
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bereitstellung von Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prüfzellenklimatisierung sowie Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung des AVL-Firmengeländes über ein Mikronetz.
<u>Nachheizung:</u>	2 Gaskessel (1450kW, 930kW), Fernwärme (1.200kW)
<u>Solarer Deckungsgrad</u>	44% (Einreichung, bezogen auf Prozesswärme)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	445 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus</u>	Anlage in Bau, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – solare Großanlagen“ wurden im Ausschreibungsjahr 2013 von der Fa. SOLID insgesamt zwei Projekte zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie zur Kälteversorgung des AVL-Firmengeländes in Graz eingereicht und in weiterer Folge für das Begleitforschungsprogramm ausgewählt. Die Bruttogesamtfläche beider Projekte beträgt 2.980 m² (siehe Abbildung 1).

1.580 m² Kollektorfläche wurden bereits auf dem Dach der Parkgarage montiert und sollen im Juli 2016 in Betrieb genommen bzw. an die Wärmeversorgung angeschlossen werden. Im Zuge der Errichtung des ersten Projekts wurde im Freien, unmittelbar in der Nähe der Parkgarage, ein 70 m³ Pufferspeicher aufgestellt. Aus dem Pufferspeicher wird das Mikronetz des AVL-Firmengeländes mit solarer Wärme versorgt werden. Über das Mikronetz wird ganzjährig Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prüfzellenklimatisierung bereitgestellt. Hierbei müssen, unabhängig von den Außenkonditionen, welche beim jeweiligen Motorentest vorherrschen, die Konditionierung der Prüfzellen entsprechend geforderter Parameter, wie Temperatur und auch relative Feuchte, erfüllt werden. Des Weiteren wird über das Mikronetz die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung einzelner Gebäude am Standort gewährleistet. Die Nachheizung für das Mikronetz erfolgt über zwei bestehende Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz. Zusätzlich zu den bereits bestehenden Nachheizungen ist für das Jahr 2016 die Installation von WRG-Einheiten im Bereich der Motorenprüfstände geplant.

Die Installation der zweiten Anlage (1.400 m² großen Kollektorfeldes auf dem Dach des APZ-Gebäudes – siehe Abbildung 1) ist für Ende des Jahres 2016 bzw. Anfang 2017 vorgesehen. Im Zuge dessen soll ebenso die Montage einer 650kW Absorptionskälteanlage auf dem Dach des APZ-Gebäudes erfolgen.



Abbildung 112: Rendering beider Kollektorfelder der Anlage AVL. Im Vordergrund das 1.400 m² große Kollektorfeld am Dach des APZ-Gebäudes bzw. im Hintergrund das 1.580 m² große Kollektorfeld am Dach der Parkgarage. (Bildquelle: S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design m.b.H.)

7.10.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zu den beiden Anlagen „AVL-Solare Prozessintegration“ als auch „AVL- solarunterstützte Klimatisierung“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 113 dargestellt. Die Anlagenkomponenten, des in der Detailplanungsphase befindlichen Projekts „AVL- solarunterstützte Klimatisierung“ sind grau hinterlegt.

Die solarthermische Anlage sowohl „AVL-Solare Prozessintegration“ als auch nach Fertigstellung „AVL- solarunterstützte Klimatisierung“ werden in Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus in zwei unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher einspeisen. Des Weiteren werden auch die Wärmerückgewinnungseinheiten im Bereich der Prüfstände in den Pufferspeicher Wärme einspeisen können.

Aus dem Pufferspeicher erfolgt die Bereitstellung von solarer Wärme über das Mikronetz für die einzelnen Prozesse sowie die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung des AVL-Firmengeländes. Die Nachheizung wird über zwei in Bestand befindliche Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz gewährleistet.

Die Bereitstellung von Wärme für die Absorptionskälteanlage soll nach Fertigstellung der Anlage „AVL- solarunterstützte Klimatisierung“ auch über den Pufferspeicher erfolgen.

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 21 Temperatursensoren (6 im Pufferspeicher) sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

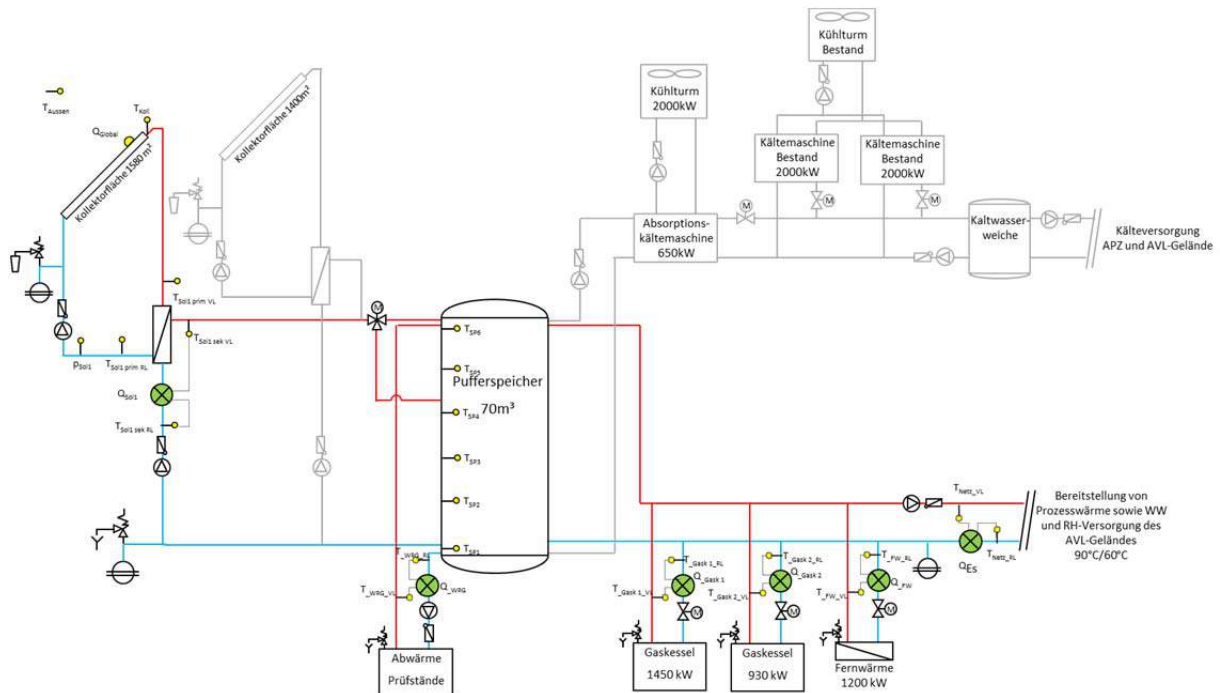


Abbildung 113: Übersichtsblockschaltbild zum Projekt „AVL – Solare Prozessintegration und solarunterstützte Klimatisierung (grau hinterlegt)“

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 1
T _{Sol1 RL}	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 1

Solar-Sekundärkreis

T _{Sol1 VL}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 1
T _{Sol1 RL}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q _{Sol1}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis

Speicher

T _{Sp1}	Pufferspeichertemperatur 1
T _{Sp2}	Pufferspeichertemperatur 2
T _{Sp3}	Pufferspeichertemperatur 3
T _{Sp4}	Pufferspeichertemperatur 4
T _{Sp5}	Pufferspeichertemperatur 5
T _{Sp6}	Pufferspeichertemperatur 6

Nachheizung

T _{Gas 1_VL}	Vorlauftemperatur Gaskessel 1
T _{Gas 1 RL}	Rücklauftemperatur Gaskessel 1
T _{Gas 1}	Wärmemengenzähler Gaskessel 1
T _{Gas 2_VL}	Vorlauftemperatur Gaskessel 2
T _{Gas 2 RL}	Rücklauftemperatur Gaskessel 2

$T_{\text{Gas } 2}$	Wärmemengenzähler Gaskessel 2
$T_{\text{FW } 1_VL}$	Vorlauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{FW } 1_RL}$	Rücklauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{FW } 1}$	Wärmemengenzähler Fernwärme

Verbraucher

$T_{\text{Netz } VL}$	Vorlauftemperatur Mikronetz
$T_{\text{Netz } RL}$	Rücklauftemperatur Mikronetz
Q_{Netz}	Wärmemengenzähler Mikronetz

7.10.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 11 bis Abbildung 13) zeigen die bei der Einreichung von Seiten des Betreibers des Projekts „AVL – Solare Prozessintegration“ angegebenen Simulationsergebnisse zu den Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 445 kWh/m²a prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 11 zu entnehmen.

