

3. Zwischenbericht zum Projekt

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN 2012“**

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 Institut 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 MIT GESTARTETER MONITORINGPHASE UND DARSTELLUNG ERSTER MESSERGEBNISSE	16
7.1	Biowärme Mallnitz, Kärnten	16
8	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE MIT GESTARTETER MONITORINGPHASE UND DARSTELLUNG ERSTER MESSERGEBNISSE	30
8.1	Trotec Marchtrenk, OÖ	30
8.2	Autohaus Esthofer, OÖ	49
8.3	Solare Trocknung Schickmaier, OÖ	69
8.4	Wohnanlage Lexengasse, Sbg.	74
8.5	Nahwärme Maria Gail, K.....	80
9	LITERATURVERZEICHNIS.....	85

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 6 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.Bsp. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand bei 6 Projekten die solarunterstützte Wärmeversorgung bereits in Betrieb ist, bei 3 Projekten das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam gestartet wurde und bei einem Projekt die einjährige Monitoringphase bereits erfolgreich abgeschlossen werden konnte.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- o Kontakthaltung mit 6 im Monitoringprogramm befindlichen Förderwerbern 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 6 Projekte
- o Begleitung bei der Umsetzung Monitoringsystems bei insgesamt 6 Projekten
- o Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- o Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs bei drei Projekten gestartet
- o Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – Darstellung der in Betrieb befindlichen Messanlagen
- o Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.

- o Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2013, 2014 und 2015 die Basis für Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu 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 23 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie drei Artikel in Fachzeitschriften (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2013, 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 23 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 2012 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für das Ausschreibungsjahr 2010 sowie die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2011, 2013 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 (15 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 bisher bei 6 Projekten die solarunterstützte Wärmeversorgung umgesetzt wurde und bei einem Projekt die einjährige Monitoringphase bereits erfolgreich abgeschlossen werden konnte. Bei 9 Projekten entschieden sich die Förderwerber gegen die Anlagenumsetzung (siehe Abbildung 1).

Einspeisung in Wärmenetz	m²	Solare Prozesswärme	m²
Biowärme Mallnitz, Ktn.	438	Solare Trocknung Schickmaier, OÖ	314
Wohnanlage Lexengasse, Sbg.	381	European Green Energy Park Wipptal, T	1279
Nahwärme Maria Gail, Ktn.	175	Triple A Aqua Service, Stmk.	214
Bioenergie Binder, Bgld.	260	Ottakringer Brauerei, W	1086
		Greiner Multifoam, OÖ	108
		Betonteilerwärmung Oberndorfer, NÖ	974
Hohe solare Deckungsgrade	m²	Klimatisierung	m²
Trotec Marchtrenk, OÖ	160	Zotter Schokoladen, Stmk.	300
Autohaus Esthofer, OÖ	260	Vossen, Bgld.	241
Hotel Cryston, W	118		

Anlage wird realisiert

Anlage wird nicht realisiert.

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2012)

Von den 6 umgesetzten Anlagen, konnte bei einer Anlage („Biowärme Mallnitz“) die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen sowie bei 2 weiteren Projekten („Trotec Marchtrenk“ und „Autohaus Esthofer“) mit der Monitoringphase begonnen werden. Bei drei weiteren Projekten („Solare Trocknung Schickmaier“, „Wohnanlage Lexengasse“ und „Nahwärme Maria Gail“) befindet sich die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit. Details zum Umsetzungsstatus der einzelnen Projekte können im Überblick Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 6 Projekten im Förderprogramm 2012

Nr.	Projektname und Bruttokollektorfläche	Projektstatus	Zuständigkeit Begleitforschung
1)	Biowärme Mallnitz, Ktn. 438 m ² Kollektorfläche	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
2)	Trotec Marchtrenk, OÖ 160 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Monitoring läuft	AEE INTEC
3)	Autohaus Esthofer, OÖ 260 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Monitoring läuft	AIT
4)	Solare Trocknung Schickmaier, OÖ 314 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
5)	Wohnanlage Lexengasse, Sbg. 381 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
6)	Nahwärme Maria Gail, Ktn. 175 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AIT

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat und die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen. Ab diesem Zeitpunkt startet dann die offizielle, einjährige Monitoringphase. Den zweiten relevanten Zeitpunkt bildet der Abschluss der einjährigen Monitoringphase, der ebenso vom Team der Begleitforschung bestätigt wird. Der Status zu den bisher in diesem Zusammenhang für Anlagen aus dem Förderprogramm 2012 ausgestellten Bestätigungen ist Abbildung 2 zu entnehmen. Bei AEE INTEC werden 4 Projekte begleitet, bei AIT sind es 2.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Biowärme Mallnitz, Ktn.			Aug. 14	Jul. 15
Trotec Marchtrenk, OÖ			Mrz. 15	
Lexengasse, Sbg.				
Schickmaier, OÖ				

AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Autohaus Esthofer, OÖ			Sep. 15	
Nahwärme Maria Gail, Ktn.				

Abbildung 2: Status Quo der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 6 Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2012)

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

Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems

Die Anlageneigentümer und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung konnten diese Leistungen für 6 Anlagenbetreiber erbracht werden. Bei drei Anlagen erfolgte bereits die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings, was Arbeitsschritte wie z.B. Prüfung der Sensorpositionen, die Programmierung der Datenloggersoftware, das Klemmen aller Sensorkabel am Datenlogger, die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung (Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnikinbetriebnahme notwendigen Vororttermins erfolgte auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und auch an den Anlageneigentümer kommuniziert.

Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank

Bei dem Projekt „Biowärme Mallnitz“ mit in Betrieb befindlicher Messdatenerfassung werden die Messdaten am Datenlogger zwischengespeichert und einmal täglich per Fernzugriff (je nach örtlicher Gegebenheit über Festnetz, GSM-Netz, Internet) ausgelesen und in weiterer Folge in einer eigens definierten Datenbank für Messdaten abgelegt. Beim Einspielen in die Datenbank erfolgt eine erste automatisierte Plausibilitätsprüfung der Messdaten (Vollständigkeit, Messdatenformat, Grenzwertüberschreitung, etc.).

Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung befand sich ein Projekt in der einjährigen Monitoringphase. Ziel der messdatengestützten Anlagenanalyse ist eine Plausibilitätsüberprüfung der Vorgänge in allen hydraulischen Kreisläufen (Solarsystem, Nachheizung und Wärmeverbraucher). Zu diesem Zwecke werden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) sollen diese Analysen sehr detailliert erfolgen. Danach gehen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

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

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

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 ein Projekt in der einjährigen Messphase angewandt.

Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, wird in weiterer Folge versucht, diese in Zusammenarbeit mit den Anlageneigentümern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installateure, Regelungsunternehmen, Elektriker, etc.) auch zu erschließen. Die Messdatenanalyse schafft hier gute Möglichkeiten, getätigte Modifikationen hinsichtlich ihrer Wirkung zu überprüfen.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Februar 2014 bis Februar 2016) 23 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2013, 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 Berichtszeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 19. bis 20. März 2013, Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Solarthermische Großanlagen kombiniert mit Wärmepumpen	ca. 50
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung der WKO Vorarlberg 23. Mai 2013, Dornbirn, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 40
Themenveranstaltung	Energy Talk 16. Oktober 2013, Graz, Österreich	Solarthermische Großanlagen – Märkte, Potenziale und Chancen für österreichische Unternehmen	ca. 300
Workshop	IEA Workshop 24. Oktober 2013, Leoben-Göss Österreich	Solarthermische Großanlagen in Österreich-Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 50
Symposium	Sonnensymposium - eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfner 15. Jänner 2014 Graz, Österreich	Umsetzungserfahrungen und messtechnisch unterstützte Betriebsanalysen zu großen Solarwärmanlagen 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

Themen- veranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solare Netzeinspeisung im Praxistest – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themen- veranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarthermie, Erdspeicher und Wärmepumpe für hohe solare Deckungsgrade im Gewerbe	ca. 50
Themen- veranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarwärme für die Industrie - solare Prozesswärme – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themen- veranstaltung	Biomassenahwärme: Mit Kondensations- und Solaranlagen fit für die Zukunft? 26. Juni 2015, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und Betriebsanalysen zu solaren Wärmenetz-integrationen	ca. 100
Workshop	Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich	Solar thermal integration into DH networks– practical examples	21
Workshop	Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich	Increasing the return flow with HP – a practical example	21
Symposium	International Conference on SHC for Buildings and Industry 2015 2. bis 4. Dezember 2015, Istanbul, Türkei	Findings from monitoring and system analysis of combined solar thermal and heat pump systems in Austria	ca. 200

Weiters wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, drei Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2013, 2014 und 2015).

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	Umweltschutz Nr. 05/2013	Nachhaltigkeit im großen Maßstab
Artikel	energie:bau August 2013	Energieautonom einmal ganz anders
Artikel	Erneuerbare Energie – Zeitschrift für nachhaltige Energiezukunft 2015-3	Ergebnisse zu messtechnisch begleiteten solaren Großanlagen in österreichischen Wärmenetzen

In unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2013, 2014 und 2015 wurden, wie in Tabelle 4 angeführt, innerhalb des Projektzeitraums zwei akademische Arbeiten verfasst.

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

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Betriebsdatenanalyse und Benchmarking solarthermischer Großanlagen	Christian Tauber 2014	KF-Universität Graz
Messdatengestützte Analyse solarthermischer Großanlagen	Maria Moser 2015	Fachhochschule Technikum Wien

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 6 schon in Betrieb befindlichen Anlagen, konnte bereits bei einer Anlage („Biowärme Mallnitz“) die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen sowie bei 2 weiteren Projekten („Trotec Marchtrenk“ und „Autohaus Esthofer“) mit der Monitoringphase begonnen werden. Zur Darstellung der bisherigen Ergebnisse aus der Begleitforschung werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche.

Im Allgemeinen gilt zu beachten, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

Der gemessene solare Ertrag bei dem Projekt „Biowärme Mallnitz“ liegt, wie in der Abbildung 3 erkennbar, nach Abschluss des einjährigen Betrachtungszeitrauma hinter dem Prognosewert. Die Gründe hierfür liegen vornehmlich in den zum Zeitpunkt der Einreichung prognostizierten Kennwert, welcher in Anbetracht der Rahmenbedingungen bei diesem Projekt (eingesetzter Kollektortyp, Temperaturniveaus der Verbraucher, etc.) als höchst ambitioniert angesehen werden muss. Des Weiteren wurden im Betrachtungszeitraum deutlich geringere Einstrahlungsleistungen im Vergleich zu den Einstrahlungsdaten aus der Simulation (siehe Kapitel 7.1) gemessen.

Ein weiteres Projekt („Trotec Marchtrenk“) befindet sich kurz vor Abschluss der einjährigen Monitoringphase und zeigt hinsichtlich des Vergleichs des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Prognosewert sehr gute Ergebnisse. Bei drei weiteren Projekten („Solare Trocknung Schickmaier“, „Wohnanlage Lexengasse“ und „Nahwärme Maria Gail“) befindet sich die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit. Die jeweiligen prognostizierten solaren Erträge sind als schwarze Striche dargestellt.

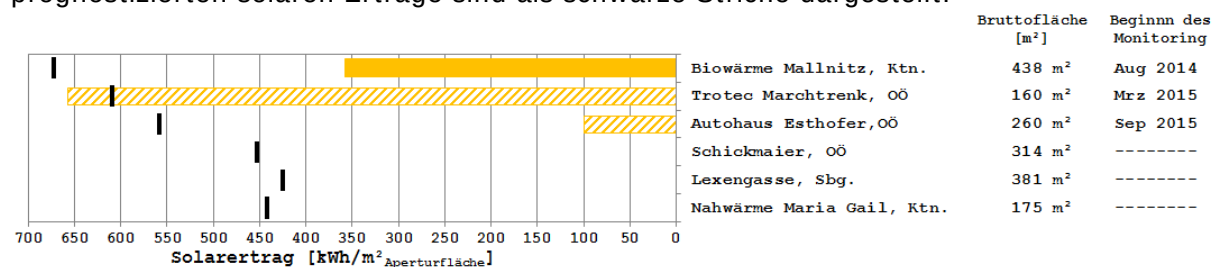


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

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

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

Gleichung 1

Q_{Solar} jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises

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

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (rote Balken) mit dem prognostizierten solaren Deckungsgrad (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Hinsichtlich der Interpretation der erzielten solaren Deckungsgrade der Anlage „Biowärme Mallnitz“ liegt der Messwert nach abgeschlossener einjähriger Monitoringphase unter dem Prognosewert. Der Grund hierfür ist der im Vergleich zur Simulation geringere Solarertrag (vgl. Abbildung 3). Bei der Anlage „Trotec Marchtrenk“ liegt der solare Deckungsgrad kurz vor Abschluss der Monitoringphase, aufgrund hoher Solarerträge und geringerer Verbräuchen, über dem Prognosewert.

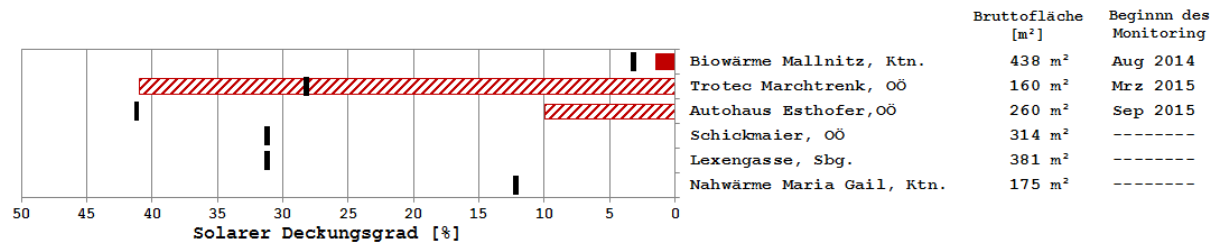


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungs-systeme ist der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den gemessenen Wärmeverbrauch im Vergleich mit dem Prognosewert. Wie aus der Abbildung ersichtlich, liegt der gemessene Verbrauch nach dem Ende des Messzeitraums der Anlage „Biowärme Mallnitz“ auf Höhe des Prognosewertes. Der gemessene Gesamtwärmebedarf der Anlage „Trotec Marchtrenk“ liegt einen Monat vor Ende der Monitoringphase deutlich unter dem Prognosewert.

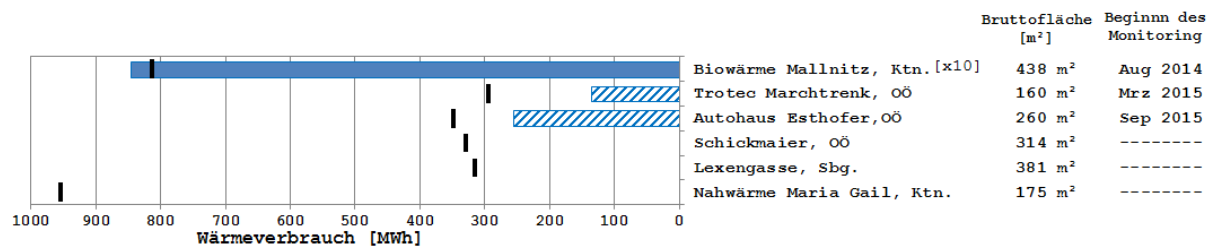


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

7 Beschreibung der Projekte mit gestarteter Monitoringphase und Darstellung erster Messergebnisse

Wie in Tabelle 1 beschrieben, konnte bereits bei einem Projekt die ein Betriebsjahr umfassende Monitoringphase abgeschlossen werden. Nachfolgend sind dazu sowohl allgemeine Anlagenbeschreibungen als auch die wesentlichen Messergebnisse dargestellt.

7.1 Biowärme Mallnitz, Kärnten

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Biowärme Mallnitz
<u>Adresse:</u>	9822 Mallnitz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein kommunales Nahwärmenetz
<u>Verbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit ca. 4 MW Heizlast
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	438 m ² , Flachkollektor (Hoval GFK-ALGT)
<u>Neigung:</u>	45° auf Heizhausdach aufgeständert
<u>Ausrichtung:</u>	150°
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Biomassekessel 1.700 kW (Grundlast) Ölkessel 2.000 kW (Spitzenlast) Biomasse-BHKW mit 550 kW _{thermisch}
<u>Energiespeichervolumen:</u>	80 m ³
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	1,5 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	358 kWh/m ² a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen mit August 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Biowärme Mallnitz betreibt in Mallnitz ein Fernwärmenetz zur Versorgung von aktuell 125 Gebäuden (Gewerbebetriebe, Volksschule, Ein- und Mehrfamilienhäuser, Schwimmbad, etc.). Die Netzlänge des Fernwärmenetzes wurde seitens des Betreibers mit rund 7 km angegeben. Die Anschlussleistung beträgt 4 MW, die Versorgungstemperaturen in der Heizperiode liegen bei 90/52°C bzw. bei 85/42°C in den Sommermonaten.

Im Zuge der Vergrößerung des Fernwärmenetzes um weitere Abnehmer wurde Mitte 2013 mit den Bauarbeiten für den Ausbau des Heizhauses begonnen. Nach sechsmonatiger Bauzeit wurde eine thermische Solaranlage mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 438 m² (siehe Abbildung 6), ein 80 m³ Pufferspeicher (siehe Abbildung 7, rechte Abbildung) sowie ein Biomasse-BHKW mit einer maximalen thermischen Leistung von 550 kW errichtet.

Nach Auskunft des Betreibers, soll in den Sommermonaten die auftretende Netznachfrage weitestgehend über das Biomasse-BHKW bereitgestellt werden. Die notwendige Versorgungssicherheit in den Sommermonaten wird durch die Kombination des 438 m²-großen Kollektorfelds mit dem 80 m³ Pufferspeicher gewährleistet. In weiterer Folge wird durch dieses umgesetzte Konzept ein sowohl ökonomischer als auch ökologischer Sommerbetrieb erreicht und die Betriebsstunden des Biomassekessels im ungünstigen Teillastbetrieb können deutlich reduziert und ein Einschalten des Ölkessels weitestgehend verhindert werden.

Die mittels des Biomasse-BHKWs gewonnene elektrische Energie wird laut Betreiber in das Netz der „Kelag“ eingespeist. Laut Betreiber können somit pro Jahr rund 400 Haushalte mit Strom versorgt werden.



Abbildung 6: Ansicht des Heizwerks „Biowärme Mallnitz“ mit den aufgeständerten Kollektoren (Bildquelle: Hoval Gesellschaft m.b.H.)



Abbildung 7: Detailaufnahme der Kollektorreihen (links, Bildquelle: Biowärme Mallnitz) sowie des 80 m³ Pufferspeichers im Zuge des Errichtung (rechts, Bildquelle: Biowärme Mallnitz)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Biowärme Mallnitz“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 8 dargestellt. Dabei bildet der 80 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs (Solaranlage, Biomasse-BHKW, Biomasse- und Ölkessel) als auch der Wärmeoutput (Verbrauch im Nahwärmenetz und Hackguttrockner) erfolgen über den Speicher. Die solarthermische Anlage kann je nach Temperaturniveau den Pufferspeicher in vier unterschiedlichen Höhen beschicken. Die anderen Wärmeerzeuger speisen oben in den Pufferspeicher ein und entnehmen den Rücklauf im untersten Bereich des Speichers. Der Biomassekessel ist manuell zündend und weist eine maximale Leistung von rund 1700 kW auf. Die thermische Leistung des Biomasse-BHKWs liegt in Abhängigkeit der Jahreszeit bzw. des Netzbedarfs zwischen 480 kW und 550 kW (manuell regelbar). Der Ölkessel als Not- und Spitzenlastkessel hat eine maximale Leistung von 2000 kW.

Die Betriebszeiten der Trocknungsanlage sind laut Anlagenbetreiber grundsätzlich an den Betrieb des Biomasse-BHKWs gekoppelt. Die Trocknungsanlage kann im Bedarfsfall jedoch auch manuell ab- oder zugeschaltet werden. Die Versorgung der Wärmeverbraucher erfolgt über ein für diese Anwendung typisches Zwei-Leiter-Netz.

Das Monitoringkonzept umfasst sechs Wärmemengenzähler, 22 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

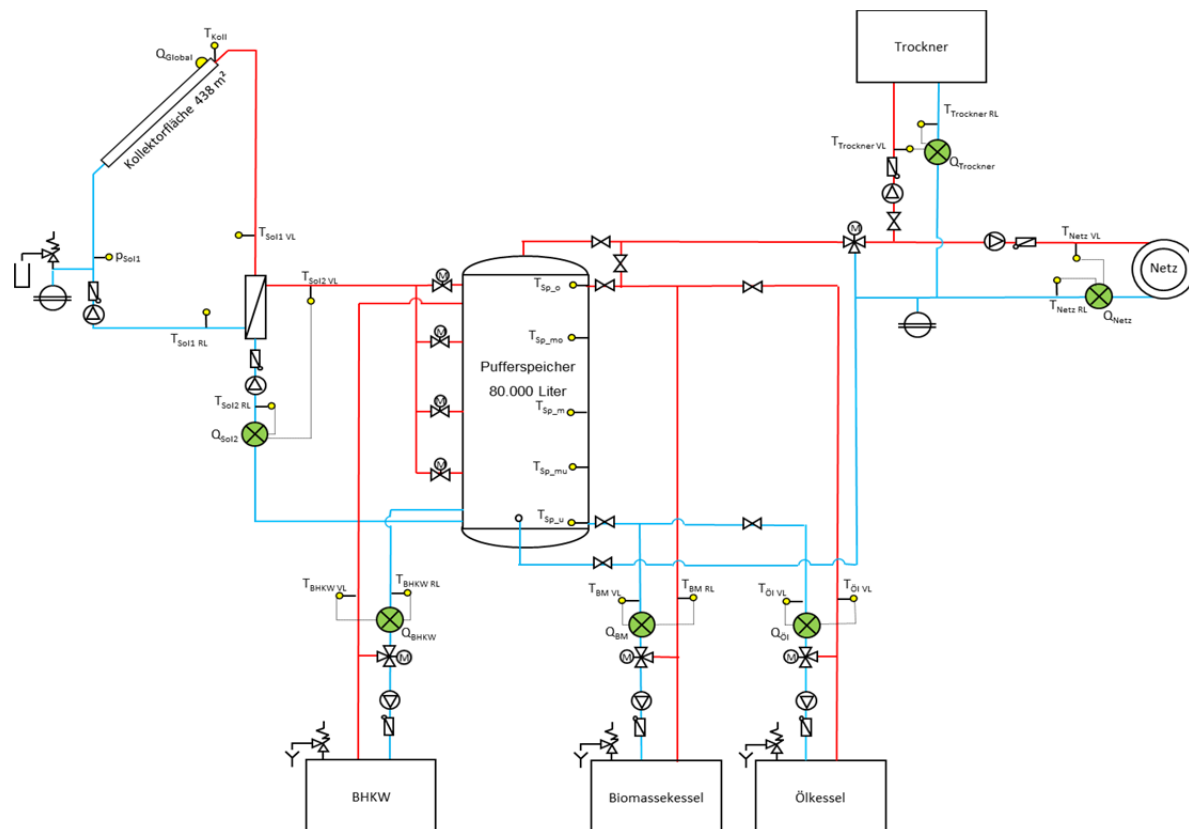


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Biowärme Mallnitz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor
T_{Koll}	Kollektortemperatur
P_{Sol1}	Drucksensor Primärkreis
$T_{\text{Sol1 VL}}$	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
$T_{\text{Sol1 RL}}$	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
Q_{Sol2}	Wärmemengenzähler Sekundärkreis
$T_{\text{Sol2 VL}}$	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
$T_{\text{Sol2 RL}}$	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

Pufferspeicher

$T_{\text{Sp o}}$	Pufferspeichertemperatur Oben
$T_{\text{Sp mo}}$	Pufferspeichertemperatur Mitte Oben
$T_{\text{Sp m}}$	Pufferspeichertemperatur Mitte
$T_{\text{Sp mu}}$	Pufferspeichertemperatur Mitte Unten
$T_{\text{Sp u}}$	Pufferspeichertemperatur Unten

Heizungssystem

Q_{BHKW}	Wärmemengenzähler Biomasse-BHKW
$T_{\text{BHKW VL}}$	Vorlauftemperatur Biomasse-BHKW
$T_{\text{BHKW RL}}$	Rücklauftemperatur Biomasse-BHKW
Q_{BM}	Wärmemengenzähler Biomassekessel
$T_{\text{BM VL}}$	Vorlauftemperatur Biomassekessel
$T_{\text{BM RL}}$	Rücklauftemperatur Biomassekessel
$Q_{\text{Öl}}$	Wärmemengenzähler Ölkessel
$T_{\text{Öl VL}}$	Vorlauftemperatur Ölkessel
$T_{\text{Öl RL}}$	Rücklauftemperatur Ölkessel

Nahwärmenetz & Trockner

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

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 9 zeigt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Biowärme Mallnitz“. Der Wärmeeintrag findet zum einen über die Solaranlage (gelb) als auch über den Biomassekessel (rot), den Ölkessel (grau) sowie über das Biomasse-BHKW (grün) statt. Verbraucher sind das Fernwärmenetz (hellblau) sowie die Hackguttrocknungsanlage (dunkelblau).

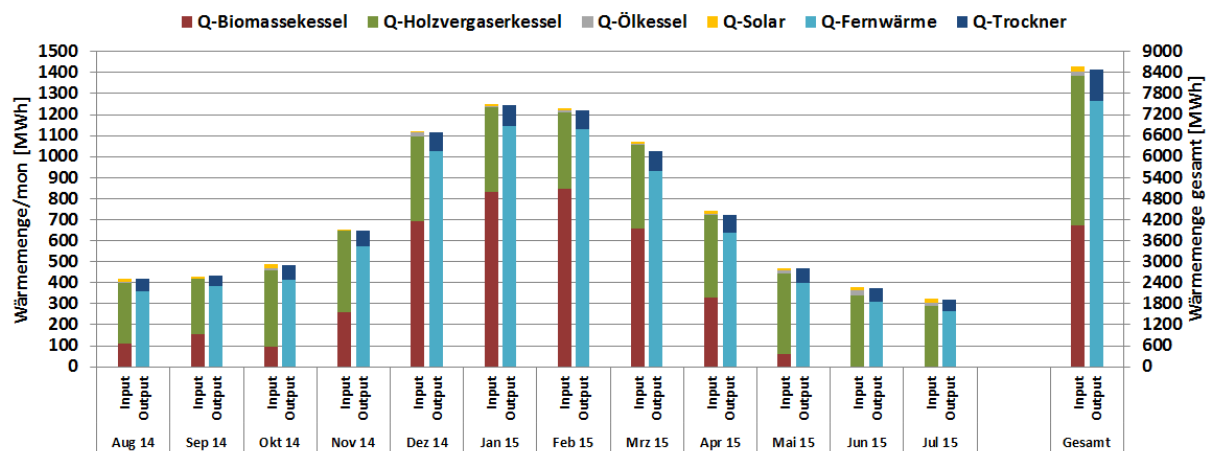


Abbildung 9: Energiebilanz der Anlage „Biowärme Mallnitz“ (August 2014 bis Juli 2015)

7.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 10 bis Abbildung 13) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Prognosewerte als auch die im bisherigen Zeitraum 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 „Biowärme Mallnitz“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung soll ein Jahressolarertrag von 670 kWh/m^2 erreicht werden (Abbildung 10). Der tatsächliche gemessene Verlauf liegt mit 358 kWh/m^2 deutlich unter dem Prognosewert. Die Ursache dieser Abweichung kann überwiegend auf die sehr optimistischen bzw. ambitionierten Simulationsergebnisse für die Kennzahl des Jahressolarertrags zum Zeitpunkt der Einreichung zurückgeführt werden.

Des Weiteren lagen die gemessenen Einstrahlungsleistungen im Betrachtungszeitraum deutlich hinter dem der Simulation zugrunde gelegten Annahmen zurück. Die Abweichung von der gemessenen Einstrahlung mit den Einstrahlungsdaten aus der Simulation ist in Abbildung 10 (blau strichliert und orange strichliert) erkennbar. Im Zuge der Detailanalysen konnte festgestellt werden, dass das Kollektorfeld ganzjährig durch die umliegenden Berge in den Morgen- und Nachmittagsstunden verschattet wird. Eine Darstellung der Globalstrahlung über den Tagesverlauf hinweg für fünf einstrahlungsreiche Tage in den Monaten August, September, November, Dezember und Jänner ist in

Abbildung 11 abgebildet. Es ist in der Darstellung deutlich erkennbar, dass das Kollektorfeld ganzjährig durch die umliegenden Berge in den Morgen- und Nachmittagsstunden verschattet wird. Das Kollektorfeld wird, wie in der Darstellung erkennbar, im Wintermonat Jänner bis ca. 9:30 Uhr und bereits wieder ab 13:30 Uhr verschattet. Im Sommermonat August 2014, ist eine Verschattung bis 8:00 Uhr und dann wieder ab 16:00 Uhr anhand des Verlaufs der Globalstrahlung erkennbar. Diese Verschattung des Kollektorfeldes wirkt sich dementsprechend auf den generierbaren solaren Ertrag der Anlage aus.

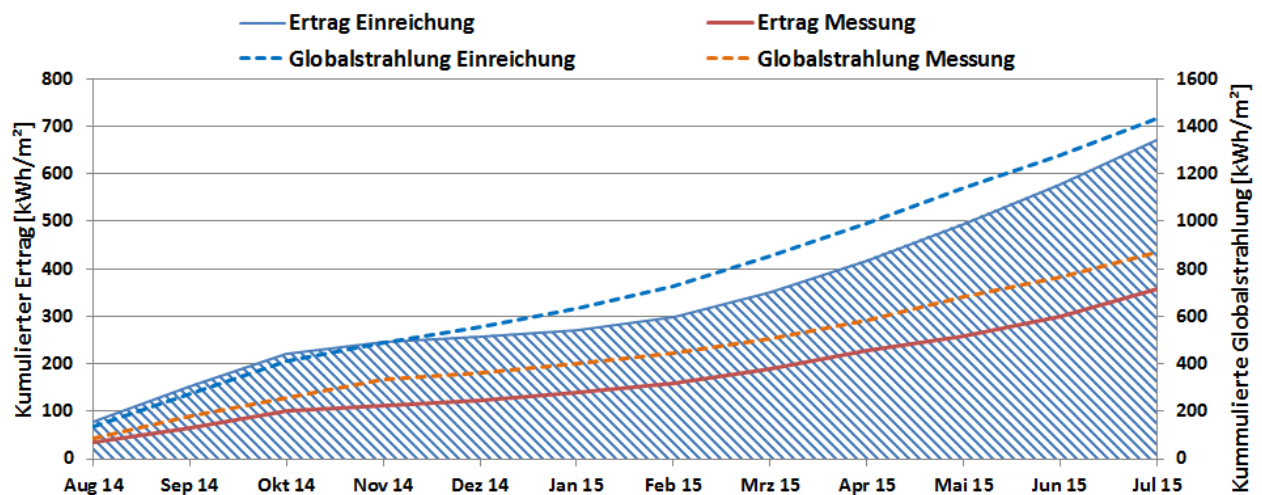


Abbildung 10: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags und der gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert des spezifischen Ertrags bzw. dem Klimadatensatz aus der Simulation für die Anlage "Biowärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

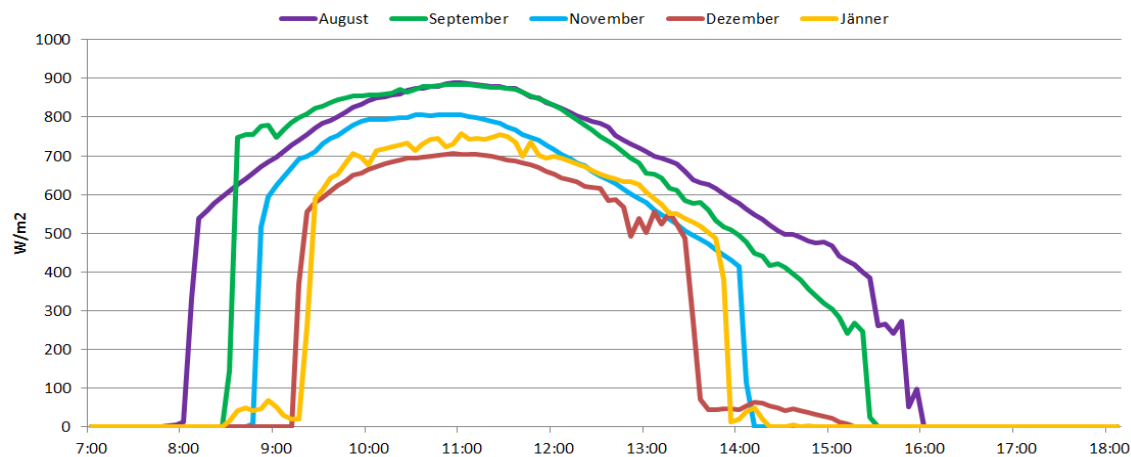


Abbildung 11: Tagesverlauf der gemessenen Globalstrahlung für fünf einzelne einstrahlungsreiche Tage in den Monaten August 2014, September 2014, November 2014, Dezember 2014 und Jänner 2015

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 3 % angegeben. Wie in der Abbildung 12 erkennbar, liegt der gemessene solare Deckungsgrad, insbesondere in den Monaten August und September 2014 bzw. März bis Juli 2015, unter dem Prognosewert. Die Gründe hierfür liegen wie bereits angeführt in dem geringeren erreichten spezifischen Solarertrag im Vergleich zum Prognosewert. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase konnte ein solarer Deckungsgrad von 1,5 % erreicht werden.

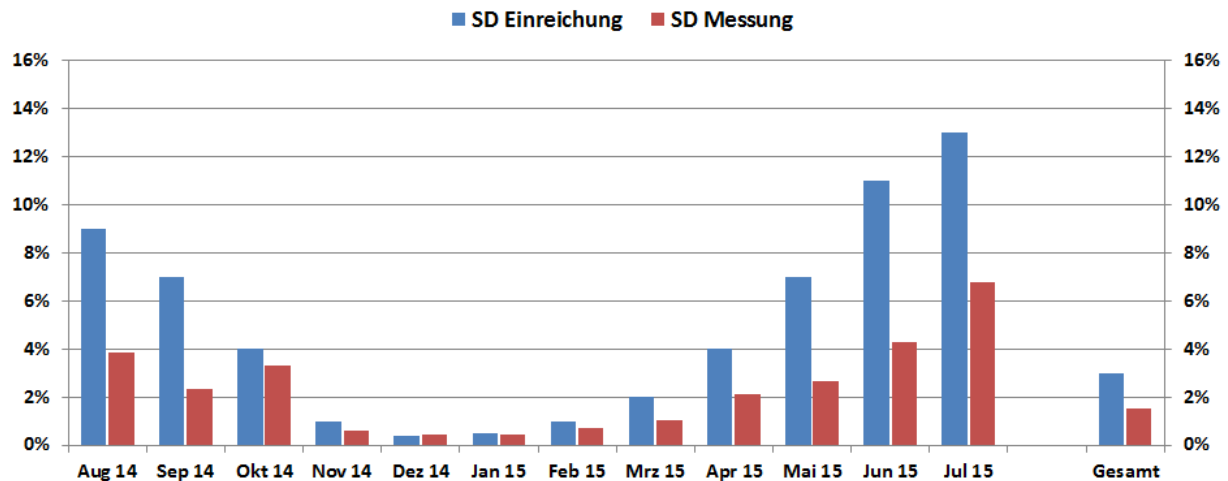


Abbildung 12: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Biowärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf des Nahwärmenetzes Mallnitz wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit rund 8100 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme als auch der gemessene Verbrauch des Nahwärmenetzes sind Abbildung 13 zu entnehmen. Wie aus der Abbildung ersichtlich liegt der gemessene Verbrauch nach dem Ende des Messzeitraums mit 8462 MWh auf Höhe des Prognosewertes.

