

Endbericht zum Projekt

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

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Samuel Knabl
Jakob Binder
Walter Becke
Waldemar Wagner
Roman Stelzer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Bernd Windholz
Franz Helminger

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gleisdorf, im Juli 2019

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:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

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



FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH Forschungsgruppe ASiC

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



Inhalt

1	KURZFASSUNG	4
2	EINLEITUNG	6
3	ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE	8
4	BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM	9
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	11
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	15
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	17
	7.1 Biowärme Mallnitz, Kärnten	17
	7.2 Trotec Marchtrenk, OÖ	31
	7.3 Autohaus Esthofer, OÖ	50
	7.4 Wohnanlage Lexengasse, Sbg.	83
	7.5 Nahwärme Maria Gail, K.....	104
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	119

1 Kurzfassung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 300 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.

Im gegenständlichen Projektbericht werden speziell die Ergebnisse der im Programmjahr 2012 vom Team der Begleitforschung behandelten und untersuchten Anlagen dargestellt. Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (Februar 2014 bis Juni 2019) mit den 5 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. Bei allen 5 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Jahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

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

- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (23 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 9 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018 die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu einer Vielzahl kooperativen Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 47 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie 14 Artikel in Fachzeitschriften (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

2 Einleitung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 300 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. Seit 2014 auch die Kategorie: „Neue Technologien und innovative Ansätze“
6. Seit 2018 auch die Kategorie: „Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe“

Das Interesse am Programm erwies sich in den jeweiligen Programmausschreibungen als enorm. Insgesamt wurden zwischen 2010 und 2018 rund 330 Projektanträge eingereicht, was gleichzeitig das große Interesse am Förderprogramm zeigt. Im Programmjahr des gegenständlichen Endberichts wurden 46 Anlagen zur Förderung eingereicht. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung stand die Förderentscheidung für das Jahr 2018 unmittelbar bevor.

Die wissenschaftliche Programmbegleitung

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

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern
- 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 2018 eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte.
- Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des gegenständlichen Projekts bisher 47 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018).
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an Industrieverbände (z.B. Austria Solar) bzw. den Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Endbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2012 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht des Projekts „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011 und 2013 sowie die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2014, 2015, 2016 und 2017 erstellt (Fink et al., 2010; Fink et al., 2015; Fink et al., 2016; Fink et al., 2018; Fink et al., 2019a; Fink et al., 2019b; Fink et al., 2019c; Fink et al., 2019d).

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm (14 Projekte) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Schlussendlich wurden von den 14 zur Förderung vorgeschlagenen Projekten 5 solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

Einspeisung in Wärmenetz	m²
Biowärme Mallnitz, Ktn.	438
Wohnanlage Lexengasse, Sbg.	382
Nahwärme Maria Gail, Ktn.	175
Bioenergie Binder, Bgld.	260

Solare Prozesswärme	m²
European Green Energy Park Wipptal, T	1279
Triple A Aqua Service, Stmk.	214
Ottakringer Brauerei, W	1086
Greiner Multifoam, OÖ	108
Betonteilerwärmung Oberndorfer, NÖ	974

Hohe solare Deckungsgrade	m²
Trotec Marchtrenk, OÖ	160
Autohaus Esthofer, OÖ	278
Hotel Cryston, W	118

Klimatisierung	m²
Zotter Schokoladen, Stmk.	300
Vossen, Bgld.	241

Anlage wird realisiert

Anlage wird nicht realisiert.

Abbildung 1: Von 5 der 14 für die Begleitforschung ausgewählten Förderwerber wurde der Förderantrag schlussendlich angenommen und die Anlage umgesetzt (Darstellung nach vier Einreichkategorien)

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat und die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen. Ab diesem Zeitpunkt startet dann die offizielle, einjährige Monitoringphase. Den zweiten relevanten Zeitpunkt bildet der Abschluss der einjährigen Monitoringphase, der ebenso vom Team der Begleitforschung bestätigt wird. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen, konnte bei allen 5 realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden. Bei AEE INTEC wurden 3 Projekte begleitet, bei AIT waren es 2.

Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Biowärme Mallnitz, Ktn.			Aug. 14	Jul. 15
Trotec Marchtrenk, OÖ			Mrz. 15	Feb. 16
Lexengasse, Sbg.			Jul. 16	Jun. 17

Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Autohaus Esthofer, OÖ			Sep. 15	Aug. 16
Nahwärme Maria Gail, Ktn.			Aug. 16	Jul. 17

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 5 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 bei manchen Projekten Verbesserungsvorschläge bereits im Zuge der Umsetzung berücksichtigt werden, in manchen Projekten aber auch nicht (z.B. wenn das Projekt zeitlich in einer fortgeschrittenen Phase war; Mehrkosten angefallen wären; bauliche Maßnahmen notwendig wären, etc.).

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

Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank

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

Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs

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

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

Da nicht bei allen Projekten die 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 wurden.

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

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

Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, 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. Immerhin konnten so 23 Optimierungsmaßnahmen detektiert und davon bei 9 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums 47 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018).

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

Tabelle 1: 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
Themen veranstaltung	Themenveranstaltung der WKO Vorarlberg 23. Mai 2013, Dornbirn, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 40
Themen veranstaltung	Energy Talk 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 Odörfer 15. Jänner 2014 Graz, Österreich	Umsetzungserfahrungen und messtechnisch unterstützte Betriebsanalysen zu großen Solarwärmeanlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 80
Symposium	24. Symposium „Thermische Solarenergie“ 7. Mai bis 9. Mai 2014, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse zu einem 4 Jahre laufenden Förderprogramm „Große solarthermische Anlagen in Österreich“ inkl. der Vorstellung ausgewählter Anlagen	ca. 400
Symposium	2nd International Solar District Heating Conference 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
Anwender- forum	Oberflächennahe Geothermie 1. bis 2. Juli 2014, Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen von Gewerbegebäuden - Monitoring-Ergebnisse	ca. 30
Workshop	InnErTech Spezialisierungs-Workshop: Kombianlagen 25. August 2014, Wien, Österreich	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen	ca. 15
Workshop	InnErTech Spezialisierungs-Workshop: Expert Solar 25. August 2014, Wien, Österreich	Expert Solar - Solarthermische Großanlagen	ca. 15
Themen- veranstaltung	AIT Weiterbildungstag 18. März 2015, Wien, Österreich	Betriebserfahrungen mit Wärmepumpen- Kombianlagen	ca. 15
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
Themen- veranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Erkenntnisse aus 4 Jahren wissenschaftlicher Begleitung des Förder-programms „Solare Großanlagen“	ca. 50

Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solare Netzeinspeisung im Praxistest – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
		Solarthermie, Erdspeicher und Wärmepumpe für hohe solare Deckungsgrade im Gewerbe	
		Solarwärme für die Industrie - solare Prozesswärme – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	
Themenveranstaltung	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
		Increasing the return flow with HP – a practical example	
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
Themenveranstaltung	Das Heizwerk 2.0 15. März 2016, Ebenthal	Messergebnisse und Betriebserfahrungen zu solaren Netzeinspeisungen aus dem Förderprogramm „Solare Großanlagen“	ca. 100
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 18. bis 19. April 2016, Bad Staffelstein, Deutschland	Größtenteils erneuerbare Wärme für Gebäude mit gemischter Nutzung durch Geothermie, Solarthermie und Betonkernaktivierung	35
Symposium	26. Symposium „Thermische Solarenergie“ 20. bis 22. April 2016, Bad Staffelstein, Deutschland	Betriebserfahrungen von 4 Anlagen zur solarthermischen Netzeinspeisung	250
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 8. bis 10. Juni 2016, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse von drei messtechnisch untersuchten solarthermischen Großanlagen im Bereich der Wärmenetzintegration	ca. 200
		Ergebnisbericht zu sechs Jahren messtechnische Begleitung zum Förderprogramm „Solarthermische Großanlagen“ in Österreich	
Symposium	Solare Wärme und Wärmenetz, C.A.R.M.E.N.-Symposium 12. Juli 2016, Würzburg	Solare Wärme und Wärmenetz - Monitoringergebnisse und Betriebsanalysen zu solaren Wärmenetz-integrationen	ca. 200
Symposium	4th International SDH Conference 21. bis 22. September 2016, Billund, Dänemark	Operational analysis and detailed monitoring results of measurements taken from large-scale solar thermal plants	ca. 200
Themenveranstaltung	"Fernwärme der Zukunft" 4. April 2017, Graz	Solare Großanlagen in Wärmenetzen – Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	ca. 100
		Nutzungspotentiale von industrieller Abwärme, Solarthermie und saisonaler Speicherung für die Fernwärme der Zukunft	
Workshop	SDHp2m - Delegationsreise 10. Mai 2017, Friedrichshafen, Dänemark	Austrian funding program „Solarthermie - Solare Großanlagen“	15
Symposium	27. Symposium „Thermische Solarenergie“ 10. bis 12. Mai 2017, Bad Staffelstein, Deutschland	Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen im Förderprogramm für solarthermische Anlagen in Österreich – Stuserhebung und Erfahrungsbericht	ca. 500
		Aggregierte Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“ in Österreich	
Konferenz	International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 29. Oktober bis 2. November 2017, Abu Dhabi	Combined solar thermal and heat pump systems within the funding program of large-scale solar thermal systems in Austria – Status investigation and progress report	
Workshop	Expertenforum Energiespeicher Beton, 8. November 2017, Wien	Monitoringergebnisse zu Projekten aus Wohnbau und Gewerbe mit hohen solaren Deckungsgraden und Bauteilaktivierung	ca. 160
Workshop	Science Brunch Solarthermie + thermische Speicher 27. November 2017, Wien	Begleitforschung Solarthermie - Solare Großanlagen	ca. 100
Konferenz	48th International Congress and Exhibition on Heating, Refrigeration and Air-Conditioning 6. bis 8. Dezember 2017, Belgrad	Scenarios for the integrated and cost-effective refurbishment of a social owned housing complex	
Coaching webinar	SDHp2m- coaching webinar 13.12.2017	SDHp2m - Coaching webinar on solar/biomass	ca. 12

Themen- veranstaltung	Holzwelt Murau - Stammtisch 24.01.2018	Solare Einkopplung in Nahwärmenetze	ca 25
Konferenz	5th International Solar District Heating Conference - SDH 2018 11.-12. April 2018, Graz	Operational analysis of solar thermal heat pump combinations integrated into Austrian District heating networks	270
Workshop	Netzwerk Energieberatung Steiermark 15.10.2018, Graz	Speicheranwendungen in Verbindung mit Solarthermie	ca. 25
Workshop	Workshop Betriebsdatenauswertung Solare Großanlagen, 18.10.2018, Gleisdorf	Input aus der Begleitforschung des Förderprogramms "Solare Großanlagen"	15
Workshop	Energiemanagement und Stromspeicher in der Land- und Forstwirtschaft, 30.04.2019, St. Veit/Glan	Solarhaus und thermische Bauteilaktivierung - Ein Gebäude als Energiespeicher	15
Symposium	29. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 21. bis 23. Mai 2019, Bad Staffelstein, Deutschland	Messergebnisse zur Einbindung von Solarwärme in netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen	130
Themen- veranstaltung	eNu TALK Energie- und Umweltagentur NÖ, 29.5.2019, St. Pölten	Hat Solarthermie Zukunft?	15

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, 14 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, bis 2018).