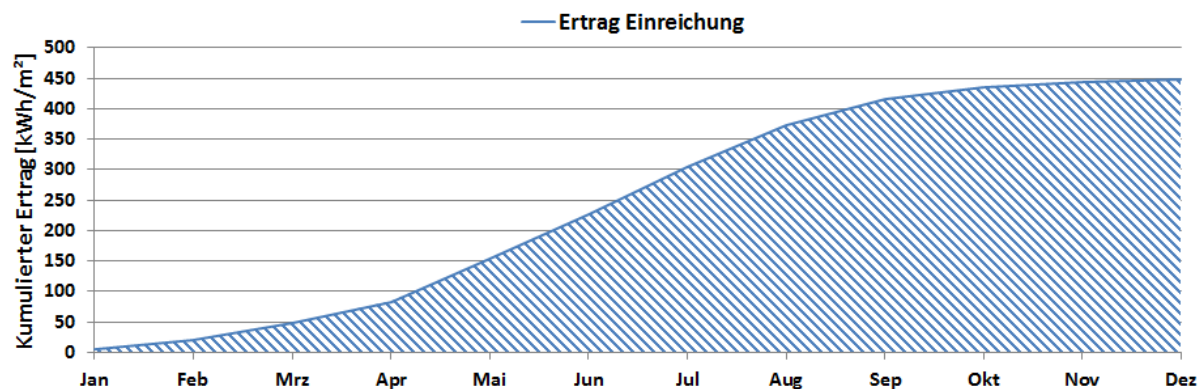


Abbildung 114: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „AVL – Solare Prozessintegration“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad für das Projekt „AVL – Solare Prozessintegration“ wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 44 % angegeben (siehe Abbildung 12).

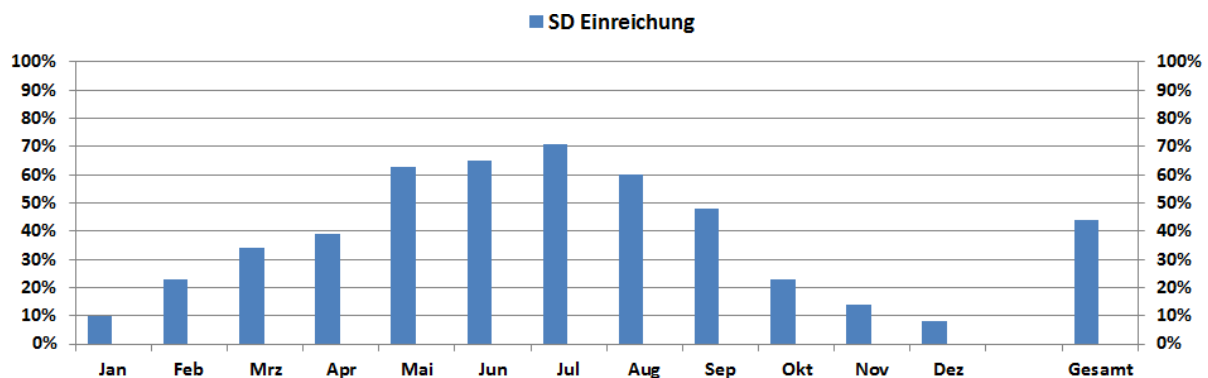


Abbildung 115: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „AVL-Solare Prozessintegration“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit rund 1700 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 13 zu entnehmen.

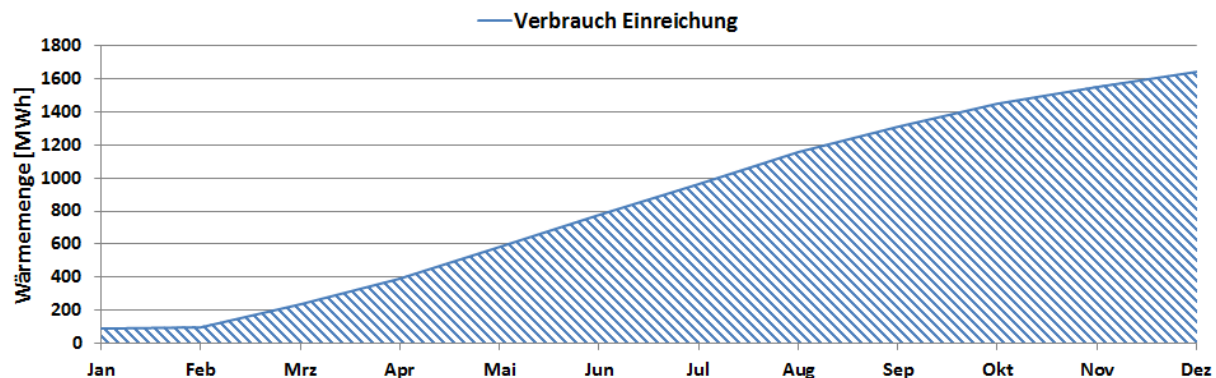


Abbildung 116: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „AVL-Solare Prozessintegration“

7.10.4 Anlagen Status

Bei dem Projekt „AVL-Solare Prozessintegration“ wurden das Kollektorfeld und der Pufferspeicher bereits fertig installiert. Der Bau der Technikzentral im obersten Geschöß des Parkhauses als auch die Fertigstellung noch fehlender hydraulischer Anbindungen sollen im Juni 2016 erfolgen. Die Fertigstellung der kompletten Anlage ist laut Anlagenbetreiber für Juli 2016 geplant. Die Inbetriebnahme des Messtechnikequipments ist bereits vorbereitet und ist für August 2016 vorgesehen. Im Anschluss daran wird die Vollständigkeit der Messdatenaufzeichnung bestimmt und Plausibilitätsprüfungen durch das Team der Begleitforschung durchgeführt. Verlaufen diese Arbeiten erfolgreich, sprich Messtechnik als auch Anlagenverhalten erscheinen plausibel, ist ein Start in die einjährige Monitoringphase mit September 2016 möglich.

7.11 Enzenhofer Siegfried - R&R Objekttschlerei, Sbg.

7.11.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Enzenhofer Siegfried - R&R Objekttschlerei
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und WW-Bereitung einer Tischlerei
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	129 m ² Flachkollektoren
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 m ³ und 3 m ³ Pufferspeicher für Heizung und Warmwasserbereitung, 1000 m ³ Erdspeicher (einlagig verlegt), 1 m ³ Kältespeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Sole/Wasser-Wärmepumpe S-SW 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	21% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	657 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 „Enzenhofer Siegfried - R&R Objekttschlerei“ handelt es sich um einen im Jahr 2015 errichteten Neubau einer Tischlerei in Hallwang mit rund 3.500m² Bruttogeschosfläche. Im Zuge des Neubaus war es ein erklärtes Ziel der Unternehmensleitung, ein zukunftsfähiges und nachhaltiges Energieversorgungskonzept umzusetzen und den Energiebedarf für die Wärmeversorgung des Betriebsgebäudes 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.