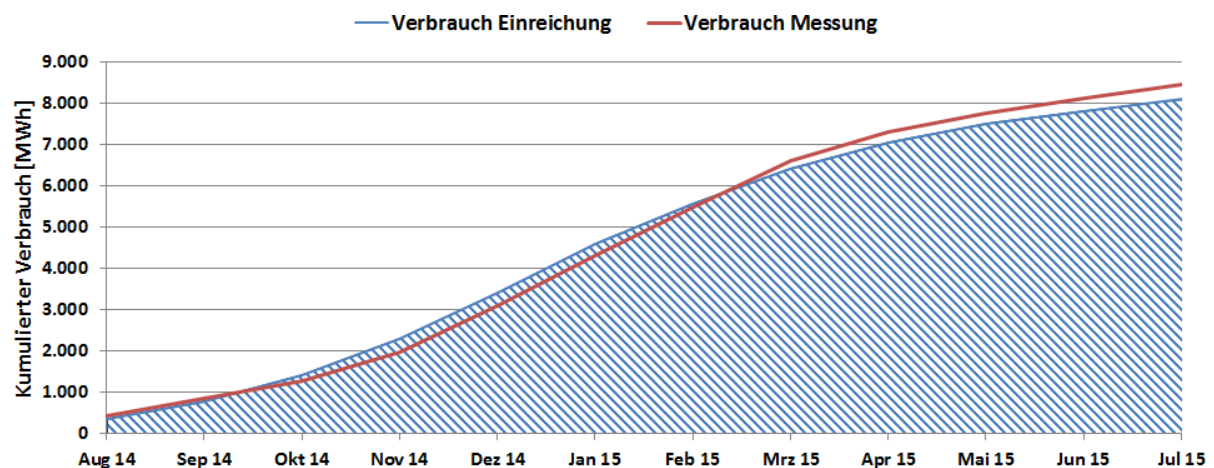


Abbildung 13: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Biowärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

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. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Abbildung 14 zeigt die Temperaturverläufe des Solarkreislaufs und die Volumenströme auf der Primärachse, sowie die Globalstrahlungswerte auf der Sekundärachse. Die Messwerte des Primärkreises werden in durchgezogenen Linien dargestellt (Vorlauf rot, Rücklauf blau), jene des Sekundärkreises in strichlierten Linien. Es handelt sich bei dem in Abbildung 106 dargestellten Zeitraum um einen einstrahlungsreichen Sommertag (01.08.2014). Deutlich erkennbar ist das Einschalten der solarthermischen Anlage von ca. 9:00 Uhr morgens bis ca. 15:30 Uhr. Wie bereits angeführt, wird das Kollektorfeld ganzjährig durch die umliegenden Berge in den Morgen- und Nachmittagsstunden

verschattet. So zeigte sich, dass die solarthermische Anlage auch in der einstrahlungsreichsten Zeit des Jahres aufgrund der Verschattung nie länger als bis 16:00 in Betrieb war (siehe Abbildung 15). Der Einfluss des geringeren Strahlungsangebots wirkt sich dementsprechend negativ auf den erreichbaren Solarertrag der Anlage aus (vgl. Kapitel 7.1.4.).

Grundsätzlich kann die Betriebsweise der Anlage als stabil und zufriedenstellend bezeichnet werden. Etwaiges Optimierungspotential konnte nicht detektiert werden.

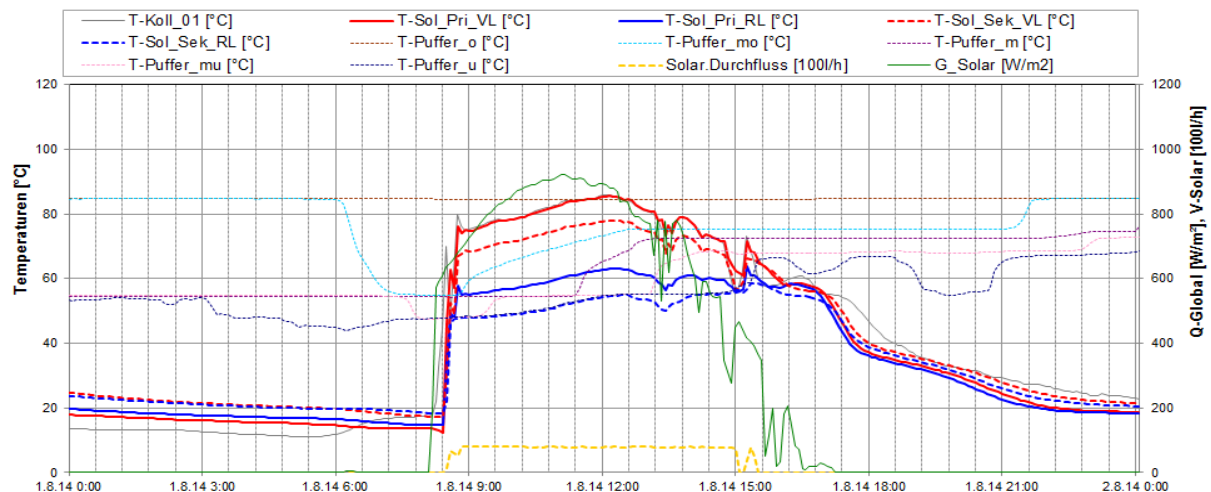


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.08.2014)

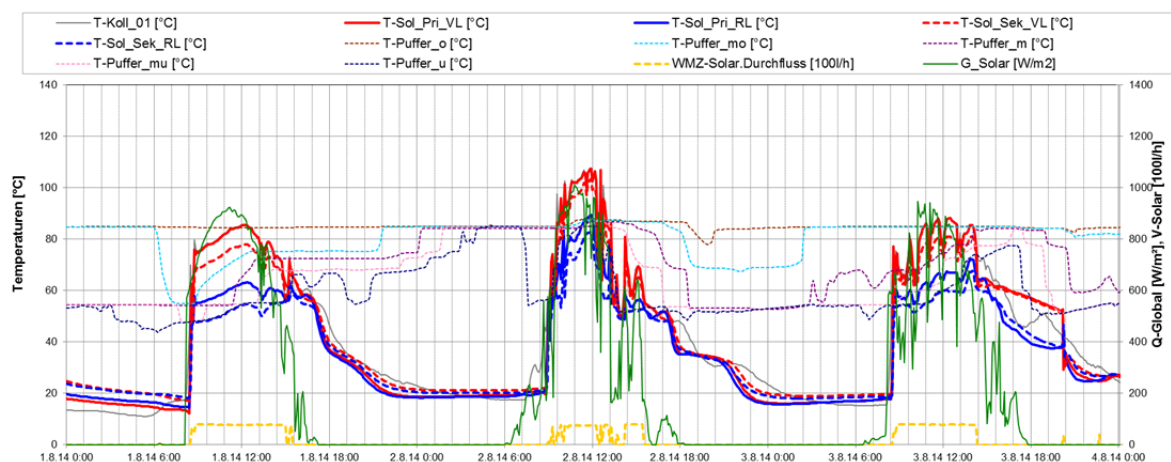


Abbildung 15: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.08.2014 bis 03.08.2014)

Eine Darstellung der Betriebsweise der Nachheizung bzw. der Wärmeabnahme für einen Sommertag ist in Abbildung 16 für den 01.08.2014 bzw. für drei Tage im Zeitraum vom 01.08.2014 bis 03.08.2014 in Abbildung 17 dargestellt. Angeführt sind jeweils der Leistungsverlauf der Nachheizungen (Biomassekessel, Biomasse-BHKW, Ölkessel, Solarthermie) und Verbraucher (Fernwärmenetz und Trocknungsanlage) sowie deren Vorlauf- und Rücklauftemperaturen als auch die Pufferspeichertemperaturen. Wie in der Darstellung erkennbar, war in den dargestellten Zeiträumen weder der Biomassekessel noch der Ölkessel in Betrieb. Die Wärme wurde vollständig durch das Biomasse-BHKW bzw. die solarthermische Anlage zur Verfügung gestellt. Die Netztemperatur betrug im Vorlauf konstant 85 °C und im Rücklauf, in Abhängigkeit der Abnahmeleistung, zwischen 40 °C und 60 °C. Wie in der Darstellung erkennbar, war das Biomasse-BHKW am

01.08.2014 ganztägig in Betrieb bei einer thermischen Leistung von ca. 480 kW. Am 02.08. 2014 als auch am 03.08.2014 wurde das Biomasse-BHKW jeweils für rund 7 Stunden bzw. für 4 Stunden außer Betrieb genommen. Laut Anlagenbetreiber sieht die Regelung eine Abschaltung des Biomasse-BHKW vor, wenn die unterste Pufferspeichertemperatur die Netzvorlauftemperatur überschreitet. Weiters wurde nach Angaben des Betreibers im Betrachtungszeitraum mehrmals das Biomasse-BHKW manuell außer Betrieb genommen (Wartungsarbeiten, etc.). Insgesamt war das Biomasse-BHKW im Betrachtungszeitraum, inkl. Wartungsarbeiten, rund 92% der Zeit in Betrieb.

Die Trocknungsanlage ist, wie in den Abbildung 16 und Abbildung 17 ersichtlich, an den Betrieb des Biomasse-BHKW gekoppelt. Bei nicht im Betrieb befindlichem Biomasse-BHKW ist dementsprechend auch die Hackguttrocknungsanlage außer Betrieb. Weitere Betriebsarten der Hackguttrocknungsanlage (Betrieb der Hackguttrocknung bei ausgeschalteten Biomasse-BHKW bzw. Biomasse-BHKW-Betrieb ohne in Betrieb befindliche Hackguttrocknung), welche laut Anlagenbetreiber möglich wären, konnten im Betrachtungszeitraum nicht festgestellt werden. Die Abnahmeleistung des Fernwärmenetzes schwankt im Tagesverlauf zwischen 100 kW in den Nachtstunden und bis zu 750 kW in den Morgenstunden.

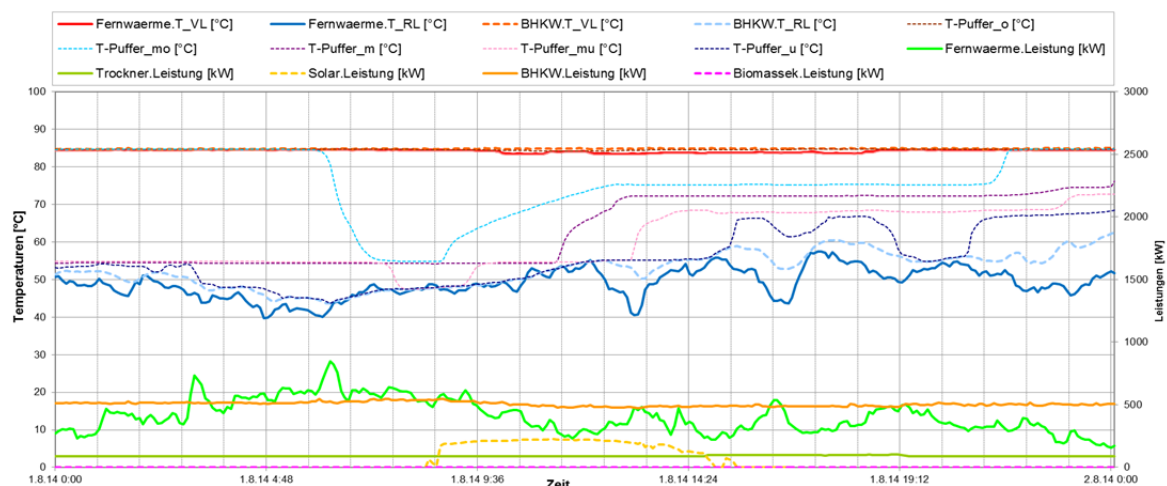


Abbildung 16: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.08.2014)

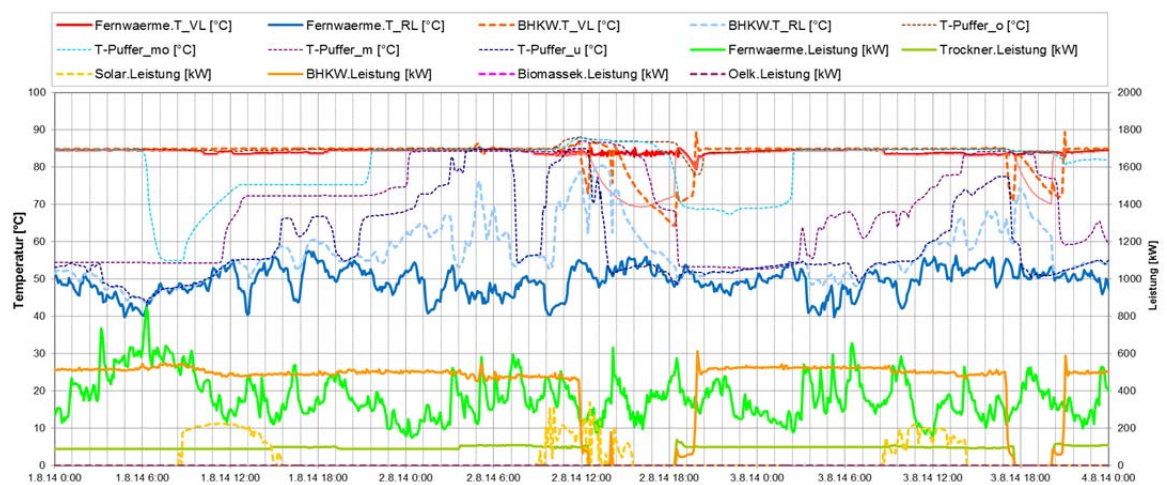


Abbildung 17: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.08.2014 – 03.08.2014)

Im folgendem wird auf die kombinierte Nutzung und das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit dem Biomasse-BHKW bei der Anlage Biowärme Mallnitz eingegangen. Eine Analyse der Pufferspeichertemperaturen als auch der Leistungen aller Heizungssysteme und der Abnahme durch das Fernwärmenetz und der Hackguttrocknung im Monat August ist in Abbildung 18 dargestellt. Wie der Abbildung ersichtlich, konnte die Netzanforderung (schwarze Linie) mehrheitlich durch das Biomasse-BHKW und die solarthermische Anlage abgedeckt werden. Die Inbetriebnahme des Biomassekessels zur Mitte des Monats erfolgte aufgrund von Wartungsarbeiten beim Biomasse-BHKW. Das vom Betreiber gesteckte Ziel, im Sommer die Netzversorgung weitestgehend durch das Biomasse-BHKW sicherzustellen wurde erreicht. Durch die optimale Auslegung konnten gute solare Erträge trotz hoher Laufzeiten des Biomasse-BHKW erreicht und ein Einschalten des Ölkessels verhindert werden.

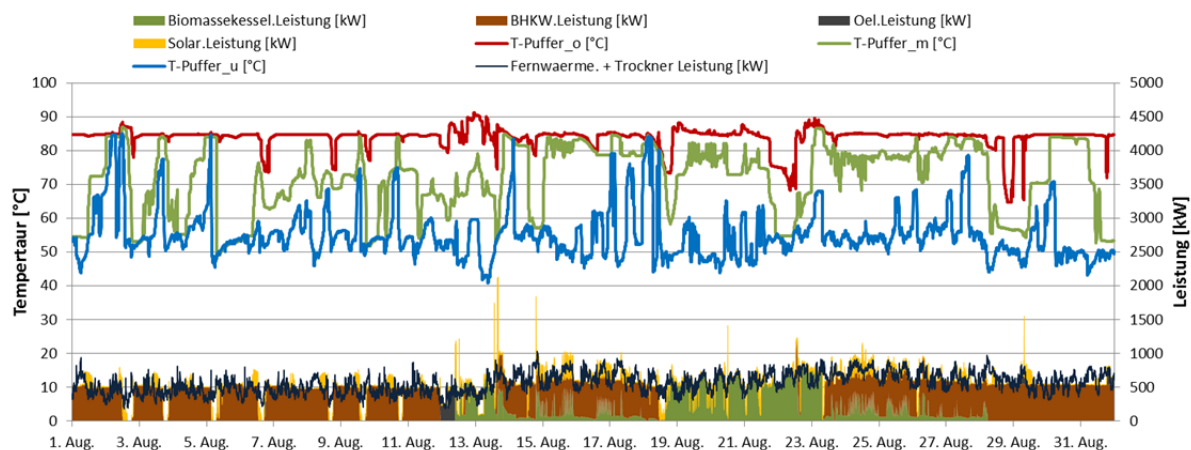


Abbildung 18: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackguttrocknungsanlage und des Netzes (01.08.2014 – 31.08.2014)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch des Biomassekessels, des Biomasse-BHKWs und des Ölkessels sowie der Abnahme durch die Fernwärme bzw. Hackguttrocknung ist beispielhaft für einen Tag bzw. drei Tage in der Übergangszeit in Abbildung 19 und Abbildung 20 bzw. in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt.

Die solarthermische Anlage konnte an allen angeführten Tagen Wärme in den Speicher einspeisen (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 21). Der Betrieb der solarthermischen Anlage ist stabil und zufriedenstellend. Die bereits angeführte Verschattung des Kollektorfelds in den Vormittags- und Nachmittagsstunden ist deutlich am Verlauf der Globalstrahlung erkennbar.

Die Netzvorlauftemperatur beträgt relativ konstant rund 85 °C und die Netzurücklauftemperatur 50 °C (vgl. Abbildung 20 und Abbildung 22). Die Netzleistung liegt zwischen 600 kW und 1000 kW.

Das Biomasse-BHKW ist durchgehend in Betrieb und speist mit einer thermischen Leistung von rund 550 kW Wärme in den Speicher ein. Wie in der Darstellung erkennbar, reicht die thermische Leistung des Biomasse-BHKWs nicht aus um die Nachfrage an Wärme aus dem Netz decken zu können. Dementsprechend wurde der Biomassekessel von Seiten des Betreibers in Betrieb genommen. Die Leistung des Biomassekessels schwankt im tagesverlauf zwischen 60 kW und 600 kW. Ein Durchladen des Speichers durch den Biomassekessel konnte im Betrachtungszeitraum nicht detektiert werden. Die unterste Pufferspeichtemperatur steigt in diesem Zeitraum nur in Zeiten an, in denen auch die solarthermische Anlage in Betrieb ist. Die Betriebsweise als auch das Zusammenspiel der unterschiedlichen Heizungssysteme kann als zufriedenstellend bezeichnet werden.

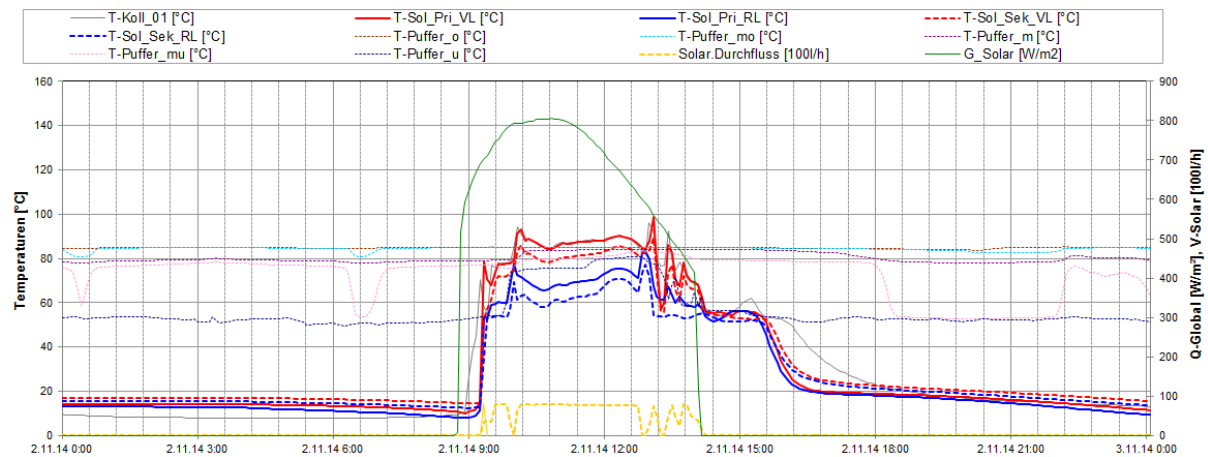


Abbildung 19: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (02.11.2014)

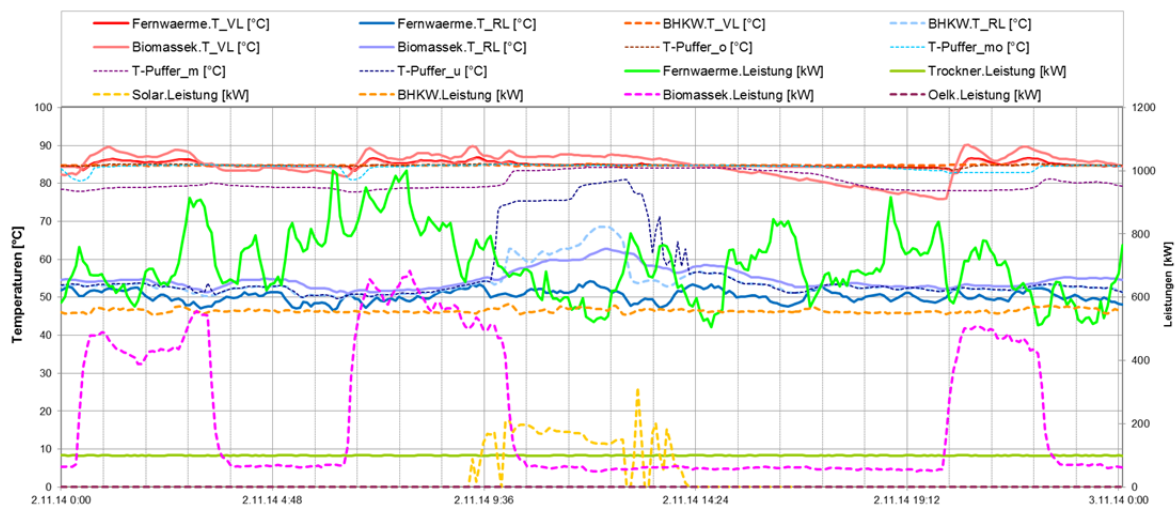


Abbildung 20: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (02.11.2014)

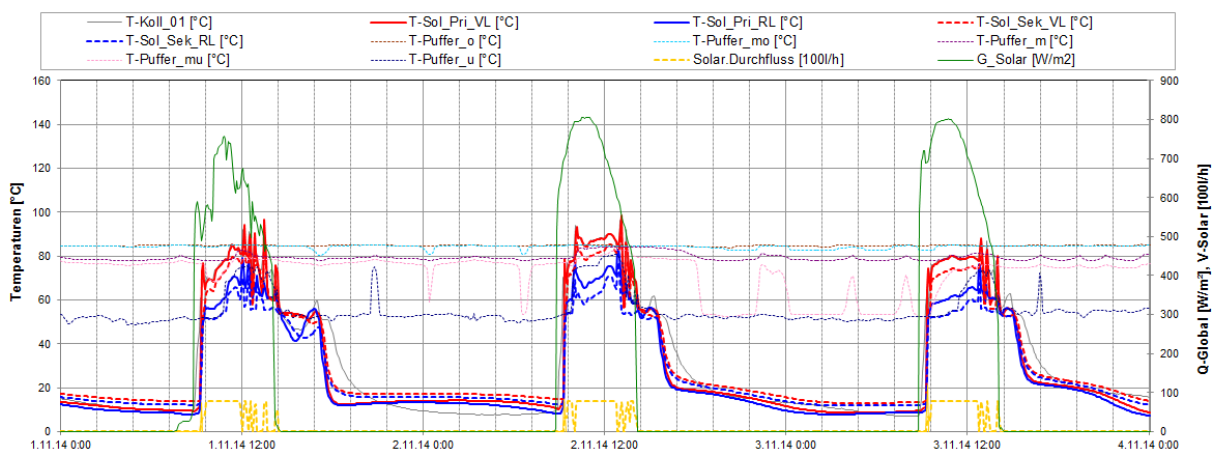


Abbildung 21: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.11.2014 – 03.11.2014)

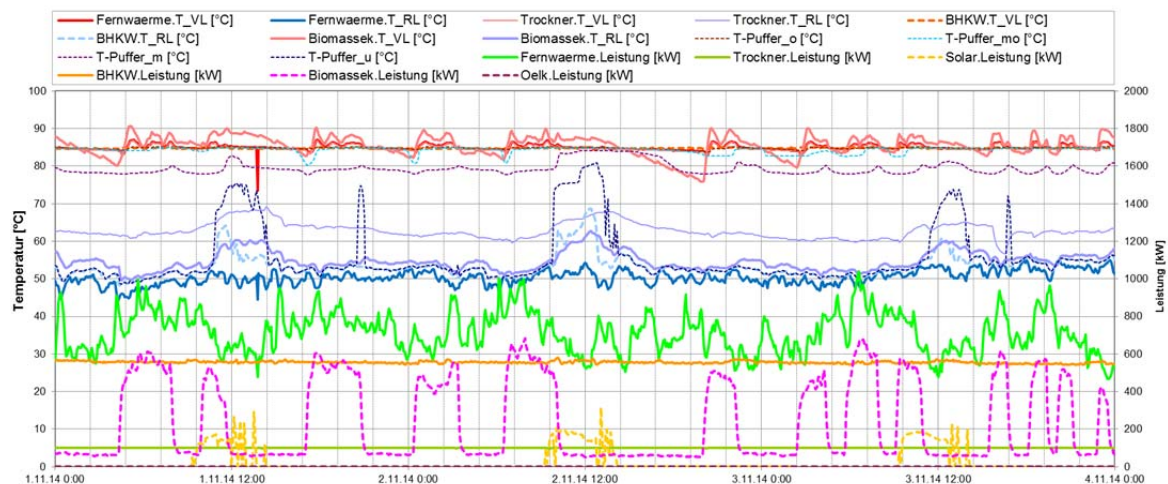


Abbildung 22: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels und der Hackgut trocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.11.2014 – 03.11.2014)

Der Verlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackgut trocknungsanlage und des Fernwärmenetzes für den Monat November ist in Abbildung 23 dargestellt. Wie in der Abbildung ersichtlich ist im betrachteten Zeitraum das Biomasse-BHKW durchgehend in Betrieb. Des Weiteren ist eine gute Schichtung des Pufferspeichers über dem ganzen Monatsverlauf hinweg erkennbar. Die erkennbare Erhöhung der Pufferspeichertemperaturen zu Beginn des Monats ergab sich vorwiegend während des Betriebs der solarthermischen Anlage. Bis auf wenige Tage bleibt die unterste Pufferspeichertemperatur unter 60 °C. Nur der oberste Bereich (oberstes Drittel) des Pufferspeichers wird auf Netztemperaturniveau gehalten. Es kommt dementsprechend zu keinen unnötigen Speicherverlusten und das Rücklauftemperaturniveau der solarthermischen Anlage bleibt niedrig. Die Beladung des Speichers durch die unterschiedlichen Heizsysteme erscheint im Regelkonzept gut umgesetzt.

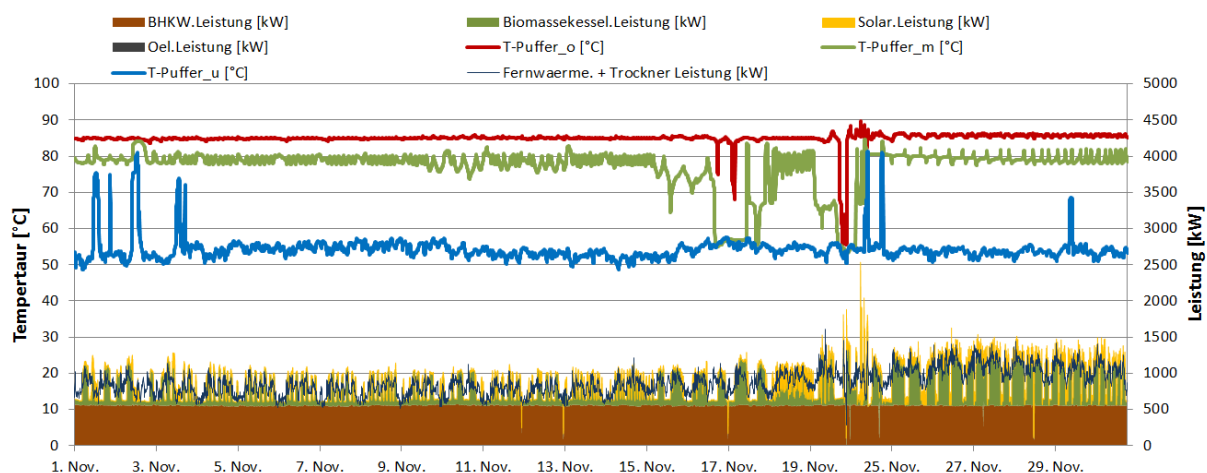


Abbildung 23: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackgut trocknungsanlage und des Netzes (01.11.2014 – 30.11.2014)

Die Tagestemperaturverläufe (inkl. Leistungsverläufe) der Anlage Biowärme Mallnitz für drei Tage, repräsentativ für die Kernheizperiode, sind in den Abbildung 24 und Abbildung 25 dargestellt. Die solarthermische Anlage ist im angeführten Zeitraum (03.02.2015 bis 05.02.2015) an zwei Tagen in Betrieb.

Das Temperaturniveau des Netzevorlaufs liegt bei rund 92 °C bzw. bei rund 49 °C für den Netzurücklauf. Die Netzleistung liegt, im angeführten Zeitraum im Mittel bei 1900 kW. Leistungsspitzen von bis zu 2700 kW konnten am 03.02.2015 um 8:50 Uhr gemessen werden. Da diese Netzspitzen nicht durch den Biomassekessel (rund 1700 kW) und das Biomasse-BHKW (550 kW) abgedeckt werden konnten (erkennbar in der Darstellung an einem Absinken der Netzevorlauftemperatur), wurde der Ölkessel am 03.02.2015 um 8:50 Uhr sowie um 22:00 Uhr in Betrieb genommen. In Betrachtungszeitraum konnte das Einschalten des Ölkessels infolge hoher Netzlasten an insgesamt 7 Tagen festgestellt werden.

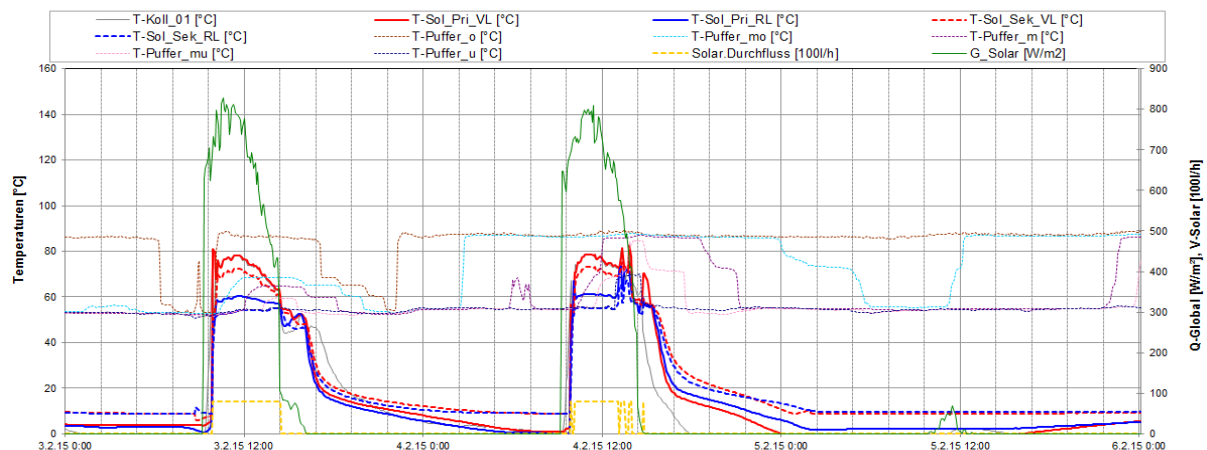


Abbildung 24: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-Systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (03.02.2015 – 05.02.2015)

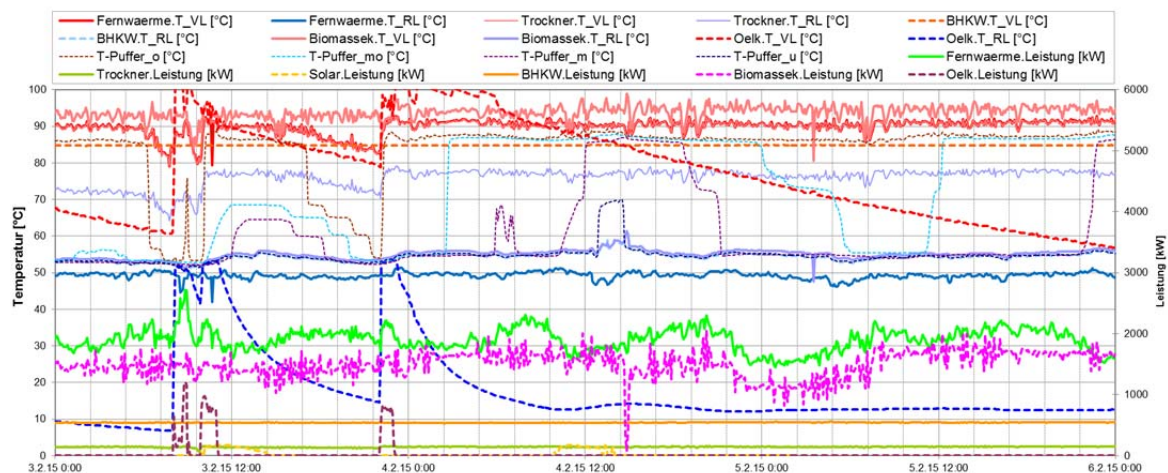


Abbildung 25; Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (03.02.2015 – 05.02.2015)

Eine Analyse der Pufferspeichertemperaturen als auch der Leistungen aller Heizungssysteme und der Abnahme durch das Fernwärmenetz und der Hackguttrocknung für den Monat Februar 2015 ist in Abbildung 26 dargestellt. Die Pufferspeichertemperaturen liegen im Monatsverlauf meist unter 60 °C. Zu einer kurzzeitigen Durchladung des Pufferspeichers auf einem hohen Temperaturniveau kommt es nur an zwei Tagen im Monatsverlauf. Auch im Februar (repräsentativ für die Kernheizperiode) kann die Beladung bzw. das Speichermanagement als zufriedenstellend bezeichnet werden.

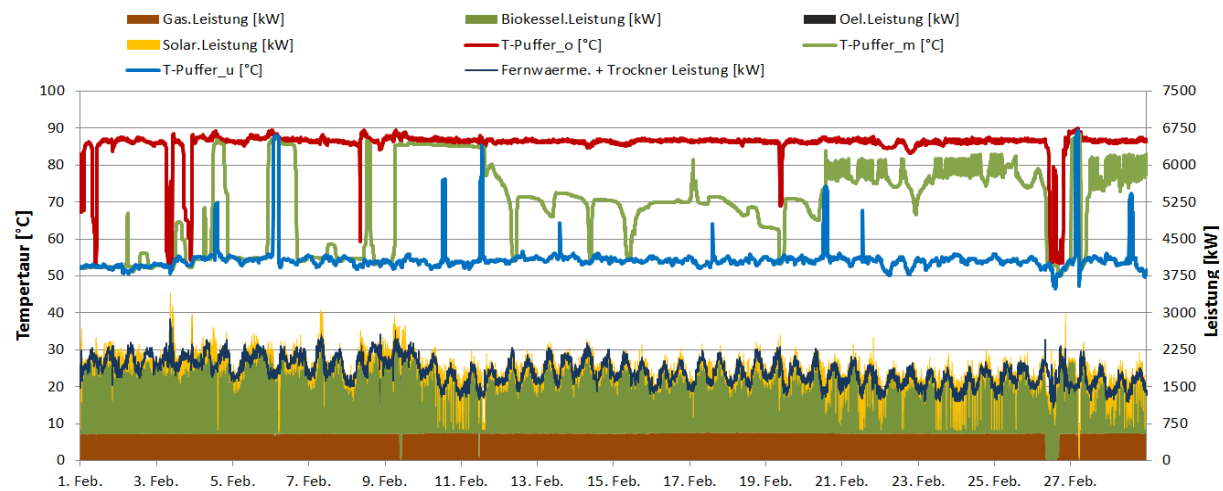


Abbildung 26: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackguttrocknungsanlage und des Netzes (01.02.2015 – 28.02.2015)

Der Verlauf der durchschnittlichen, täglichen Netzvorlauf- und Netzurücklauftemperaturen sowie der Leistungsverlauf der einzelnen Wärmeerzeuger auf Basis von Tagesmittelwerten im einjährigen Betrachtungszeitraum ist in folgender Abbildung 27 angeführt. Wie in der Darstellung erkennbar, treten keine großen Schwankungen am Netztemperaturniveau im Betrachtungszeitraum auf. Das Rücklauftemperaturniveau liegt zwischen 43°C und 53°C (Mittelwert von 47 °C) bzw. die Netzvorlauftemperatur zwischen 73 °C und 88 °C (Mittelwert von 83 °C). Eine Reduktion der Netzvorlauftemperatur insbesondere in den Sommermonaten ist laut Anlagenbetreiber aufgrund von einzelnen Abnehmern im Netz, welche ein durchgehend hohes Temperaturniveau benötigen, nicht möglich.

Bei der Betrachtung des Leistungsverlaufs der einzelnen Heizungssysteme ist in der Darstellung der durchgehende Betrieb des Biomasse-BHKWs erkennbar. Wie bereits angeführt, ist das Biomasse-BHKW rund 92 % der Zeit im Betrachtungszeitraum in Betrieb und liefert eine thermische Leistung von rund 500 kW. Der Biomassekessel ist vornehmlich in der Übergangszeit bzw. in den Wintermonaten im Betrieb. In den Sommermonaten wurde der Biomassekessel laut Anlagenbetreiber nur aufgrund von Wartungsarbeiten des Biomasse-BHKWs in Betrieb genommen. Der Ölkessel wurde im Allgemeinen nur zur Spitzenlastabdeckung in Betrieb genommen.