Tabelle 2: 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
Artikel	BWK Das Energie-Fachmagazin Bd.69, 2017	Monitoring-Programm für große solarthermische Anlagen in Österreich Ergebnisse stimmen zuversichtlich
Artikel	tab Das Fachmedium der TGA- Branche Ausgabe 7-8/2017	Erfahrungen mit Solarthermieanlagen Ergebnisse aus einem Monitoring-Programm in Österreich
Artikel	a3 Building Technologies / Solutions Ausgabe 5-2017	Große Solar-Anlagen Gemanagt & gemessen
Artikel	EuroHeat&Power 46. Jg. 2017, Heft 9	Große Solar-Anlagen in Österreich Solare Wärmenetze unter Beobachtung
Artikel	HLK Heizung Lüftung Klimatechnik Ausgabe 5-2017	Thermische Energietechnologien/Trends und Förderungen Große Solarthermie-Anlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Der österreichische Installateur Ausgabe 5/2017	Schwerpunkt auf solaren Großanlagen
Artikel	TGA Technische Gebäudeausrüstung 5/2017	Monitoring-Programm Solarthermie Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Umweltschutz der Wirtschaft Ausgabe 2/2017	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig Förderung verlängert

Artikel	nachhaltige Technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2017-3	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Erneuerbare Energien, Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie Ausgabe 06/2017	Gekoppelte Thermie Solarwärme ist heute wieder gefragt - und lässt sich kombinieren
Artikel	Erneuerbare Energien – Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie, SunMedia Verlags GmbH online, 16. August 2017	Solarwärme Förderquoten von bis zu 45 Prozent

In unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Projektzeitraums 9 akademische Arbeiten verfasst.

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

<i>Titel der Master- und Diplomarbeiten</i>	<i>Name DiplomandIn</i>	<i>Universität / Fachhochschule</i>
Betriebsdatenanalyse und Benchmarking solarthermischer Großanlagen	Christian Tauber 2014	KF-Universität Graz
Technisch-wirtschaftliche Bewertung von solarthermischen Großanlagen	Nadine Pirker 2015	Universität für Bodenkultur Wien
Solarthermische Großanlagen - Betriebsanalyse, Systemevaluation, Bewertungsmethoden, Benchmarking	Daniel Tschopp 2015	FH Burgenland
Messdatengestützte Analyse solarthermischer Großanlagen	Maria Moser 2015	Fachhochschule Technikum Wien
Betriebsanalyse und Bewertung von Solarthermie-Wärmepumpen-Anlagen in Kombination mit innovativen Speicherlösungen	Andreas Mairold 2017	FH Technikum Wien
Behavior analysis of thermally activated building systems (TABS) in respect of different building applications	Sunirmal Mukherjee 2018	University of Kassel, Germany University of Cairo, Egypt
Technische und ökologische Systemevaluation einer solaren Großanlage mit einer Solarthermie-Wärmepumpenkombination	Michael Reisenbichler 2018	Technische Universität Graz
Technische Bewertung und Optimierung des solarunterstützten Mikronetzes Lexengasse	Jakob Binder 2018	Technische Universität Graz
Analyse von bauteilaktivierten Nicht-Wohngebäuden mit hohen solaren Deckungsgraden	Veronika Hierzer 2018	FH Burgenland

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 5 messtechnisch begleiteten Projekten aus dem Programm Solarthermie – Solare Großanlagen 2012 sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m² Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche.

Grundsätzlich zeigen die Projekte hinsichtlich der wichtigen energetischen Kennzahlen gute Ergebnisse. Bei zwei Projekten liegt der gemessene solare Ertrag hinter dem Prognosewert zurück. Beim Projekt „Biowärme Mallnitz“ liegen die Gründe hierfür 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 7.1.4) gemessen. Beim Projekt „Autohaus Esthofer“ führte ein nicht vollständig genutztes Speichervolumen zu dem geringeren Ertrag. Dieses Problem wurde im Laufe der Monitoringperiode jedoch behoben (vgl. Kapitel 7.3.4).

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

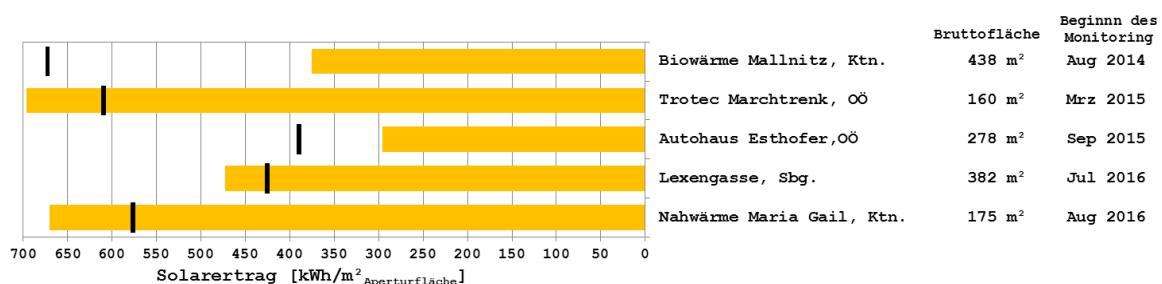


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

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

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv We} + Q_{Solar}} \quad \text{Gleichung 1}$$

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. Bei 4 Anlagen liegt der Messwert nach abgeschlossener einjähriger Monitoringphase unter dem Prognosewert. Bei „Biomasse Mallnitz“ ist der Grund in der deutlich geringeren

Einstrahlung gegenüber der Prognose zu suchen. Bei der Anlage „Trotec Marchtrenk“ liegt der gesamte solare Deckungsgrad über der Prognose, allerdings wird nur vergleichsweise wenig direkt im System genutzt. Die solare Wärme wird hauptsächlich für die Regeneration des Erdspeichers verwendet. Ein ähnliches Bild zeigt sich für die Anlage „Autohaus Esthofer“. Hier kam es aufgrund des nicht voll ausgenutzten Puffervolumens sowie sommerlicher Gebäudeheizung aufgrund eines Regelungsfehlers zu deutlich verringerten Werten für den solaren Deckungsgrad. Beide Probleme konnten behoben werden, sodass in Zukunft höhere Werte zu erwarten sind. Bei der Anlage „Lexengasse“ liegt der Messwert nur wenig hinter der Prognose zurück. Dies ist größtenteils auf den etwas erhöhten Verbrauch im Vergleich zur Prognose zurückzuführen.

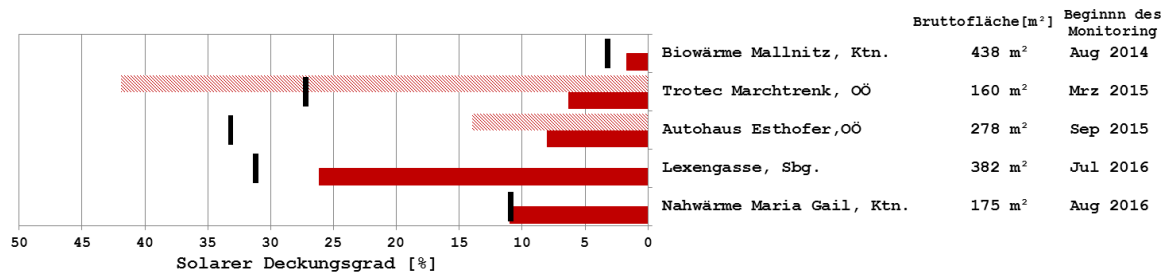


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme ist der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den gemessenen Wärmeverbrauch im Vergleich mit dem Prognosewert. Mit Ausnahme von der Anlage „Trotec Marchtrenk“ liegen alle Anlagen leicht über dem Prognosewert.

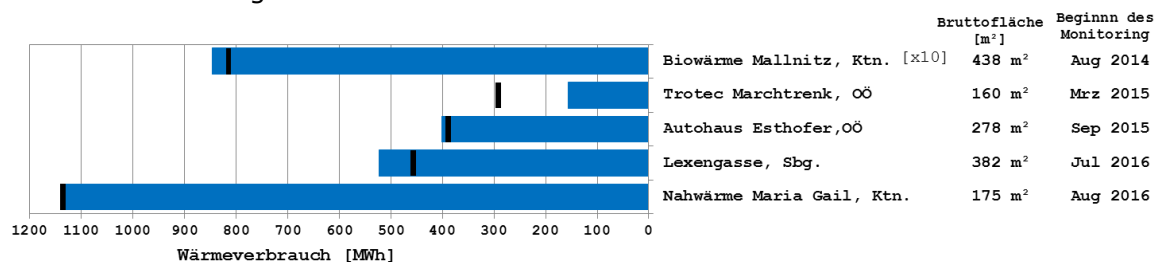


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

Wie in Abbildung 1 beschrieben, konnte bei 5 Projekten 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 Anschlussleistung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	438 m ² (Flachkollektor, Hoval GFK-ALGT)
<u>Neigung:</u>	45° auf Heizhausdach aufgeständert
<u>Ausrichtung:</u>	150° (Südost)
<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 sowohl ein 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 der 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 Hackgutttrockner) 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.

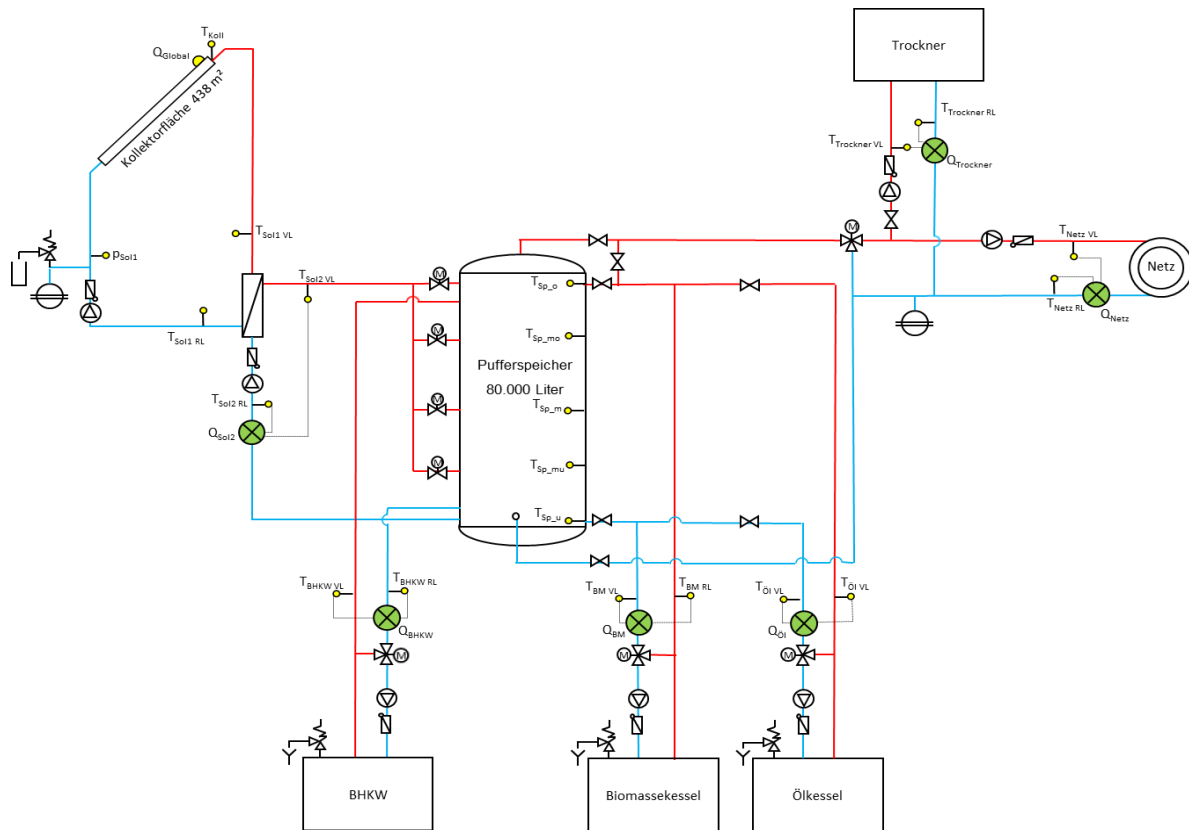


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Biomasse Mallnitz“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