Das Kollektorfeld der solarthermischen Anlage, mit einer Bruttokollektorfläche von 129 m², wurde auf dem Dach des Neubaus installiert. Als sekundärer Wärmeerzeuger dient eine Sole-Wasser-Wärmepumpe. Der Erdspeicher für die saisonale Speicherung wurde unterhalb der Bodenplatte verlegt. 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 soll der Erdspeicher quellseitig eine höhere Vorlauftemperatur und somit eine Steigerung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ermöglichen.

Die Gebäudekonditionierung der Büro- und Serviceflächen sowie im Bereich der Produktion und der Lagerflächen erfolgt mittels Niedertemperaturfußbodenheizung.

7.11.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Enzenhofer Siegfried-R&R Objekttschlerei“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 117 dargestellt. Die solarthermische Anlage kann die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in die beiden Pufferspeicher für die Warmwasserbereitung und Raumheizung oder in einem etwa 1000 m³ großen Erdspeicher, mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, einspeisen. Die Steuerung der Beladung erfolgt zentral mittels eines sogenannten Energy Management System (EMS).

Die Verteilung der Wärme für die Raumheizung wird im Neubau über eine Fußbodenheizung bzw. Lüftungsanlage bewerkstelligt. Die Kühlung erfolgt über die Fußbodenheizung.

Im Kühlfall werden die Wärmepumpen umgekehrt betrieben, sodass der Erdspeicher als Wärmesenken für die Kühllast dienen. Ein Kältespeicher (1 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen.

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 30 Temperatursensoren (8 im Solespeicher) sowie zwei Stromzähler für die Wärmepumpen, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

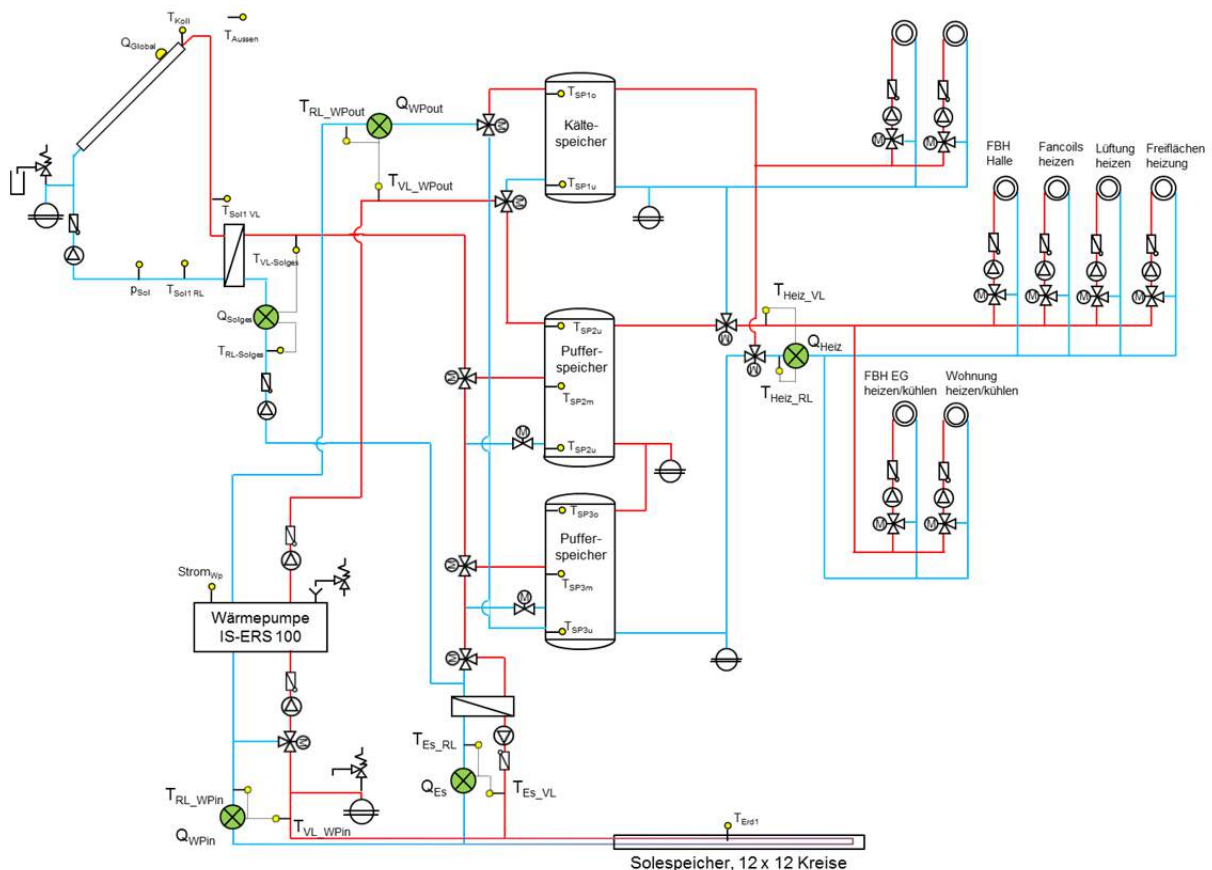


Abbildung 117: Übersichtsblandschaltbild zum Projekt „Enzenhofer Siegfried-R&R Objektischlerei“

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

$T_{Sol VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis gesamt
$T_{Sol RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis gesamt

Q_{Solges}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$T_{\text{ES VL}}$	Vorlauftemperatur Beladung Solespeicher
$T_{\text{ES RL}}$	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_{Sp3o}	Kältespeicher oben

Wärmepumpe

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

Verbraucher

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

7.11.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 11 bis Abbildung 13) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei“. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 657 kWh/m²a prognostiziert.

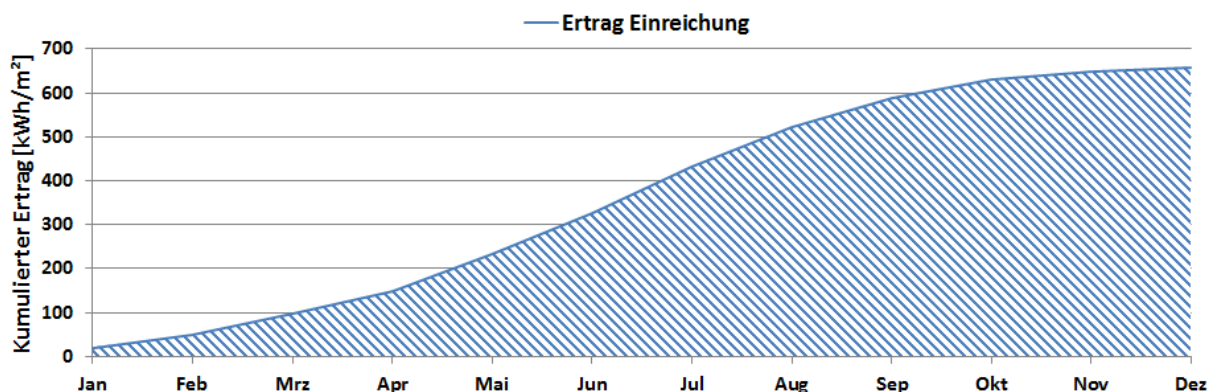


Abbildung 118: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad für Raumheizung und Warmwasserbereitung wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 21 % angegeben (Definition: „Solarertrag – WW und RH“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) (siehe Abbildung 12).