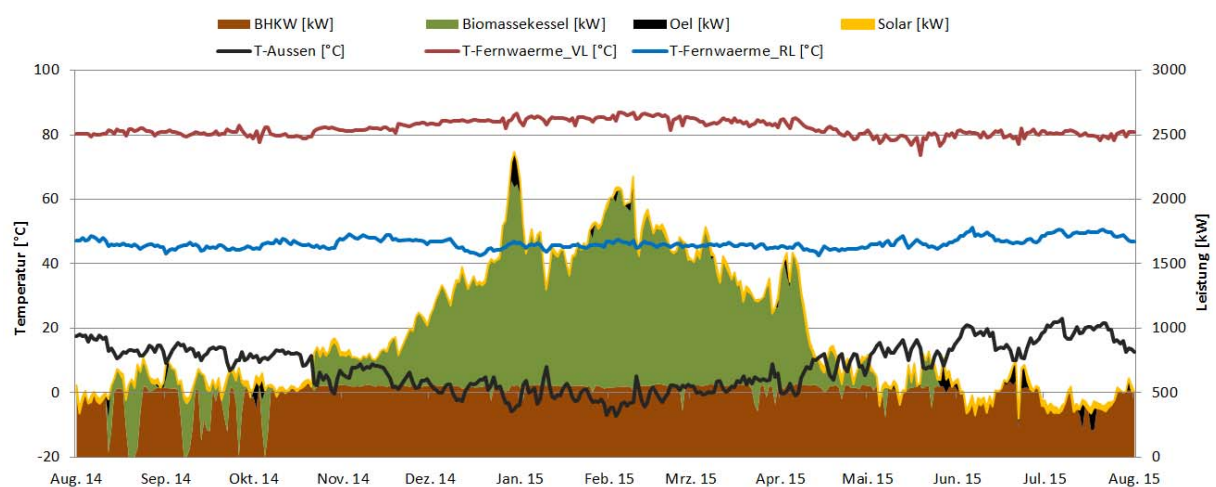


Abbildung 27: Verlauf der Außen-, der Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen zuzüglich des Leistungsverlaufs der einzelnen Wärmeerzeuger im Betrachtungszeitraum auf Basis von Tagesmittelwerten (August 2014 bis August 2015).

7.1.6 Anlagen Status Quo

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch das Zusammenspiel der unterschiedlichen Heizungssysteme kann nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase als stabil und zufriedenstellend bezeichnet werden.

Die erreichten Solarerträge können trotz deutlicher Abweichungen zum Prognosewert als akzeptabel angesehen werden. Die Ursache der deutlichen Abweichung zum Prognosewert ist überwiegend auf die sehr optimistischen bzw. ambitionierten Simulationsergebnisse des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung als auch auf eine deutlich messbare Verschattung des Kollektorfeldes (insbesondere in den frühen Vormittags- und Nachmittagsstunden) zurückzuführen.

Die kombinierte Nutzung und das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage und des Biomasse-BHKWs können als gut bezeichnet werden. Das vom Betreiber gesteckte Ziel, im Sommer die Netzversorgung weitestgehend durch das Biomasse-BHKW und die solarthermische Anlage sicherzustellen wurde erreicht.

8 Beschreibung der Projekte mit gestarteter Monitoringphase und Darstellung erster Messergebnisse

Wie in Tabelle 1 beschrieben, konnte bei 2 Projekten („Trotec Marchtrenk“ und „Autohaus Esthofer“) mit der Monitoringphase begonnen werden. Bei drei weiteren Projekten („Solare Trocknung Schickmaier“, „Wohnanlage Lexengasse“ und „Nahwärme Maria Gail“) befindet sich die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit. Nachfolgend sind dazu sowohl allgemeine Anlagenbeschreibungen als auch erste Messergebnisse dargestellt.

8.1 Trotec Marchtrenk, OÖ

8.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Trotec Marchtrenk
<u>Adresse:</u>	4614 Marchtrenk
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung (252 MWh/a), WW-Bereitung (6,8 MWh/a)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	160 m ² Flachkollektor (IMMOSOLAR IS-PRO 2H)
<u>Neigung:</u>	60° auf dem Dach der Fertigungshalle aufgeständert
<u>Ausrichtung:</u>	150°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 m ³ und 1 m ³ Pufferspeicher für Heizung und Warmwasserbereitung, 0,5 m ³ Pufferspeicher für Kühlung, 271 m ³ Löschwasserbecken, 2700 m ² Erdspeicher (einlagig verlegt)
<u>Nachheizungssystem:</u>	Wasser/Wasser-Wärmepumpe IS-WW 80 kW, Sole/Wasser-Wärmepumpe IS-SW 86 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	26,6 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	607 kWh/m ² a (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn der Monitoringphase mit März 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Projekt „Trotec Marchtrenk“ handelt es sich um einen Neubau des Büro- und Fertigungsgebäudes in Marchtrenk (siehe Abbildung 28). Die Firma Trotec beschäftigt rund 200 Mitarbeiter in 13 internationalen Vertriebsniederlassungen und zählt zu den weltweit bedeutendsten Herstellern für Lasergeräte zum Gravieren, Schneiden und Markieren.

Im Zuge des Neubaus des Firmengebäudes war es ein erklärtes Ziel der Unternehmensleitung, ein zukunftsfähiges und nachhaltiges Energieversorgungskonzept umzusetzen und den Energiebedarf für die Wärmeversorgung nahezu vollständig mit regenerativen Energiequellen abzudecken. Dabei kam schlussendlich ein Konzept zur Umsetzung, bei dem neben dem Einsatz einer solarthermischen Anlage eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe, eine Sole-Wasser-Wärmepumpe als auch ein Erdspeicher, mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, realisiert wurde. Die Abbildung 29 (linkes Bild) zeigt das auf dem Dach des Neubaus installierte Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 160 m². Die Neigung der Kollektoren beträgt 60°.

Als sekundärer Wärmeerzeuger wurde neben einer Sole-Wasser-Wärmepumpe eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe installiert. Der Erdspeicher für die saisonale Speicherung mit einer Gesamtfläche von rund 2700 m² (siehe Abbildung 30, rechtes Bild zeigt die Verrohrung der Erdregister) wurde ca. 60 cm unterhalb der Bodenplatte der Fertigungs-

und Lagerhalle verlegt. Fotos zum Zeitpunkt der Verlegearbeiten sind in Abbildung 32 dargestellt. Der schematische Aufbau des Erdspeichers ist in Abbildung 33 erkennbar. Das Erdregister des Erdspeichers wurde auf eine rund 5 cm starke Estrichsandschicht verlegt. Auf dem Erdregister wurde nacheinander eine 10 cm Schicht Estrichsand, Fließ, 26 cm Schotter und 14 cm eine Tragschicht aufgebracht. Nach oben hin zur Bodenplatte wurde abschließend eine durchgängige Dämmung aufgebracht. Laut Anlagenplaner sollte mittels der solaren Beladung des Erdreichs eine Temperatur im Erdspeicher von etwa 35 °C erreicht werden können.

Das als auch Quelle genutzte Löschwasserbecken fasst 271 m³. Dieses wurde im Keller aufgebaut und wurde am Boden sowie an den innenseitigen Wänden mit 20 cm, an der gebäudeaußenseitigen Wand mit 16 cm und an der Oberseite des Löschwasserbeckens mit 10 cm XPS-Dämmmaterial gedämmt. Der Grundriss des neuerrichteten Büro- und Fertigungsgebäudes der Fa. Trotec ist zur Verdeutlichung in Abbildung 34 angeführt. In der Darstellung stellen orange unterlegte Flächen den Erdspeicher (Lagerhalle, Produktionshalle, Büros), blau unterlegt die Position des Löschwasserbeckens und graue Flächen ohne Erdspeicher und Löschwasserbecken (Empfang, Konferenzräume, Labor, Büros, etc.) dar.



Abbildung 28: Büro- und Fertigungsgebäude der Firma Trotec (Quelle: EcoProjekt).



Abbildung 29: Aufständerung der Kollektorreihen am Dach des Büro- und Fertigungsgebäudes (linkes Bild). Pufferspeicher für Heizung und Warmwasserbereitung (rechtes Bild) (Bildquelle: AEE INTEC).



Abbildung 30: Wärmepumpen (linkes Bild); Verteiler und Verrohrung der Rohrregister für den Erdspeicher (rechtes Bild) (Bildquelle: AEE INTEC).



Abbildung 31: Energy Management System (EMS) (Bildquelle: AEE INTEC).



Abbildung 32: Verlegung und Endmontage der Rohrregister für den Erdspeicher (Bildquelle: AEE INTEC).

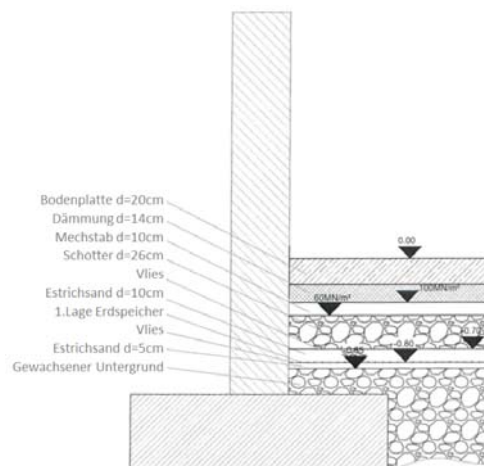


Abbildung 33: Schematischer Aufbau des Erdspeichers (Bildquelle: Trotec)

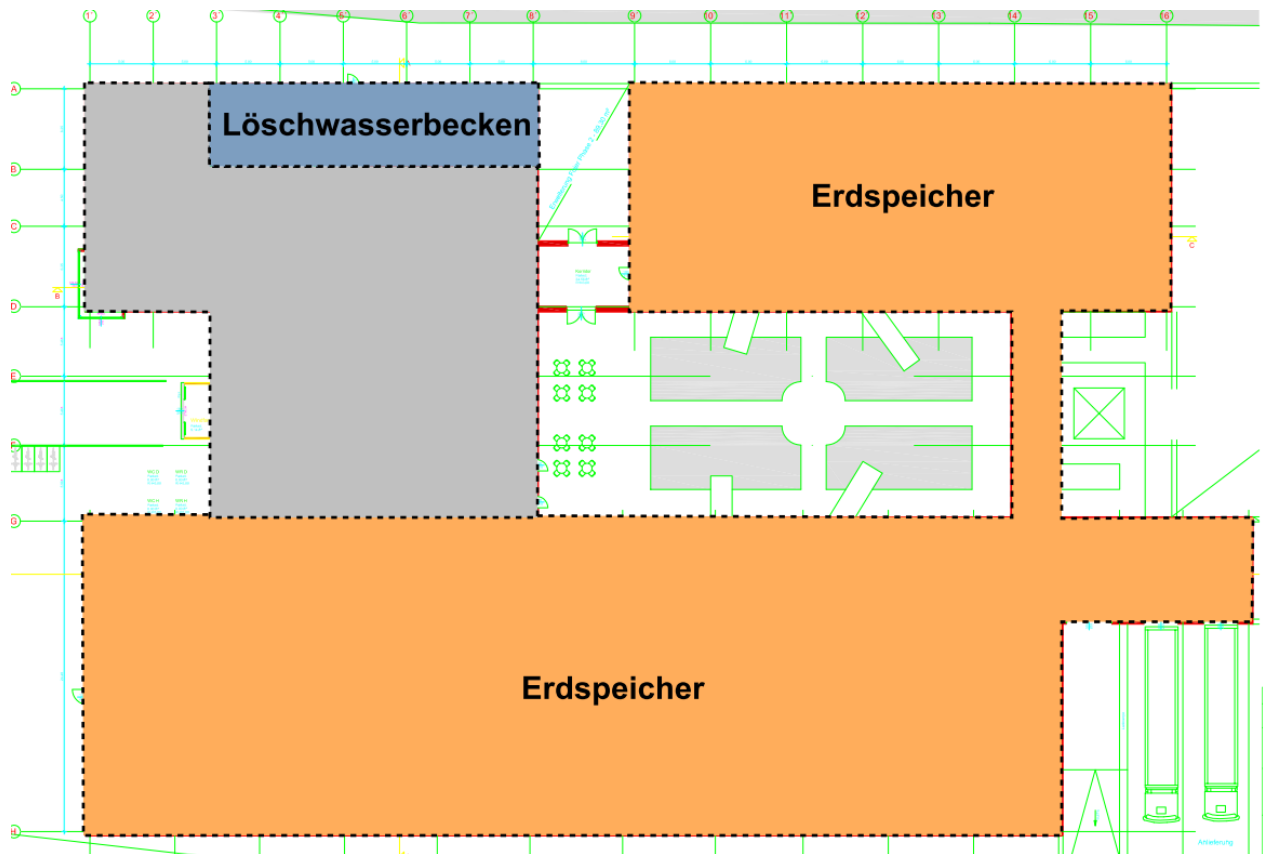


Abbildung 34: Grundriss des Neubaus des Büro- und Fertigungsgebäudes der Fa. Trotec in Marchtrenk. Orange unterlegt stellen Flächen mit Erdspeicher (Lagerhalle, Produktionshalle, Büros), blau unterlegt die Position des Löschwasserbeckens dar und grau Flächen ohne Erdspeicher und Löschwasserbecken (Empfang, Konferenzräume, Labor, Büros, etc.).

8.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Trotec Marchtrenk“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 35 dargestellt. Die solarthermische Anlage kann die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in einem 2 m³ Pufferspeicher für die Warmwasserbereitung, einem 1 m³ Pufferspeicher für die Raumheizung (siehe Abbildung 29, rechtes Bild), einem 271 m³ Löschwasserbecken oder in einem etwa 2700 m² großen Erdspeicher, mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, einspeisen. Die Steuerung der Beladung erfolgt zentral mittels eines Energy Management System (EMS) (siehe Abbildung 31). Weiters kann zur effizienteren Ausgestaltung des Systems, die Sole-Wasser Wärmepumpe, bei Temperaturen unter 30 °C, direkt über die Solaranlage beaufschlagt werden. Neben der Sole-Wasser-Wärmepumpe wurde eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe installiert, für welche quellseitig eine Grundwasserbohrung mit einer Quelltemperatur von 8°C im Winter und 10°C im Sommer realisiert wurde. Diese Grundwasserbohrung kann im Bedarfsfall zur Kühlung der Räume herangezogen werden. Die Warmwasserbereitung erfolgt mittels eines Frischwassermoduls, die Verteilung der Wärme für die Raumheizung beider Verteilungsstränge (RH1 und RH2) wird im gesamten Neubau über eine Fußbodenheizung als auch über eine Lüftungsanlage bewerkstelligt. Die Kühlung erfolgt in den Büroräumen über die Fußbodenheizung, in der Fertigungshalle über Lüftungsregister.

Das Monitoringkonzept umfasst 9 Wärmemengenzähler, 26 Temperatursensoren sowie zwei Stromzähler für die Wärmepumpen, einem Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

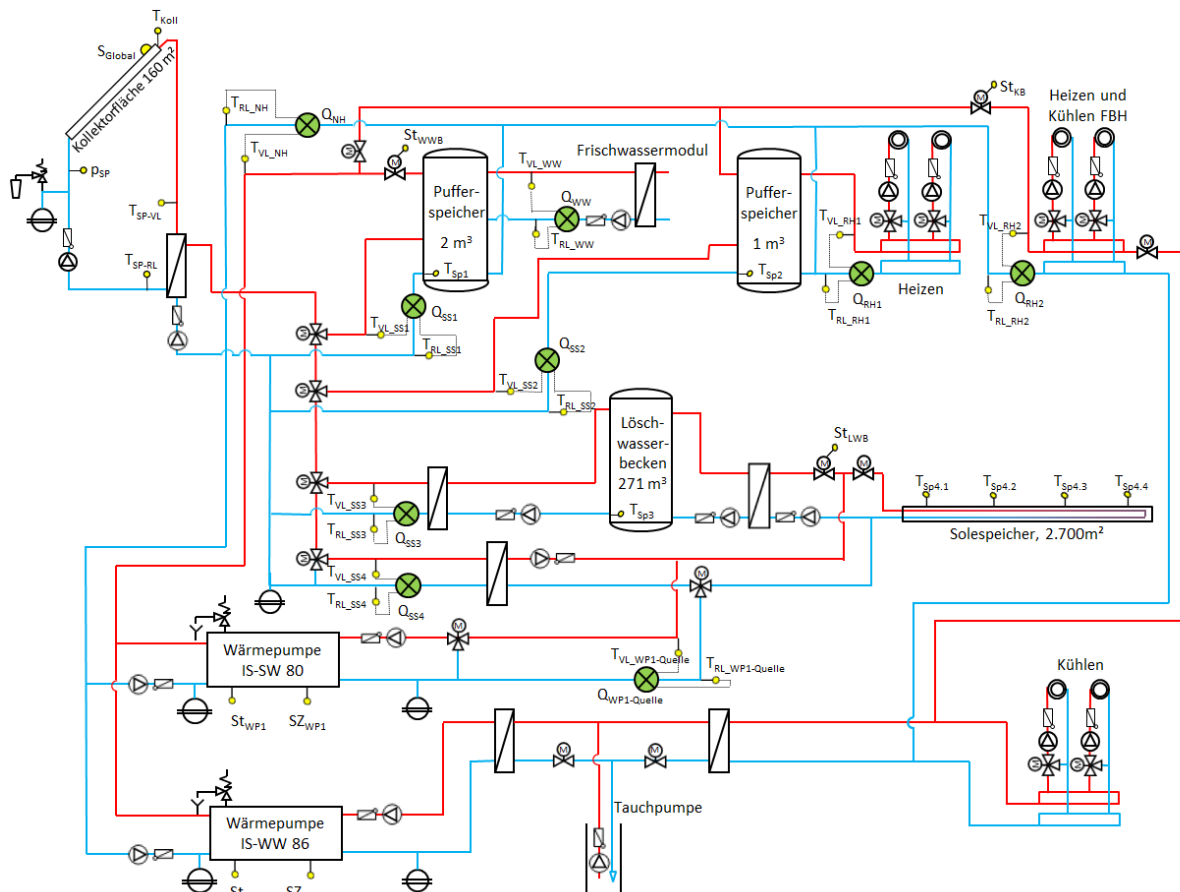


Abbildung 35: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Trotec Marchtrenk“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{SP}	Drucksensor Primärkreis
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{\text{SP_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{SP_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis

Solar-Sekundärkreis

$T_{\text{VL_SS1}}$	Vorlauftemperatur Pufferspeicher 1
$T_{\text{RL_SS1}}$	Rücklauftemperatur Pufferspeicher 1
Q_{SS1}	Wärmemengenzähler Pufferspeicher 1
$T_{\text{VL_SS2}}$	Vorlauftemperatur Pufferspeicher 2
$T_{\text{RL_SS2}}$	Rücklauftemperatur Pufferspeicher 2
Q_{SS2}	Wärmemengenzähler Pufferspeicher 2
$T_{\text{VL_SS3}}$	Vorlauftemperatur Löschwasserbecken
$T_{\text{RL_SS3}}$	Rücklauftemperatur Löschwasserbecken
Q_{SS3}	Wärmemengenzähler Löschwasserbecken
$T_{\text{VL_SS4}}$	Vorlauftemperatur Solespeicher/Wärmepumpe
$T_{\text{RL_SS4}}$	Rücklauftemperatur Solespeicher/Wärmepumpe
Q_{SS4}	Wärmemengenzähler Solespeicher/Wärmepumpe

Speicher

T_{Sp1}	Warmwasserspeichertemperatur
T_{Sp2}	Pufferspeichertemperatur
T_{Sp3}	Löschwasserbeckentemperatur
$T_{Sp4.1}$	Solespeichertemperatur 1
$T_{Sp4.2}$	Solespeichertemperatur 2
$T_{Sp4.3}$	Solespeichertemperatur 3
$T_{Sp4.4}$	Solespeichertemperatur 4

Vorwärmung

$T_{VL_WP1-Quelle}$	Vorlauftemperatur Primär Wärmepumpe
$T_{RL_WP1-Quelle}$	Rücklauftemperatur Primär Wärmepumpe
$Q_{WP1-Quelle}$	Wärmemengenzähler Primär Wärmepumpe

Verbraucher Raumheizung

T_{VL_RH1}	Vorlauftemperatur Raumheizung
T_{RL_RH1}	Rücklauftemperatur Raumheizung
Q_{RH1}	Wärmemengenzähler Raumheizung
T_{VL_RH2}	Vorlauftemperatur RH und Fußbodenheizung
T_{RL_RH2}	Rücklauftemperatur RH und Fußbodenheizung
Q_{RH2}	Wärmemengenzähler RH und Fußbodenheizung

Warmwasserbereitung

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

Nachheizung

T_{VL_NH}	Vorlauftemperatur Wärmepumpen
T_{RL_NH}	Rücklauftemperatur Wärmepumpen
Q_{NH}	Wärmemengenzähler Wärmepumpen
SZ_{WP1}	Stromzähler Wärmepumpe 1
SZ_{WP2}	Stromzähler Wärmepumpe 2

8.1.3 Energiebilanz

Abbildung 36 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Trotec Marchtrenk“ in bzw. aus dem Warmwasser- bzw. Raumheizungsspeicher dar. Die Einträge solarer Wärme in bzw. die Entnahme aus dem Löschwasserbecken und dem Erdspeicher sind in Abbildung 37 dargestellt. Der Wärmeeintrag findet in der Darstellung über die thermische Solaranlage als auch über die Wärmepumpen (grün) statt. Dabei kann die Solaranlage entweder in den Raumheizungsspeicher (hell-gelb) oder aber in den Warmwasserbereitungsspeicher (dunkel-gelb) einspeisen. Wärmeverbraucher sind die Raumheizungskreise (blau) sowie die Warmwasserbereitung (violett).

Die Input-Output-Bilanz des Projekts inkl. der in das Löschwasserbeckens (braun) und in den Erdspeicher (orange) eingespeiste solare Wärme sowie der aus diesen beiden Speichern entzogenen Wärme ist in Abbildung 37 dargestellt. Im Jahresverlauf sind deutlich die Zeiten mit erhöhtem Netto-Eintrag (Monate Mai bis August) sowie Zeiten mit vorwiegender Entnahme (November bis März) in das Löschwasserbeckens und in den Erdspeicher erkennbar. Über den bisherigen Betrachtungszeitraum stellt sich eine relativ

ausgewogene Bilanz zwischen Energie-Input und Output in den Erdspeicher und dem Löschwasserbecken dar.

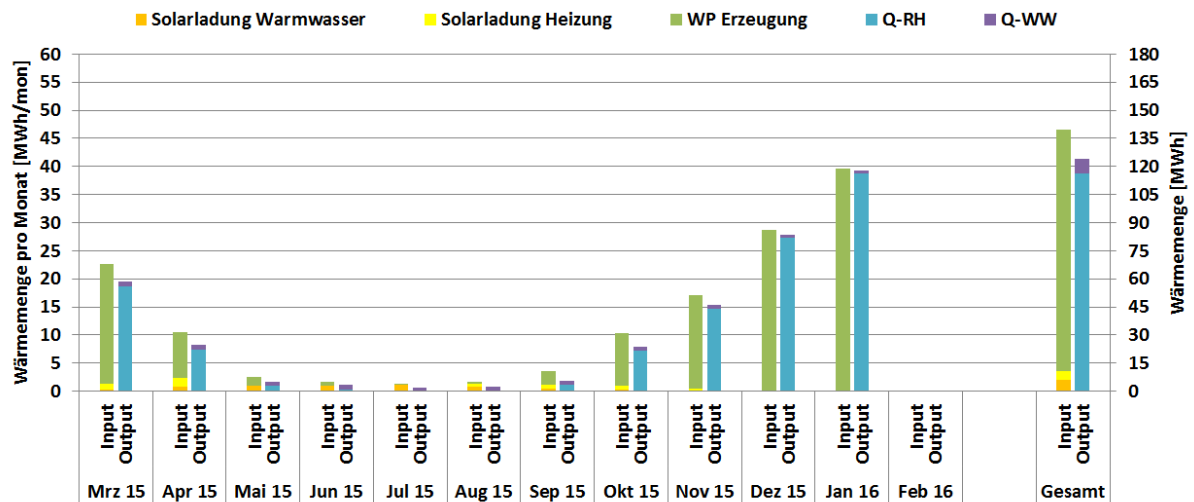


Abbildung 36: Energiebilanz der Anlage „Trotec Marchtrenk“ um den Warmwasser- bzw. Raumheizungsspeicher bzw. ohne Einträge solarer Wärme in bzw. ohne Entnahme aus dem Löschwasserbecken und dem Erdspeicher (März 2015 bis Jänner 2016)

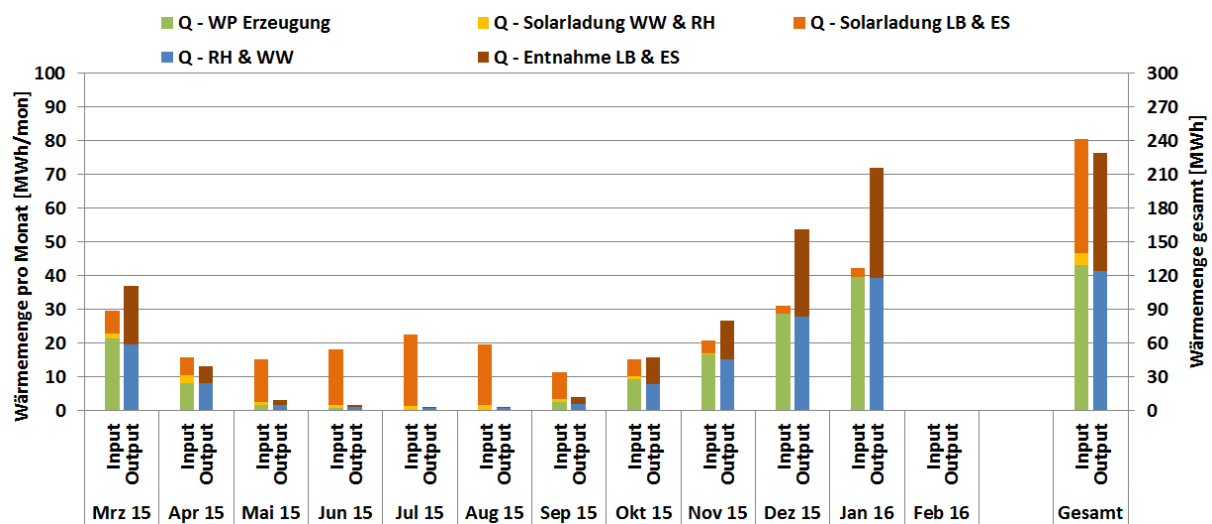


Abbildung 37: Energiebilanz der Anlage „Trotec Marchtrenk“ inkl. Einträge solarer Wärme in bzw. inkl. Wärmeentnahme aus dem Löschwasserbecken und dem Erdspeicher (März 2015 bis Jänner 2016).

8.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 38 bis Abbildung 40) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im bisherigen Zeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen zu den relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie kumulierter Wärmeverbrauch.

Der Vergleich des prognostizierten spezifischen Solarertrags mit dem Messwert ist in Abbildung 38 dargestellt. In der Grafik sind der gesamte spezifische Solarertrag (inkl. Eintrag in das Löschwasserbecken, dem Erdspeicher als auch dem RH- und WW-Pufferspeicher als durchgezogene rote Linie) sowie der direkt verwendete spezifische Solarertrag (strichlierte Linie), der direkt in den WW- und RH-Pufferspeicher einspeist, getrennt angeführt.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 607 kWh/m^2 prognostiziert. Nach 11 Monaten liegt der kumulierte spezifische Solarertrag (durchgezogene rote Linie) bereits deutlich über den Prognosewert. Auffallend ist jedoch, dass nur ein geringer Anteil des solaren Ertrags direkt (strichlierte Linie) eingespeist wird. Über 90 % der solaren Wärme werden in den Erdspeicher oder in das Löschwasserbecken eingespeist. Die Beladung dieser beiden Speicher erfolgt auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau und das Kollektorfeld kann infolgedessen in einem günstigen Wirkungsgradbereich betrieben werden. Die spezifischen Solarerträge sind dementsprechend hoch. Der geringe Anteil an direkt nutzbarem Solarertrag stellen jedoch ein Verbesserungspotential dar auf welches im Abschnitt 8.1.5 detailliert eingegangen wird.

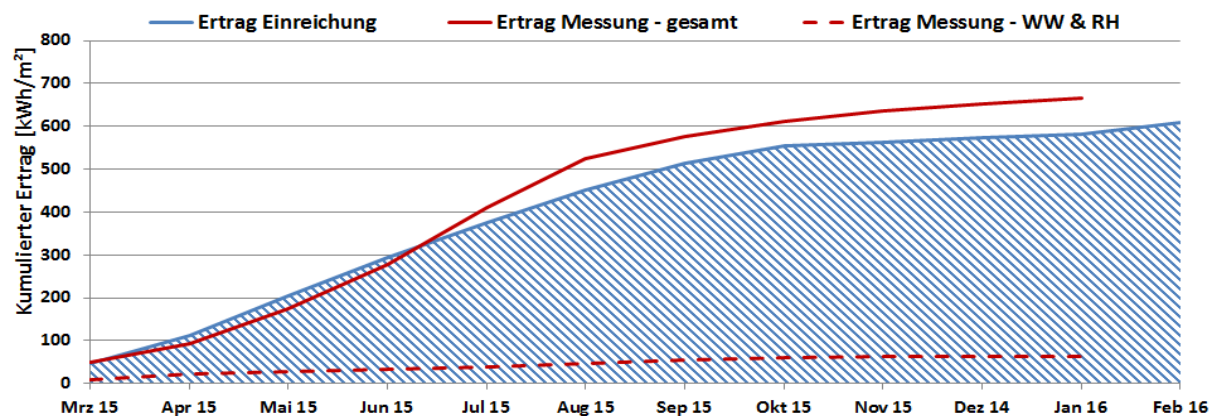


Abbildung 38: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Jänner 2016)

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrads mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 39 dargestellt. Für den gemessenen solare Deckungsgrad wurde in der Grafik einerseits „solare Deckungsgrad – gesamt“ (Definition: „Solarertrag – gesamt“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) sowie der „solare Deckungsgrad – RH & WW“ (Definition: „Solarertrag – WW und RJ“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) angeführt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition Prognose: „Solarertrag – gesamt“ dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 27 % angegeben. Bei der Betrachtung des gemessenen solaren Deckungsgrads – gesamt zeigte sich eine relativ gute Übereinstimmung, wobei dieser in Monaten März bis Juli 2015 leicht unter bzw. ab September über den Prognosewert lag. Der direkte „solare Deckungsgrad – RH & WW“ liegt im ganzen Betrachtungszeitraum deutlich darunter, da wie bereits angeführt nur ein kleiner Anteil des Solarertrags direkt eingespeist wurde (vgl. Abbildung 38).

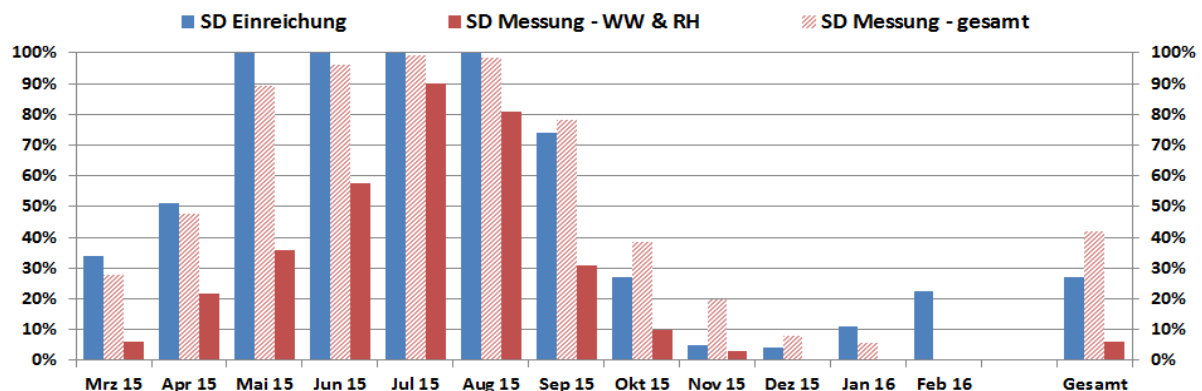


Abbildung 39: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrads „direkt“ sowie „indirekt“ mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Jänner 2016)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme als auch der Messwert ist Abbildung 40 zu entnehmen. Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Anlage „Trotec Marchtrenk“ wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 2873 MWh abgeschätzt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der gemessene Verbrauch deutlich unter der Annahme. Die Gründe für den deutlichen Unterschied liegen nach Rücksprache mit falsche Abschätzungen zum Zeitpunkt der Planungsphase.

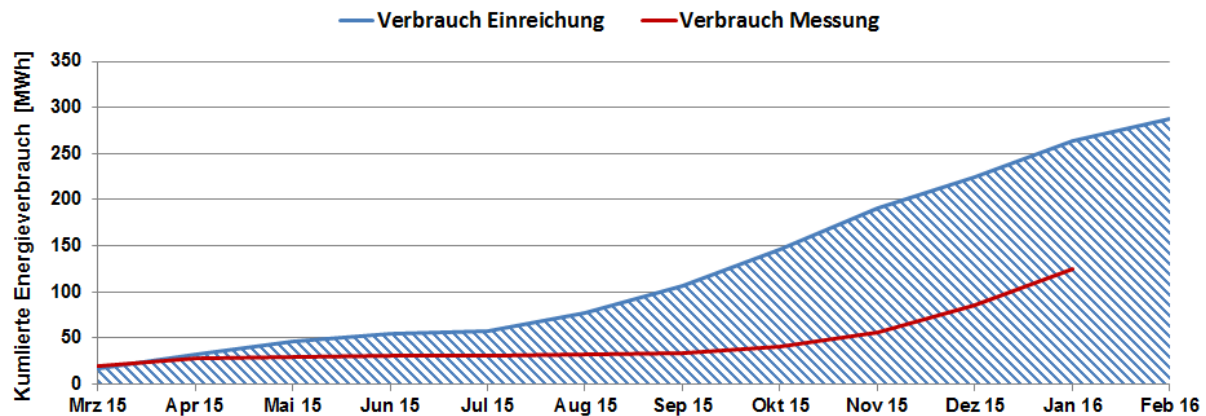


Abbildung 40: Vergleich des monatlichen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Jänner 2016)

8.1.5 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. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Dem Regelkonzept entsprechend wird die solarthermische Wärme entweder in den Heizungsspeicher, den Warmwasserspeicher, in das Löschwasserbecken oder aber in den Erdspeicher eingespeist. Der Betrieb der Primärkreispumpe als auch der Sekundärkreispumpe ist drehzahl geregelt ausgeführt. Des Weiteren werden auch die Pumpen, der vom Sekundärkreis durch Wärmetauscher getrennt ausgeführten Kreise zur Beladung des Erdspeichers als auch des Löschwasserbeckens drehzahl geregelt betrieben. Die Inbetriebnahme der sekundären und primären Solarkreisumpen wird zeitlich und bei vorhanden sein einer Mindestkollektortemperatur vorgenommen. Je nach Jahreszeit erfolgt die Inbetriebnahmen zwischen 7:00 Uhr und 9:00 Uhr, sofern eine Kollektortemperatur größer 12 °C gemessen werden kann. Wird das Anfahrkriterium erfüllt, wird die primäre Solarkreisumpe zuerst für 10 min im Umlauf betrieben. In Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus, wird dann solare Wärme in die Speicher eingespeist. Dabei sieht das Regelkriterium vor, das als erste Priorität der Warmwasserspeicher und der Heizungsspeicher beladen wird. Hierbei muss das Temperaturniveau im Sekundärkreis höher als die jeweils oberste Speichertemperatur sein. Sollte dies aufgrund eines zu niedrigen Temperaturniveaus im Sekundärkreis nicht möglich sein, wird der Erdspeicher bzw. das Löschwasserbecken beladen. Das maximale Temperaturniveau auf welchen der Erdspeicher beladen werden kann, ist auf 35 °C begrenzt. Während der Beladung wird daher, um auch bei hoher Einstrahlungsleistung eine Einspeisung in die Speicher zu gewährleisten, eine Anpassung bzw. Erhöhung des Volumenstroms im Kollektorfeld vorgenommen.

Zur Vermeidung einer durchgehenden Beladung des Erdspeichers auf einem niedrigen Temperaturniveau bzw. um überhaupt eine Einspeisung von solarer Wärme in den WW- und Raumheizungsspeicher ermöglichen zu können, ist die Beladung des Löschwasserbeckens und des Erdspeichers zeitlich begrenzt. Nach 60 min wird die Einspeisung für

5 min gestoppt und ein erneutes Abgleich, bei niedrigeren Volumenstrom im Kollektorkreis, zwischen verfügbaren und benötigten Temperaturniveau im Sekundärkreis und dem WW- und Raumheizungsspeicher durchgeführt. Ist das Temperaturniveau ausreichend hoch, kann eine Beladung des WW- und Raumheizungsspeichers erfolgen.