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

Pufferspeicher

- T_{Sp_o} Pufferspeichertemperatur Oben
- $T_{Sp_{mo}}$ Pufferspeichertemperatur Mitte Oben
- T_{Sp_m} Pufferspeichertemperatur Mitte
- $T_{Sp_{mu}}$ Pufferspeichertemperatur Mitte Unten
- T_{Sp_u} Pufferspeichertemperatur Unten

Heizungssystem

- Q_{BHKW} Wärmemengenzähler Biomasse-BHKW
- $T_{BHKW VL}$ Vorlauftemperatur Biomasse-BHKW
- $T_{BHKW RL}$ Rücklauftemperatur Biomasse-BHKW
- Q_{BM} Wärmemengenzähler Biomassekessel
- $T_{BM VL}$ Vorlauftemperatur Biomassekessel
- $T_{BM RL}$ Rücklauftemperatur Biomassekessel
- $Q_{ÖI}$ Wärmemengenzähler Ölkessel
- $T_{ÖI VL}$ Vorlauftemperatur Ölkessel
- $T_{ÖI RL}$ 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 Hackgutttrocknungsanlage (dunkelblau).

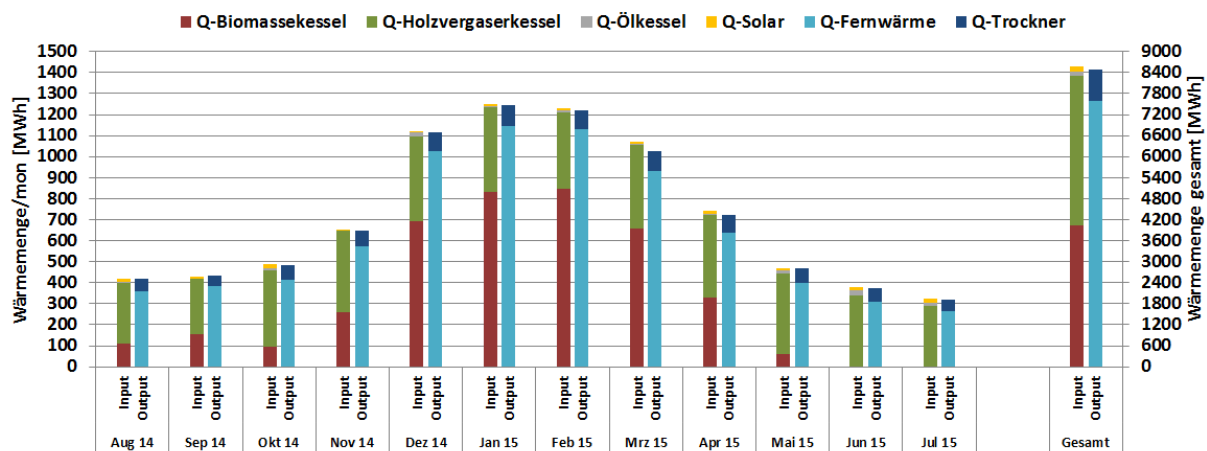


Abbildung 9: Energiebilanz der Anlage „Biowärme Mallnitz“ (August 2014 bis Juli 2015)

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 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/m² erreicht werden (Abbildung 10). Der tatsächliche gemessene Ertrag liegt mit 358 kWh/m²a 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 den 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. 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.

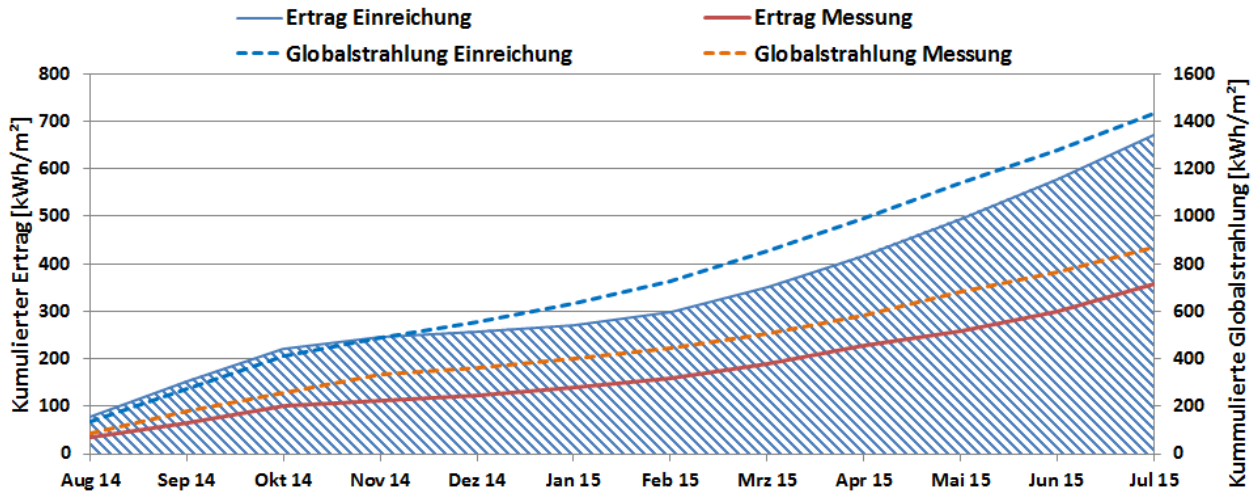


Abbildung 10: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags und der gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert des spezifischen Ertrags bzw. dem Klimadatensatz aus der Simulation für die Anlage "Biowärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

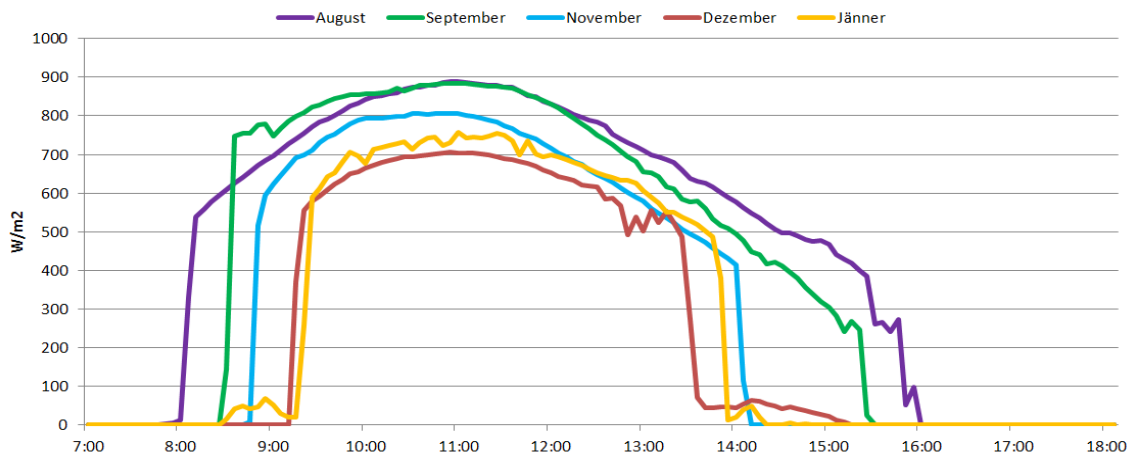


Abbildung 11: Tagesverlauf der gemessenen Globalstrahlung für fünf einzelne einstrahlungsreiche Tage in den Monaten August 2014, September 2014, November 2014, Dezember 2014 und Jänner 2015

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.

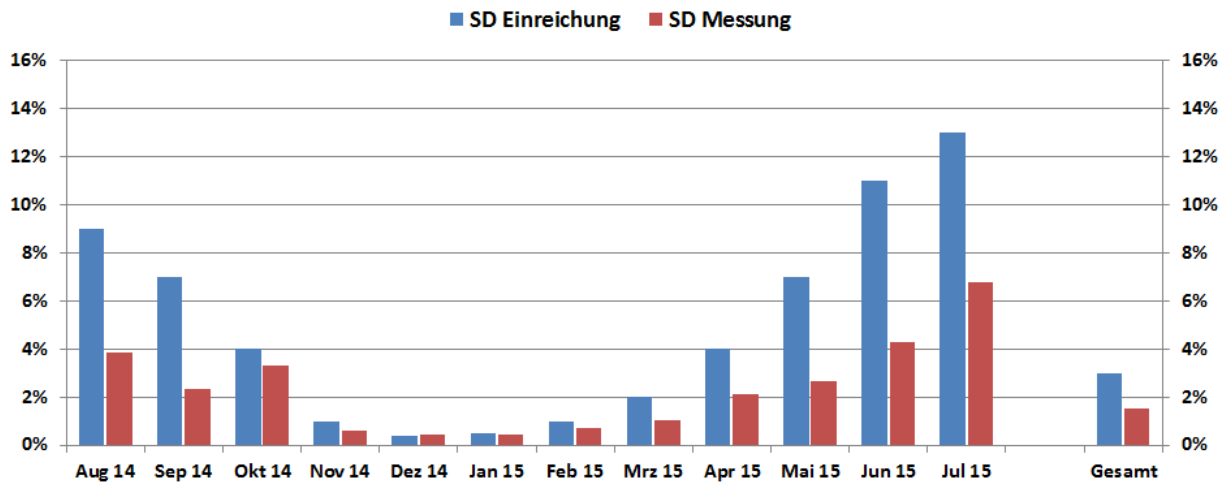


Abbildung 12: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Biomwärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

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.

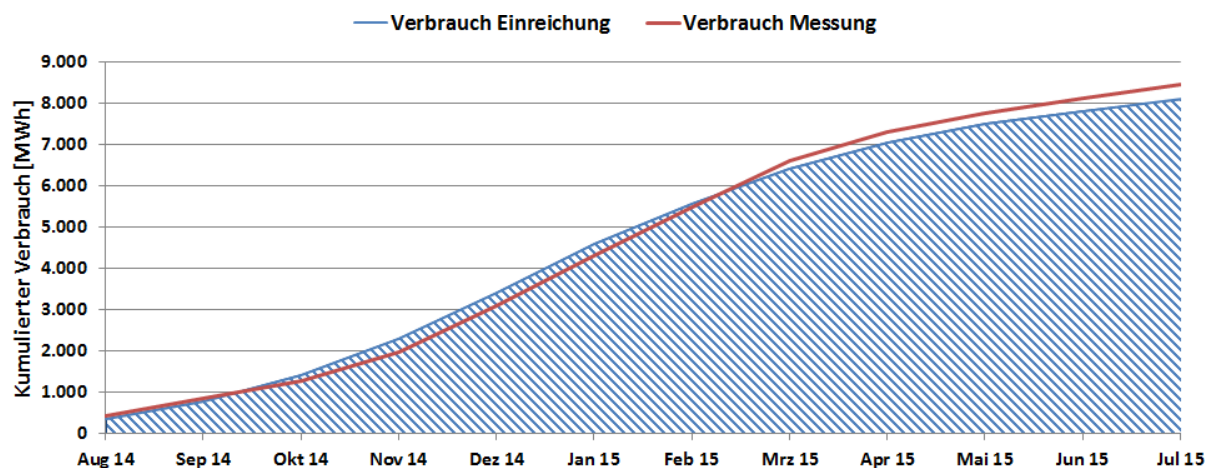


Abbildung 13: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Biomwärme Mallnitz" (August 2014 bis Juli 2015)

7.1.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Betrachtungszeitraum wurden 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 14 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.