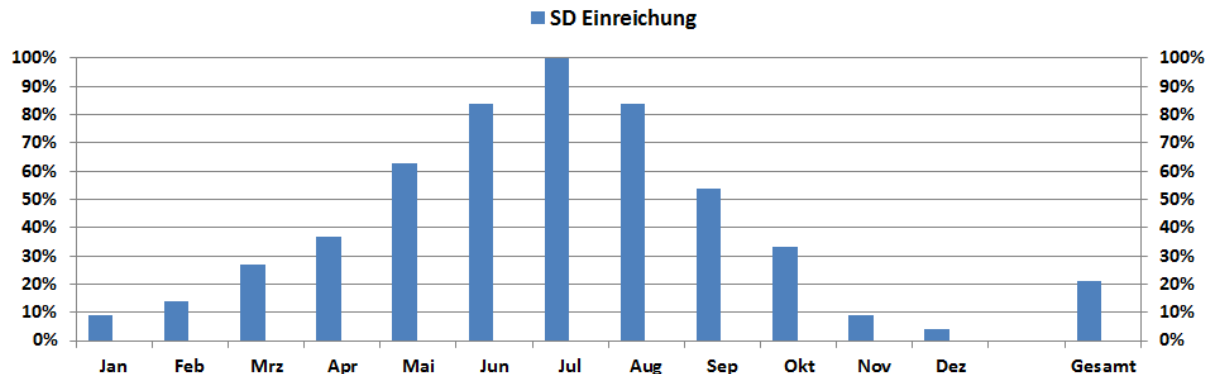


Abbildung 119: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 156 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 13 zu entnehmen.

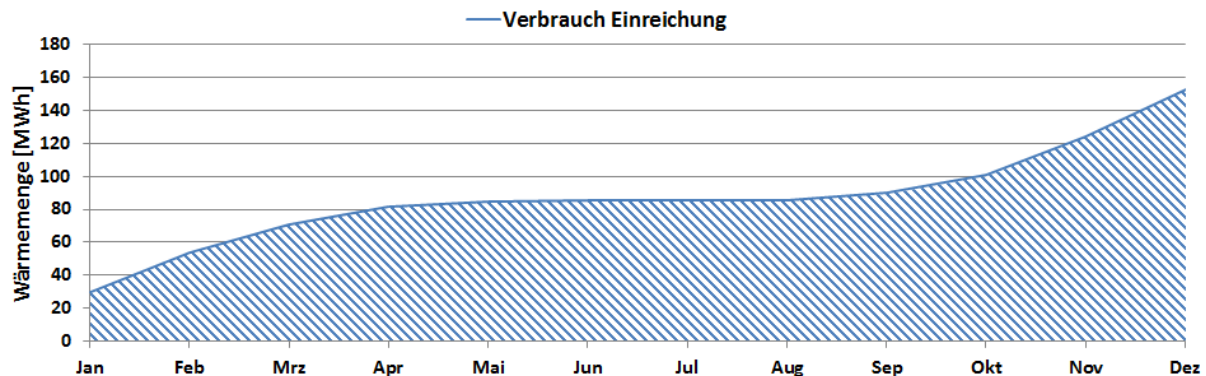


Abbildung 120: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei“

7.11.4 Anlagen Status und Tätigkeitbeschreibung

Anfang 2016 wurde beim Projekt „Enzenhofer Siegfried - R&R Objektischlerei“ der Bau der Solarthermieranlage abgeschlossen. Die Umsetzung und Inbetriebnahme des Messtechnikequipments durch das Team der Begleitforschung wurde im März 2016 durchgeführt. Im Zuge der Überprüfung der Vollständigkeit der Messdatenaufzeichnung als auch der Plausibilitätsprüfungen konnten Unregelmäßigkeiten sowie fehlerhafte Werte bei den übermittelten Daten festgestellt werden. Diese wurden den Anlagenbetreiber kommuniziert und infolgedessen konnten zwei fehlerhafte Rechenwerke bei den Wärmemengenzählern als Ursache detektiert werden. Die Rechenwerke werden im Laufe des Monats Juni 2016 ausgetauscht bzw. repariert. Verlaufen diese Arbeiten erfolgreich, sprich Messtechnik als auch Anlagenverhalten und die infolge übermittelten Daten erscheinen plausibel, ist ein Start in die einjährige Monitoringphase mit August 2016 möglich.

7.12 ÖBB Lehrwerkstätte, Sbg.

7.12.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	ÖBB Lehrwerkstätte
<u>Adresse:</u>	5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und WW-Bereitung einer Lehrwerkstätte
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	149 m ² Flachkollektoren
<u>Neigung:</u>	65°
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Pufferspeicher für Heizung und Bauteilaktivierung der Bodenplatte, Decke über Erdgeschoß, Decke über ersten und zweiten Obergeschoß
<u>Nachheizungssystem:</u>	Fernwärmeanschluss 40 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	50% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	365 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umbauarbeiten im Gange, Umsetzung des Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Laufe des Jahres 2015 wurde von der ÖBB Infrastruktur AG der Neubau einer Lehrwerkstätte mit einer Fläche von rund 1.800 m² in Salzburg errichtet (siehe Abbildung 121).

Im Zuge des Neubaus wurde eine Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 149 m² auf dem Flachdach des Gebäudes installiert (siehe Abbildung 122). Die Kollektoren sind nach Süden ausgerichtet und weisen einen Aufstellungswinkel von 65° auf. Als Nachheizung dient die Anbindung an einen Nahwärmeanschluss.

Das Gesamtvolumen des installierten Pufferspeichers beträgt 5.000 Liter. Darüber hinaus werden die Bodenplatte, Decke über Erdgeschoß sowie die Decke über ersten und zweiten Obergeschoß mittels solarer Wärme aktiviert. Durch die Verwendung der vorhandenen großen Speichermassen der Bodenplatte bzw. Zwischendecke soll laut Betreiber thermische Solarenergie auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau gespeichert werden können.

Die Wärmeabgabe soll mehrheitlich über die aktivierten Bauteile sowie im Winter bei Bedarf über ein Lüftungsgerät erfolgen. Die Umsetzung einer Kühlung des Gebäudes über den Betonkern und einer Nutzwasserleitung ist in Arbeit.



Abbildung 121: Ansicht des Gebäudes der ÖBB-Lehrwerkstätte mit dem Kollektorfeld am Dach des Gebäudes (Bildquelle: ÖBB)



Abbildung 122: Ansicht des Kollektorfeldes am Dach der Lehrwerkstätte (Bildquelle: ÖBB)

7.12.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „ÖBB Lehrwerkstätte“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 123 dargestellt.

Die solarthermische Anlage kann im umgesetzten Konzept in Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus in zwei unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher einspeisen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass solare Wärme direkt aus dem Primärkreis zur Bauteilaktivierung der Bodenplatte herangezogen werden kann.

Aus dem Pufferspeicher werden einerseits der Pufferspeicher zur Warmwasserbereitung sowie andererseits die Raumheizungskreise mit Wärme versorgt. Die Nachheizung erfolgt über eine Anbindung an einen Fernwärmeanschluss.