Zur Verdeutlichung des Regelkonzepts ist in Abbildung 41 der Tagestemperaturverlauf der Vorlauf- und Rücklaftemperatur des primären Solarkreises sowie die Kollektortemperatur, die unteren Speichertemperaturen (WW- und Raumheizungsspeicher sowie Löschwasserbecken), die Volumenströme der einzelnen Sekundärkreise und der Verlauf der Einstrahlungsleistung für den 21.09.2015 angeführt. Wie anhand der Darstellung erkennbar, geht die Solaranlage um 9:00 Uhr in Betrieb und speist für rund 120 min in den Erdspeicher ein. Um 10:30 Uhr wird die Einspeisung in den Erdspeicher unterbrochen und nach rund 5 min wird solare Wärme in den Raumheizungsspeicher, bis ca. 13:00 Uhr, eingebracht. Eine Beladung des WW-Speichers findet zwischen 11:30 Uhr und 13:00 Uhr parallel statt. Ab ca. 17:00 Uhr sinkt die Vorlauftemperatur unter die Speichertemperatur. Ab diesem Zeitpunkt, bis ca. 18:00 Uhr, erfolgt eine erneute Beladung des Erdspeichers.

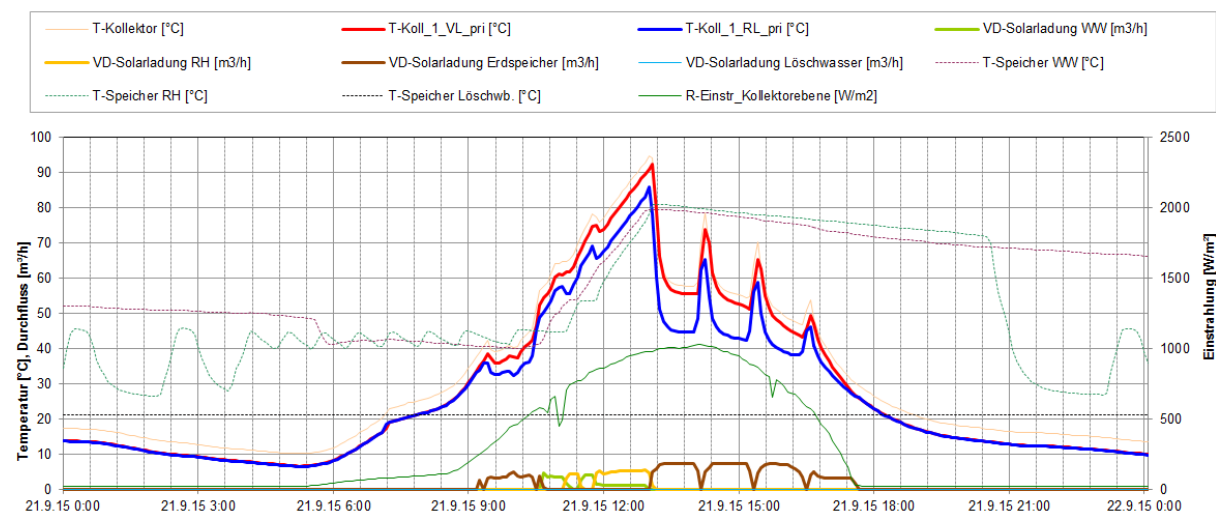


Abbildung 41: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise an einem Sommertag (21.09.2015)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage in den Sommermonaten ist in Abbildung 42 für den 16.07.2015 beispielhaft dargestellt. Die Raumheizung ist in diesem Zeitraum nicht aktiv und Wärme wird nur für die Warmwasserbereitung benötigt. Wie in den Darstellungen erkennbar wird solare Wärme, bis auf ein tägliches Zeitfenster am frühen Nachmittag, fast ausschließlich in den Erdspeicher eingebracht. Im erkennbaren Zeitfenster, rund 60 min zwischen 13:30 Uhr und 14:30 Uhr, wird solare Wärme in den WW-Speicher eingebracht und dieser im unteren Bereich bis auf 80 °C erwärmt. In der Darstellung ist deutlich das Regelkonzept der solarthermischen Anlage bei der Beladung des Erdspeichers erkennbar. Alle 60 min wird die Beladung unterbrochen um das vorhandene Temperaturniveau für eine mögliche Beladung des WW-Speichers messen zu können.

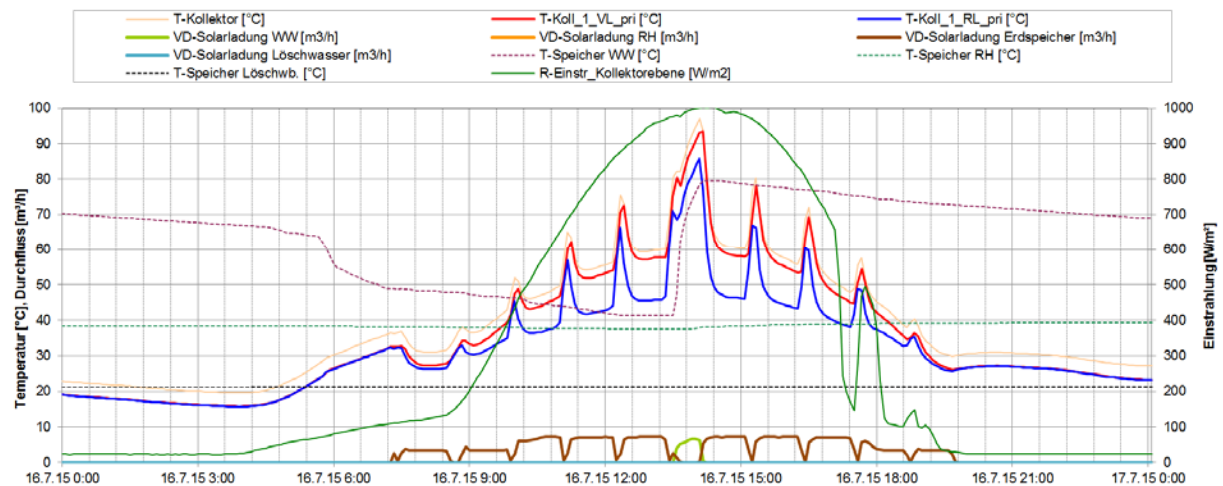


Abbildung 42: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise (16.07.2015)

Die Betriebsweise der Solarthermischen Anlage beispielhaft für drei Wintertage (29.12.2015 bis 31.12.2015) ist in Abbildung 43 dargestellt. Am 29.12.2015 weist einen Tag mit niedriger Einstrahlungsleistung, Tagesmaximum von rund 150 W/m^2 , auf. Die Solaranlage geht ganztägig nicht in Betrieb. Am 30.12.2015 ist die solarthermische Anlage für rund 240 min in Betrieb. Der gesamte solare Ertrag wird in diesem Zeitraum in den Erdspeicher eingebracht. Eine Beladung des WW-Speichers oder RH-Speichers findet nicht statt. Am 31.12.2015 ist die Einstrahlungsleistung im Vergleich zum Vortag geringfügig höher und die solare Wärme wird, auf einem deutlich höheren Temperaturniveau, in den RH-Speicher eingebracht. In dem WW-Speicher wird an diesem Tag nicht eingespeist.

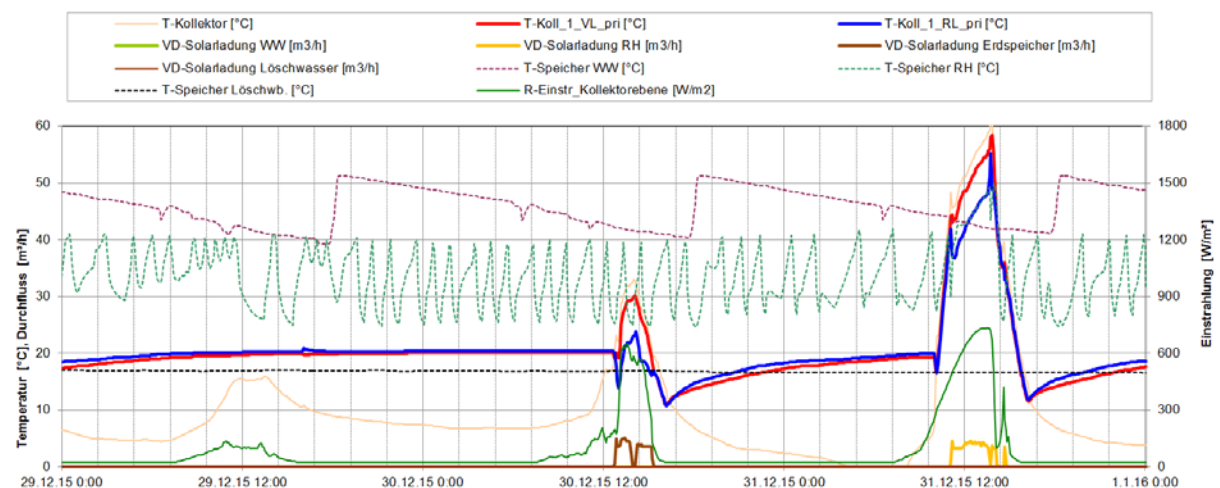


Abbildung 43: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise an drei Tagen in der Kernheizperiode (29.12.2015 bis inkl. 31.12.2015)

Während der Anlagenbetrieb im Allgemeinen als stabil bezeichnet werden kann, zeigte sich bei der weiterführenden Analyse der solarthermischen Anlage deutliches Optimierungspotential. Wie bereits in Abbildung 38 dargestellt konnten im bisherigen Betrachtungszeitraum hohe spezifische solare Erträge erreicht werden wobei jedoch nur rund 10 % des Gesamtertrags in den RH- oder WW-Speicher eingebracht wurden. Der direkte genutzte Solarertrag ist bis dato sehr gering. Die Ursache hierfür ist einerseits in der Regelung der Solaranlage als auch in der Auslegung und Umsetzung des Wärmebereitungs- und verteilsystems sowie der Wärmespeicherung zu finden.

Eine Anpassung der Regelung der solarthermischen Anlage, insbesondere bei der Beladung des Erdspeichers, weg von starren Beladezeitfenstern von 60 min, könnte das Verhältnis des direkten zu indirekt Anteils verbessern und die Laufzeit der WP reduzieren. Beispielhaft für das vorhandene Optimierungspotential im Bereich der Regelung ist in Abbildung 44 der Solarkreis zuzüglich der Volumenstrom der WP für einen Tag in der Übergangszeit dargestellt. Durch das starre Zeitfenster bei der Beladung des Erdspeichers wird die Beladung der RH- und WW-Speicher gesperrt. Sinkt in diesem Zeitraum das Pufferspeichertemperaturniveau ab, muss dementsprechend die WP in Betrieb genommen werden. Vorhandene solare Wärme kann dann auch bei ggf. ausreichend hoher Einstrahlungsleistung nicht direkt in die RH- und WW-Speicher eingebracht werden. Eine Verbesserung des gegenwärtigen Betriebs würde bspw. durch eine strahlungsleistungsabhängige bzw. solarleistungsabhängige Regelung für die Beladung der unterschiedlichen Speicher erreicht werden. Hierbei würde bei auftretender Wärmebedarf und gleichzeitig ausreichender Solarleistung die Einspeisung in den Erdspeicher unterbrochen und solare Wärme direkt eingespeist werden.

Nach Rücksprache mit dem Betreiber als auch dem zuständigen technischen Personen zeigte sich jedoch, dass das verwendete System keine derartigen Eingriffe in das Regelkonzept vorsieht bzw. erlaubt. Ein Umbau des gesamten Solarverteilsystems wäre dementsprechend nötig gewesen, wurde aber von Seiten des Betreibers aus Kostengründen ausgeschlossen. Als Fortschritt kann jedoch gewertet werden, dass künftig bei Anlagen dieser Form, Regelungen umgesetzt werden, die eine einfachere und unkomplizierte Anpassung der Regelparameter erlauben.

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung des direkten Anteils könnte durch eine Vergrößerung des Pufferspeichervolumens erreicht werden. Hierdurch könnte mehr solare Wärme direkt eingebracht werden und in weiterer Folge auch in den Nachstunden, die Raumheizung und WW-Bereitung aus dem Speichern erfolgen. Die Betriebsstunden der Wärmepumpe könnten so, speziell in der Übergangszeit, reduziert werden.

Die Möglichkeit der Vergrößerung des Pufferspeichervolumens wurde mit dem Betreiber besprochen und soll im Zuge einer künftigen Erweiterung umgesetzt werden. Der Start der Planungsphase für diese Erweiterung ist für das laufende Jahr 2016 angedacht.

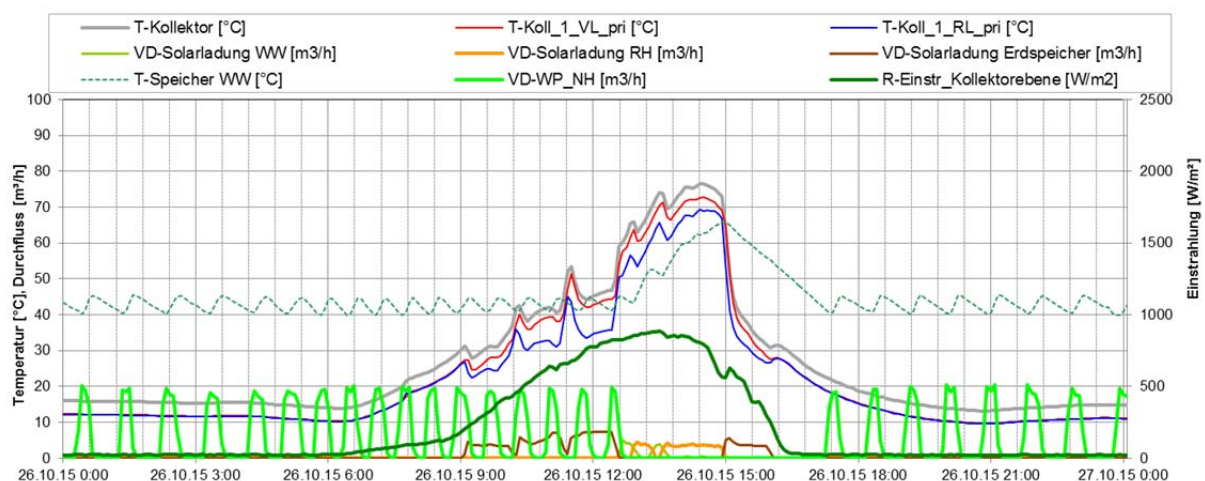


Abbildung 44: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise und des Wärmepumpen-Nachheizungskreises (26.10.2015).

Weiteres Optimierungspotential im Bereich der solarthermischen Anlage konnte bereits vor dem Start der einjährigen Monitoringphase im Zuge der Prüfung der Sensorik für den Monitoringprozess festgestellt und behoben werden.

Probleme bei der Regelung der solarthermischen Anlage führten wiederholt zu Anlagenstillstand und Anlagenstagnation. Durch eine Abänderung der Regelkriterien (Verkürzung der Stillstandszeiten nach der Beladung des Erdspeichers) konnte dieses Problem behoben werden. Beispielhaft für die Betriebsweise der Anlage sind in Abbildung 45 (obere Darstellung), 2 Tage unmittelbar vor der Anpassung des Regelkriteriums dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, tritt an beiden Tagen um ca. 13:00 Uhr Anlagenstagnation auf. Ursache ist, dass nach dem Wechsel zwischen der Beladung des Erdspeichers auf dem RH-Speichers und nach dessen vollständiger Beladung, das Temperaturniveau durch den vorgesehen Anlagenstopp ohne Wärmeabnahme von 10 min zu schnell steigt und dementsprechend keine Rückeinspeisung bspw. in den Erdspeicher mehr möglich ist. Nach der Absenkung der Stillstandszeit auf 5 min sowie einer Anpassung der maximal möglichen VL-Temperatur in den Erdspeicher konnte dieses Problem gelöst werden. In der unteren Darstellung der Abbildung 45 sind zwei Tage mit vergleichbaren Bedingungen nach umgesetzter Optimierung dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass nach der vollständigen Beladung des RH-Speichers bzw. WW-Speichers erneut in den Erdspeicher eingespeist werden kann. Die Anlagenstagnationszeiten konnten so deutlich reduziert werden.

Optimierungspotential im Bereich der Einspeisung solarer Wärme in das Löschwasserbecken wurde im Zuge der Begleitforschung bereits mit Ende 2014 behoben. Bei der Anlagenanalyse zeigte sich, dass die Umwälzpumpe im Beladungskreis des Löschwasserbeckens defekt war. Nach dem Tausch der defekten Pumpe mit Ende 2014 konnten in diesem Bereich keine Probleme bei der Beladung festgestellt werden.

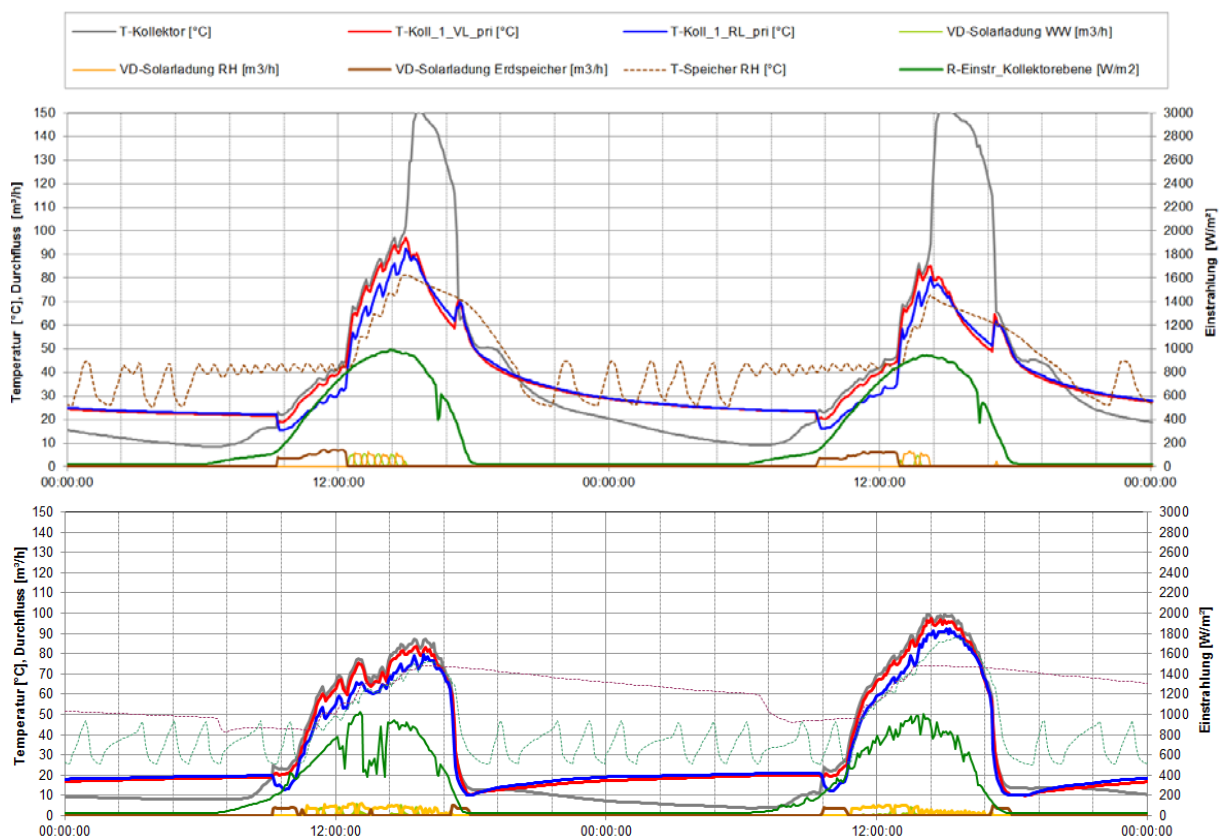


Abbildung 45: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise vor der Optimierung mit Anlagenstagnation (obere Darstellung) sowie nach der umgesetzten Optimierung ohne Anlagenstagnation (untere Darstellung).

Die Nachheizung bei der Anlage Trotec erfolgt mittels zweier Wärmepumpen. Einerseits über eine Sole-Wärmepumpe bei der der Erdspeicher oder das Löschwasserbecken die

Quelle darstellen und andererseits eine Wasser-Wasser-Pumpe. Es ist vorgesehen, dass hauptsächlich die Sole-WP zur Energiebereitstellung herangezogen wird, die Wasser-Wasser-WP dient als Backup und zur Abdeckung etwaig auftretender Spitzenlasten. Die Betriebszeiten bzw. der produzierten Energiemenge der Wasser-WP sind dementsprechend gering und liegen bei rund 3% bezogen auf die Energiesumme beider Wärmepumpen.

Das Betriebsverhalten der Wärmepumpen anhand von Tagestemperaturverläufen ist in Abbildung 46 für drei Tage in der Übergangszeit sowie für drei Tage in der Kernheizperiode in Abbildung 47 dargestellt. In den Sommermonaten (Juni, Juli und August 2015) wurde keine Wärme für die Raumheizung benötigt, eine Nachheizung über die WP zur Warmwasserbereitung fand nur in begrenzt, an sich wiederholenden Tagen mit niedriger Einstrahlungsleistung, statt.

Abbildung 46 zeigt die Betriebsweise der Sole-WP an drei Tagen in der Kernheizperiode. Wie in beiden Darstellungen deutlich erkennbar kommt es über den gesamten tagesverlauf zu einer Vielzahl von Ein- und Ausschaltvorgängen. Das Regelungskonzept sieht ein Einschalten der WP bei Erreichen einer unteren RH-Speichertemperatur von 25 °C vor. Der Speicher wird dann auf das vorgesehene Temperaturniveau gehoben und nach Erreichen dieser wird die WP außer Betrieb genommen. Dieser Vorgang benötigt, bei vorhandenem Heizbedarf, ca. 60 min. Ein durchgehender Betrieb der WP ist aufgrund der vergleichsweise deutlich geringeren Raumheizungsleistungsanfrage nicht möglich. In weiterer Folge wird Wärme, bei jetzt ausgeschalteter WP, dem Pufferspeicher zur Versorgung der Heizkreise entzogen und nach rund 30 min stellt sich erneut ein Temperaturniveau im unteren Speicherbereich von ca. 25 °C ein. Die WP wird in Betrieb genommen und der Zyklus startet von vorne. Vergleichbare Betriebsbedingungen konnten auch in der Übergangszeit festgestellt werden. Wie in Abbildung 47 dargestellt sind vergleichbare Taktzyklen bei dem Betrieb der Wärmepumpe erkennbar. Längere Unterbrechungen stellen sich nur ein, wenn Wärme über die solarthermische Anlage bereitgestellt werden konnte. Eine Darstellung der Darstellung der Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie die Häufigkeit der Einschaltvorgänge und die durchschnittliche Laufzeit pro Zyklus/Tag ist in Abbildung 48 dargestellt. Die mittlere Laufzeit pro Zyklus/Tag lag im Betrachtungszeitraum bei rund 51 min bzw. 11,5 Einschaltvorgänge pro Tag. Grundsätzlich kann diese Betriebsweise, insbesondere hinsichtlich der erreichbaren Arbeitszahlen (siehe weiter unten), als ungünstig bezeichnet werden. Die Gründe für das häufige Ein- und Ausschalten liegen in einer für den vorhandenen Verbrauch zu groß dimensionierten Wärmepumpe bzw. einer deutlichen Differenz zwischen erwarteten und tatsächlichen Wärmeverbrauch (vgl. Abbildung 40).

Anpassungen sind auch nach Rücksprache mit dem Betreiber und Erreichter der Anlage aktuell nicht vorgesehen bzw. nicht möglich. Die geplante Erweiterung der Produktionshalle im Laufe des kommenden Jahres stellt jedoch eine Möglichkeit dar, längerfristig Verbesserungen durchzuführen.

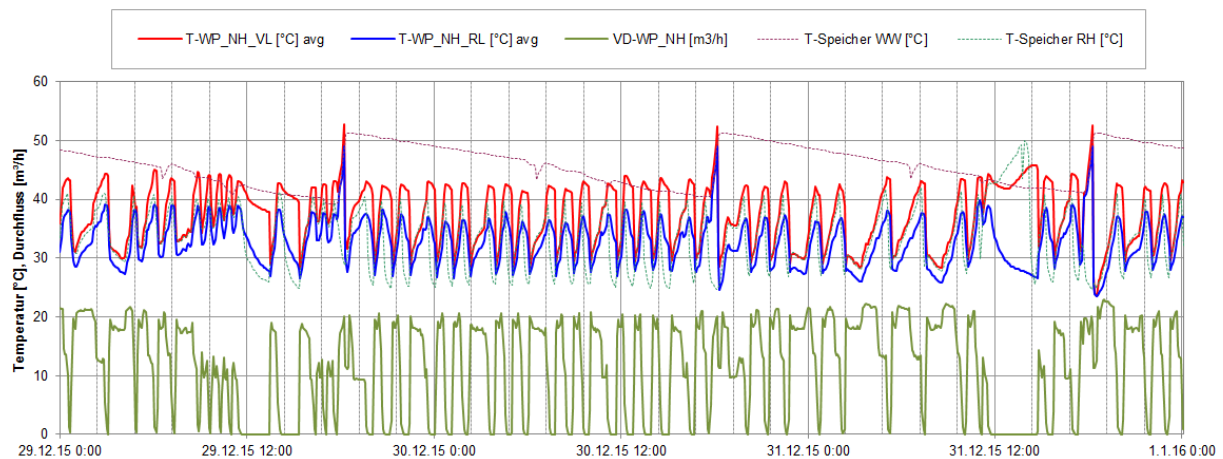


Abbildung 46: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungskreis der Wärmepumpen, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Kernheizperiode (29.12.2015 bis inkl. 31.12.2015)

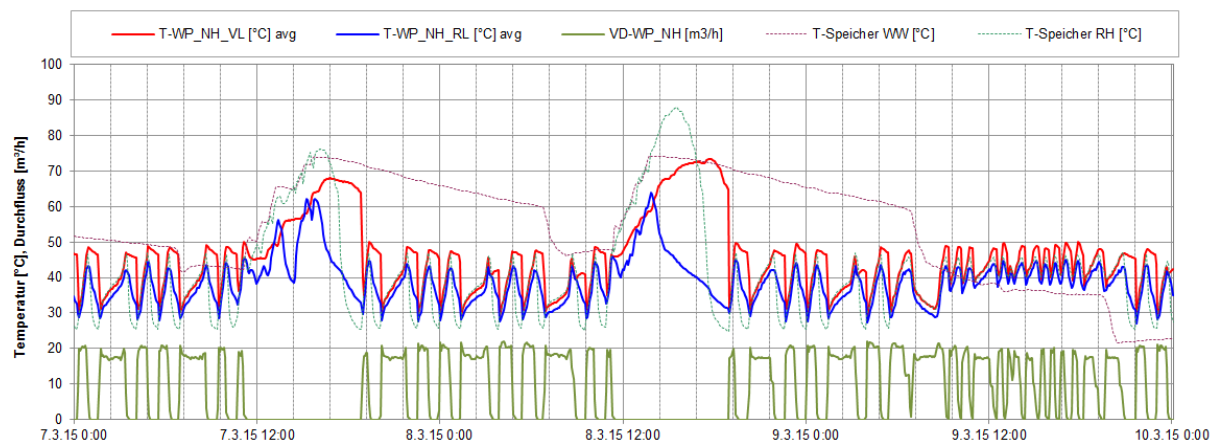


Abbildung 47: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungskreis der Wärmepumpen, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Übergangszeit (07.03.2015 bis inkl. 09.03.2015)

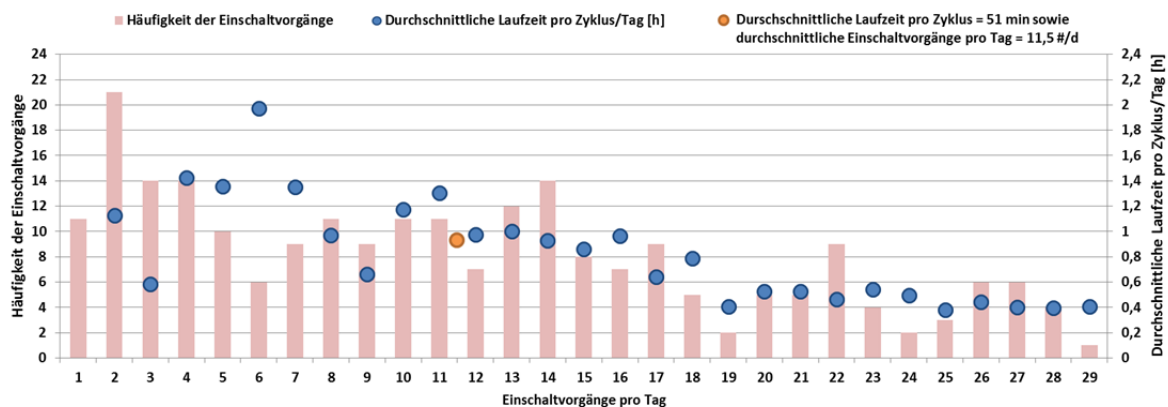


Abbildung 48: Darstellung der Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie die Häufigkeit der Einschaltvorgänge und die durchschnittliche Laufzeit pro Zyklus/Tag.

Die Arbeitszahlen der Sole-WP, die Wärmemengen und der Stromverbrauch als auch die durchschnittlichen Abgabetemperaturen der WP der jeweiligen Monate sind in Abbildung 49 dargestellt. Im bisherigen Betrachtungszeitraum konnten Arbeitszahlen zwischen 3,7 und 4,7 gemessen werden. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg beträgt die Arbeitszahl 4,1. Die vom Errichter der Anlage angestrebte Arbeitszahl, größer 4,5, konnte durch eine Anpassung der Regelung ab Ende November 2015 erreicht werden. Im Speziellen wurde eine Regelanpassung zur Absenkung der Abgabetemperatur umgesetzt.

Wie in der Abbildung 49 erkennbar, sinkt im Monat Dezember 2015 die Abgabetemperatur bzw. Vorlauftemperatur des Kondensatorkreises um rund 5 K bei gleichzeitiger Verbesserung der Arbeitszahl. Laut Betreiber ergaben sich aus der Regelanpassung jedoch Beeinträchtigungen hinsichtlich des Komfortempfindens. Die Beschäftigten der Fa. Trotec bemängeln insbesondere die stark schwankenden als auch teilweise zu tiefen Raumtemperaturen seit der Anpassung der Regelung. Die Probleme wurden den zuständigen technischen Personen des Anlagenerrichters kommuniziert und sollten nach Rücksprache mit Anfang Februar behoben werden. Mit einem Absinken der Arbeitszahlen, auf die durchschnittlichen Werte vor der Anpassung des Vorlauftemperaturniveaus, muss jedoch gerechnet werden.

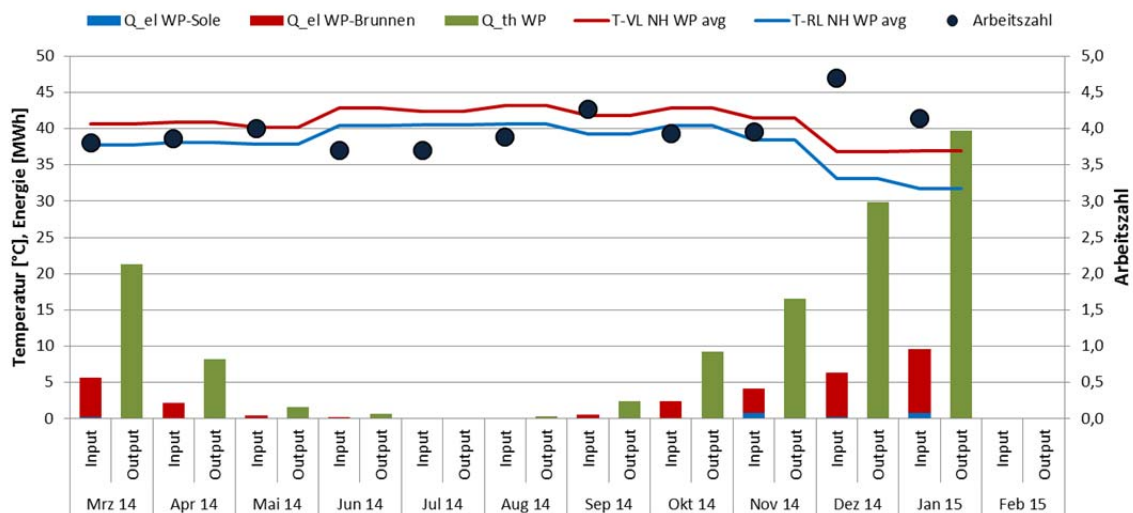


Abbildung 49: Darstellung der monatlichen Arbeitszahlen, der von den Wärmepumpen geleisteten Heizarbeit und der eingesetzten elektrischen Arbeit sowie der mittleren monatlichen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Betrieb.

Die detaillierte Bewertung und Analyse des Erdspeichers als auch des Löschwasserbeckens als Quelle für die Sole-WP bzw. der solaren Wärmeeinbringung ist im folgend angeführt.

Abbildung 50 zeigt hierfür den täglichen Eintrag bzw. die tägliche entnommene Energie in den Erdspeicher (orangen und gelb), des Löschwasserbeckens (blau) und die jeweiligen Temperaturen der beiden Speicher. Wie in der Darstellung erkennbar dient insbesondere der Erdspeicher zur Speicherung von solarer Wärme (Mai bis Oktober) bzw. als Quelle für die WP (Oktober bis April). Die Temperaturen liegen dabei zwischen rund 28 °C, im August, und 8 °C Ende Jänner bzw. Anfang März. Über das Löschwasserbecken wird ganzjährig weniger Energie eingespeichert bzw. entnommen. Die maximale Temperatur ist mit 21 °C begrenzt und wird bereits Mitte Mai erreicht. Die minimale Temperatur wird ebenfalls Ende Jänner, mit rund 13 °C erreicht.

Das höhere Temperaturniveau aus dem Löschwasserbecken, im Vergleich zum Erdspeicher, kann aufgrund des zusätzlichen Wärmetauschers, der eine Grädigkeit von rund 8 K aufweist und zwischen Löschwasserbecken und WP-Quellenkreis installiert ist, nicht genutzt werden. Wie in der Darstellung deutlich erkennbar liegt das Temperaturniveau aus dem Löschwasserbecken (orange strichlierte Linie) nach dem Wärmetauscher unter denen des Erdspeichers (grün strichlierte Linie). Die Nutzung des Löschwasserbeckens stellt dementsprechend keine deutliche Verbesserung im Vergleich zur reinen Nutzung des Erdspeichers dar. Auch ist die Speicherkapazität des Löschwasserbeckens im Vergleich zum Erdspeicher durch die gegebenen Rahmenbedingungen (max. 21 °C) gering.

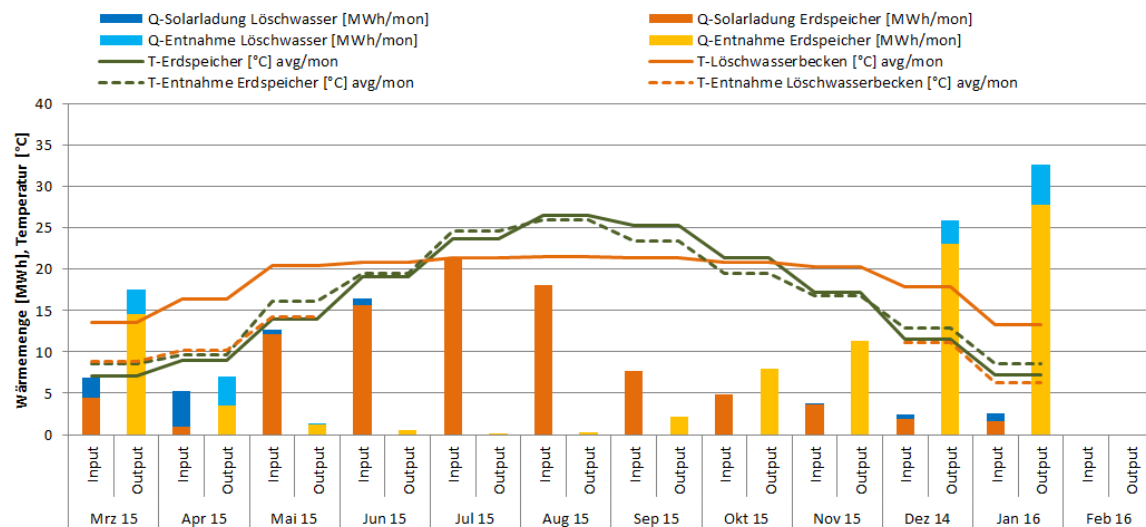


Abbildung 50: Darstellung der eingespeisten und entnommenen Wärme in das Löschwasserbecken und den Erdspeicher sowie der mittleren monatlichen Temperaturen des Löschwasserbeckens und des Erdspeichers zuzüglich der Entnahmetemperaturen unmittelbar vor dem Verdampfer der Wärmepumpe.

Im Bereich der Wärmeverteilung, Raumheizung und Warmwasserbereitung, konnten keine weiteren Optimierungspotentiale detektiert werden. Die Betriebsweise für jeweils drei Tage in der Übergangszeit, Kernheizperiode sowie für drei Sommertage ist in Abbildung 51 bis Abbildung 53 dargestellt.