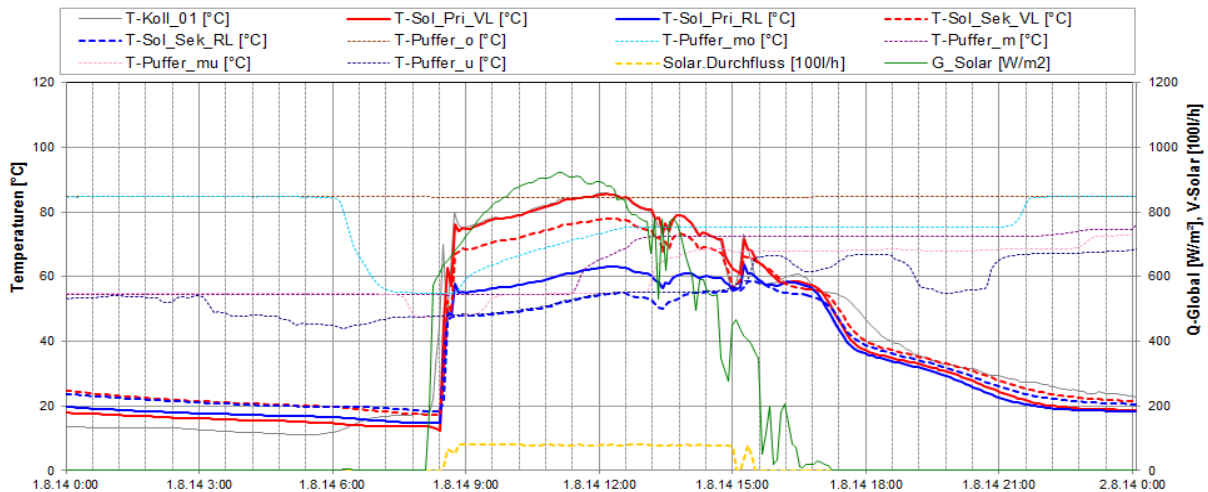


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.08.2014)

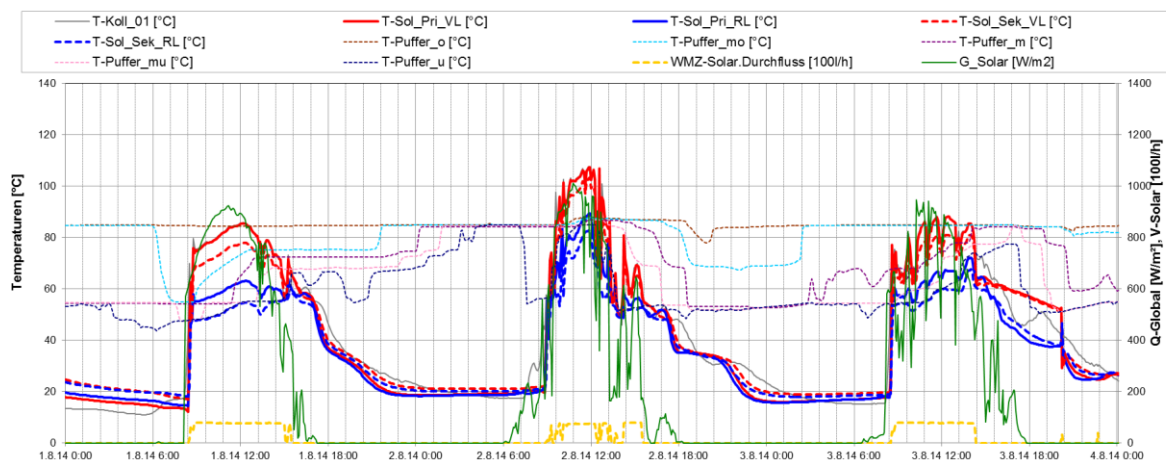


Abbildung 15: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.08.2014 bis 03.08.2014)

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.

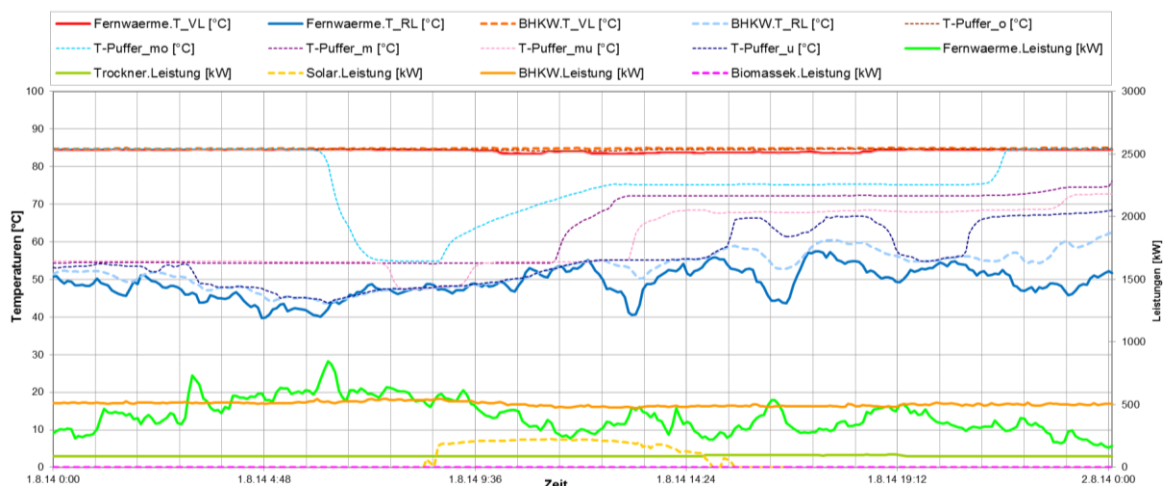


Abbildung 16: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.08.2014)

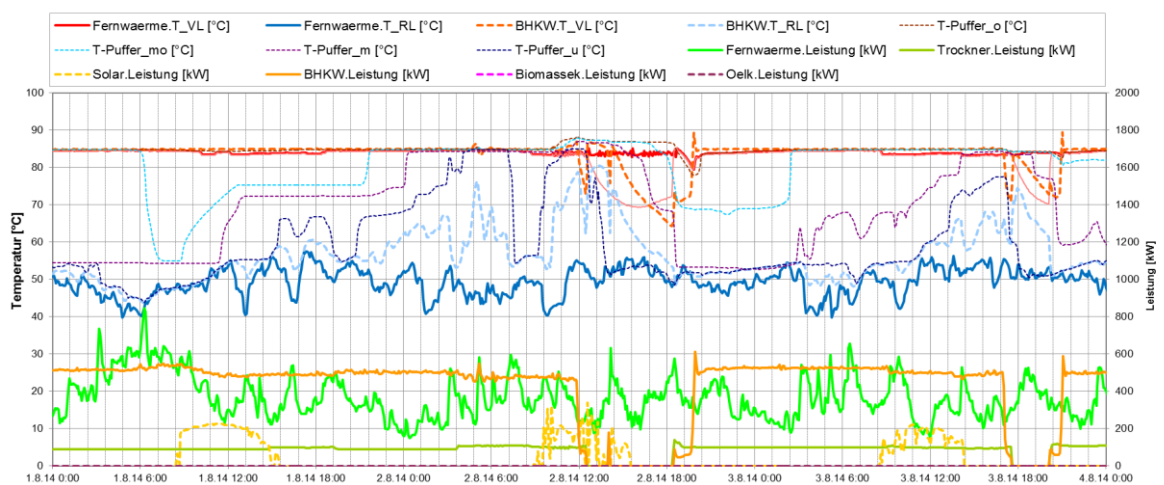


Abbildung 17: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel und der Hackguttrocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.08.2014 – 03.08.2014)

Im Folgenden 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 Hackgutttrocknung im Monat August ist in Abbildung 18 dargestellt. Wie in 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.

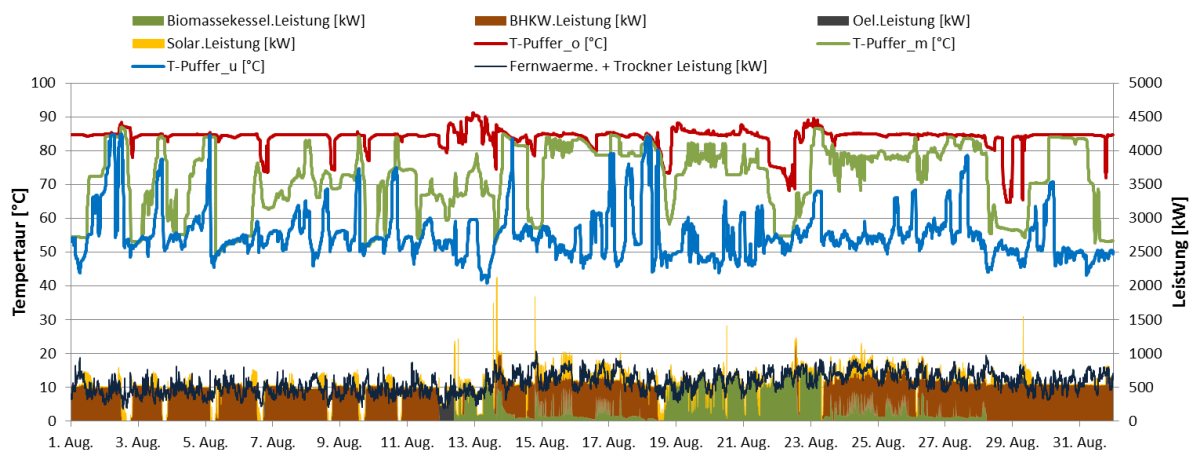


Abbildung 18: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackgutttrocknungsanlage und des Netzes (01.08.2014 – 31.08.2014)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch des Biomassekessels, des Biomasse-BHKWs und des Ölkessels sowie der Abnahme durch die Fernwärme bzw. Hackgutttrocknung 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 zu decken. 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.