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 26 Temperatursensoren sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

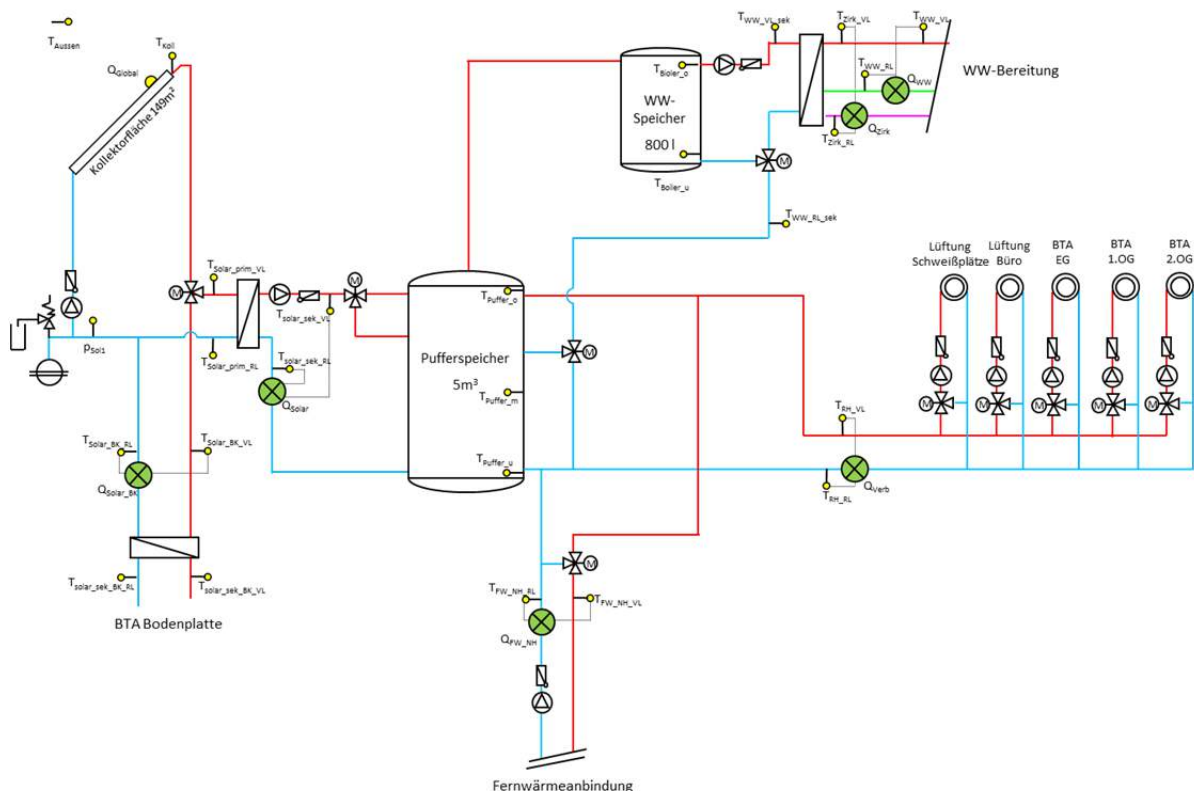


Abbildung 123: Übersichtsblockschaltbild zum Projekt „ÖBB Lehrwerkstätte“

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{Soll1}	Drucksensor Primärkreis
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{\text{Sol VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 1
$T_{\text{Sol RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 1
$T_{\text{Sol BK VL}}$	Vorlauftemperatur BTA Bodenplatte
$T_{\text{Sol BK RL}}$	Rücklauftemperatur BTA Bodenplatte
$Q_{\text{Sol BK}}$	Wärmemengenzähler BTA Bodenplatte
$T_{\text{Sol BK sek VL}}$	Vorlauftemperatur BTA Bodenplatte
$T_{\text{Sol BK sek RL}}$	Rücklauftemperatur BTA Bodenplatte

Solar-Sekundärkreis

$T_{\text{Sol sek VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{Sol sek RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
$Q_{\text{Sol sek}}$	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis

Speicher

$T_{\text{Puffer o}}$	Pufferspeichertemperatur oben
$T_{\text{Puffer m}}$	Pufferspeichertemperatur mitte
$T_{\text{Puffer u}}$	Pufferspeichertemperatur unten

Nachheizung

$T_{\text{FW NH_VL}}$	Vorlauftemperatur Fernwärme Nachheizung
$T_{\text{FW NH RL}}$	Rücklauftemperatur Fernwärme Nachheizung
$T_{\text{FW NH}}$	Wärmemengenzähler Fernwärme Nachheizung

Warmwasserbereitung

$T_{\text{WW VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW VL sek}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung sekundär
$T_{\text{WW RL sek}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung sekundär
$T_{\text{Zirk VL}}$	Vorlauftemperatur Zirkulation
$T_{\text{Zirk RL}}$	Rücklauftemperatur Zirkulation
Q_{Zirk}	Wärmemengenzähler Zirkulation

Raumheizung

$T_{\text{RH VL}}$	Vorlauftemperatur Raumkonditionierung
$T_{\text{RH RL}}$	Rücklauftemperatur Raumkonditionierung
T_{RH}	Wärmemengenzähler Raumkonditionierung

7.12.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 124 bis Abbildung 126) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse zu den relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 365 kWh/m²a prognostiziert (vgl. Abbildung 124).

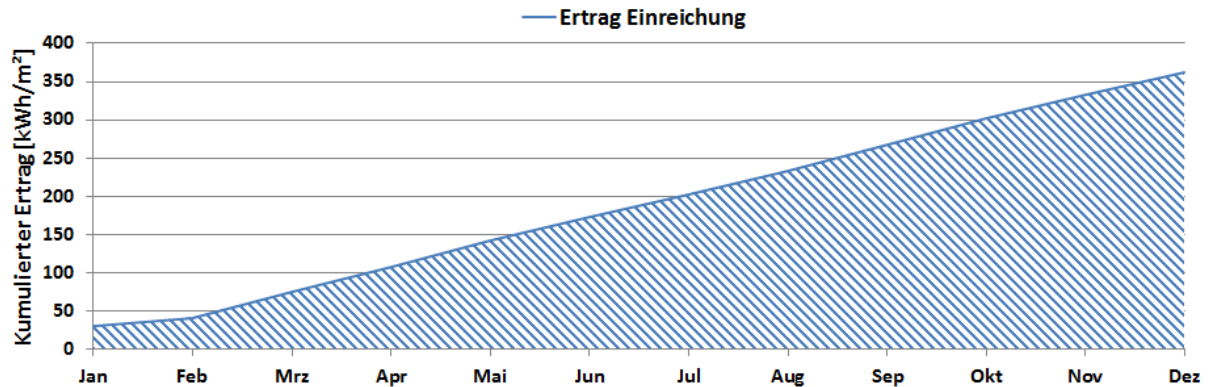


Abbildung 124: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „ÖBB Lehrwerkstätte“

Der solare Deckungsgrad, der die eingespeiste Solarenergie mit der gesamten Wärmeerzeugung vergleicht ist auf Monatsbasis in Abbildung 125 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von rund 50 % prognostiziert.

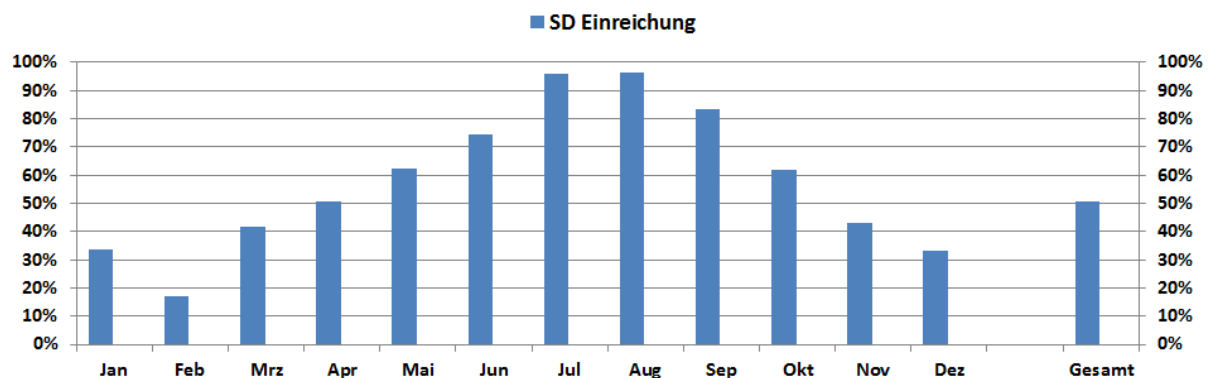


Abbildung 125: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „ÖBB Lehrwerkstätte“.