Wie in Abbildung 51, beispielhaft drei Tage im Sommerbetrieb, erkennbar findet in diesem Zeitraum keine Raumheizung statt. Den einzigen Wärmeverbraucher stellt die Warmwasserversorgung dar. Das Vorlauftemperaturniveau für die Warmwasserbereitung liegt bei rund 70 °C, das Rücklauftemperaturniveau bei rund 45 °C.

Die Betriebsweise der Wärmeabgabekreise in der Übergangszeit bzw. Kernheizperiode ist in Abbildung 52 und Abbildung 53 dargestellt. Deutlich Unterschiede zwischen den beiden Perioden sind in den Vorlauftemperaturniveaus erkennbar. Durch die bereits angeführte Regelanpassung bzw. der sich daraus ergebenden Absenkungen des Vorlauftemperaturniveaus wurde diese auch an die Verbraucherkreise weitergegeben. Wie bereits angeführt sank dadurch der Komfortempfinden der Beschäftigten der Fa. Trotec durch schwankende und teils zu niedrige Raumtemperaturen. Eine Anpassung der Regelung soll nach Rücksprache bereits Anfang Februar umgesetzt werden.

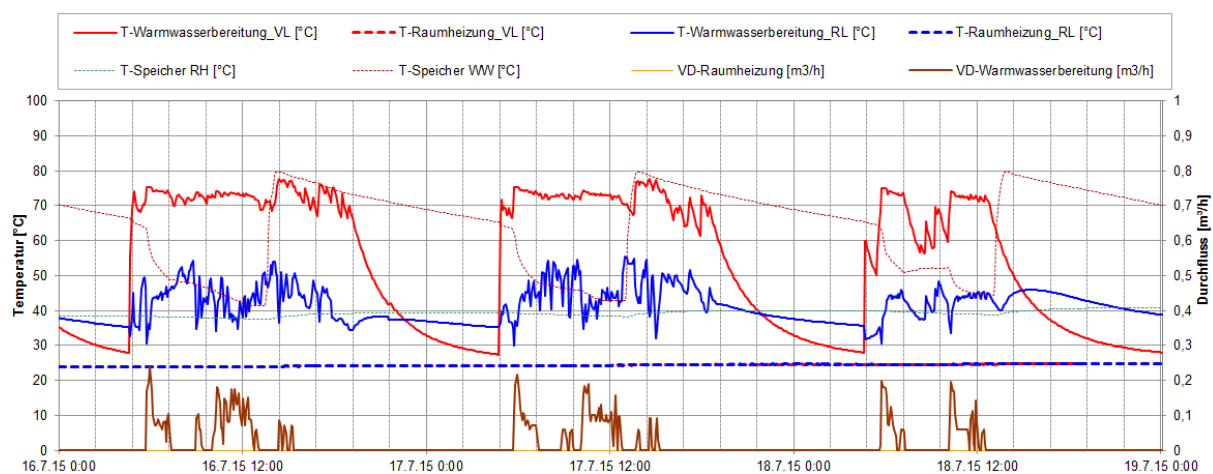


Abbildung 51: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Sommerzeit (16.07.2015 bis inkl. 18.07.2015)

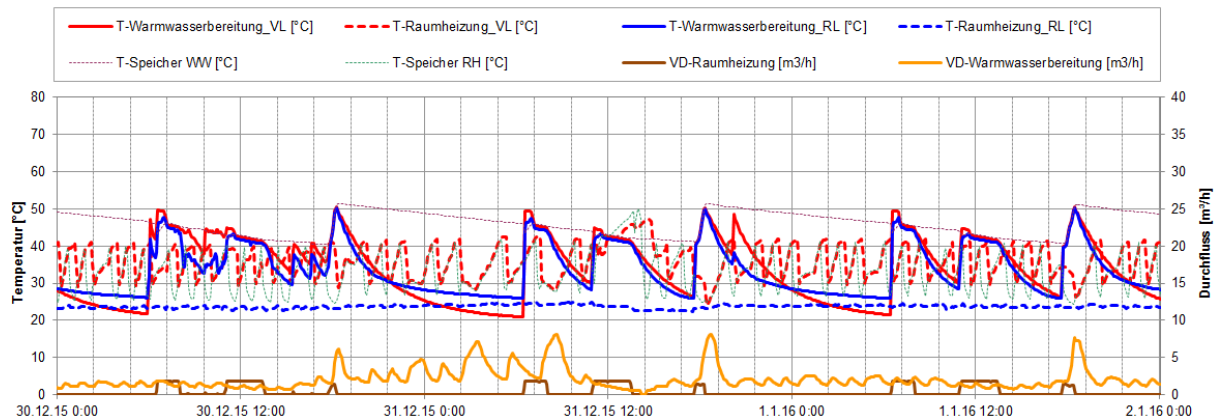


Abbildung 52: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Kernheizperiode (07.03.2015 bis inkl. 09.03.2015)

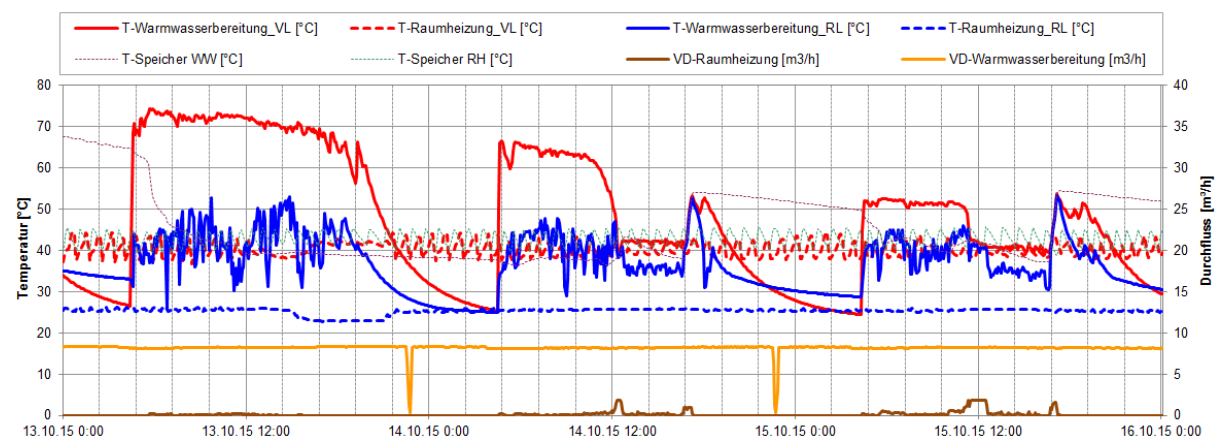


Abbildung 53: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Übergangszeit (13.10.2015 bis inkl. 15.10.2015)

8.1.6 Anlagen Status Quo

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage zeichnete sich bisher durch hohe solare Erträge sowie vereinzelt Optimierungsbedarf aus. Bei der weiterführenden Analyse der spezifischen Solarerträge zeigt sich, dass nur rund 10 % des spezifischen Solarertrags direkt genutzt, sprich direkt in den RH- bzw. WW-Speicher eingebracht wird. Um den Anteil direkter solarer Wärme am Gesamtenergiebedarf erhöhen zu können, müssten Anpassungen an der Regelung umgesetzt werden. Diese Anpassungen konnten, nach Rücksprache mit dem Betreiber als auch dem Anlagenerrichter, nicht umgesetzt werden, da das verwendete System keine derartigen Veränderungen der Regelparameter vorsieht bzw. ermöglicht. Ein Umbau der Regelungseinheit und des Solarverteilersystems wäre dementsprechend nötig gewesen, wurde aber von Seiten des Betreibers aus Kostengründen ausgeschlossen. Als Fortschritt kann gewertet werden, dass künftig bei Anlagen des Errichters, Regelungen umgesetzt werden, die eine einfachere und unkomplizierte Anpassung der Regelparameter erlauben.

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung des direkten Anteils könnte durch eine Vergrößerung des Pufferspeichervolumens erreicht werden. Die Möglichkeit wurde mit dem Betreiber besprochen und soll im Zuge einer künftigen Erweiterung der Produktionsfläche umgesetzt werden.

Weiters Optimierungspotential welches im Rahmen der Begleitforschung festgestellt und mit dem Betreiber umgesetzt werden konnte ist folgend angeführt:

- o Detektion einer defekten Umwälzpumpe im Bereich der Einspeisung von solarer Wärme in das Löschwasserbecken. Der Tausch der Pumpe erfolgte mit September 2014.
- o Probleme bei der Regelung der solarthermischen Anlage führten wiederholt zu Anlagenstillstand und Anlagenstagnation. Durch eine Abänderung der Regelung konnten die Stillstandszeiten deutlich verringert werden.

Bei der Analyse der Betriebsweise der Wärmepumpe zeigte sich, dass insbesondere die gemessenen Arbeitszahlen nicht an die im Vorfeld erwarteten Werte, von größer 4,5, heran kamen. Versuche des Anlagenerrichters, durch eine Anpassung der Regelung hin zu niedrigeren Vorlauftemperaturen, höhere Arbeitszahlen zu erreichen, mündeten in Beeinträchtigungen hinsichtlich des Komfortempfindens der Mitarbeiter. Die durchgeführten Anpassungen werden Anfang Februar zurückgebaut.

Als nachteilig erwies sich, das im Tagesverlauf häufige Ein- und Ausschalten der Wärmepumpe. Die Ursache hierfür liegt in einer für den vorhandenen Verbrauch zu groß dimensionierten Wärmepumpe bzw. einer deutlichen Differenz zwischen erwartetem und tatsächlichem Wärmeverbrauch.

Eine Analyse des Erdspeichers als auch des Löschwasserbeckens als Quelle für die Sole-WP zeigte, dass das höhere Temperaturniveau aus dem Löschwasserbecken, im Vergleich zum Erdspeicher, aufgrund des zusätzlichen Wärmetauschers nicht genutzt werden konnte. Die Nutzung des Löschwasserbeckens stellt dementsprechend keine deutliche Verbesserung im Vergleich zu einer reinen Nutzung des Erdspeichers dar.

Im Bereich der Wärmeverteilung, Raumheizung und Warmwasserbereitung, konnten keine Optimierungspotentiale detektiert und die Betriebsweise kann dementsprechend als zufriedenstellend bezeichnet werden.

8.2 Autohaus Esthofer, OÖ

8.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Autohaus Esthofer
<u>Adresse:</u>	4844 Regau
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung, Warmluft für Lackiererei inkl. Vorbereitung, Warmwasserboiler
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	260 m ² (130 Stk. x 2,14 m ²) Flachkollektoren (Immosolar IS-PRO 2H)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Ausrichtung:</u>	185°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 x 4 m ³ sowie 2 m ³ Pufferspeicher, 3.300 m ³ Erdspeicher unter Fundament, 1,5 m ³ Kältespeicher, 800 l Boiler
<u>Nachheizung</u>	2 Wärmepumpen IS-SW 117 kW (eine davon reversibel), Gas-Brennwertkessel (285 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	41 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	554 kWh/(m ² *a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring gestartet mit September 2015
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Autohaus Esthofer“ handelt es sich um die Einspeisung einer 260 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung des Autohauses Esthofer Regau im Bundesland Oberösterreich. Der Neubau hat eine Grundfläche von etwa 3600 m² und wird seit 2013 genutzt. Er besteht aus zwei Verkaufsräumen, einer Werkstätte mit einer Waschbox und Lackierkabinen, Lagerräumen sowie Technik- und weiteren Räumen.

Das Kollektorfeld ist auf der Dachfläche des Gebäudes montiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Speziell ist bei diesem Projekt ein etwa 3.300 m³ großer Erdspeicher unter dem Gebäude, der der möglichst langfristigen Wärmespeicherung (Saisonalspeicher) dient. Er wird von der Solaranlage beladen, die außerdem drei Wasserwärmespeicher versorgt. Die Solaranlage reduziert im gegenständlichen Projekt die Laufzeit zweier Sole/Wasser-Wärmepumpen, die den Erdspeicher im Heizfall als Wärmequelle nutzen. Eine der Wärmepumpen ist reversibel und speist im Kühlfall Abwärme in den Erdspeicher. Sowohl die Einspeisung von Abwärme im Kühlbetrieb als auch die Einspeisung von Solarenergie heben das Temperaturniveau im Erdspeicher und erhöhen die Effizienz der Wärmepumpen im Heizfall. Dadurch sinkt der Bedarf an elektrischer Energie. Als Nachheizung dient ein Gas-Brennwertkessel.

Zur Wärmeabgabe werden Fußbodenheizung (40/30 °C), Deckenstrahlplatten (50/40 °C), Heizkörper (55/40 °C), Heizlüfter (50/30 °C) sowie Luftwärmetauscher in den Lackierkabinen (50/40 °C) eingesetzt. Die Kühlung im Verkaufsbereich „Galerie“ und in den Lackierkabinen erfolgt über dieselben Deckenstrahlplatten und Luftwärmetauscher wie im Heizbetrieb. Durch die Kühlung wird die Stillstandszeit in den Kabinen verkürzt.



Abbildung 54: Südost-Ansicht des Gebäudes „Autohaus Esthofer“ mit den Kollektoren am Flachdach. Quelle: AIT



Abbildung 55: Aufständering der Kollektorreihen. Quelle: AIT



Abbildung 56: Ansicht der Heizzentrale bzw. der Wärmepumpen (linke Abbildung) und Darstellung der Verteiler und der Verrohrung der Rohrregister für den Erdspeicher (rechte Abbildung). Quelle: AIT

8.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungs-system zur Anlage „Autohaus Esthofer“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 79 dargestellt. Die Solaranlage kann je nach Temperaturniveau in einen Pufferspeicher für die Lackierkabinen inkl. Vorbereitung (4 m^3), zwei seriell geschaltete Raumheizungspuffer für die anderen Teile des Gebäudes

($2 \times 4 \text{ m}^3$) und in einen etwa 3.300 m^2 großen Erdspeicher (Teile des Erdreichs unter dem Gebäude), mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, einspeisen. Um eine langfristige Hebung des Temperaturniveaus des Erdspeichers erreichen zu können, wird neben solarthermisch gewonnener Energie Abwärme aus den Lackierkabinen („Stille Kühlung“) sowie die Abwärme der reversiblen Wärmepumpe (bei Kühlbetrieb im Verkaufsbereich „Galerie“) in den Erdspeicher eingebracht.

Zur Sicherstellung des erforderlichen Temperaturniveaus aller Wärmeverbraucher dient ein Gas-Brennwertkessel als Nachheizung für den wärmeren der beiden in Serie geschalteten Raumheizungspufferspeicher. Der kältere dieser beiden Pufferspeicher wird von den Wärmepumpen beheizt. Der im Vergleich zur Heizlast minimale Warmwasserverbrauch wird über einen Boiler (800 l) bedient, dessen Heizpatrone zum Schutz vor Legionellen regelmäßig eingeschaltet wird.

Zur Kühlung im Verkaufsbereich „Galerie“ wird die Wärmepumpe 1 reversibel betrieben und der Erdspeicher dient als Wärmesenke. Ein Kältespeicher ($1,5 \text{ m}^3$) reduziert die Taktzyklen dieser Wärmepumpe und ermöglicht die kontinuierliche Raumkühlung.

Elf Wärmemengenzähler, vier Stromzähler, 34 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie fünf Statusmeldungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

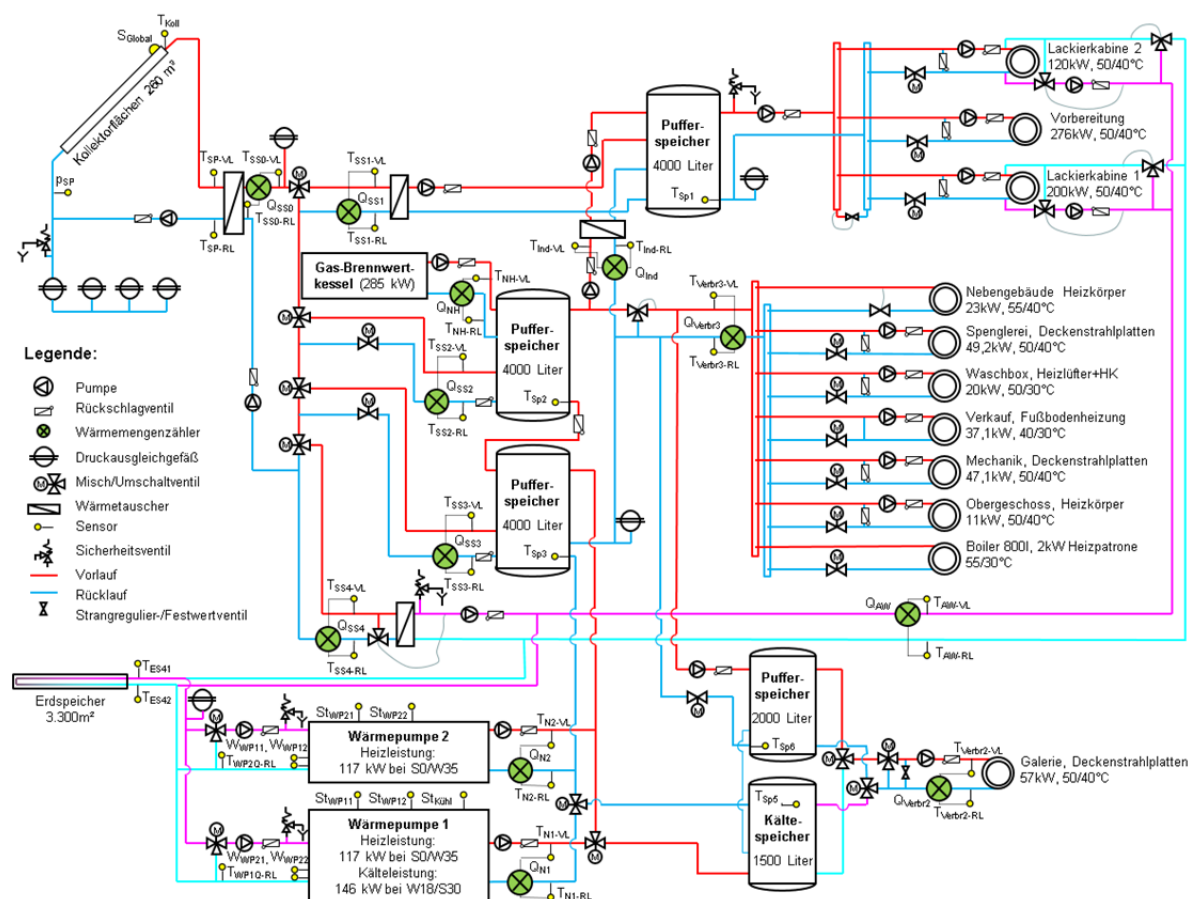


Abbildung 57: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Autohaus Esthofer“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

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

Solar-Sekundärkreis

Q_{SS0}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis gesamt
$T_{\text{SS0-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär gesamt
$T_{\text{SS0-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär gesamt
Q_{SS1}	Wärmemengenzähler Solar in den Pufferspeicher für die Lackierkabinen
$T_{\text{SS1-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Pufferspeicher für die Lackierkabinen
$T_{\text{SS1-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Pufferspeicher für die Lackierkabinen
Q_{SS2}	Wärmemengenzähler Solar in den wärmeren Pufferspeicher für die Raumheizung
$T_{\text{SS2-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den wärmeren Pufferspeicher für die Raumheizung
$T_{\text{SS2-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem wärmeren Pufferspeicher für die Raumheizung
Q_{SS3}	Wärmemengenzähler Solar in den kühleren Pufferspeicher für die Raumheizung
$T_{\text{SS3-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den kühleren Pufferspeicher für die Raumheizung
$T_{\text{SS3-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem kühleren Pufferspeicher für die Raumheizung
Q_{SS4}	Wärmemengenzähler Solar in den Erdspeicher
$T_{\text{SS4-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Erdspeicher
$T_{\text{SS4-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Erdspeicher

Raumheizungspuffer an den Pufferspeicher für Lackierkabinen

Q_{Ind}	Wärmemengenzähler von den Raumheizungspuffern zum Pufferspeicher für die Lackierkabinen
$T_{\text{Ind-VL}}$	Vorlauftemperatur von den Raumheizungspuffern zum Pufferspeicher für die Lackierkabinen
$T_{\text{Ind-RL}}$	Rücklauftemperatur vom Pufferspeicher für die Lackierkabinen zum Raumheizungspuffer

Nachheizung

Q_{NH}	Wärmemengenzähler Gas-Brennwertkessel
$T_{\text{NH-VL}}$	Vorlauftemperatur Gas-Brennwertkessel
$T_{\text{NH-RL}}$	Rücklauftemperatur Gas-Brennwertkessel
Q_{N1}	Wärmemengenzähler Nutzerseite Wärmepumpe 1
$T_{\text{N1-VL}}$	Vorlauftemperatur Nutzerseite Wärmepumpe 1
$T_{\text{N1-RL}}$	Rücklauftemperatur Nutzerseite Wärmepumpe 1
W_{WP11}	Stromaufnahme Kompressor 1 der Wärmepumpe 1
W_{WP12}	Stromaufnahme Kompressor 2 der Wärmepumpe 1

St_{WP11}	Status Kompressor 1 der Wärmepumpe 1
St_{WP12}	Status Kompressor 2 der Wärmepumpe 1
$St_{Kühl}$	Kühlbetrieb Wärmepumpe 1
$T_{WP1Q-RL}$	Rücklauftemperatur Quellenseite Wärmepumpe 1
Q_{N2}	Wärmemengenzähler Nutzerseite Wärmepumpe 2
T_{N2-VL}	Vorlauftemperatur Nutzerseite Wärmepumpe 2
T_{N2-RL}	Rücklauftemperatur Nutzerseite Wärmepumpe 2
W_{WP21}	Stromaufnahme Kompressor 1 der Wärmepumpe 2
W_{WP22}	Stromaufnahme Kompressor 2 der Wärmepumpe 2
St_{WP21}	Status Kompressor 1 der Wärmepumpe 2
St_{WP22}	Status Kompressor 2 der Wärmepumpe 2
$T_{WP2Q-RL}$	Rücklauftemperatur Quellenseite Wärmepumpe 2

Verbraucher

Q_{Verbr2}	Wärmemengenzähler Raumheizung/-kühlung Galerie
$T_{Verbr2-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung/-kühlung Galerie
$T_{Verbr2-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung/-kühlung Galerie
Q_{Verbr3}	Wärmemengenzähler Raumheizung ohne Galerie
$T_{Verbr3-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizung ohne Galerie
$T_{Verbr3-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizung ohne Galerie

Abwärme der Lackierkabinen („Stille Kühlung“)

Q_{AW}	Wärmemengenzähler Abwärme der Lackierkabinen
T_{AW-VL}	Vorlauftemperatur Abwärme der Lackierkabinen
T_{AW-RL}	Rücklauftemperatur Abwärme der Lackierkabinen

Speicher

T_{Sp1}	Temperatur in Pufferspeicher 1 unten
T_{Sp2}	Temperatur in Pufferspeicher 2 unten
T_{Sp3}	Temperatur in Pufferspeicher 3 unten
T_{Sp5}	Temperatur in Kältespeicher 5 oben
T_{Sp6}	Temperatur in Pufferspeicher 6 unten
T_{ES41}	Temperatur an wärmerem Erdspeicheranschluss
T_{ES42}	Temperatur an kälterem Erdspeicheranschluss

8.2.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 58 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Autohaus Esthofer“ zeigt einerseits die vier Energieinputs in das Gesamtsystem (mittelblau: Solarertrag am Solarwärmetauscher; lila: Heizenergie der Wärmepumpe 1; rosa: Heizenergie der Wärmepumpe 2; rot: Nachheizung durch Gas-Brennwertkessel) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (hellblau: Solarenergie an Puffer für die Lackierkabinen; dunkelblau: Solarenergie an Erdspeicher; gelb: Energie aus Heizungspuffer an Puffer für die Lackierkabinen; hellgrün: Wärmebedarf des Verkaufsbereichs „Galerie“; dunkelgrün: Wärmebedarf der übrigen Verbraucher). Aufgrund von Speichereffekten im Gesamtsystem (Heizungspuffer) kann das Energiedargebot der Solaranlage, der Wärmepumpen und des Gas-Brennwertkessels vom Energiebedarf an den Wärmeabgabesystemen bis zu einem gewissen Grad zeitlich entkoppelt werden. Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei das im Allgemeinen unterschiedliche Temperaturniveau im Speicher am Anfang und am

Ende der Zeiträume vernachlässigt wird. Aktuell betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 3 % der von der Solaranlage, den Wärmepumpen und des Gas-Brennwertkessels gelieferten Wärme. Der Gas-Brennwertkessel war bis 20. Jänner 2016 defekt, sodass erst ab diesem Monat nennenswerte Energiemengen dargestellt werden. Davor war die zugehörige Umwälzpumpe zeitweise aktiv, sodass sich der Zählerstand trotzdem minimal erhöht hat.

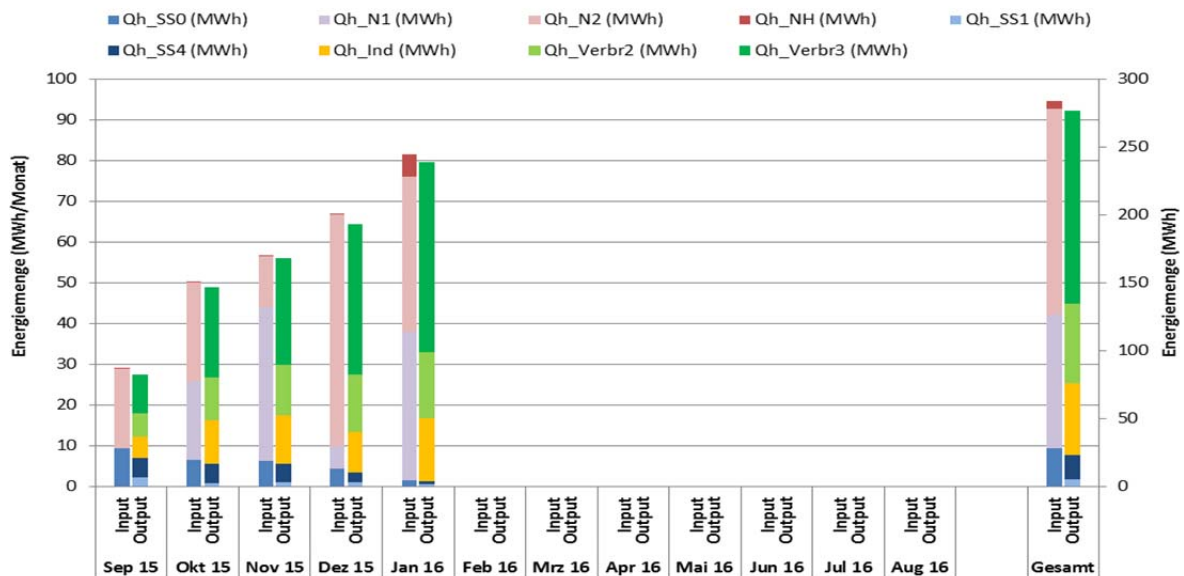


Abbildung 58: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „Autohaus Esthofer“ (September 2015 bis Jänner 2016)

Die in Abbildung 59 dargestellten Energieströme an den Sole/Wasser-Wärmepumpen umfassen einerseits die elektrisch zugeführte Energie und andererseits den messbaren Nutzen (Wärme und Kälte auf der Nutzerseite). Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl (schwarz). Über den bisherigen Beobachtungszeitraum ergibt sich eine Gesamtarbeitszahl von 3,2. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe hängt hauptsächlich vom Temperaturunterschied zwischen Quelle (im Heizfall der Erdspeicher) und Senke (im Heizfall das Wärmeabgabesystem) ab.

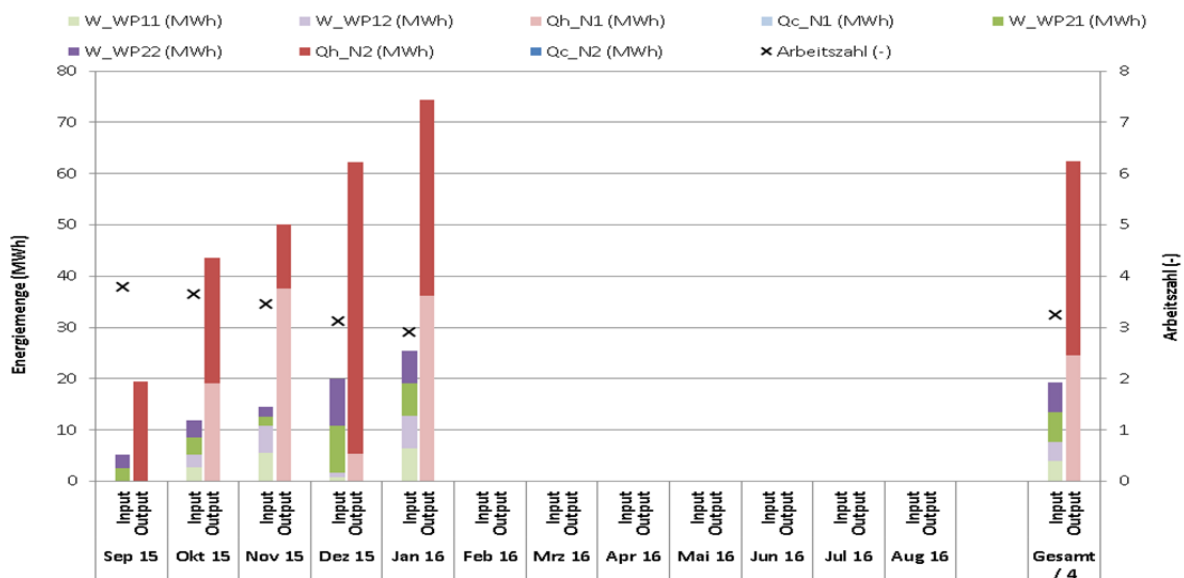


Abbildung 59: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an den Wärmepumpen der Anlage „Autohaus Esthofer“ (September 2015 bis Jänner 2016)

8.2.4 Vergleich Simulationswerte – Messung

Folgende Abbildungen (Abbildung 60 bis Abbildung 62) 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 „Autohaus Esthofer“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 556 kWh/m² prognostiziert. Sowohl die gemessene Einstrahlung als auch der gemessene Solarertrag folgen der Prognose bisher sehr genau.

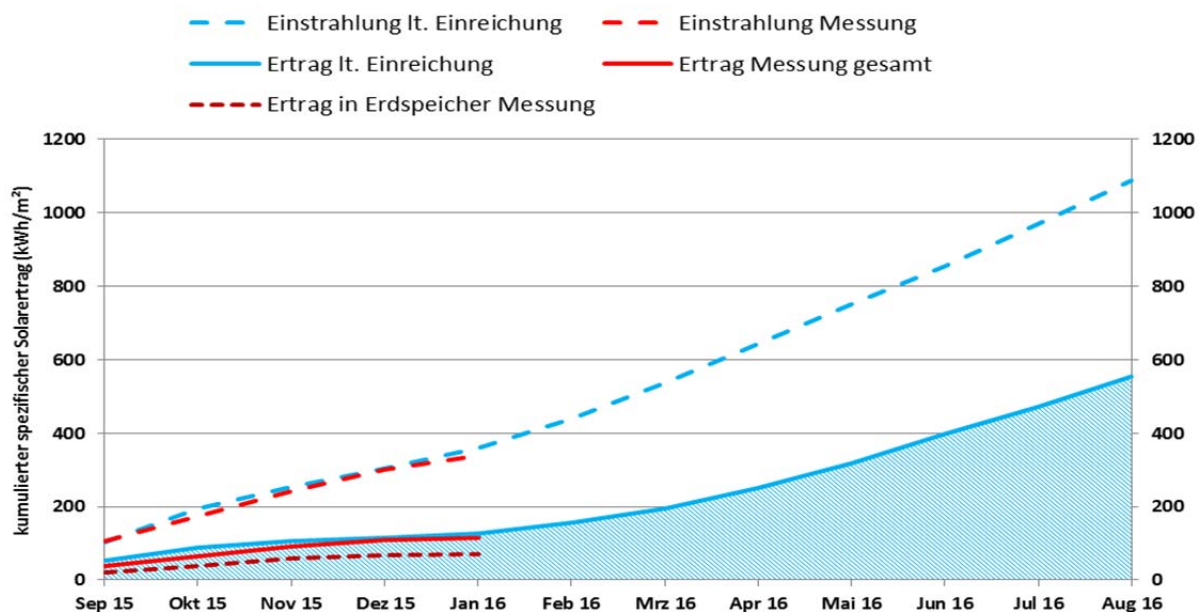


Abbildung 60: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert des spezifischen Ertrags für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (August 2015 bis Jänner 2016)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag bezogen auf Gesamtverbrauch) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 41 % angegeben. Abbildung 61 zeigt die Monatswerte des simulierten solaren Deckungsgrades im Vergleich zu Ober- und Untergrenze des gemessenen solaren Deckungsgrades (blau: Wert lt. Einreichung; hellrot: Messung Obergrenze; dunkelrot: Messung Untergrenze). Da die Wärmeübertragung zwischen Erdspeicher und seiner Umgebung (oberhalb des Gebäudes, unterhalb und seitlich Erdspeicher) messtechnisch nicht erfasst wird, können für den gemessenen solaren Deckungsgrad nur Grenzen angegeben werden. Zur Bestimmung der Obergrenze wird angenommen, dass die gesamte aus dem Erdspeicher entzogene Energie von der Solaranlage eingespeist worden ist und der Erdspeicher keine Energie aus der Umgebung aufgenommen hat. Zur Ermittlung der Untergrenze für den aus den Messdaten ermittelten solaren Deckungsgrad wird angenommen, dass die gesamte dem Erdspeicher entnommene Energie aus der Umgebung des Erdspeichers und nicht aus der Solaranlage stammt. Die Energie aus der Solaranlage würde umgekehrt sofort an die Umgebung des Erdspeichers verloren gegangen sein. Der tatsächliche solare Deckungsgrad liegt bisher im Bereich von 4-10 %.

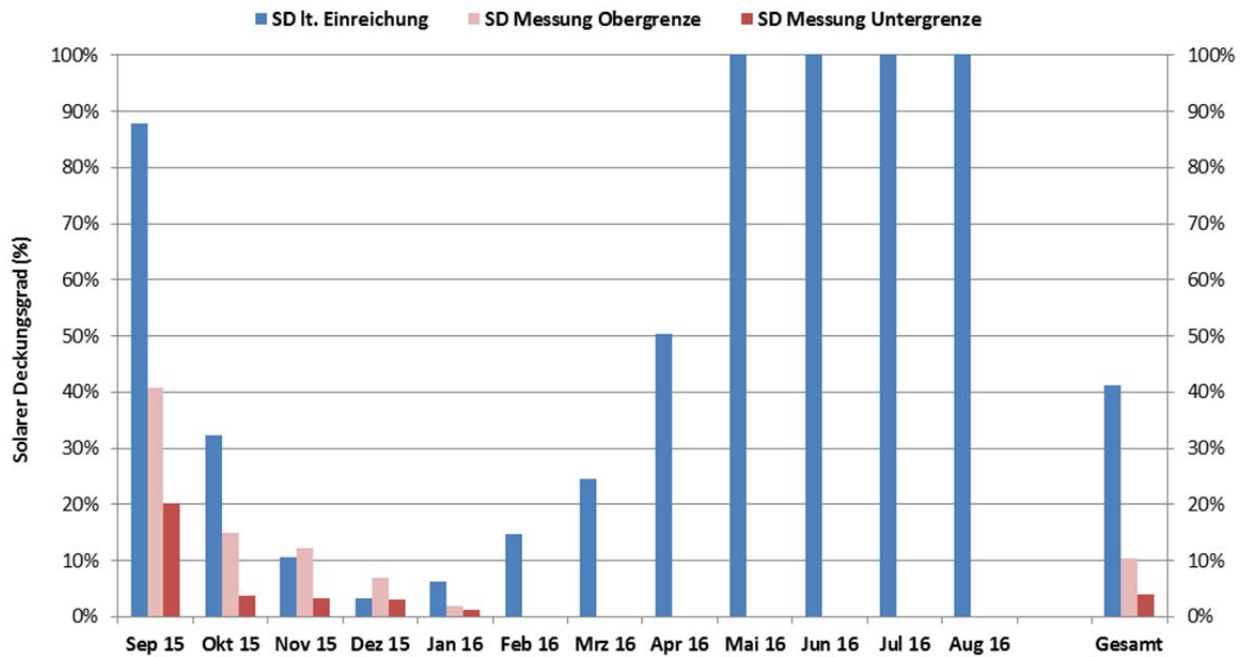


Abbildung 61: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (August 2015 bis Jänner 2016)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 348 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher als auch der gemessene Verbrauch sind Abbildung 62 zu entnehmen. Wie die Abbildung zeigt, liegt der gemessene Verbrauch bisher um 26 % höher als der Prognosewert, was den geringeren gemessenen solaren Deckungsgrad im Vergleich zur Prognose erklärt.