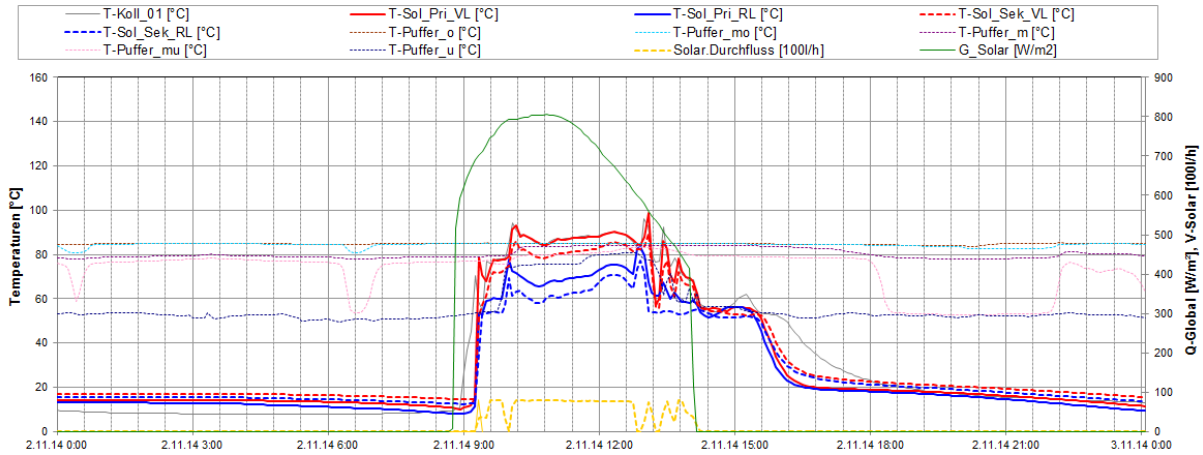


Abbildung 19: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (02.11.2014)

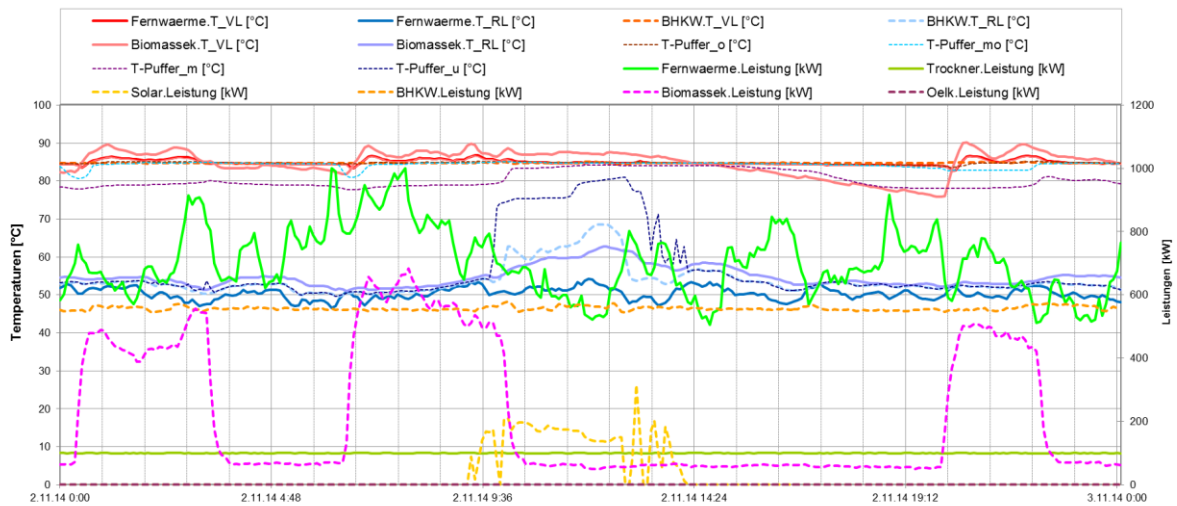


Abbildung 20: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel und der Hackgut-trocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (02.11.2014)

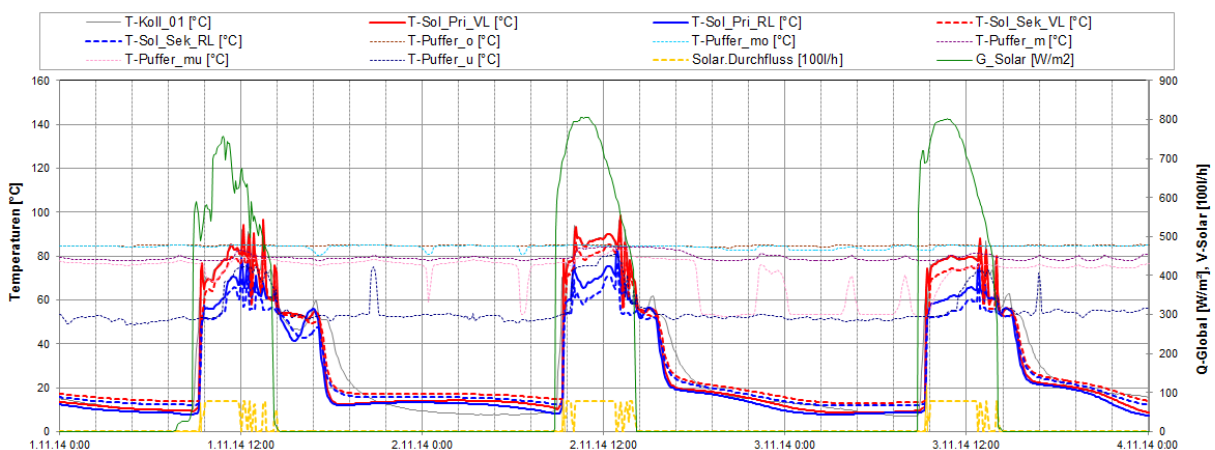


Abbildung 21: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (01.11.2014 – 03.11.2014)

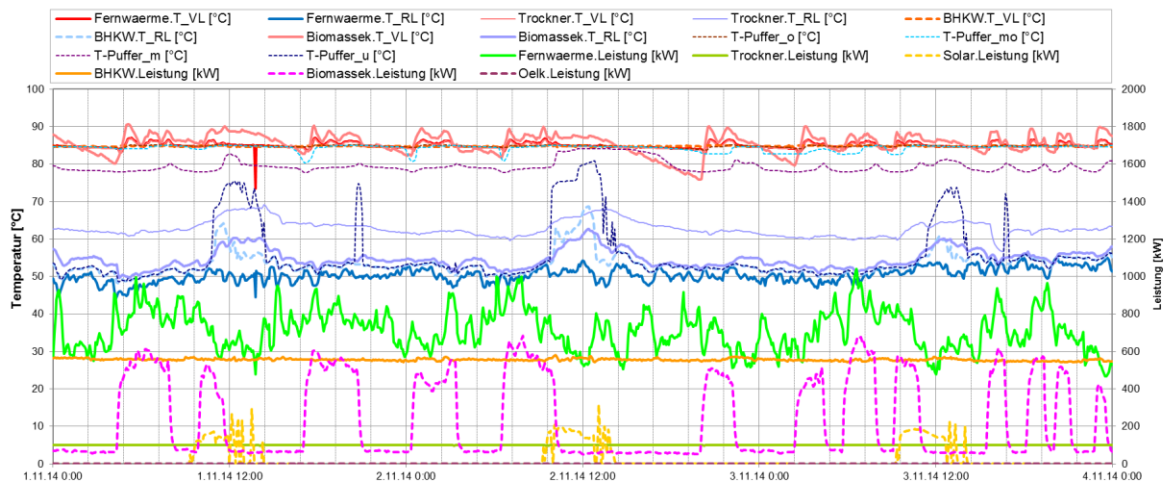


Abbildung 22: Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel und der Hackgut trocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (01.11.2014 – 03.11.2014)

Der Verlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel, 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 das oberste Drittel des Pufferspeichers wird auf Netztemperaturniveau gehalten. Es kommt dementsprechend zu keinen unnötigen Speicherverlusten und das Rücklauf temperaturniveau der solarthermischen Anlage bleibt niedrig. Die Beladung des Speichers durch die unterschiedlichen Heizsysteme erscheint im Regelkonzept gut umgesetzt.

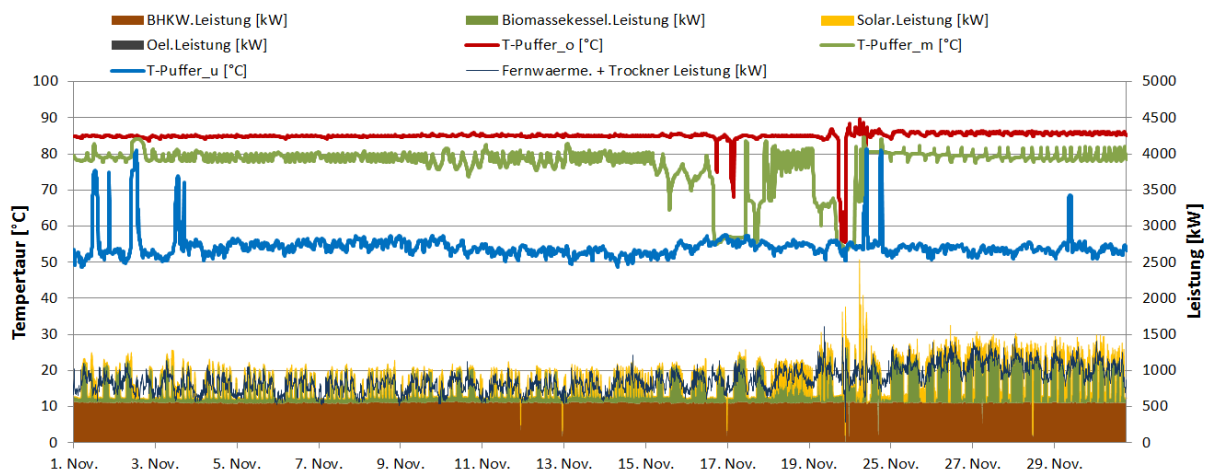


Abbildung 23: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessel, der Hackgut trocknungsanlage und des Netzes (01.11.2014 – 30.11.2014)

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 Netzvorlaufs 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 Netzvorlauftemperatur), 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.

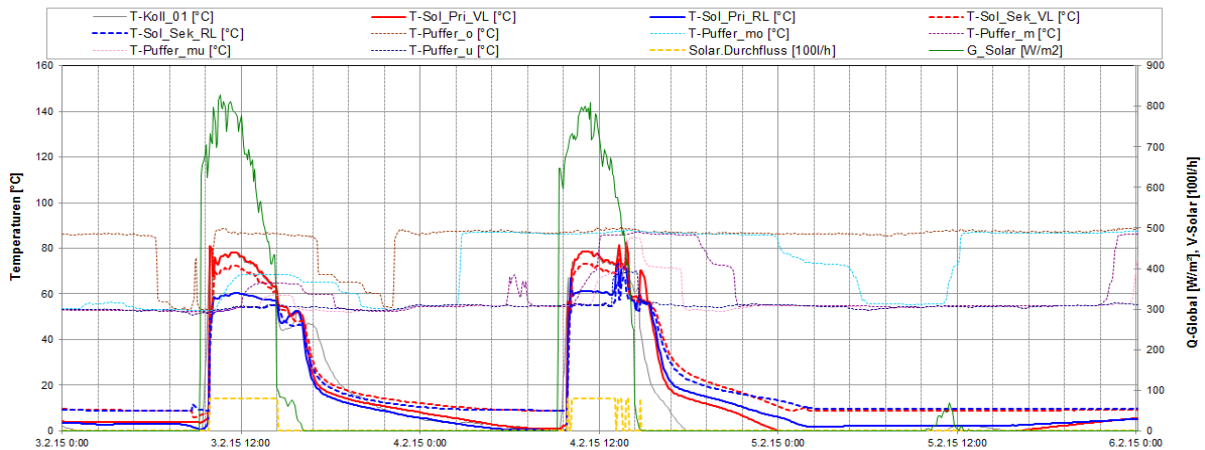


Abbildung 24: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solar-Systems, zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (03.02.2015 – 05.02.2015)