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 126 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch wurde bei der Einreichung mit 123 MWh angegeben. Der dargestellte Zeitverlauf (kumuliert) basiert auf eigenen Simulationen.

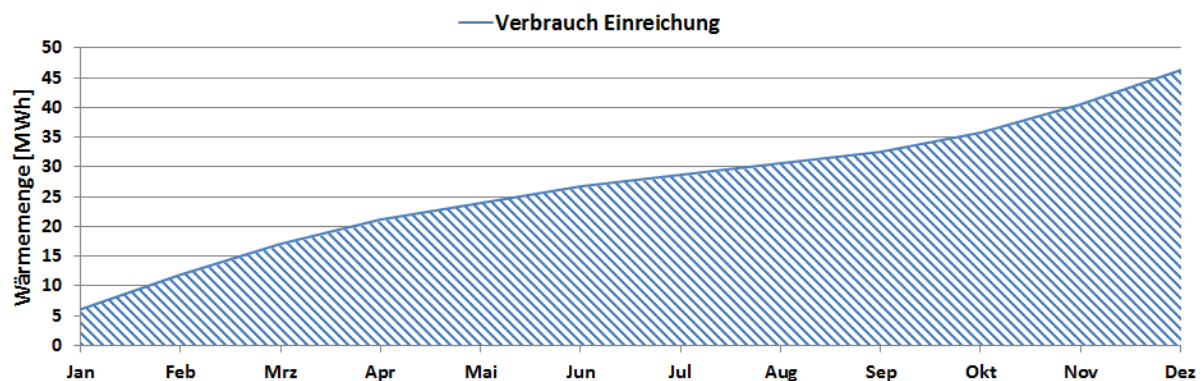


Abbildung 126: Prognostizierter Verlauf des Wärmeverbrauchs für die Anlage „ÖBB Lehrwerkstätte“

7.12.4 Anlagen Status und Tätigkeitbeschreibung

Die Installation der solarthermischen Anlage des Projekts „ÖBB Lehrwerkstätte“ konnte bereits im Laufe des Jahres 2014 fertiggestellt werden. Die Umsetzung des

Monitoringsystem wurde bereits vorbereitet bzw. war in Arbeit, musste jedoch nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber ausgesetzt werden. Hintergrund ist, dass das aktuelle umgesetzte Wärmeversorgungssystem hydraulische und regelungstechnische Probleme aufweist, welche einen Regelbetrieb nicht erlauben und vor Monitoringstart behoben werden müssen. Neben der Behebung bekannter Probleme sind des Weiteren zusätzliche hydraulische und regelungstechnische Anpassungen (Einbindung einer Kaltwasserleitung in die aktivierbaren Bauteile zur Kühlung, hydraulische Anbindung an das Verwaltungsgebäude, Ergänzung des Wärmeverteilungskonzepts um eine Lüftungsanlage) in Planung.

Durch einen Wechsel des bisher zuständigen technischen Personen bzw. Firmen konnten die Arbeiten jedoch noch nicht begonnen werden. Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber ist der Start der Umbauarbeiten im Laufe des Jahres 2016 vorgesehen. Nach Abschluss der Umbauarbeiten wird vom Team der Begleitforschung mit den Arbeiten für die Inbetriebnahme der Datenübertragung begonnen. Verlaufen diese Arbeiten erfolgreich, sprich Messtechnik als auch Anlagenverhalten erscheinen plausibel, ist ein Start in die einjährige Monitoringphase mit Ende 2016/Anfang 2017 möglich.

7.13 Obstverarbeitung Eberl, Stmk.

7.13.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Obstverarbeitung Eberl
<u>Adresse:</u>	8211 Grosspesendorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Solarunterstützte Klimatisierung (Kühlung, Warmwasseraufbereitung und Heizung)
<u>Verbraucher:</u>	<u>Kühlhäuser:</u> Früchte (3 °C, 64 m ³ , 3,3 kW), Saft (10 °C, 800 m ³ , 12,3 kW) <u>Wärme (Spitzenbedarf etwa 300 kW):</u> Pasteurisateur (Rohr-in-Rohr Gegenstromwärmeübertrager für 2500 l/h Saft), Flaschenwaschmaschine (Laugenbecken mit Wärmetauscher), Radiatoren zur Raumheizung (50 kW), Warmwasseraufbereitung (75 kW)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	400 m ² (82 Stk) Vakuumröhrenkollektoren (Changzhou Blueclean Solar)
<u>Ausrichtung:</u>	Süden
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	50 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem</u>	Hackgutkessel (350 kW)
<u>Kältemaschine</u>	Absorptionskältemaschine (19 kW, Pink, PC 19)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	25 % (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	328,3 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	Anlagenerrichtung in Vorbereitung, Projekt in Detailplanungsphase
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Obstverarbeitung Eberl“ (Steiermark) wird eine neue Produktionsstätte gebaut werden, in der größtenteils Früchte aus der Region zu Säften und Nektar verarbeitet werden. Die Wärmeversorgung durch einen Hackgutkessel (350 kW) und ebenso die Kälteversorgung werden von einer 400 m² großen solarthermischen Anlage unterstützt. Die Wärmeverbraucher sind eine Fruchtsaftpasteurisationsanlage (Rohr-in-Rohr Gegenstromwärmetauscher), eine Flaschenwaschanlage, Warmwasserbereitung (externer Wärmetauscher) und Raumheizung (Radiatoren), sowie die thermisch angetriebene Absorptionskältemaschine, die Wärme aus zwei Kühlhäusern (64 m³ und 800 m³) über einen Kühlturm abführt. Da die Absorptionskältemaschine in einem Leistungsbereich von etwa 5 bis 19 kW modulierend arbeitet, wird auf einen Kältepufferspeicher verzichtet.

Das 400 m² große Kollektorfeld wird auf dem Dach der neuen Produktionshalle montiert und nach Süden orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 35°. Bei den verwendeten Kollektoren handelt es sich um Heatpipe-Vakuumröhrenkollektoren mit Reflektoren. Mit diesem Energiesystem soll die Wärmeversorgung zu 25 % über Solarwärme erfolgen (Jahressimulationswert aus Einreichung).

7.13.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 127 zeigt das Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Obstverarbeitung Eberl“. Das Solarsystem (400 m²) speist über einen externen Wärmetauscher je nach Temperaturniveau in den wärmeren oder kühleren der zwei seriell geschalteten Pufferspeicher (jeweils 25000 l) ein. Mithilfe drehzahlgesteuerter Umwälzpumpen im

Solarprimär- und -sekundärkreis wird auf eine Sollvorlauftemperatur von 95 °C im Solarsekundärkreis geregelt. Mit einem handbetätigten Dreiwegeventil im Rücklauf des Solarsekundärkreises kann die Pufferbeladung in Jahreszeiten mit weniger solarer Einstrahlung auf den wärmeren Pufferspeicher eingeschränkt werden, dabei wird auch die Umschaltung im Vorlauf angepasst. Als Nachheizungssystem wird ein Hackgutkessel (350 kW) eingesetzt, der entweder nur den wärmeren oder beide seriell geschalteten Pufferspeicher belädt. Die beiden Pufferspeicher sollen eine möglichst gute Temperaturschichtung ermöglichen. Entsprechend sind die Wärmeerzeuger und -verbraucher aufgrund ihrer Vor- und Rücklauftemperaturen an die Pufferspeicher angeschlossen. Die maximal zapfbare Vorlauftemperatur der Verbraucher sinkt vom Pasteurisateur über den Austreiber der Kältemaschine, die Flaschenwaschmaschine, die Warmwasseraufbereitung (75 kW) bis hin zu den Radiatoren (50 kW). Der Austreiber der Absorptionskältemaschine (19 kW Kälteleistung) wird mit Wärme aus den Pufferspeichern versorgt, wobei ein Temperaturniveau von bereits 75 °C für den Betrieb der Absorptionskältemaschine ausreicht. Dabei wird Wärme aus den beiden Kühlhäusern (Früchte: 3 °C, 64 m³, 3,3 kW; Saft: 10 °C, 800 m³, 12,3 kW) über einen Kühlturm (50 kW) abgeführt. Die Ausdehnungsgefäße der beiden Wärmeerzeuger, aber auch die Druckhalteanlage haben in ihren Anschlussleitungen Kühler integriert, die diese Apparate vor zu hoher Medientemperatur schützen sollen.