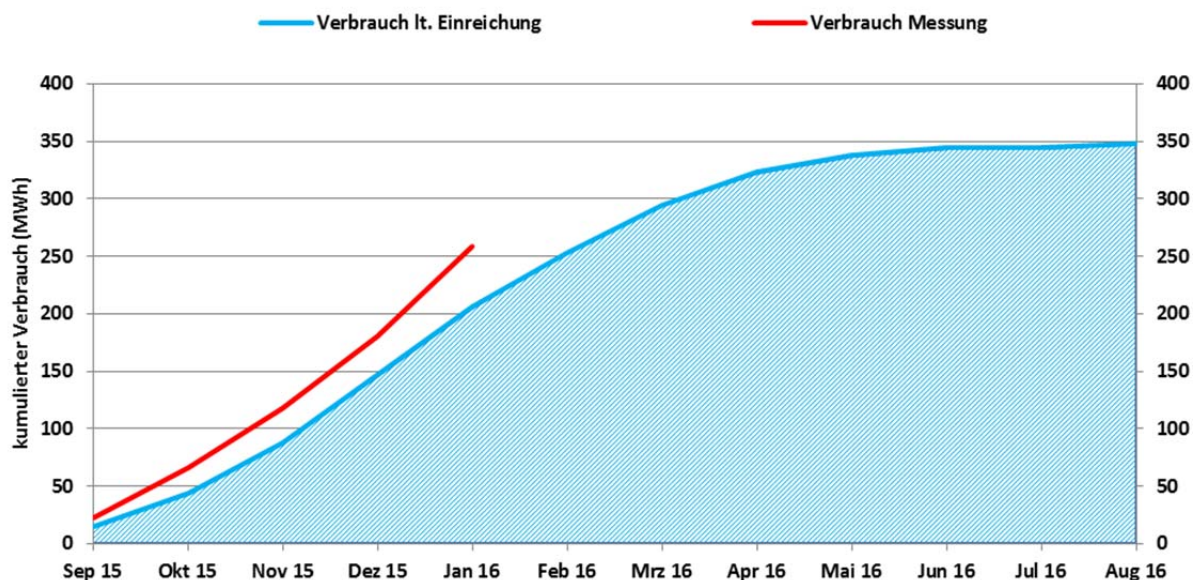


Abbildung 62: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (August 2015 bis Jänner 2016)

8.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Die Solaranlage zeigt im Grunde ein solides Betriebsverhalten, wenngleich sich ungeplante Strömungen über den EnergyController des Solarsekundärkreises einstellen. Abbildung 63 und Abbildung 64 zeigen beispielhaft das Verhalten der Solaranlage an

einem Schönwettertag im August 2015. Die Solaranlage versucht ab 7:00 Uhr morgens in Betrieb zu gehen ($\dot{V}_{SS0}$, $\dot{Q}_{SS0}$). Ab etwa 9:00 Uhr wird der Erdspeicher kontinuierlich beladen ($\dot{V}_{SS4}$, $\dot{Q}_{SS4}$), bevor ab etwa 10:30 Uhr das Temperaturniveau ausreicht, um auch die drei Pufferspeicher zu beladen ($\dot{V}_{SS1}$, $\dot{Q}_{SS1}$, $\dot{V}_{SS2}$, $\dot{Q}_{SS2}$, $\dot{V}_{SS3}$, $\dot{Q}_{SS3}$).

Von etwa 10:45 bis 12:00 Uhr stellt sich eine ungeplante Strömung in den beiden Ebenen des EnergyControllers zur Beladung der Raumheizungspuffer ein. Der Gesamtvolumenstrom des Solarsekundärkreises ($\dot{V}_{SS0}$) fließt in den wärmeren Raumheizungspuffer, aber nur ein kleiner Teil davon ($\dot{V}_{SS2}$) fließt durch die zugehörige Rücklaufleitung zurück zum Solarsekundärkreis. Der größere Teil des Gesamtvolumenstroms (des Solarsekundärkreises) verlässt den wärmeren Raumheizungspuffer in Richtung der Verbraucherkreise, strömt in weiterer Folge zurück in den kühleren Raumheizungspuffer und von dort über die Rücklaufleitung zurück in den Solarsekundärkreis ($\dot{V}_{SS3}$). Da die Durchflüsse $\dot{V}_{SS2}$ und $\dot{V}_{SS3}$ in der jeweiligen Rücklaufleitung gemessen werden, ist der Volumenstrom in der entsprechenden Vorlaufleitung nicht bekannt. Bei dem gewählten Hydraulikkonzept unterscheiden sich in bestimmten Betriebszuständen die Durchflüsse zwischen der Vor- und der Rücklaufleitung (in Abbildung 63 zwischen 10:45 und 12:00 Uhr), daher werden die thermischen Leistungen $\dot{Q}_{SS2}$ und $\dot{Q}_{SS3}$ von den Wärmezählern in diesen Zeiträumen falsch berechnet. Beispielsweise wird die Leistung $\dot{Q}_{SS3}$ negativ, weil die entsprechende Vorlaufleitung in diesem Zeitraum nicht durchströmt wird, obwohl in der Rücklaufleitung der Volumenstrom $\dot{V}_{SS3}$ gemessen wird. Um solche Strömungen zu verhindern, sind bereits 2-Wege-Ventile in den Rücklaufleitungen dieser Ebenen des EnergyControllers nachgerüstet worden, die mit den jeweiligen Ventilen im Vorlauf geschaltet werden, jedoch liegt hier eine Fehlfunktion vor. Das Team der Begleitforschung ist dazu mit den Anlagenherstellern in Kontakt.

Um etwa 14:15 Uhr sind die Speicher geladen und die Solaranlage schaltet sich ab. Die Pufferspeicher haben dabei in ihrem unteren Bereich eine Temperatur von $T_{Sp1} = 60$, $T_{Sp2} = 58$ und $T_{Sp3} = 45^\circ\text{C}$. Die Austrittstemperatur aus dem Erdspeicher T_{ES41} am Ende der solarthermischen Beladung beträgt etwa 25°C . Durch die Abschaltung steigt die Kollektortemperatur T_{Koll} auf über 140°C an. Von 17:30 bis 18:00 Uhr lädt die Solaranlage wieder die Pufferspeicher 1 und 2, und ab etwa 19:15 Uhr den Erdspeicher.

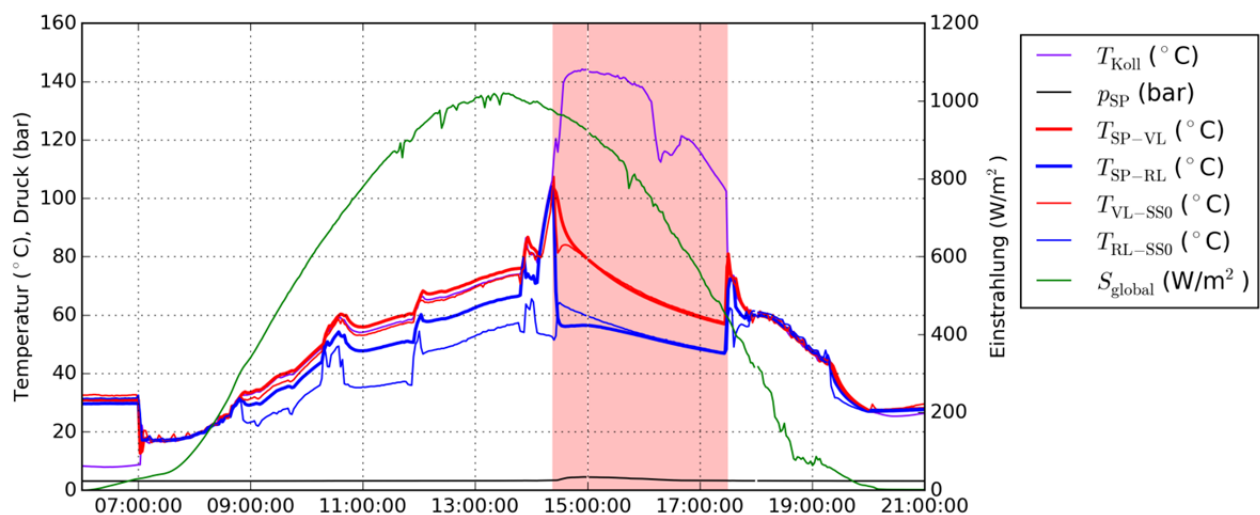


Abbildung 63: Kollektortemperatur, Druck im Solarprimärkreis, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und -sekundärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene, rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage. (Zeitraum: 26.8.2015, 6:00-21:00 Uhr)

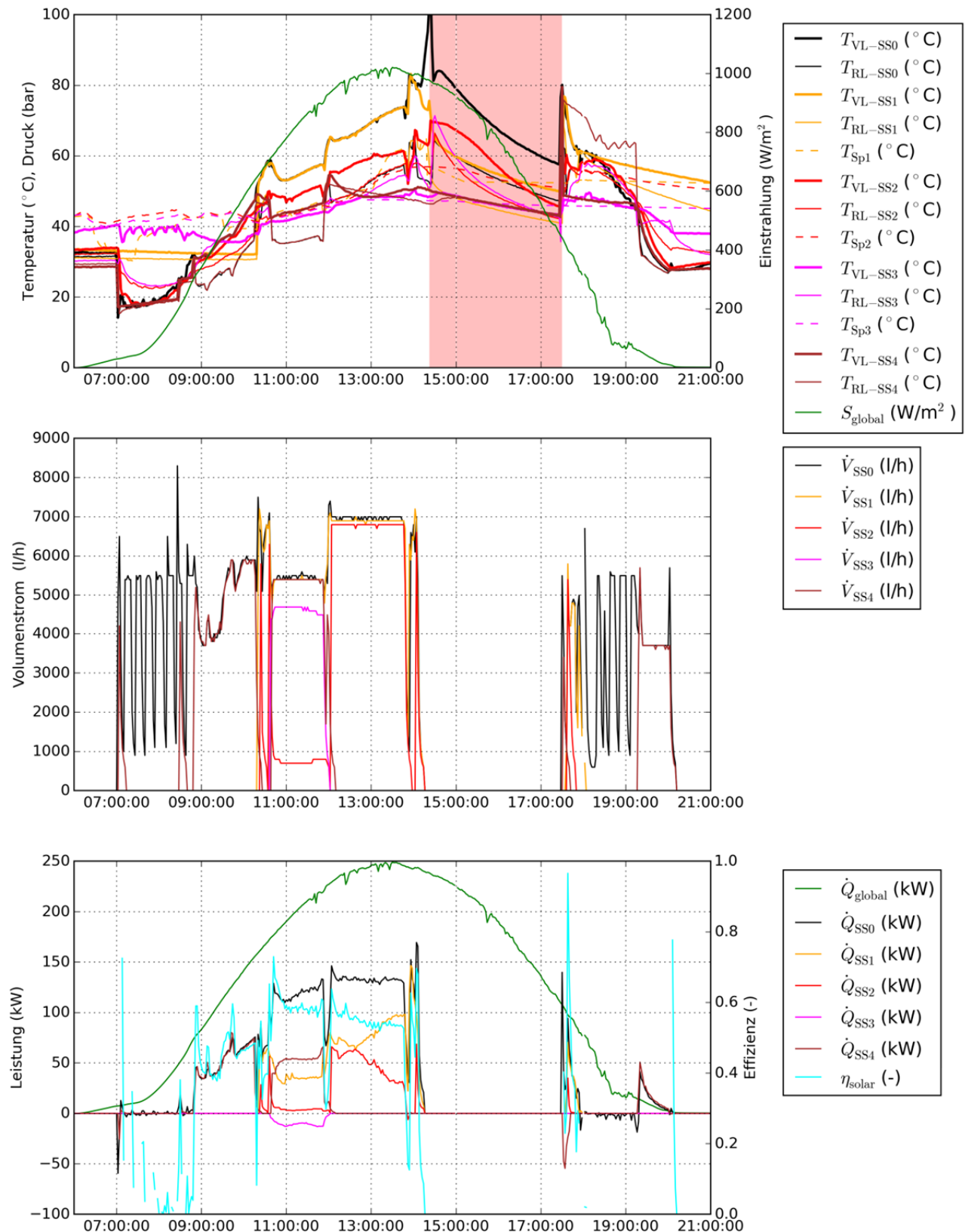


Abbildung 64: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene, rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage. Mitte: Volumenströme im Solarsekundärkreis. Unten: Einstrahlung, Leistungen im Solarsekundärkreis sowie Effizienz der Solaranlage bis nach dem Solarwärmetauscher. (Zeitraum: 26.8.2015, 6:00-21:00 Uhr)

Der Erdspeicher wird sowohl von der Solaranlage als auch mit der Abwärme der Lackierkabinen sowie mit der Abwärme der reversiblen Wärmepumpe im Kühlfall

beladen. Exemplarisch zeigt Abbildung 65 die Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher sowie die Temperaturen am Erdspeicher. Der Wärmepumpenbetrieb ist an der Stromaufnahme (blau im unteren Diagramm), die Beladung durch die Solaranlage am Volumenstrom (violett im unteren Diagramm) und die Beladung mit der Abwärme der Lackierkabinen ebenfalls am Volumenstrom (gelb im unteren Diagramm) zu erkennen. Die Durchflussrichtung am Erdspeicher ist durch die Pumpen und Rückschlagventile fix vorgegeben. Ob der Erdspeicher bei der Durchströmung be- oder entladen wird, ist an der Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt am Erdspeicher (braun und grün) erkennbar. Bis um 9:00 Uhr wird der Erdspeicher entladen, das zeigt an, dass die Wärmepumpen im Heizbetrieb arbeiten. Von 9:30 bis 10:00 Uhr wird der Erdspeicher zwar durchströmt (Solaranlage und Wärmepumpen), jedoch sind Ein- und Austrittstemperatur praktisch gleich hoch. Die Solarenergie wird also an die Wärmepumpen weitergeben. Bei alleiniger Beladung des Erdspeichers durch die Solaranlage und Stillstand der Wärmepumpen (z. B. ab 11:30 Uhr) lässt sich die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher zu etwa 10 K abschätzen (rot, blau, grün, braun im oberen Diagramm). Dieser Wert ist aus exergetischer Sicht hoch, ein dringender Handlungsbedarf ist jedoch nicht gegeben.

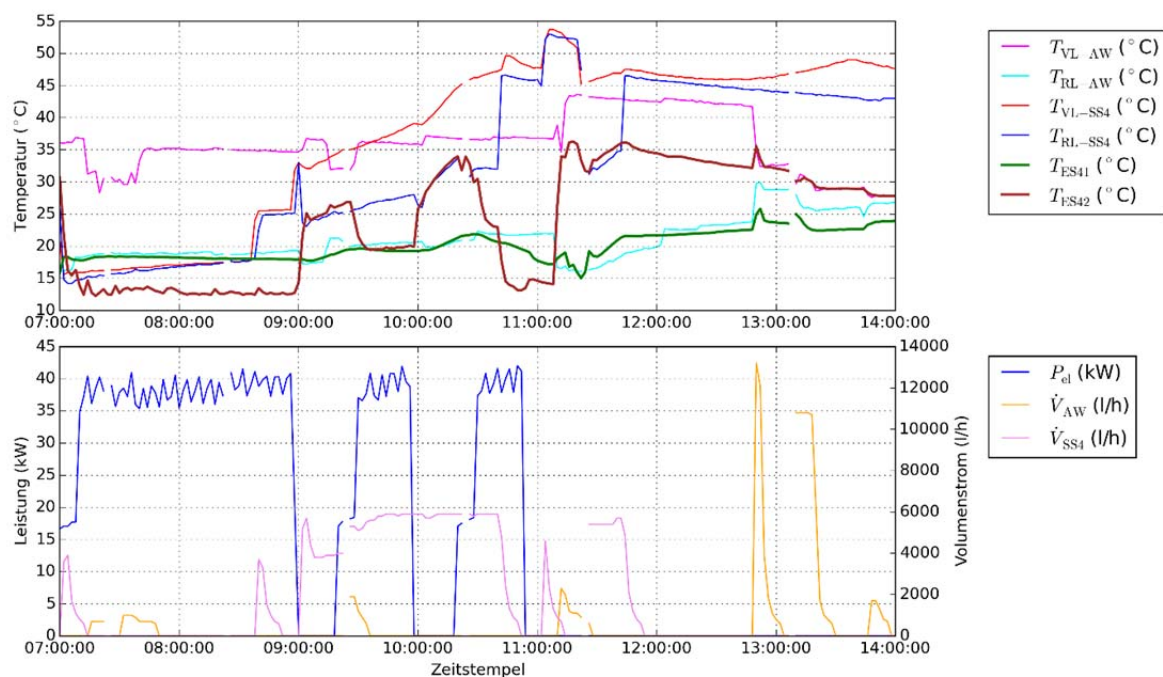


Abbildung 65: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher, sowie Temperaturen am Erdspeicher. Unten: Stromaufnahme der Wärmepumpen sowie Volumenströme bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher. (Zeitraum: 21.9.2015)

In der Regelung jedes Verbraucherabgangs ist eine individuelle Heizkurve hinterlegt, die die benötigte Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur vorgibt. Gemäß dieser Heizkurve steigt die Vorlauftemperatur mit fallender Außentemperatur linear an. Derjenige Verbraucherabgang mit der höchsten benötigten Vorlauftemperatur (steilste Heizkurve) definiert das benötigte Temperaturniveau in den Pufferspeichern. Die beiden Wärmepumpen haben jeweils zwei Kompressoren eingebaut, die je nach geforderter Leistung einzeln oder parallel betrieben werden.

Um diese Solltemperatur in den Pufferspeichern schnell genug zu erreichen, werden von der Regelung alle insgesamt vier Kompressoren der beiden Wärmepumpen zeitversetzt

eingeschaltet. Ist die geforderte Wärmeleistung geringer, werden entsprechend weniger Kompressoren aktiviert. Um das Temperaturniveau im Pufferspeicher möglichst konstant zu halten, werden die Wärmepumpen schon bei geringer Unterschreitung des Sollwerts eingeschaltet und nach geringer Überschreitung des Sollwerts wieder abgeschaltet. Beispielhaft zeigen Abbildung 66 und Abbildung 67 das Verhalten der Wärmepumpen am 21.10.2015. An der stufenförmigen Stromaufnahme (blaue Linie im jeweils unteren Diagramm) ist das zeitversetzte Aktivieren der beiden Kompressoren jeder Wärmepumpe erkennbar. Im Betrieb steigt die Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite (rote Linie im jeweils oberen Diagramm) um maximal rund 10 K, meist um deutlich weniger. Dadurch ergeben sich für die Wärmepumpe 1 25 Starts mit einer durchschnittlichen Laufzeit von 26 Minuten je Start, und für die Wärmepumpe 2 11 Starts je Tag mit einer durchschnittlichen Laufzeiten von ebenfalls 25 Minuten je Start. Weitere Auswertungen dazu später. Aufgrund der Temperaturverhältnisse an der Nutzerseite und am Erdspeicher (jeweils oberes Diagramm) ergeben sich Leistungszahlen von etwa 3 bis über 4 (cyan-farbene Linie im jeweils unteren Diagramm)

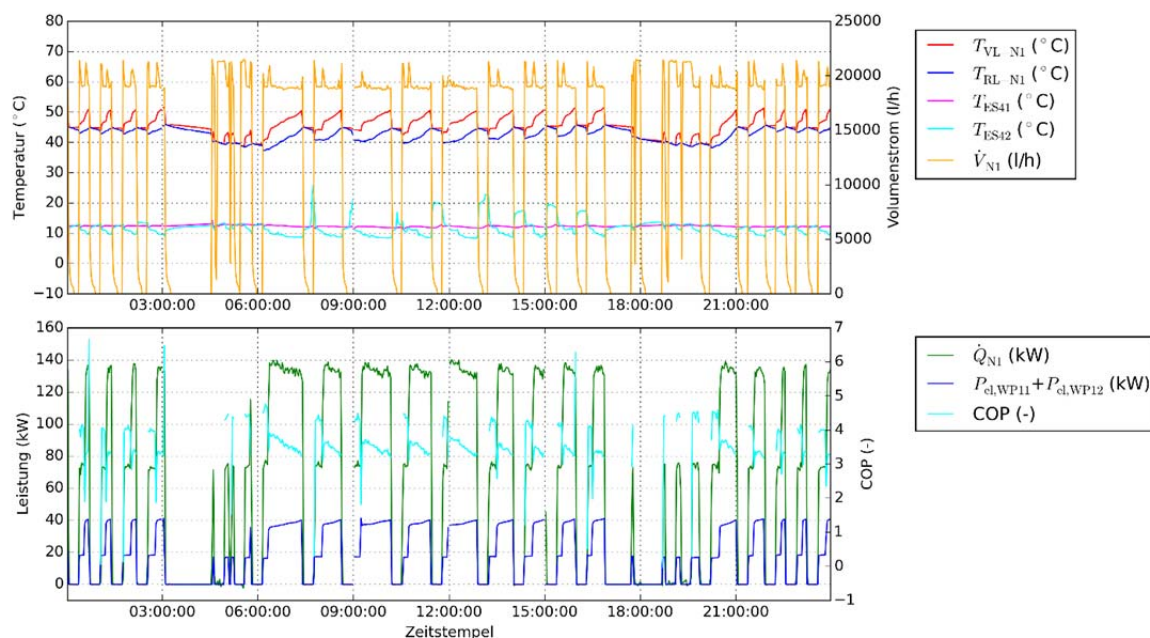


Abbildung 66: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1 und am Erdspeicher sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1. Unten: Wärmeleistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 1. (Zeitraum: 21.10.2015)

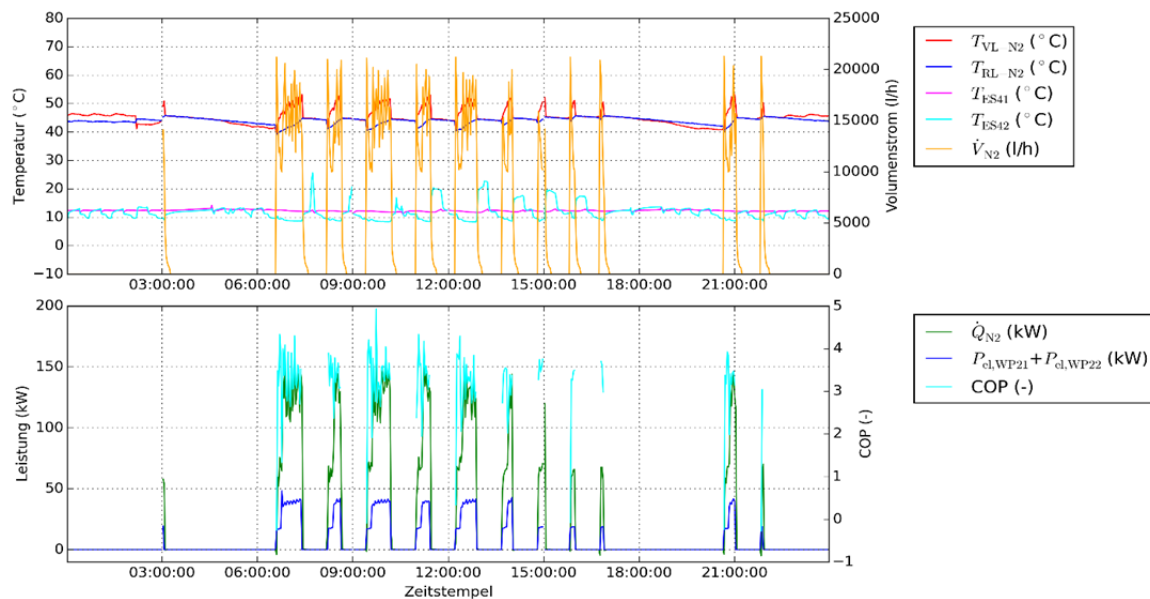


Abbildung 67: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2 und am Erdspeicher sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2. Unten: Wärmeleistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 2. (Zeitraum: 21.10.2015)

Abbildung 68 zeigt die Aufteilung der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (SS0, NH, N1, N2) sowie den gesamten Energieverbrauch als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach dem Energieverbrauch absteigend sortiert (unten). Bemerkenswert ist die sehr hohe Einschalthäufigkeit $n_{WP,ein}$ der Wärmepumpen, die bei durchschnittlich 20 Mal pro Tag liegt. Anhand der Dauerlinie zeigt sich, dass diese hohe Einschalthäufigkeit weder mit der durchschnittlichen Last der Verbraucher, noch mit der Energielieferung der Solaranlage zusammenhängt. Jedoch erhöht sich die Schalthäufigkeit deutlich an Tagen, an denen auch die Wärmepumpe N1 in Betrieb genommen wird.

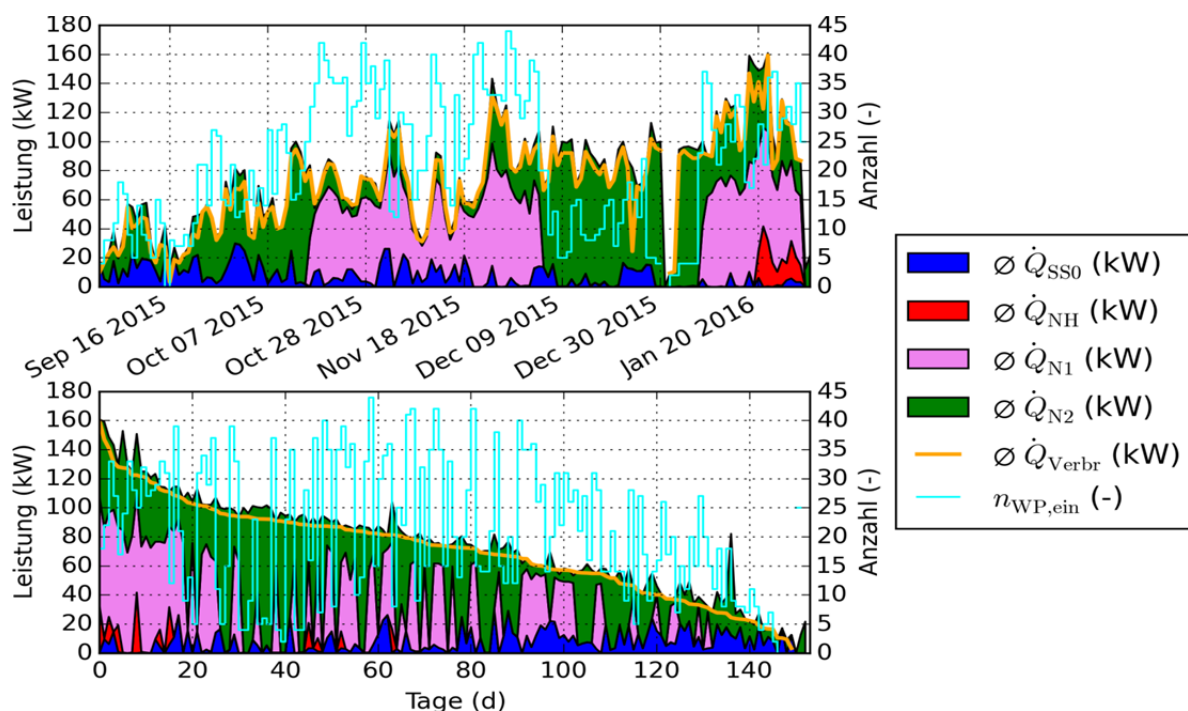


Abbildung 68: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher sowie Anzahl der Einschaltvorgänge der Wärmepumpen im Zeitverlauf (oben) und als Dauerlinie nach der Last absteigend sortiert (unten). (Tagesmittelwerte von September 2015 bis Jänner 2016)

Die drei Einzeldiagramme in Abbildung 69 zeigen die Anzahl der Starts der Wärmepumpen an jedem Tag und die durchschnittliche Laufzeit je Start am jeweiligen Tag. Dass die Gesamtzahl der Starts beider Wärmepumpen bis zu 45 pro Tag beträgt und die durchschnittliche Laufzeit je Start sehr häufig unter 50 Minuten liegt, lässt auf Optimierungspotential im Betrieb der Wärmepumpen schließen. Einerseits belastet jeder Startvorgang vor allem die Lagerung der Kompressoren stark, außerdem steigt die Effizienz einer Wärmepumpe in den ersten Minuten nach einem Start erst an. Von daher ist ein Dauerbetrieb das Optimum. Um längere Betriebszeiten zu erreichen, könnte beispielsweise der Pufferspeicher auf höhere Temperaturen aufgeladen werden, damit sinkt andererseits jedoch die Leistungszahl. Das wirtschaftliche Optimum zwischen mechanischer Abnutzung und Energieeffizienz lässt sich allerdings nicht ohne weiteres angeben. Der Wärmepumpenlieferant wurde informiert und denkt über eine Anpassung der Regelung nach.

Der Kühlbetrieb durch die reversible Wärmepumpe für den Kältespeicher der Galerie hat nicht stattgefunden.

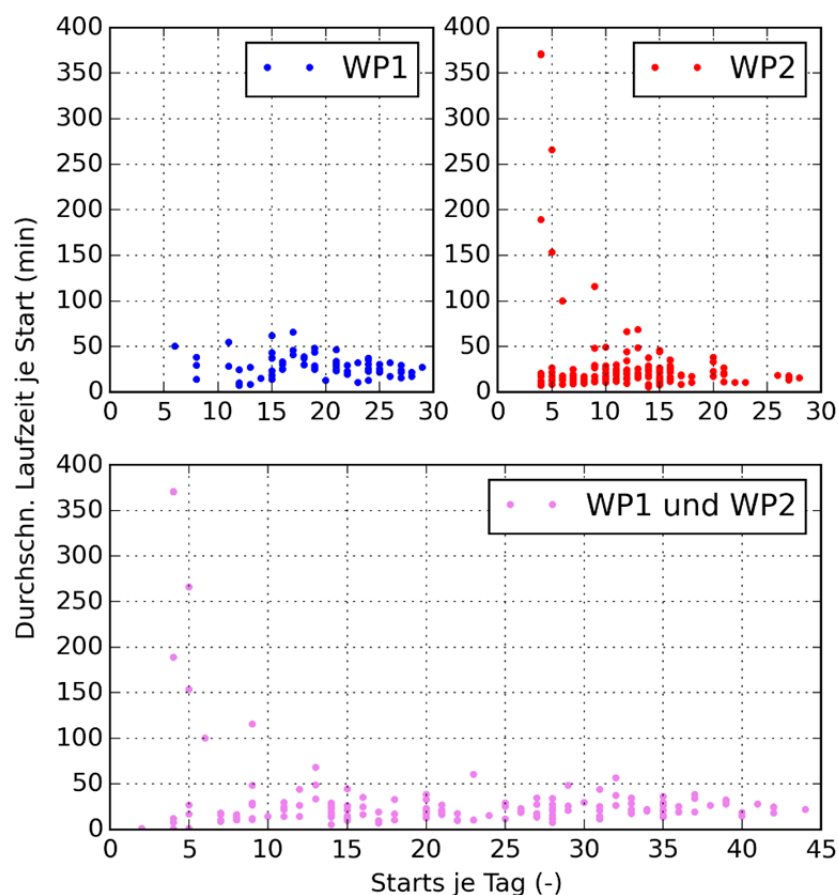


Abbildung 69: Starts je Tag und durchschnittliche Laufzeit je Start am jeweiligen Tag (Zeitraum: 1.9.2015 bis 1.2.2016)

Der Gas-Brennwertkessel war seit Beginn des Monitoringzeitraums defekt und wurde am 20.1.2016 repariert. Abbildung 70 zeigt sowohl das Fehlverhalten als auch den Normalbetrieb des Kessels am 20.1.2016. Bereits ab 0:00 Uhr ist die Umwälzpumpe des Kessels gemäß der Anforderung durch die Regelung aktiv, jedoch liefert der Kessel keine Leistung, daher sind Vor- und Rücklauftemperatur praktisch gleich hoch. Da die Solaranlage zu dieser Jahreszeit im Vergleich zum Wärmebedarf wenig Energie liefert, werden die Puffer praktisch nur von den Wärmepumpen geladen. Dadurch wird der Erdspeicher ungeplanterweise bereits am Gefrierpunkt betrieben (Abbildung 71, magenta

und cyan im oberen Diagramm) und die Leistungszahl der Wärmepumpe ist entsprechend gering (Abbildung 71, cyan im unteren Diagramm). Wenn der Gaskessel ordnungsgemäß in Betrieb ist, soll der Erdspeicher in Zukunft nicht mehr so weit abgekühlt werden.

Kurz nach 14:00 Uhr ist der Gaskessel repariert und die Vorlauftemperatur steigt auf knapp 60 °C. Planmäßig sollten höhere Vorlauftemperaturen vom Gas-Brennwertkessel bereitgestellt werden, das lässt sich jedoch anhand der Messdaten selbst nach der Reparatur nicht beobachten, wo die Wärmepumpen mehrere Stunden nahe der Volllast betrieben werden und die Abschalttemperaturen nicht erreicht werden. Das lässt auf Optimierungspotential in der Regelung des Gesamtsystems schließen. Das Team der Begleitforschung ist dazu mit den Anlagenherstellern in Kontakt.

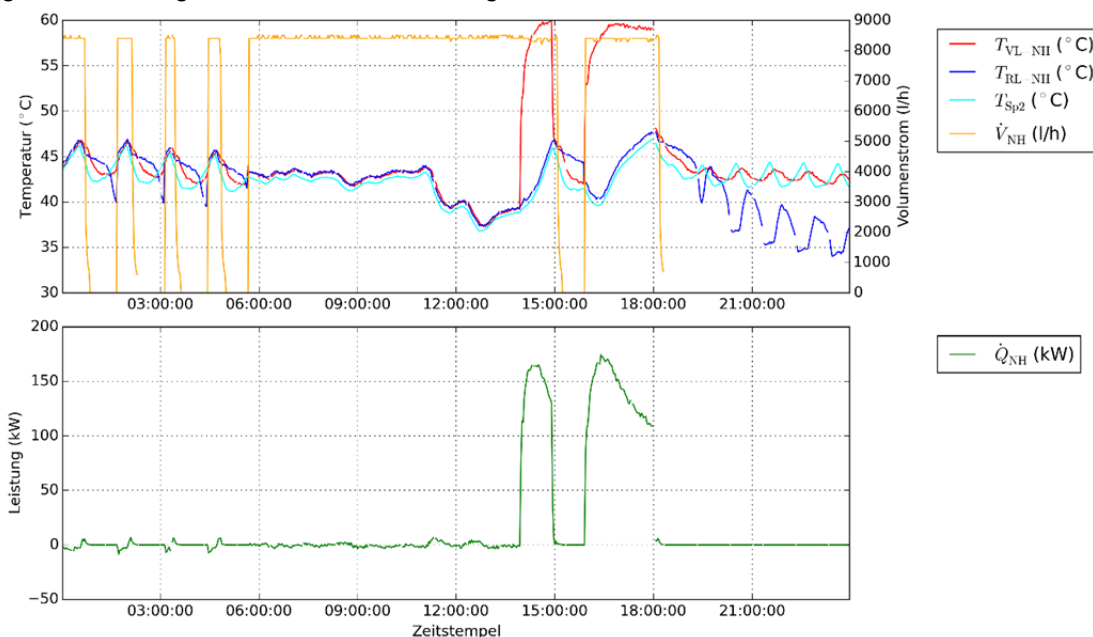


Abbildung 70: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Volumenstrom im Nachheizungskreis. Unten: Leistung im Nachheizungskreis. (Zeitraum: 20.1.2016)

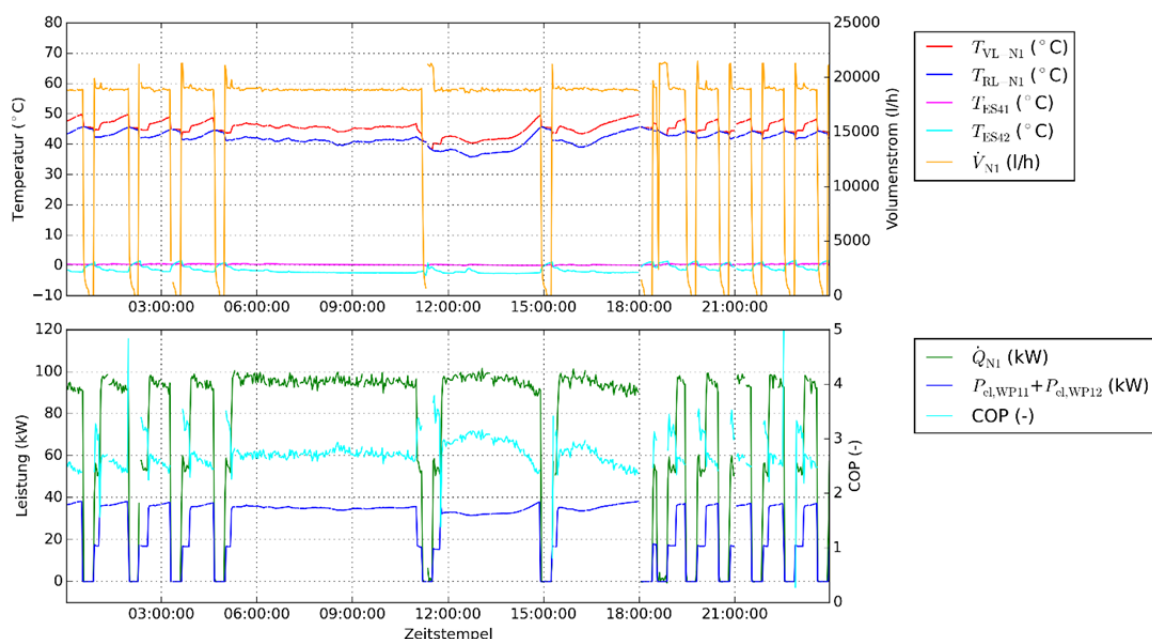


Abbildung 71: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1 und am Erdspeicher, sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1. Unten: Leistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 1. (Zeitraum: 20.1.2016)

Die beiden Lackierkabinen und die Vorbereitung werden im Regelfall von 6:00 bis 16:30 Uhr betrieben. In dieser Zeit werden an Werktagen etwa 10 bis 12 Autos für je 1,5 bis 2 Stunden manipuliert. Abbildung 72 zeigt für den 11.9.2016, wie der Pufferspeicher der Kabinen und der zugehörigen Vorbereitung über zwei Wärmetauscher beladen wird. Bevor ab Mittag die Solaranlage Energie liefert (SS1, grün), startet ab etwa 7:00 Uhr die Einspeisung über den zweiten Wärmetauscher, den vom Projektteam sogenannten Industrie-Wärmetauscher (Ind, gelb). Wenn die Einspeisung über den Industrie-Wärmetauscher endet, hat der Puffer unten eine Temperatur von etwa 50 °C erreicht. Ab dann speist nur noch die Solarthermie-Anlage ein. Wenn der Puffer unten bereits über 60 °C warm ist, wird auch die Einspeisung der Solaranlage beendet, die danach in Stagnation geht.