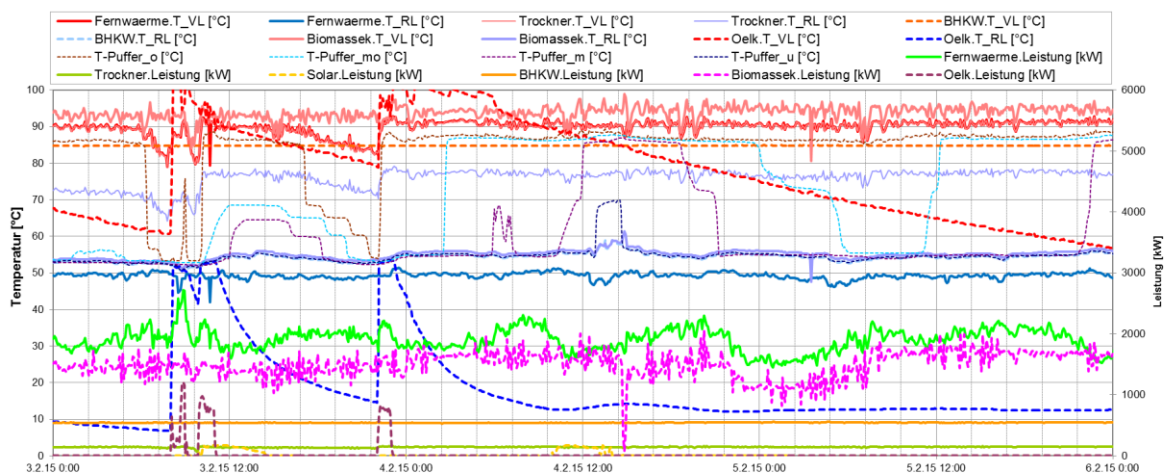


Abbildung 25; Beispielhafter Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels und der Hackgut-trocknungsanlage zuzüglich des Verlaufs der jeweiligen Leistungen und der Pufferspeichertemperaturen (03.02.2015 – 05.02.2015)

Eine Analyse der Pufferspeichertemperaturen als auch der Leistungen aller Heizungssysteme und der Abnahme durch das Fernwärmenetz und der Hackgut-trocknung 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.

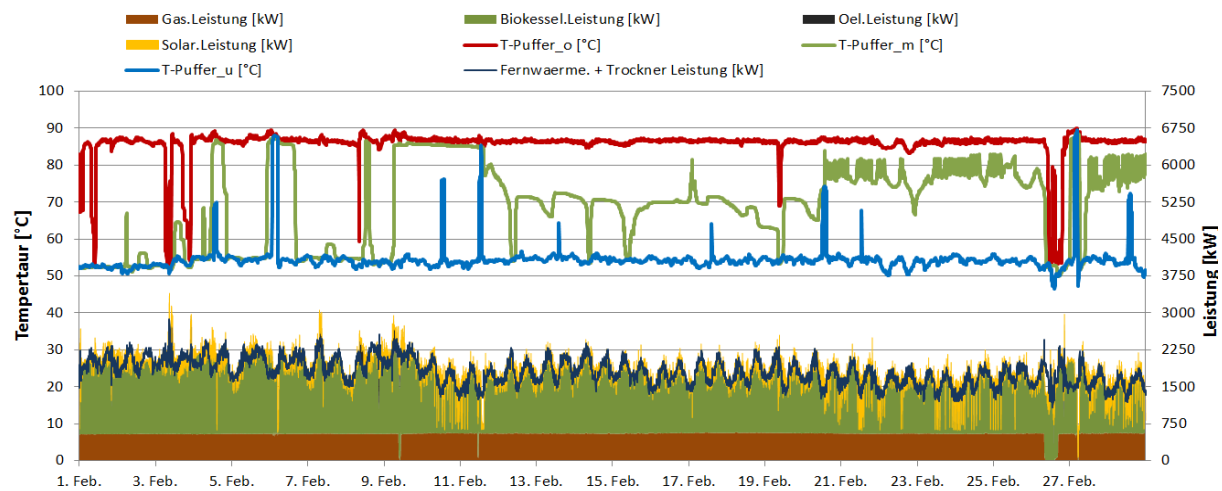


Abbildung 26: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen zuzüglich Verlauf der Leistungen der Solaranlage, des Biomasse-BHKWs, des Biomassekessels, des Ölkessels, der Hackgutttrocknungsanlage und des Netzes (01.02.2015 – 28.02.2015)

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.

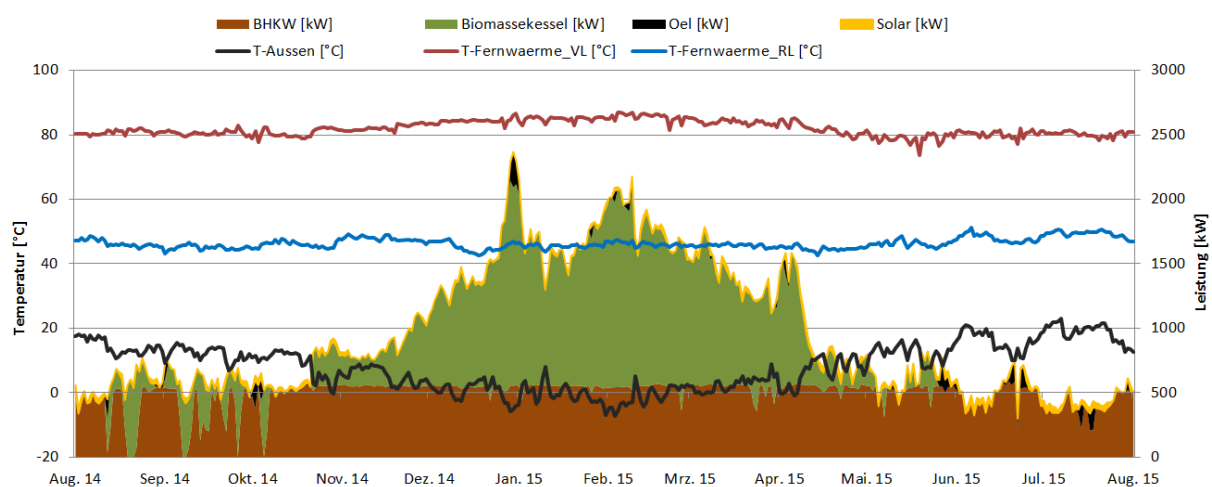


Abbildung 27: Verlauf der Außen-, der Netzvor- und Netzurücklauftemperaturen zuzüglich des Leistungsverlaufs der einzelnen Wärmeerzeuger im Betrachtungszeitraum auf Basis von Tagesmittelwerten (August 2014 bis August 2015).

7.1.6 Anlagen Status Quo

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage als auch das Zusammenspiel der unterschiedlichen Heizungssysteme kann nach Abschluss der einjährigen Montioringphase 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.

7.2 Trotec Marchtrenk, OÖ

7.2.1 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° (Südost)
<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>	80 kW Wasser/Wasser-Wärmepumpe IS-WW, 86 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe IS-SW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	41,9 % gesamt bzw. 6,3% direkt
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	695 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2016
<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 31 (rechts) erkennbar. Das Erdregister des Erdspeichers wurde auf eine rund 5 cm starke Estrichsandschicht verlegt. Auf dem Erdregister wurden 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 auch als 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 mit 10 cm XPS-Dämmmaterial gedämmt. Der Grundriss des neuerrichteten Büro- und

Fertigungsgebäude der Fa. Trotec ist zur Verdeutlichung in Abbildung 33 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).

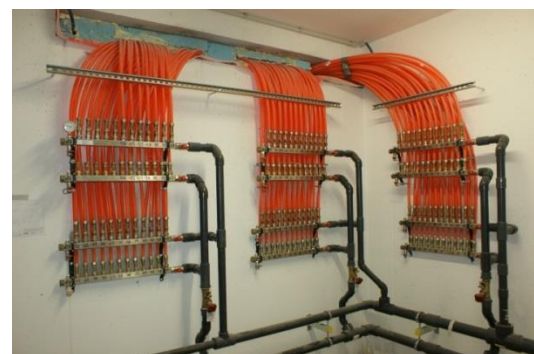


Abbildung 30: Wärmepumpen (linkes Bild); Verteiler und Verrohrung der Rohrregister für den Erdspeicher (rechtes Bild) (Bildquelle: AEE INTEC).

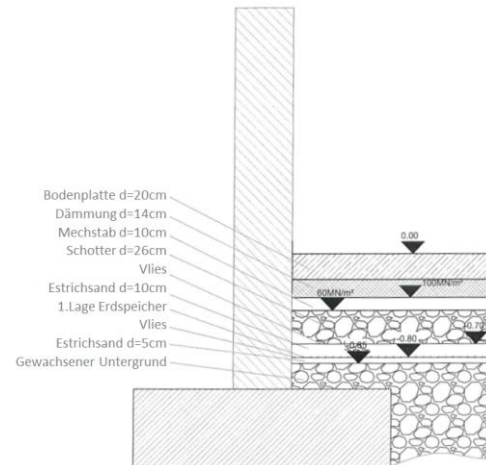


Abbildung 31: Energy Management System (EMS) (links, Bildquelle: AEE INTEC); schematischer Aufbau des Erdspeichers (rechts, Bildquelle: Trotec)



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

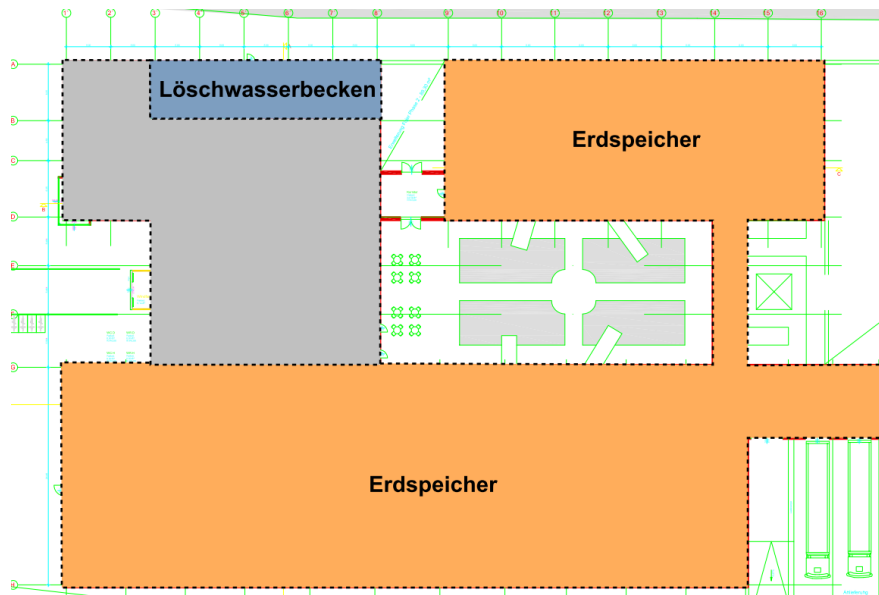


Abbildung 33: Grundriss des Neubaus des Büro- und Fertigungsgebäudes der Fa. Trotec in Marchtrenk. Orange unterlegt stellen Flächen mit Erdspeicher (Lagerhalle, Produktionshalle, Büros), blau unterlegt die Position des Löschwasserbeckens dar und grau Flächen ohne Erdspeicher und Löschwasserbecken (Empfang, Konferenzräume, Labor, Büros, etc.).

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungs-system zur Anlage „Trotec Marchtrenk“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 34 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, links). Des Weiteren 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.