Abbildung 127 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Acht Wärmemengenzähler, fünf Stromzähler, 26 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis, sowie zwei Ventilstellungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

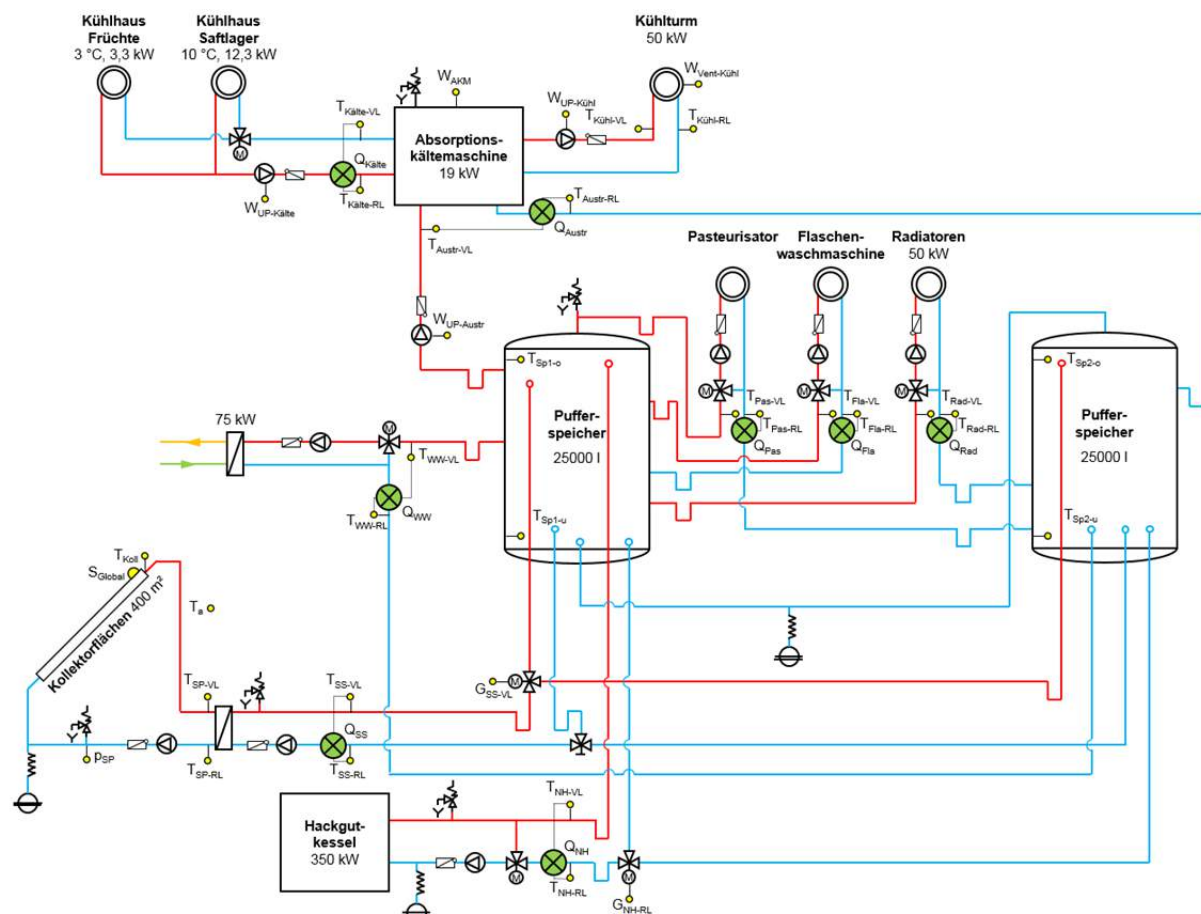


Abbildung 127: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Obstverarbeitung Eberl“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck-, Einstrahlungssensoren, Stellungsaufnehmer sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

T_a	Temperatur der Außenluft
S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{\text{SP-RL}}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis
Q_{SS}	Wärmezähler im Solarsekundärkreis
$T_{\text{SS-VL}}$	Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis
$T_{\text{SS-RL}}$	Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis
$G_{\text{SS-VL}}$ oder 2	Stellung des Umschaltventils zur Einspeisung in Pufferspeicher 1 und 2

Pufferspeicher

$T_{\text{Sp1-u}}$	Temperatur im Pufferspeicher 1 unten
$T_{\text{Sp1-o}}$	Temperatur im Pufferspeicher 1 oben
$T_{\text{Sp2-u}}$	Temperatur im Pufferspeicher 2 unten
$T_{\text{Sp2-o}}$	Temperatur im Pufferspeicher 2 oben

Nachheizung (Hackgutkessel)

Q_{NH}	Wärmezähler im Nachheizungskreis
$T_{\text{NH-VL}}$	Vorlauftemperatur im Nachheizungskreis
$T_{\text{NH-RL}}$	Rücklauftemperatur im Nachheizungskreis
$G_{\text{NH-RL}}$	Stellung des Umschaltventils zur Nachheizung von Pufferspeicher 1 oder zusätzlich auch 2

Heizung (Pasteurisateur, Flaschenwaschmaschine, Radiatoren) und Warmwasserbereitung

Q_{PAS}	Wärmezähler Pasteurisateur
$T_{\text{PAS-VL}}$	Vorlauftemperatur zum Pasteurisateur
$T_{\text{PAS-RL}}$	Rücklauftemperatur vom Pasteurisateur
Q_{FLA}	Wärmezähler Flaschenwaschmaschine
$T_{\text{FLA-VL}}$	Vorlauftemperatur zur Flaschenwaschmaschine
$T_{\text{FLA-RL}}$	Rücklauftemperatur von der Flaschenwaschmaschine
Q_{RAD}	Wärmezähler Radiatoren
$T_{\text{RAD-VL}}$	Vorlauftemperatur zu den Radiatoren
$T_{\text{RAD-RL}}$	Rücklauftemperatur von den Radiatoren
Q_{WW}	Wärmezähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW-VL}}$	Vorlauftemperatur der Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW-RL}}$	Rücklauftemperatur der Warmwasserbereitung

Absorptionskältemaschine für die Kühlhäuser

Q_{Austr}	Wärmezähler Austreiber
$T_{\text{Austr-VL}}$	Vorlauftemperatur zum Austreiber
$T_{\text{Austr-RL}}$	Rücklauftemperatur vom Austreiber
$W_{\text{UP-Austr}}$	Stromzähler Umwälzpumpe Austreiber
$Q_{\text{Kälte}}$	Wärmezähler Kälte
$T_{\text{Kälte-VL}}$	Vorlauftemperatur Kälte
$T_{\text{Kälte-RL}}$	Rücklauftemperatur Kälte
$W_{\text{UP-Kälte}}$	Stromzähler Umwälzpumpe Kälte
$T_{\text{Kühl-VL}}$	Vorlauftemperatur Rückkühlung (Kühlturm)
$T_{\text{Kühl-RL}}$	Rücklauftemperatur Rückkühlung (Kühlturm)

$W_{UP-Kühl}$	Stromzähler Umwälzpumpe Rückkühlung (Kühlturm)
$W_{Vent-Kühl}$	Stromzähler Ventilator Rückkühlung (Kühlturm)
W_{AKM}	Stromzähler Absorptionskältemaschine

7.13.3 Kennzahlen der Simulation

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Simulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort Graz und Abschätzungen zum saisonal schwankenden Verbrauch. Abbildung 88 zeigt die eingereichten Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag beträgt 328 kWh/m².