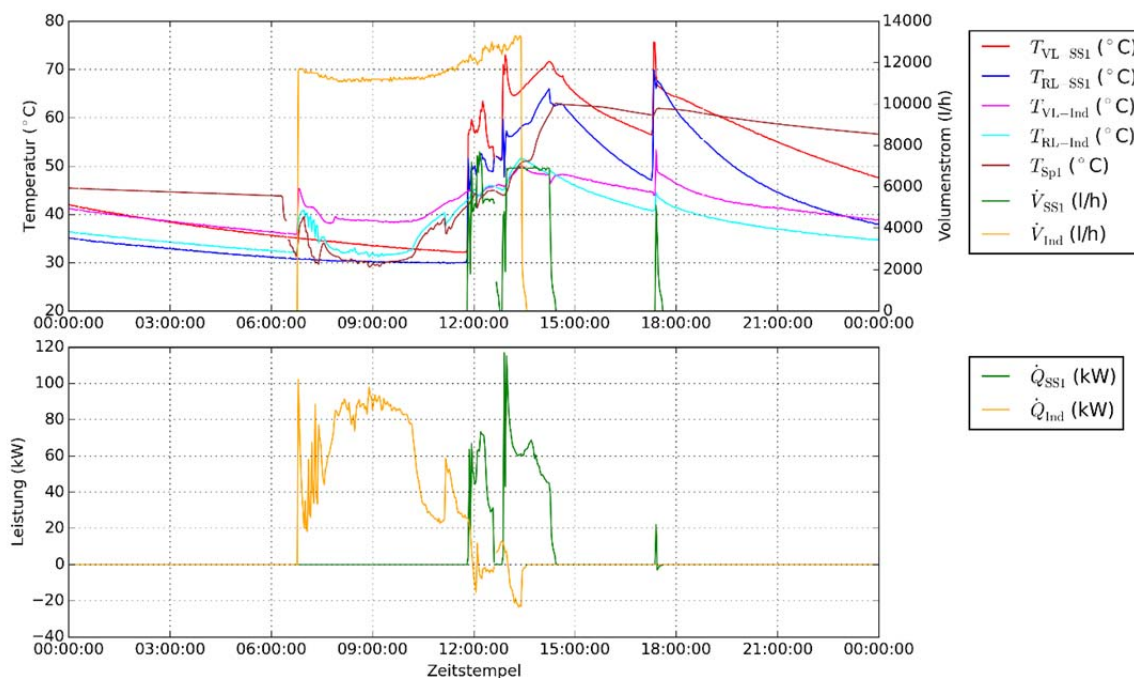


Abbildung 72: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, Temperatur des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, sowie Volumenstrom bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen. Unten: Leistung bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen. (Zeitraum: 11.9.2015)

Die Umwälzpumpe zur Pufferladung durch den Industrie-Wärmetauscher läuft an, wenn ein unterer Grenzwert der Puffertemperatur unterschritten ist, und wird abgeschaltet, wenn die Puffertemperatur einen oberen Grenzwert erreicht hat. Anfang März 2016 beispielsweise dauerte die Umwälzung etwa 5 Tage lang, wie Abbildung 73 zeigt (gelbe Linie). Das lässt darauf schließen, dass die Wärmequellen für die Lackierkabinen nicht warm genug sind. Wahrscheinlich ist der Temperatursollwert der anderen Erzeuger (die beiden Wärmepumpen und der Gas-Brennwertkessel) zu tief eingestellt, da die Umwälzung am 5. März nach einer Einspeisung der Solaranlage (grün) mit höherer Temperatur (rot) endet. Das Team der Begleitforschung ist dazu in Kontakt mit den Anlagenherstellern.

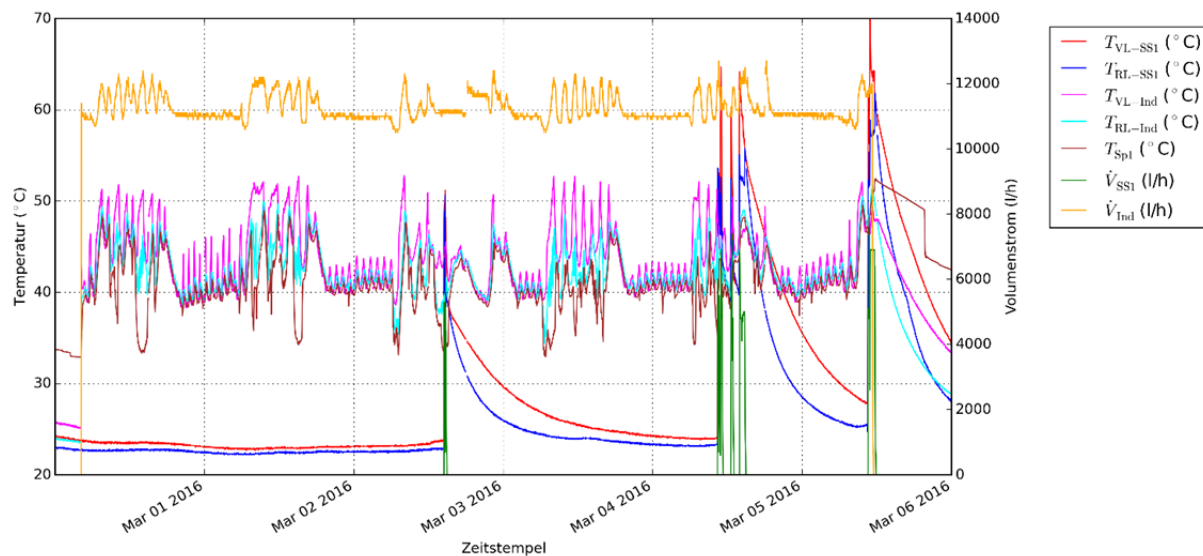


Abbildung 73: Vor- und Rücklaufftemperaturen bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, Temperatur des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, sowie Volumenstrom bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen. (Zeitraum: 29.2.-6.3.2016)

Die typischen Bedingungen am Raumheizungsverteiler zeigt Abbildung 74 exemplarisch für den 21.1.2016, einem trübem Wintertag. Der ununterbrochene Volumenstrom (gelb) variiert je nach Bedarf in einem Bereich von 4000 bis 9000 l/h. Die Vorlauftemperatur (rot) beträgt je nach Ladezustand der Raumheizungspuffer zwischen 40 und 50 °C. Die Rücklauftemperatur (blau) schwankt weniger stark und bewegt sich zwischen den Auslegungswerten der Verbraucher meist um 35 °C. An der übertragenen Leistung (grün) erkennt man, dass die Anlage zufolge der Außentemperatur an diesem Tag nur im Teillastbereich betrieben wird.

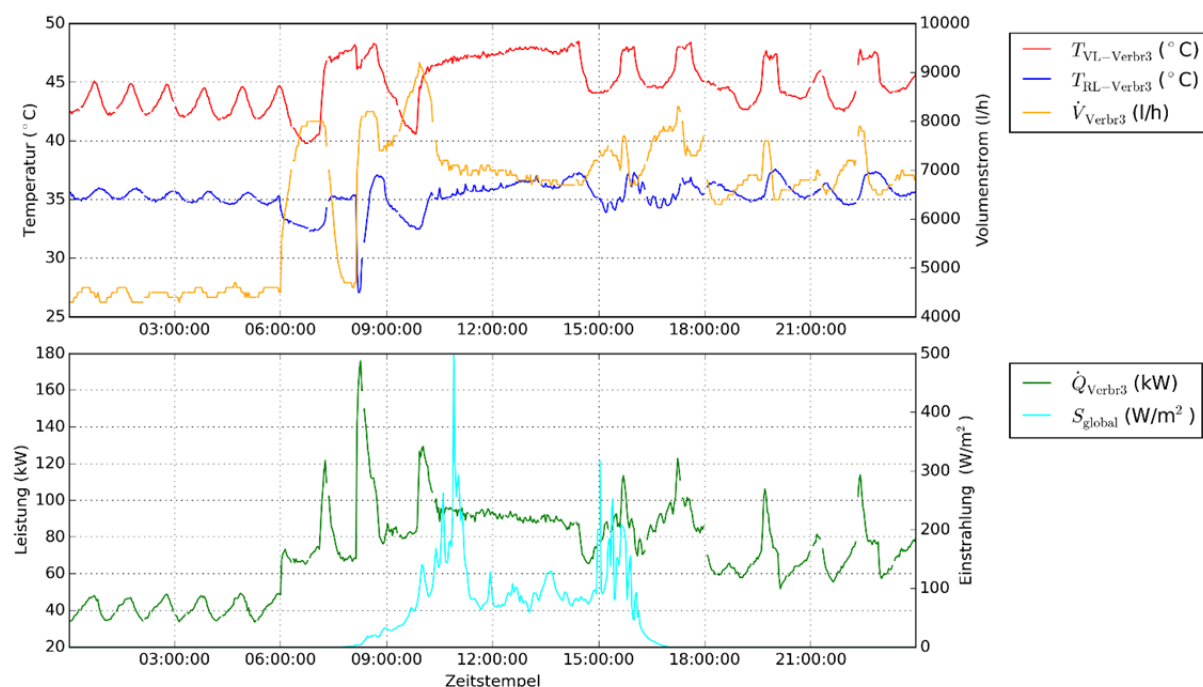


Abbildung 74: Oben: Vor- und Rücklaufftemperatur sowie Volumenstrom am Raumheizungsverteiler. Unten: Leistung am Raumheizungsverteiler sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 21.1.2016)

Die typischen Bedingungen am Wärmeverbraucher „Galerie“ im Heizfall zeigt Abbildung 75 exemplarisch für den 21.1.2016, einem trübem Wintertag. Der ununterbrochene

Volumenstrom (gelb) schwankt um etwa 3 % um 3550 l/h. Die Vorlauftemperatur (rot) beträgt je nach Ladezustand des Puffers zwischen 38 und 45 °C. Die Rücklauftemperatur (blau) schwankt weniger stark und liegt beträgt etwa 6 bis 7 K weniger als die Vorlauftemperatur, meist rund 36 °C. An der übertragenen Leistung (grün) erkennt man, dass der Wärmeverbraucher „Galerie“ zufolge der Außentemperatur an diesem Tag nur im Teillastbereich betrieben wird.

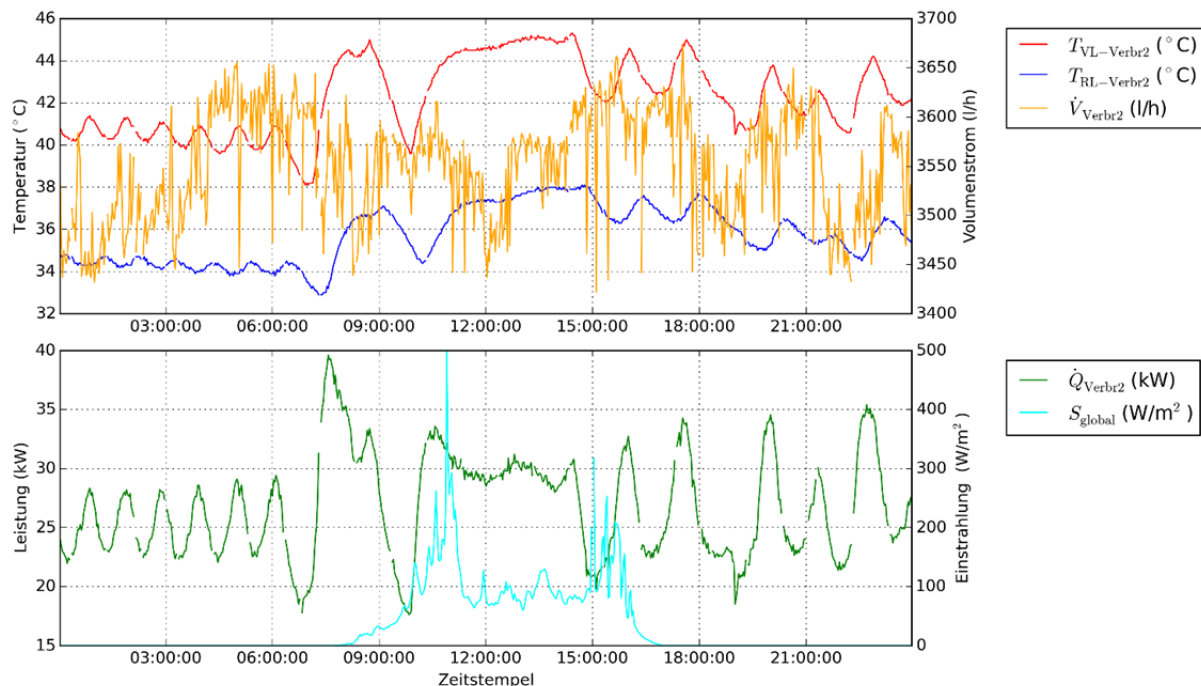


Abbildung 75: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur sowie Volumenstrom am Verbraucher „Galerie“ im Heizfall. Unten: Leistung am Verbraucher „Galerie“ im Heizfall sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 21.1.2016)

Der Kühlfall in der Galerie hat nicht wie geplant stattgefunden, weil die reversible Wärmepumpe im Kühlfall der Galerie nicht in Betrieb war und den Kältespeicher nicht gekühlt hat. Die typischen Bedingungen am Wärmeverbraucher „Galerie“ im Kühlfall zeigt Abbildung 76 exemplarisch für den 1.9.2015, einem relativ klaren Sommertag. Der Kältespeicher hat vom Vortag im oberen Bereich noch über 38 °C (cyan im oberen Diagramm) wenn die Umwälzpumpe um etwa 9:30 Uhr startet (gelb). Über den Vorlauf (rot) wird die Galerie bis etwa 12:00 Uhr nicht wie gewünscht gekühlt, sondern sogar zusätzlich aufgeheizt. Erst dann ist der Rücklauf (blau) wärmer als der Vorlauf (rot) und es wird Wärme aus der Galerie in den Kältespeicher abgeführt (negative Leistung, grün, allerdings ist die Messunsicherheit des Wärmezählers hinsichtlich Leistung aufgrund der sehr geringen Temperaturdifferenz stark erhöht). Um etwa 19:00 Uhr wird die Umwälzpumpe abgeschaltet und der Kältespeicher kühlt allmählich ab.

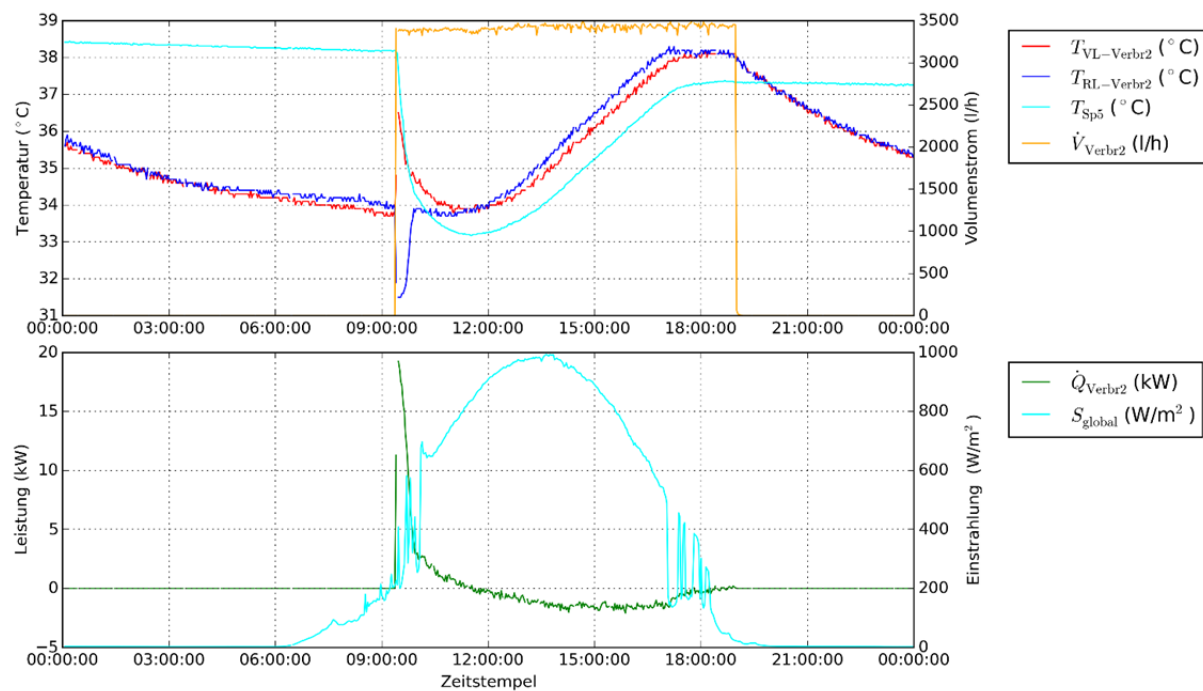


Abbildung 76: : Oben: Vor-, Rücklauf- und Kältespeichertemperatur sowie Volumenstrom am Verbraucher „Galerie“ im Kühlfall. Unten: Leistung am Verbraucher „Galerie“ im Kühlfall sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 1.9.2015)

8.2.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Autohaus Esthofer“ läuft insgesamt zufriedenstellend und der Solarertrag folgt den Erwartungen. Da der Verbraucher höher als geplant ist, ist der solare Deckungsgrad etwas geringer als prognostiziert.

Bei bestimmten Betriebszuständen kommt es bei der solarthermischen Beladung beider Raumheizungspuffer zu ungeplanten Fehlströmungen, die zum Teil irreführende Messergebnisse liefern. Um solche Strömungen zu verhindern, sind bereits 2-Wege-Ventile in den Rücklaufleitungen dieser Ebenen des EnergyControllers nachgerüstet worden, die mit den jeweiligen Ventilen im Vorlauf geschaltet werden, jedoch liegt hier eine Fehlfunktion vor. Das Team der Begleitforschung ist dazu mit den Anlagenherstellern in Kontakt.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher zur Beladung des Erdspeichers wurde zu etwa 10 K abgeschätzt. Dieser Wert ist aus exergetischer Sicht hoch, ein dringender Handlungsbedarf ist jedoch nicht gegeben.

Der Gas-Brennwertkessel war die ersten fünf Monate defekt und wurde im Jänner 2016 repariert. Dadurch haben die Wärmepumpen den Erdspeicher auf Temperaturen um den Gefrierpunkt abgekühlt, was die Leistungszahl verringert. Dabei lassen eine hohe Anzahl von Starts beider Wärmepumpen (bis zu 45 pro Tag) sowie eine durchschnittliche Laufzeit je Start von unter 50 Minuten auf Optimierungspotential im Betrieb der Wärmepumpen schließen. Das wirtschaftliche Optimum zwischen mechanischer Abnutzung und Energieeffizienz lässt sich allerdings nicht ohne weiteres angeben. Der Wärmepumpenlieferant wurde informiert und denkt über eine Anpassung der Regelung nach.

Planmäßig sollten höhere Vorlauftemperaturen vom Gas-Brennwertkessel bereitgestellt werden, das lässt sich jedoch anhand der Messdaten selbst nach der Reparatur nicht beobachten, wo die Wärmepumpen mehrere Stunden nahe der Vollast betrieben wurden und die Abschalttemperaturen nicht erreicht wurden. Das lässt auf Optimierungspotential in der Regelung des Gesamtsystems schließen. Ebenso lässt der tagelange Betrieb der Umwälzpumpe zur Pufferladung durch den Industrie-Wärmetauscher darauf schließen,

dass die Wärmequellen für die Lackierkabinen nicht warm genug sind. Das Team der Begleitforschung ist dazu in Kontakt mit den Anlagenherstellern.

Der Kühlbetrieb durch die reversible Wärmepumpe für den Kältespeicher der Galerie hat nicht stattgefunden, obwohl die Umwälzpumpe der Deckenstrahlplatten in Betrieb war.

8.3 Solare Trocknung Schickmaier, OÖ

8.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solare Trocknung Schickmaier
<u>Adresse:</u>	4643 Pettenbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Flachrockner für Mais und Getreide, Raumheizungsunterstützung und Warmwasserbereitung für Ölmühle, Ferkelnester, Wohngebäude und Konditorei
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	314 m ² Flachkollektoren (Hoval GFK-ALGT 5) auf zwei Kollektorfelder
<u>Neigung:</u>	20°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	30 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Biomassekessel 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	32 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	450 kWh/(m ² *a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Umsetzung Monitoringsystem
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Der Landwirtschaftliche Betrieb Schickmaier in Pettenbach im Bezirk Kirchdorf an der Krems (OÖ) ist neben der Viehzucht im Bereich der Veredlung von Feldprodukten wie Getreide, Mais, Sonnenblumen, Raps und Kleinsämereien für den Eigenbedarf und für den Verkauf tätig. Unter Veredelung wird in erster Linie die Aufbereitung der Produkte durch Trocknen, Reinigen und teilweises Pressen zu Ölen verstanden. Für die Trocknung (rieselfreudige Schüttgüter wie Mais, Getreide usw.) als größten Energieverbraucher im Betrieb wurde bisher ein ölbefuerter Flachrockner mit einer Leistung von 500 kW herangezogen. Im Zuge der geplanten Neuerrichtung einer teilmobilen Trocknungsanlage wurde Ende 2014 eine solarthermische Anlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 314 m² sowie ein Pufferspeicher mit einem Fassungsvermögen von 30 m³ in Betrieb genommen (siehe Abbildung 77).

Der Pufferspeicher wurde, wie in Abbildung 78 erkennbar, im Erdreich (in einem mit Dämmmaterial gefüllten Betonschacht) auf dem Betriebsgelände des landwirtschaftlichen Betriebs errichtet.

Die Trocknungsanlage soll über den Pufferspeicher mit Wärme aus der solarthermischen Anlage versorgt werden und der bisher in Betrieb befindliche Ölkessel soll vollständig substituiert werden. Durch die Flexibilität im zeitlichen Trockenverlauf sollten laut Anlagenbetreiber höchstmögliche solare Erträge erreicht werden können. Der Bau der Trocknungsanlage wird laut Anlagenbetreiber mit April 2015 fertiggestellt sein.

Weiterer Wärmebedarf besteht im Bereich der Raumheizung und Warmwasserbereitung für die angrenzende Ölmühle, den Schweinestall (Ferkelnester) sowie für die Wohngebäude und für eine Konditorei unmittelbar am Betriebsgelände. Die Nachheizung für sämtliche Wärmeabnehmer, bis auf die Trocknungsanlage, wird mittels eines Hackgutkessels, 100 kW Leistung, gewährleistet.



Abbildung 77: Ansicht des Wirtschaftsgebäudes bzw. des Kollektorfeldes der Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“ (rechte Abbildung) sowie Ansicht des 30 m³ Pufferspeichers während der Installation im Jänner 2015 (linke Abbildung) (Quelle: Schickmaier).



Abbildung 78: Darstellung des 30 m³ Pufferspeicher während der Errichtung auf dem Betriebsgelände des landwirtschaftlichen Betriebs Schickmaier (Quelle: Schickmaier).

8.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 79 dargestellt. Dabei bildet der 30 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs (Solaranlage, Biomassekessel) als auch die Wärmeoutputs erfolgen über den Speicher. Alle Wärmeerzeuger sind dabei hinsichtlich der hydraulischen Anschlüsse am Speicher völlig entkoppelt. Die Solaranlage verfügt über zwei Anschlüsse in der oberen Speicherhälfte. Der Hackgutkessel speist oben in den Pufferspeicher ein und entnimmt den Rücklauf im mittleren Bereich des Speichers.

Aus dem Pufferspeicher werden alle Abnehmer der Anlage mit Wärme versorgt. Dies sind einerseits die Raumheizung und andererseits die Warmwasserbereitung für die angrenzende Ölmühle, den Schweinestall (Ferkelnester) sowie für die Wohngebäude und für eine Konditorei unmittelbar am Betriebsgelände. Die Rückläufe dieser Verbraucher, mit unterschiedlichen Wärmeabgabesystemen, werden getrennt zum Pufferspeicher zurückgeführt und auch in unterschiedlichen Anschlusshöhen eingebracht. Die Trocknungsanlage soll laut Anlagenbetreiber nur über den Pufferspeicher mit Wärme versorgt werden. Der Biomassekessel soll grundsätzlich nicht für die Trocknung herangezogen werden.

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

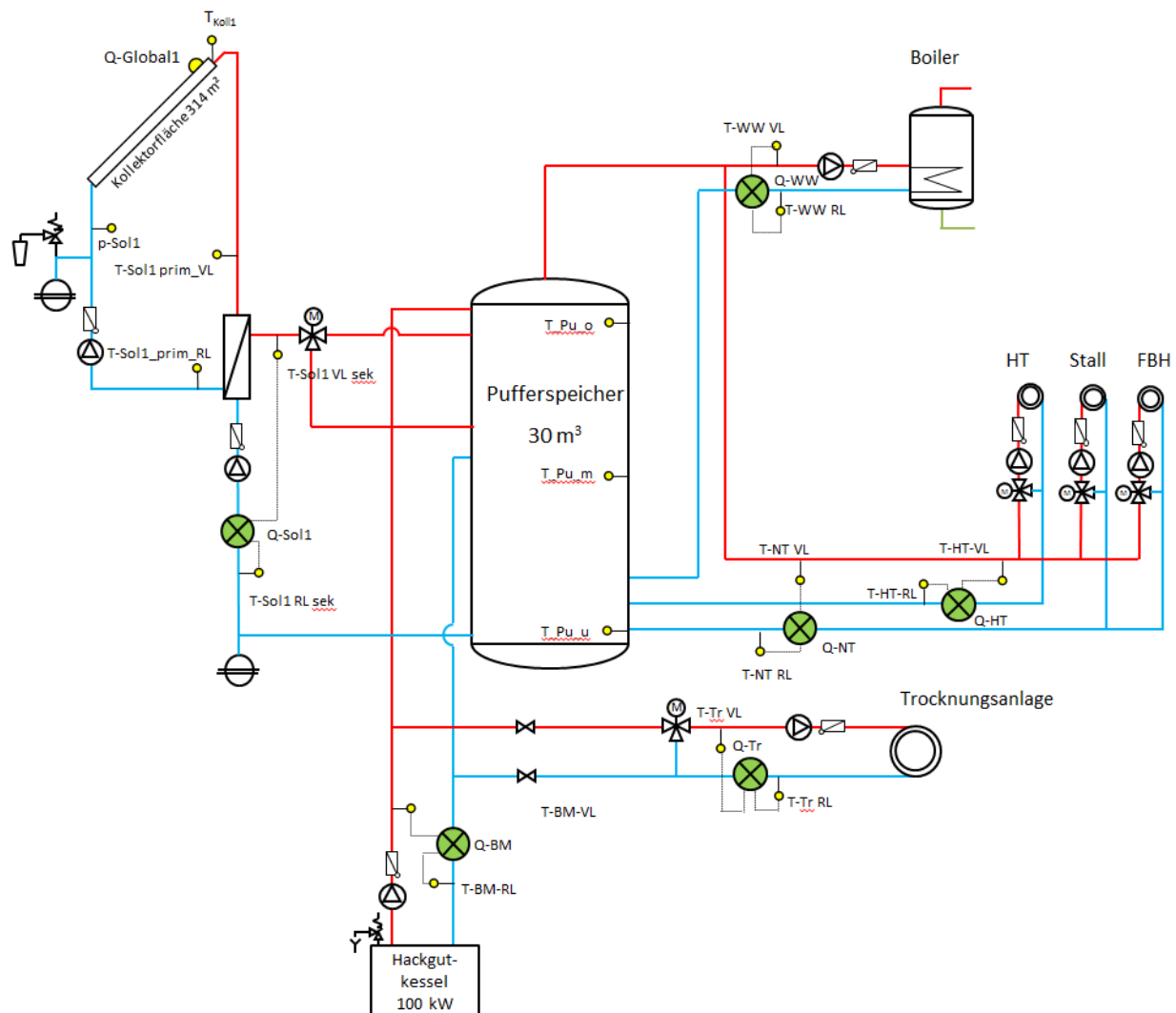


Abbildung 79: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Solare Trocknung Schickmaier“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis-Kollektorfeld 1

$Q_{\text{Global 1}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Kollektorfeld 1
$p_{\text{Sol 1}}$	Drucksensor Primärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{\text{Koll 1}}$	Kollektortemperatur – Kollektorfeld 1
$T_{\text{-Sol1 prim_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{\text{-Sol1 prim_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld 1
$Q_{\text{Solar 1}}$	
$T_{\text{-Sol1 sek_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 1
$T_{\text{-Sol1 sek_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld 1

Speicher

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

Nachheizung

$T_{\text{BM_VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung - Hackgutkessel
$T_{\text{BM_RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung - Hackgutkessel
Q_{BM}	Wärmemengenzähler Nachheizung - Hackgutkessel

Trocknungsanlage

$T_{\text{Tr_VL}}$	Vorlauftemperatur Trocknungsanlage
$T_{\text{Tr_RL}}$	Rücklauftemperatur Trocknungsanlage
Q_{Tr}	Wärmemengenzähler Trocknungsanlage

Warmwasserbereitung

$T_{\text{WW_VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW_RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung

Raumheizung

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

8.3.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 80 bis Abbildung 82) 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 450 kWh/m² prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 80 zu entnehmen.

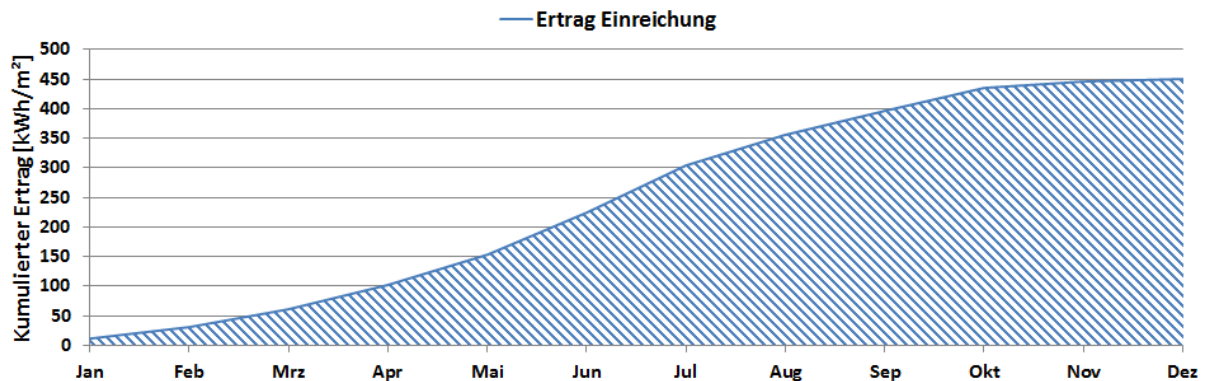


Abbildung 80: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 32 % angegeben.

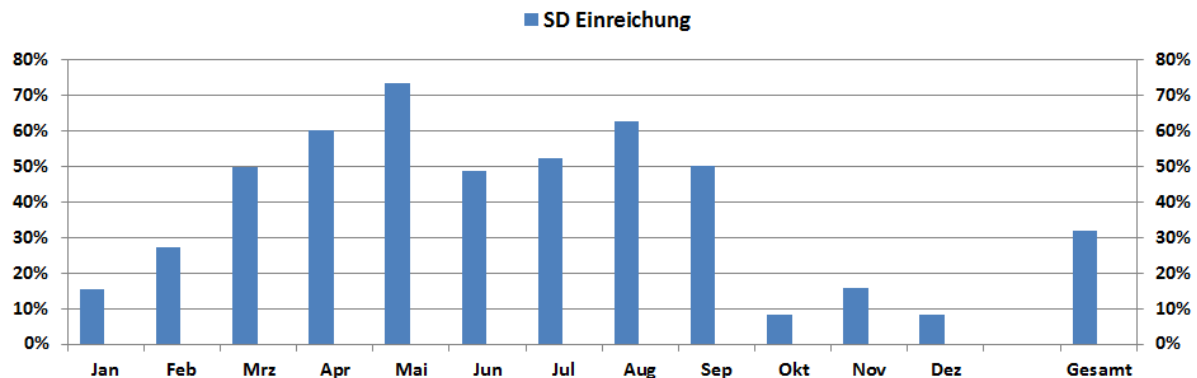


Abbildung 81: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 323 MWh angegeben. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 82 zu entnehmen.

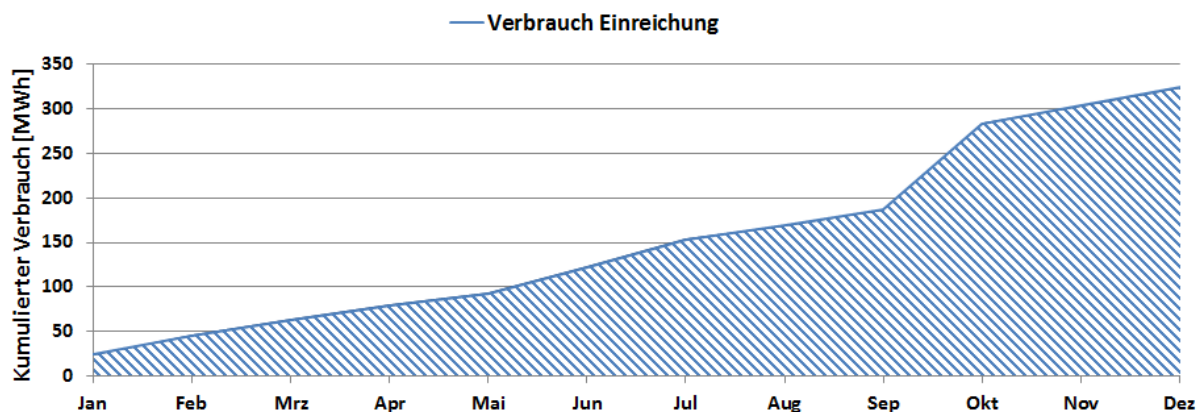


Abbildung 82: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

8.3.4 Anlagen Status Quo

Die Solarthermieanlage des Projekts „Solare Trocknung Schickmaier“ ist seit Ende Oktober 2014 in Teilbetrieb. Im Zuge der Fertigstellung der Trocknungsanlage kam es nach Angaben des Betreibers jedoch wiederholt zu Verzögerungen. Der Vollbetrieb der Anlage als auch die Inbetriebnahme des Messtechnikequipments ist nach aktuellem Stand für Juni 2016 geplant. 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 beim Projekt „Solare Trocknung Schickmaier“ mit Juli 2016 möglich.

8.4 Wohnanlage Lexengasse, Sbg.

8.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Wohnanlage Lexengasse
<u>Adresse:</u>	5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Mikronetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Mikronetz mit 69 Mietwohnungen in 5 Gebäuden sowie 36 Wohneinheiten in einem Wohnanlage
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	381 m ² Flachkollektoren auf 5 Kollektorfeldern
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Ausrichtung:</u>	220°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	51 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Pelletsessel 2 x 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	31 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	423 kWh/(m ² *a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Umsetzung Monitoringsystem
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Laufe des Jahres 2014 und 2015 wurden durch die Heimat Österreich im Nordwesten von Salzburg, in Stadtrandlage im Stadtteil Liefering, eine Wohnhausanlage mit insgesamt 69 Mietwohnungen in 5 Gebäuden sowie ein weiteres Wohngebäude mit 36 Wohneinheiten für Menschen mit Beeinträchtigung errichtet.