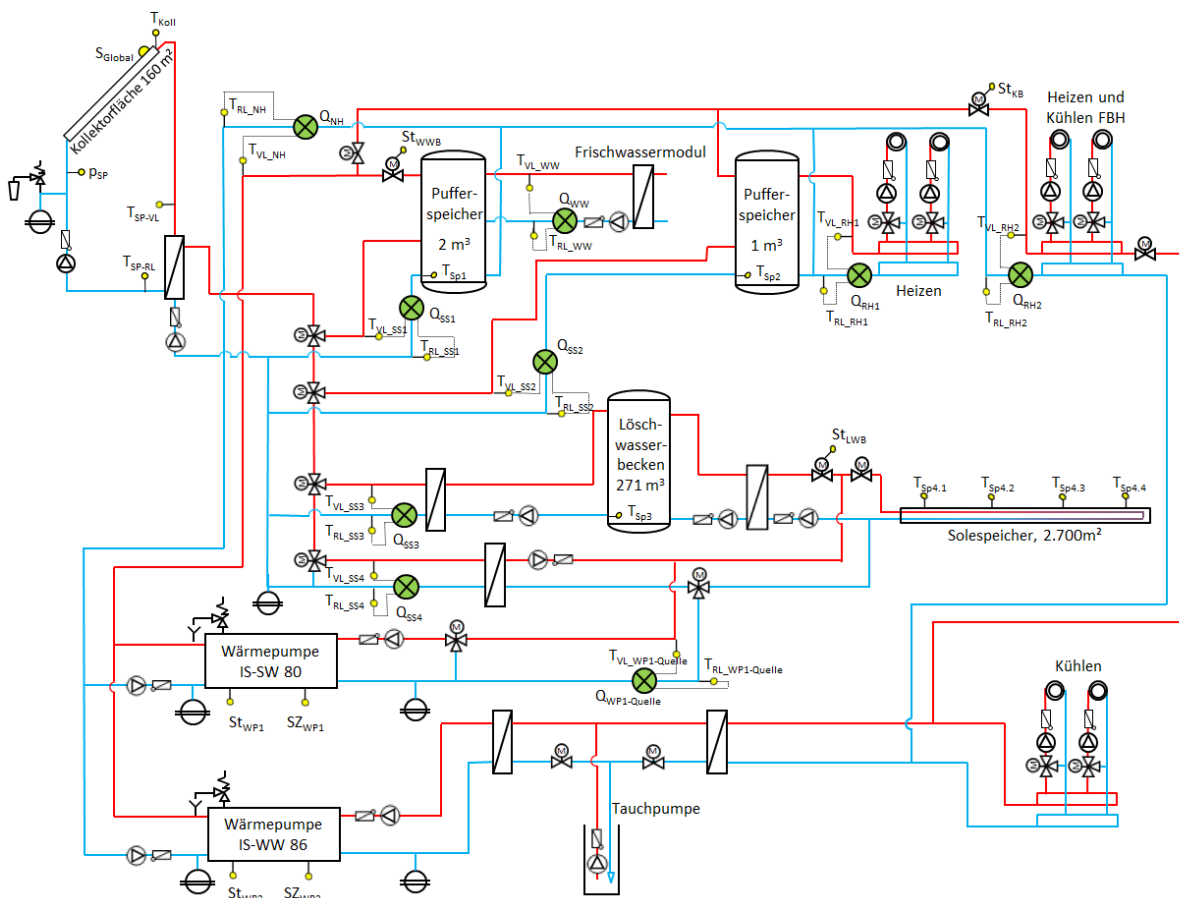


Abbildung 34: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Trotec Marchtrenk“ (grün: Volumenströmungszähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

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
$T_{\text{Sp4.1}}$	Solespeichertemperatur 1
$T_{\text{Sp4.2}}$	Solespeichertemperatur 2
$T_{\text{Sp4.3}}$	Solespeichertemperatur 3
$T_{\text{Sp4.4}}$	Solespeichertemperatur 4

Vorwärmung

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

Verbraucher Raumheizung

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

Warmwasserbereitung

$T_{\text{VL_WW}}$	Vorlauftemperatur Frischwassermodul
$T_{\text{RL_WW}}$	Rücklauftemperatur Frischwassermodul
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Frischwassermodul

Nachheizung

$T_{\text{VL_NH}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpen
	AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

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

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 35 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 36 dargestellt. Der Wärmeeintrag findet in der Darstellung über die Wärmepumpen (grün) als auch über die thermische Solaranlage 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 36 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 Betrachtungszeitraum stellt sich eine relativ ausgewogene Bilanz zwischen Energie-Input und Output in den Erdspeicher und dem Löschwasserbecken dar.

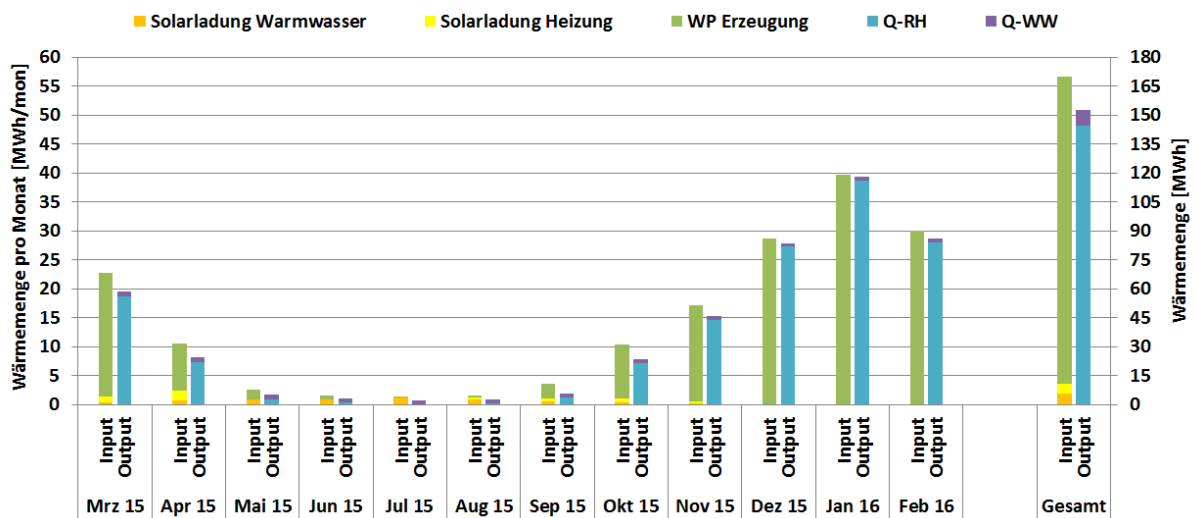


Abbildung 35: Energiebilanz der Anlage „Trotec Marchtrenk“ um den Warmwasser- bzw. Raumheizungsspeicher bzw. ohne Einträge solarer Wärme in bzw. ohne Entnahme aus dem Löschwasserbecken und dem Erdspeicher (März 2015 bis Februar 2016)

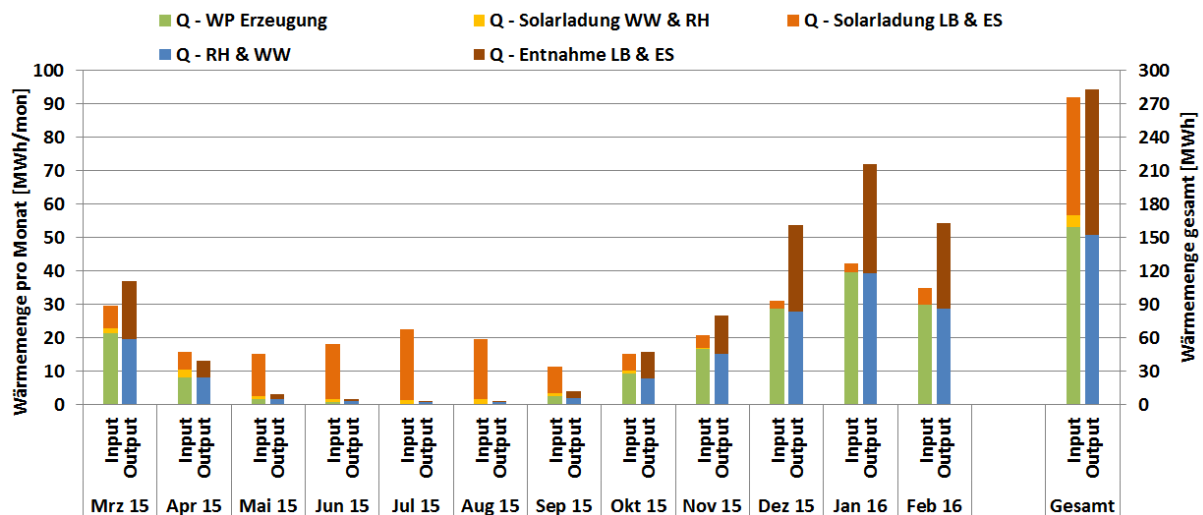


Abbildung 36: Energiebilanz der Anlage „Trotec Marchtrenk“ inkl. Einträge solarer Wärme in bzw. inkl. Wärmeentnahme aus dem Löschwasserbecken und dem Erdspeicher (März 2015 bis Februar 2016).

7.2.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 37 bis Abbildung 39) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum 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 37 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/m² prognostiziert. Nach dem Ender der einjährigen Monitoringphase konnte ein kumulierter spezifischer Solarertrag von 695 kWh/m²a (durchgezogene rote Linie) erreicht werden. 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 7.2.5 detailliert eingegangen wird.

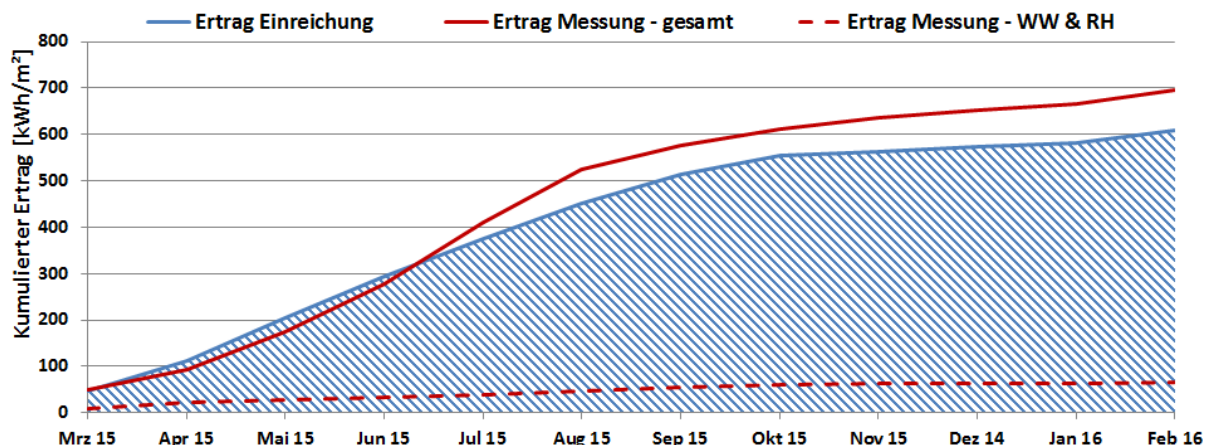


Abbildung 37: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Februar 2016)

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrad mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 38 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. Die Messungen für den „solaren Deckungsgrad – gesamt“ ergeben mit rund 42% ein höheren Wert. Der direkte „solare Deckungsgrad – RH & WW“ liegt im ganzen Betrachtungszeitraum mit rund 6,3% deutlich darunter, da wie bereits angeführt, nur ein kleiner Anteil des Solarertrags direkt eingespeist wurde (vgl. Abbildung 37).