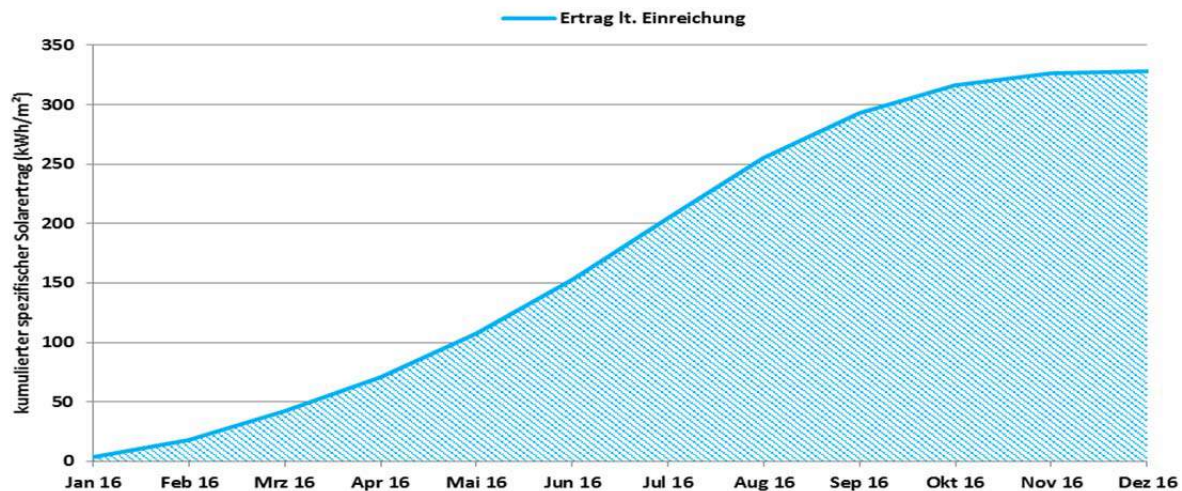


Abbildung 128: Spezifischer Solarertrag (Simulationswert) der Anlage „Obstverarbeitung Eberl“

Der solare Deckungsgrad, der die eingespeiste Solarenergie mit der gesamten Wärmeerzeugung vergleicht ist auf Monatsbasis in Abbildung 89 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von 25 % prognostiziert.

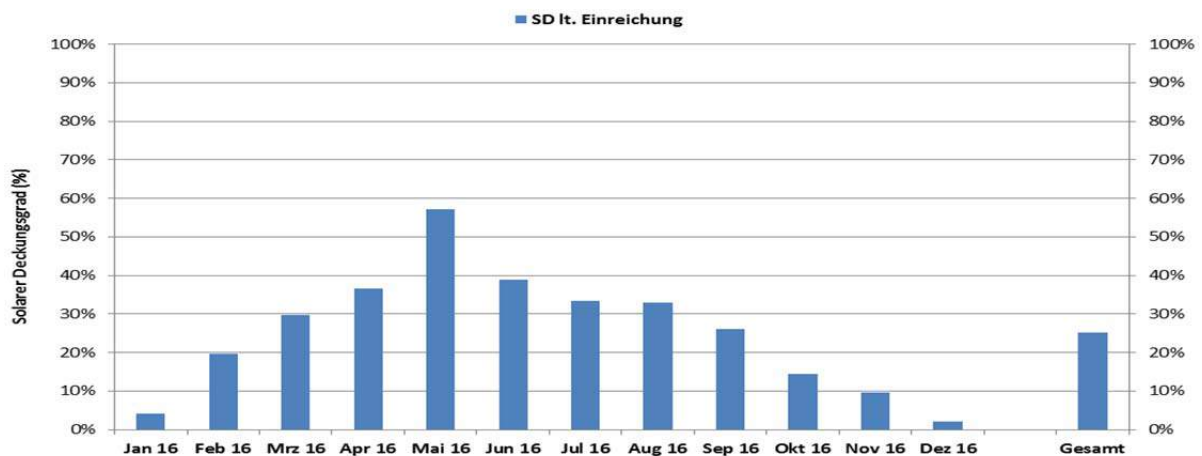


Abbildung 129: Solarer Deckungsgrad (Simulationswert) der Anlage „Obstverarbeitung Eberl“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 90 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch wurde bei der Einreichung mit 123 MWh angegeben. Der dargestellte Zeitverlauf (kumuliert) basiert auf eigenen Simulationen.

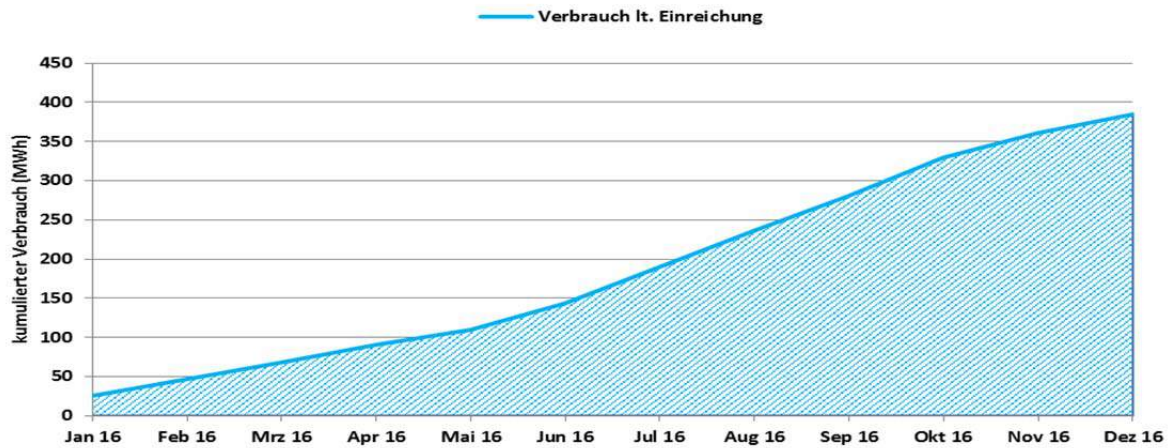


Abbildung 130: Verbrauch (Simulationswert) der Anlage „Obstverarbeitung Eberl“

7.13.4 Anlagen Status Quo

Die Umsetzung des Projekts wurde bereits mit Ende des Jahres 2015 gestartet, musste jedoch auf Wunsch des Betreibers gestoppt werden. Nach aktuellem Stand werden Teile des Gesamtprojekts (Produktionsgebäude) verkleinert ausgeführt, die Solaranlage ist davon aber nicht betroffen und soll im geplanten Umfang umgesetzt werden. Die Fortsetzung der Arbeiten am Projekt und in weiterer Folge eine Fortführung der Arbeiten des Teams der Begleitforschung ist für Oktober 2016 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., 2015a:

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., 2015b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 4. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2016a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., 2016b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016