Die Energiebereitstellung erfolgt bei dem Projekt über eine thermische Solaranlage die auf den Flachdächern der 5 Gebäudeteile (Haus A-E) installiert wurde. Die Gesamtbruttofläche beträgt 381 m² (Abbildung 83). Die Kollektoren sind süd-/westseitig ausgerichtet und der Aufstellungswinkel beträgt 45°. Der Solar-Schichtspeicher mit einem 3-stufigen internen Glattrohrwärmetauscher und einem Durchmesser von rund 2,50 m und einer Gesamthöhe von ca. 11 m ist vollständig im Gebäude integriert und weist ein Speichervolumen von rund 51.000 Liter auf. Die Dämmung des Pufferspeichers erfolgte durch vollständiges „Ausflocken“ des Puffer-Aufstellungsraumes mit Zellulosedämmung (Isocell). In den Schichtspeicher wurde vom Betreiber ein „Solarthermometer“ integriert über dem, durch die thermische Solaranlage eingespeiste Energie in den Pufferspeicher, mittels einer 10 m hohen Lichtsäule an der Fassade angezeigt (0-100 %) werden kann (Abbildung 84).

Die Restenergieabdeckung der Wohngebäude wird über eine Pelletsfeuerungsanlage (2 x 100 kW) gewährleistet.

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Mikronetz welches über den zentralen Pufferspeicher mit Wärmeversorgt wird. Die Raumheizung wird über dezentrale Wohnraumlüftungsanlagen bzw. die Trinkwasserbereitung über dezentrale Wohnungsstationen gewährleistet.

Als Besonderheit bei diesem Projekt kann laut Betreiber der erstmalige Einsatz einer sogenannten „integrierten Vorlaufzirkulation“ angesehen werden. Das System soll die Rücklauftemperatur im Heizwasserkreislauf absenken und besteht aus einer kleiner dimensionierten Extraleitung als Zirkulationsleitung im Vorlauf (Abbildung 85 und Abbildung 86). Hierdurch soll bei gleichbleibendem Komfort eine wesentliche Minimierung der Verteilverluste sowie eine deutliche Reduktion der Systemrücklauftemperaturen erreicht werden die zu einer Effizienzsteigerung der Solaranlage führen soll. Insgesamt soll durch den Einsatz der „integrierten Vorlaufzirkulation“ eine ganzjährige Senkung der Mikronetzrücklauftemperatur auf rund 27 °C und eine Steigerung der jährlichen Solarerträge von 20 % erreicht werden können.



Abbildung 83: Ansicht zweier Wohngebäude und der auf dem Flachdach installierten Kollektorfelder der Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ (Bildquelle: TB Stampfer)



Abbildung 84: Darstellung des „Solarthermometers“ an der Fassade der Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ (Bildquelle: TB Stampfer)

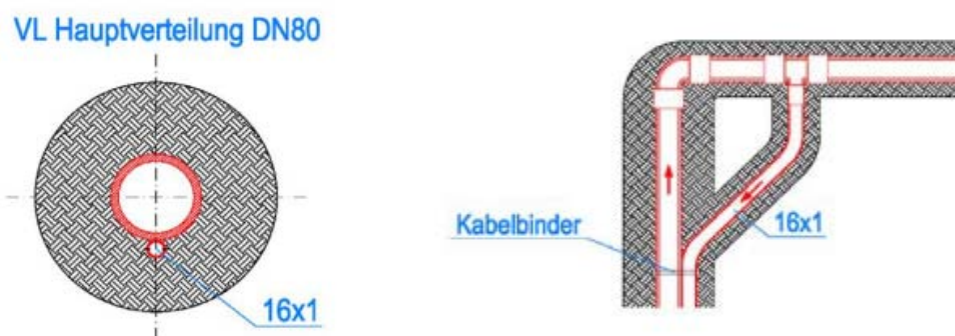


Abbildung 85: „Integrierte Vorlaufzirkulation“ an der Hauptverteilung (linke Darstellung) und Einbindung der „integrierten Vorlaufzirkulation“ am Strangende (rechte Darstellung) (Bildquelle: TB Stampfer)



Abbildung 86: Fotos der Vorlaufleitung und der „integrierten Vorlaufzirkulation“ an der Vorlaufleitung (linke Darstellung) und Foto der Einbindung der „Integrierten Vorlaufzirkulation“ am Strangende (Bildquelle: TB Stampfer).

8.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 79 dargestellt. Dabei bildet der 51 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs aller Teilkollektorfelder Solaranlage und der beiden Pelletkessel als auch der Wärmeoutput für das Mikronetz erfolgen über den Speicher. Die Solaranlage verfügt über einen 3-stufigen internen Glattrohrwärmetauscher durch welchen solare Wärme je nach vorhandenem Temperaturniveau in unterschiedlichen Höhen eingespeist werden kann. Die beiden Pelletkessel speisen oben in den Pufferspeicher ein und entnehmen den Rücklauf im mittleren Bereich des Speichers.

Aus dem Pufferspeicher wird das gesamte Mikronetz mit Wärme versorgt. Die Raumheizung wird über dezentrale Wohnraumlüftungsanlagen bzw. die Trinkwasserbereitung über dezentrale Wohnungsstationen gewährleistet. Durch den Einsatz einer sogenannten „integrierten Vorlaufzirkulation“ (pink-strichliert) soll die Rücklauftemperatur im Heizwasserkreislauf abgesenkt und bei gleichbleibendem Komfort eine wesentliche Minimierung der Verteilverluste sowie eine deutliche Reduktion der Systemrücklauftemperaturen erreicht werden.

Das Monitoringkonzept umfasst 10 Wärmemengenzähler, 14 Temperatursensoren sowie einem Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einem Drucksensor im Solarprimärkreis.

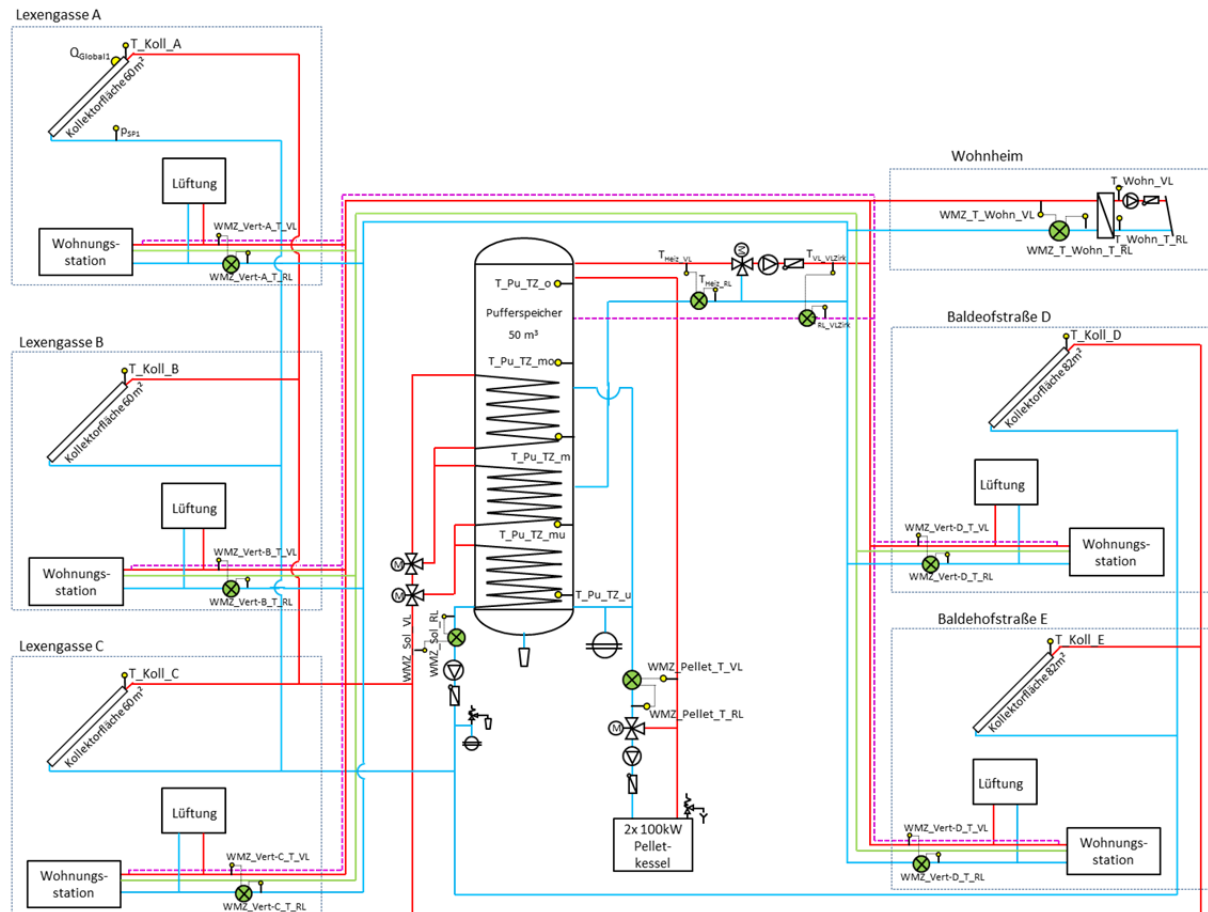


Abbildung 87: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Wohnanlage Lexengasse“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis-Kollektorfeld A (B,C,D,E)

$Q_{\text{Global A (B,C,D,E)}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Kollektorfeld A (B,C,D,E)
p_{Sol}	Drucksensor Solarkreis
$T_{\text{Koll A (B,C,D,E)}}$	Kollektortemperatur – Kollektorfeld A (B,C,D,E)
$T_{\text{-Sol_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis
$T_{\text{-Sol_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis
$Q_{\text{Solar A (B,C,D,E)}}$	Wärmemengenzähler Solarkreis

Speicher

$T_{\text{Pu_TZ-o}}$	Pufferspeichertemperatur oben
$T_{\text{Pu_TZ-mo}}$	Pufferspeichertemperatur mitte-oben
$T_{\text{Pu_TZ-m}}$	Pufferspeichertemperatur unten
$T_{\text{Pu_TZ-mu}}$	Pufferspeichertemperatur mitte-unten
$T_{\text{Pu_TZ-u}}$	Pufferspeichertemperatur unten

Nachheizung

$T_{\text{-PELLET_VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung - Pelletkessel
$T_{\text{-PELLET_RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung - Pelletkessel
Q_{PELLET}	Wärmemengenzähler Nachheizung - Pelletkessel

Wärmeverteiler Lexengasse (Häuser A bis C) und Baldehofstraße (Häuser D und E)

T-Verteiler_VL_A (B,C,D,E)	Vorlauftemperatur Verteiler A (B,C,D,E)
T-Verteiler_RL A (B,C,D,E)	Rücklauftemperatur Verteiler A (B,C,D,E)
QVerteiler A (B,C,D,E)	Wärmemengenzähler Verteiler A (B,C,D,E)

Wohnheim

T-Wohnheim_VL	Vorlauftemperatur Wohnheim
T-Wohnheim_RL	Rücklauftemperatur Wohnheim
QWohnheim	Wärmemengenzähler Wohnheim

8.4.3 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 80 bis Abbildung 82) 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 423 kWh/m² prognostiziert. Der kumulierte Verlauf des prognostizierten spezifischen solaren Ertrags ist Abbildung 80 zu entnehmen.

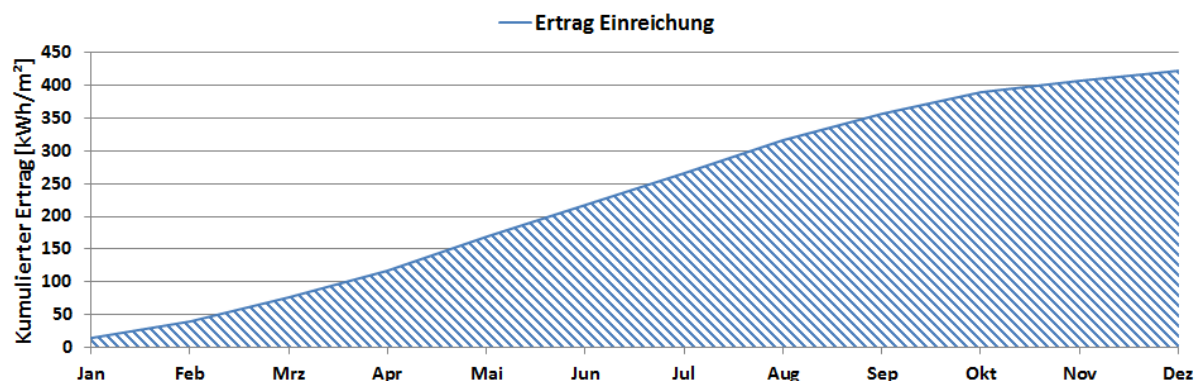


Abbildung 88: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 31 % angegeben.

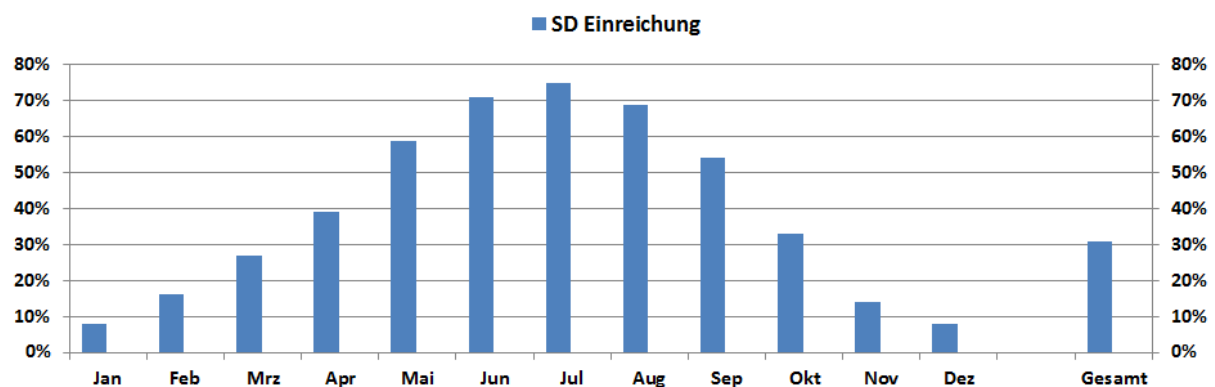


Abbildung 89: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 312 MWh angegeben. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 82 zu entnehmen.

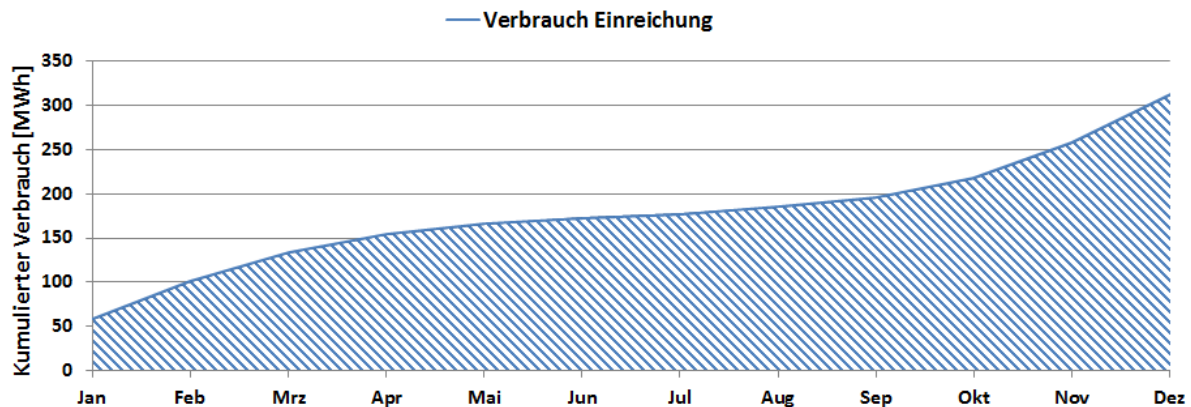


Abbildung 90: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“

8.4.4 Anlagen Status Quo

Die Solarthermieranlage des Projekts „Wohnanlage Lexengasse“ ist seit Ende 2015 in Betrieb. Die Inbetriebnahme des Messtechnikequipments ist für Februar 2016 geplant. 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 beim Projekt „Wohnanlage Lexengasse“ mit April 2016 möglich.

8.5 Nahwärme Maria Gail, K

8.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Maria Gail
<u>Adresse:</u>	9500 Villach
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen (Mikro-, Nah- und Fernwärmenetze)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Fünf Wohngebäude (46 Wohnungen), acht Zweifamilienhäuser, Altersheim (rund 80 Bewohner), Volksschule, Turnsaal, Kindergarten, Kulturhaus mit Feuerwehr
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	226 m ² Flachkollektoren (GREENoneTEC), davon 175 m ² im gegenständlichen Programm gefördert
<u>Ausrichtung:</u>	180°
<u>Neigung:</u>	20° (2 Reihen), 30° (1 Reihe) und 35° (3 Reihen)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	19 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	2 Hackgutkessel (je 350 kW), 1 Ölkessel (420 kW) als Notheizung
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	7 % (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	439 kWh/(m ² *a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Umsetzung Monitoringsystem
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Nahwärme Maria Gail“ handelt es sich um die Einspeisung einer 226 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Nahwärmenetzes im Bundesland Kärnten. Versorgt werden aktuell fünf Wohngebäude (46 Wohnungen), acht Zweifamilienhäuser, ein Altersheim (rund 80 Bewohner), Volksschule, Turnsaal, Kindergarten und ein Kulturhaus mit Feuerwehr. Die gesamte Anschlussleistung beträgt etwa 450 kW und die Trassenlänge rund 800 m.

Alle Kunden außer dem Altersheim nehmen die sommerliche Warmwasserbereitung individuell vor, sodass die Netzpumpen in dieser Zeit deaktiviert werden können. Das Altersheim, das nur 70 m vom Heizhaus entfernt ist, wird dann über eine eigene, kleiner dimensionierte Netzleitung mithilfe seiner eigenen Umwälzpumpe mit Wärme versorgt.

Das Flugdach des Heizhauses ist mit einer leichten Verdrehung (um 18° nach Osten) in Richtung Süden ausgerichtet. Die Verstärkung des Daches auf die neu festgelegten Schneelasten und das zusätzliche Gewicht der Solaranlage war eine Herausforderung für den planenden Statiker. Auf ihm sind die 18 Großflächenkollektoren in 6 Reihen montiert und zwischen 20° und 35° geneigt, siehe Abbildung 91. Es wurden drei parallele Stränge aus je zwei hintereinander geschalteten Kollektorreihen aufgebaut. Die Kollektoren der drei kühleren Reihen sind einfach verglast, jene der drei wärmeren Reihen sind doppelt verglast.

Die neu errichtete Solaranlage substituiert den Energieträger Hackgut. Der Bestand sind zwei überwiegend alternativ betriebene Hackgutkessel (300 und 350 kW Nennleistung) und ein Ölkessel (420 kW Nennleistung) als Notheizung.

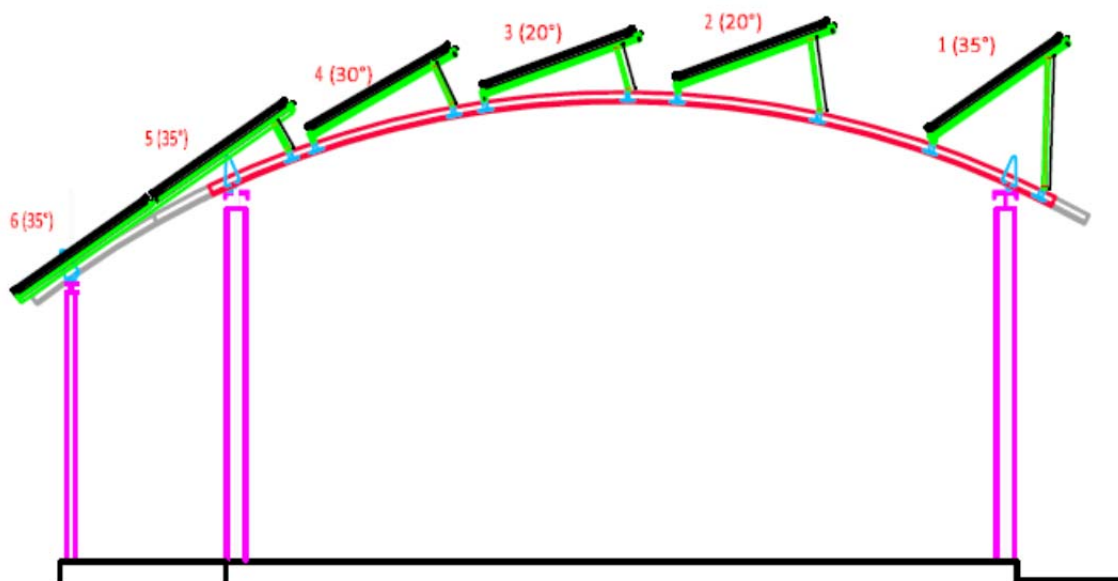


Abbildung 91: Anordnung und Neigung der sechs Kollektorreihen auf dem Flugdach des Heizhauses

8.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept integriert umsichtig die neue Solaranlage in den Bestand und nimmt auf den minimalen Energiebedarf im Sommer Rücksicht.

Die Vor- und Rücklauftemperaturen des 2-Leiter-Netzes betragen etwa 100 und 55 °C. Um möglichst hohe Vorlauftemperaturen zu erreichen, arbeitet die Solaranlage daher im Low-Flow-System und speist je nach Temperaturniveau entweder in den wärmeren 7 m³-Puffer oder in den kühleren 12 m³-Puffer ein. Die Rücklaufleitung der Solaranlage ist unten am 12 m³-Puffer angeschlossen. Die beiden abwechselnd betriebenen Hackgutkessel sowie der Ölkessel (als Notheizung) können nur in den wärmeren 7 m³-Puffer einspeisen, der 12 m³-Puffer ist für die Solaranlage reserviert.

In Bezug auf das Wärmenetz sind die beiden Puffer in Serie geschaltet, wobei der Netzurücklauf je nach Temperaturniveau auch in den wärmeren Puffer eingeleitet wird. Die beiden alternativ betriebenen Netzpumpen sind drehzahlgestellt und halten die Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklaufleitung konstant.

Das Wärmenetz (800 m Trassenlänge) wird im Sommer nicht betrieben, da alle Kunden bis auf das angeschlossene Altersheim ihre Wärme individuell erzeugen. Um die Rohrleitungsverluste zu reduzieren, wird das Altersheim in dieser Zeit über eine separate Rohrleitung (70 m Trassenlänge) versorgt, die entsprechend dem sommerlichen Wärmebedarf kleiner dimensioniert ist. Die Umwälzpumpe im Altersheim läuft den Sommer über mit konstanter Drehzahl durch. Da die Rücklauftemperatur daher stark variieren kann, wird der Rücklauf über eine Schichtladelanze in den 12 m³-Puffer eingeleitet.

Das Monitoringkonzept dieser Anlage umfasst sechs Wärmezähler, 22 Temperatursensoren, vier Ventilstellungen, einen Globalstrahlungssensor und einen Drucksensor im Solarprimärkreis.

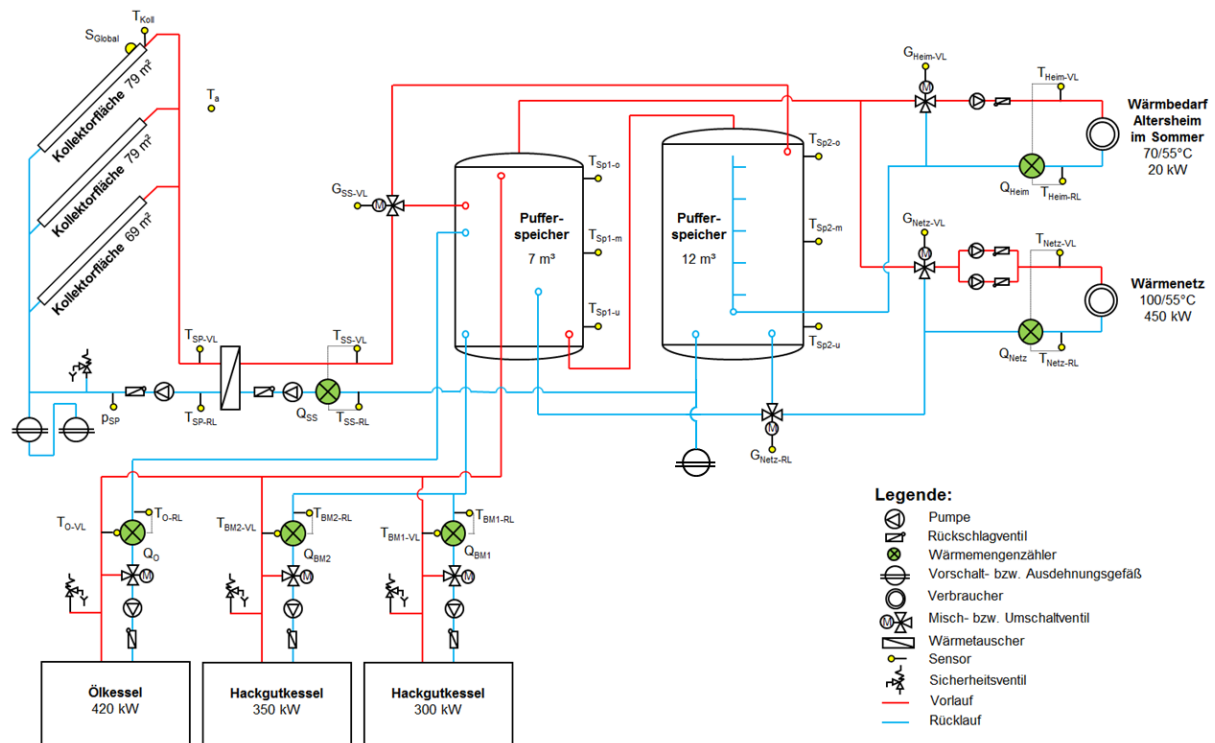


Abbildung 92: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Maria Gail“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Ventilstellungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_a	Außentemperatur
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär

Solar-Sekundärkreis

Q_{SS}	Wärmemengenzähler im Solarsekundärkreis
$T_{\text{SS-VL}}$	Solarvorlauftemperatur sekundär
$T_{\text{SS-RL}}$	Solarrücklauftemperatur sekundär
$G_{\text{SS-VL}}$	Ventilstellung zur Umlenkung des Solarvorlaufs

Pufferspeicher

$T_{\text{Sp1-u}}$	Temperatur im 7 m³-Pufferspeicher unten
$T_{\text{Sp1-m}}$	Temperatur im 7 m³-Pufferspeicher Mitte
$T_{\text{Sp1-o}}$	Temperatur im 7 m³-Pufferspeicher oben
$T_{\text{Sp2-u}}$	Temperatur im 12 m³-Pufferspeicher unten
$T_{\text{Sp2-m}}$	Temperatur im 12 m³-Pufferspeicher Mitte
$T_{\text{Sp2-o}}$	Temperatur im 12 m³-Pufferspeicher oben

Nachheizung

Q_{BM1}	Wärmemengenzähler Biomassekessel 1
$T_{\text{BM1-VL}}$	Vorlauftemperatur Biomassekessel 1
$T_{\text{BM1-RL}}$	Rücklauftemperatur Biomassekessel 1

Q_{BM2}	Wärmemengenzähler Biomassekessel 2
T_{BM2-VL}	Vorlauftemperatur Biomassekessel 2
T_{BM2-RL}	Rücklauftemperatur Biomassekessel 2
Q_O	Wärmemengenzähler Ölkessel
T_{O-VL}	Vorlauftemperatur Ölkessel
T_{O-RL}	Rücklauftemperatur Ölkessel

Verbraucher

Q_{Netz}	Wärmemengenzähler Wärmenetz
$T_{Netz-VL}$	Vorlauftemperatur Wärmenetz
$T_{Netz-RL}$	Rücklauftemperatur Wärmenetz
$G_{Netz-VL}$	Ventilstellung zur Einstellung der Netzvorlauftemperatur
$G_{Netz-RL}$	Ventilstellung zur Umlenkung des Netzurücklaufs
Q_{Heim}	Wärmemengenzähler Wärmebedarf Altersheim im Sommer
$T_{Heim-VL}$	Vorlauftemperatur Wärmebedarf Altersheim im Sommer
$T_{Heim-RL}$	Rücklauftemperatur Wärmebedarf Altersheim im Sommer
$G_{Heim-VL}$	Ventilstellung zur Einstellung der Vorlauftemperatur zum Altersheim

8.5.3 Kennzahlen der Simulation

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wird die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die im Programm T*Sol durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 93 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 439 kWh/m^2 berechnet.

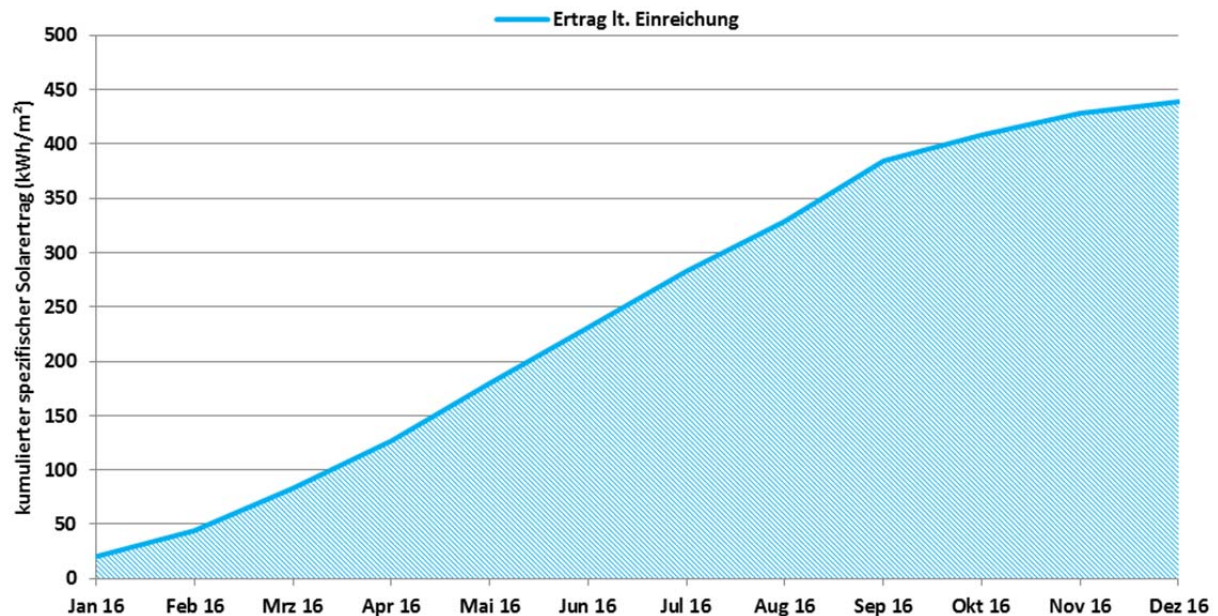


Abbildung 93: Spezifischer Solarertrag (Simulationswert) für die Anlage „Nahwärme Maria Gail“

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf gesamte Wärmeerzeugung) ist in Abbildung 94 dargestellt. Es wird ein Jahresdeckungsgrad von 12 % prognostiziert.

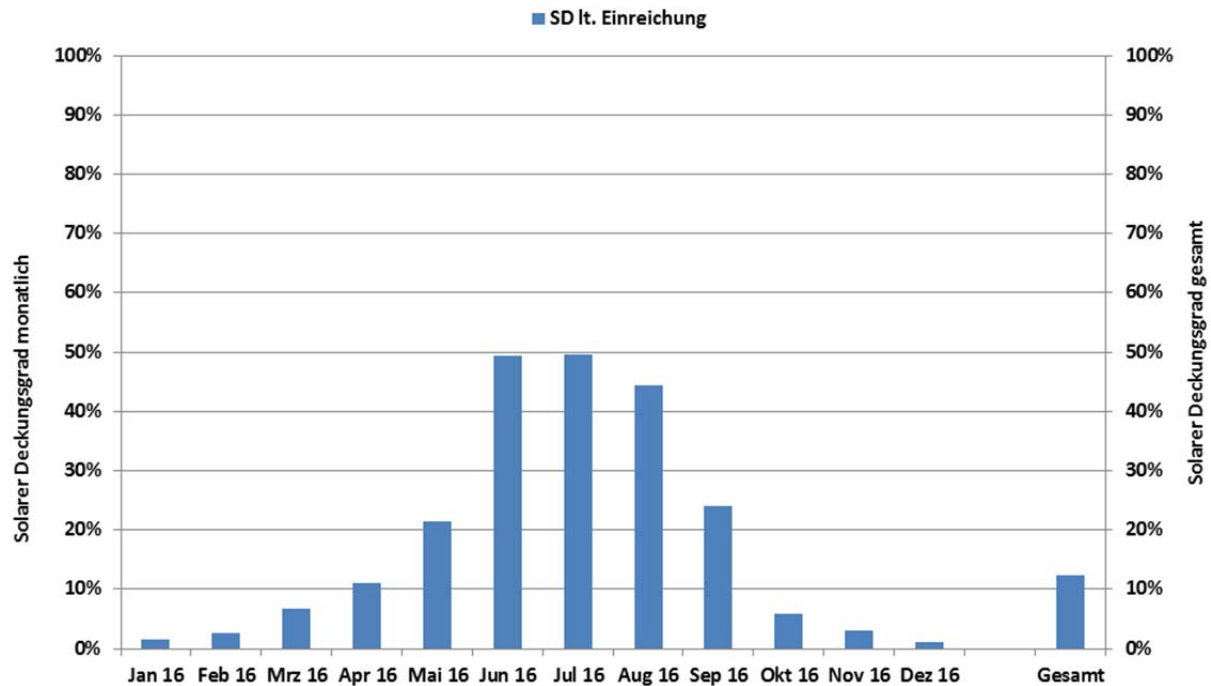


Abbildung 94: Solarer Deckungsgrad (Simulationswert) für die Anlage „Nahwärme Maria Gail“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 95 kumuliert dargestellt (der Jahresverbrauch wurde zu rund 950 MWh berechnet).

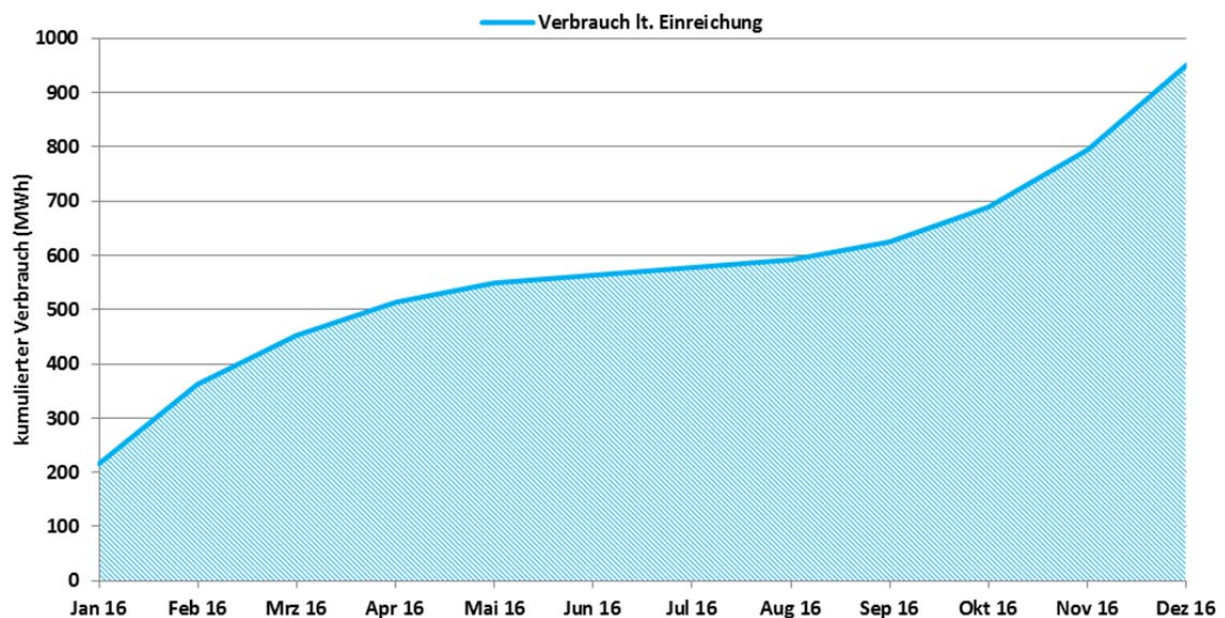


Abbildung 95: Verbrauch (Simulationswert) für die Anlage „Nahwärme Maria Gail“

8.5.4 Anlagen Status Quo

Die Solaranlage ist seit Dezember 2015 in Betrieb. Das Monitoring-Equipment ist fertig installiert, allerdings wird noch an der automatisierten Datenübertragung an das Team der Begleitforschung gearbeitet. Die Bestätigung der Begleitforschung zur Endabrechnung kann voraussichtlich mit Ende März 2016 ausgestellt werden.

9 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., ZB 2016a:

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

Fink et al., ZB 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