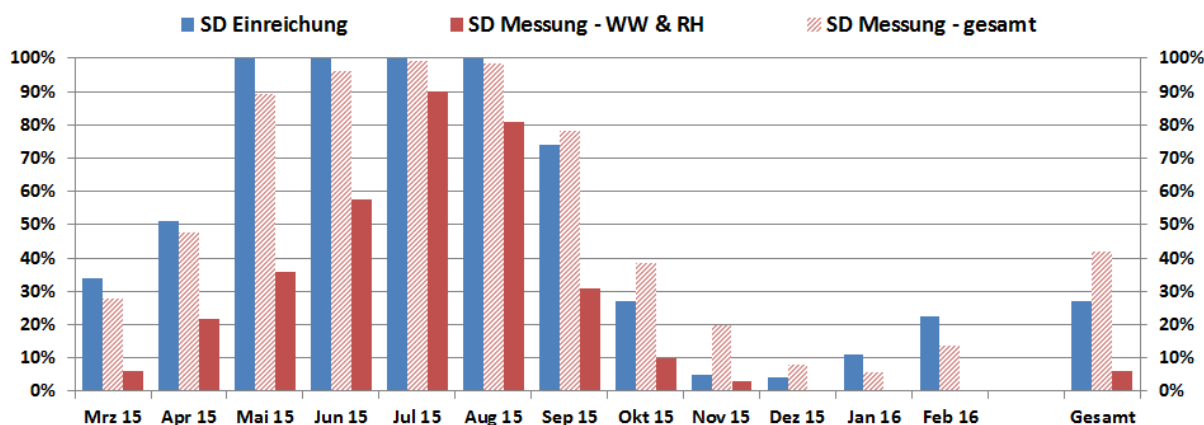


Abbildung 38: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrads „direkt“ sowie „gesamt“ mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Februar 2016)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme als auch der Messwert ist Abbildung 39 zu entnehmen. Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Anlage „Trotec Marchtrenk“ wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 287 MWh abgeschätzt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der gemessene Verbrauch mit 156 MWh deutlich unter der Annahme. Die Gründe für den deutlichen Unterschied sind nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber falsche Abschätzungen zum Zeitpunkt der Planungsphase.

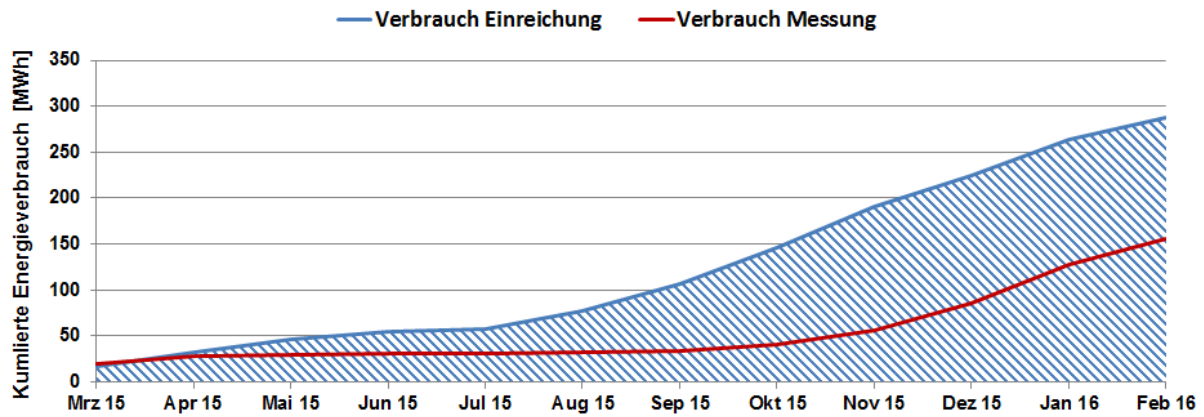


Abbildung 39: Vergleich des monatlichen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Trotec Marchtrenk" (März 2015 bis Februar 2016)

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Betrachtungszeitraum wurden 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 Vorhandensein 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 Solarkreispumpe zuerst für 10 min im Umlauf betrieben. In Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus, wird dann solare Wärme in die Speicher eingespeist. Dabei sieht das Regelkriterium vor, dass als erste Priorität der Warmwasserspeicher und der Heizungsspeicher beladen werden. Hierbei muss das Temperaturniveau im Sekundärkreis höher als die jeweils oberste Speichertemperatur sein. Sollte dies aufgrund eines zu niedrigen Temperaturniveaus im Sekundärkreis nicht möglich sein, wird der Erdspeicher bzw. das Löschwasserbecken beladen. Das maximale Temperaturniveau, auf welchem 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 erneuter Abgleich, bei niedrigeren Volumenstrom im Kollektorkreis, zwischen verfügbarem 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 40 der Tagestemperaturverlauf der Vorlauf- und Rücklauf temperatur 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.

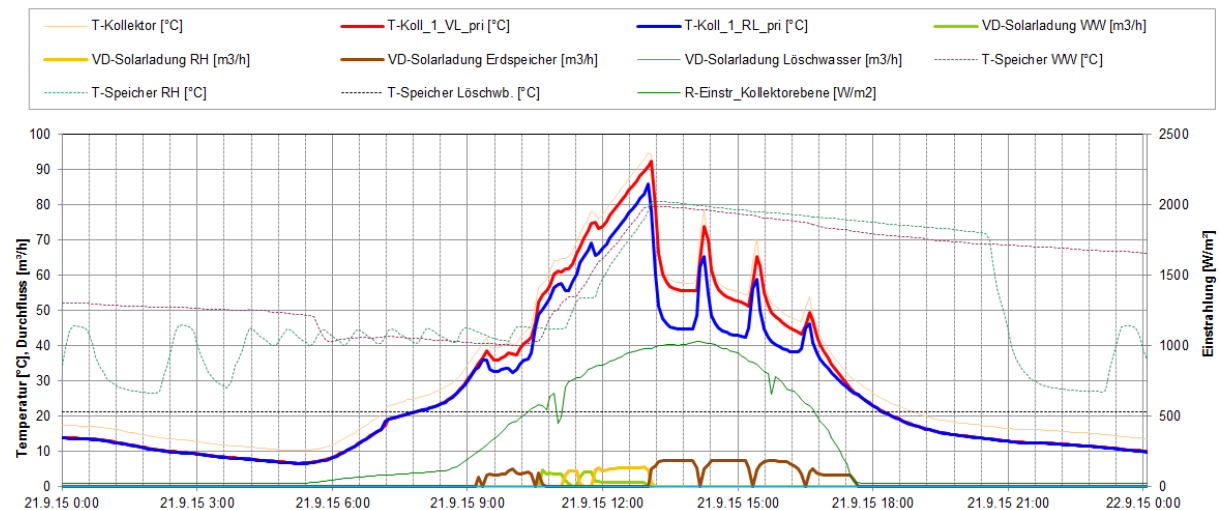


Abbildung 40: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise an einem Sommertag (21.09.2015)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage in den Sommermonaten ist in Abbildung 41 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.

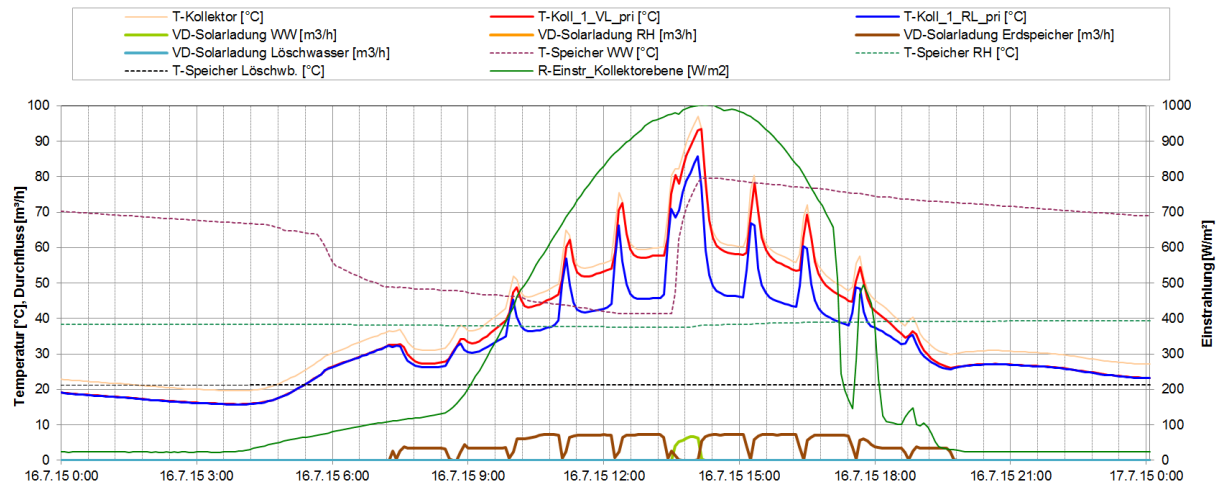


Abbildung 41: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise (16.07.2015)

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage ist beispielhaft für drei Wintertage (29.12.2015 bis 31.12.2015) in Abbildung 42 dargestellt. Der 29.12.2015 ist ein Tag mit niedriger Einstrahlungsleistung, Tagesmaximum von rund 150 W/m². Die Solaranlage geht gantztägig 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.

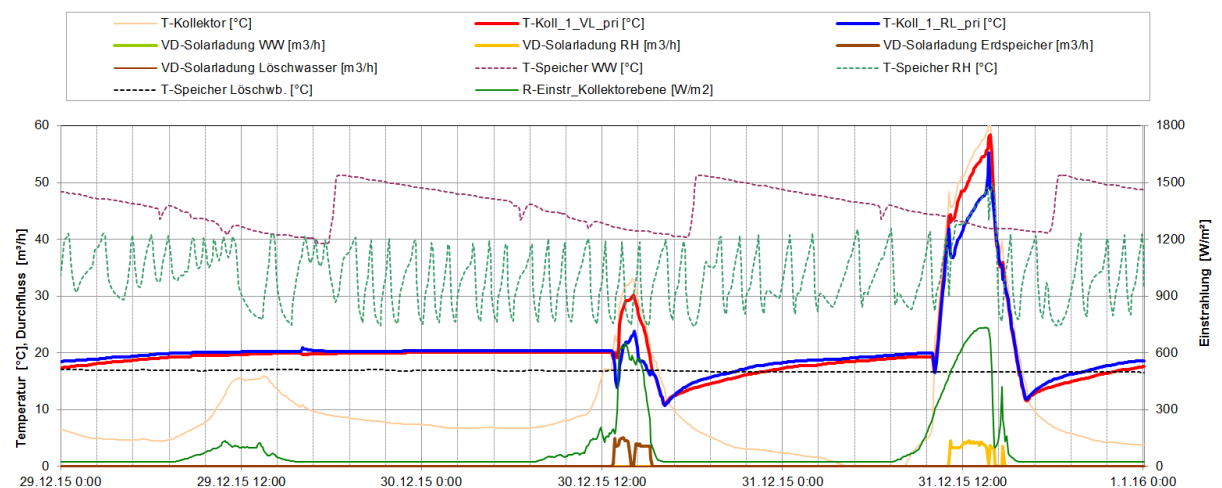


Abbildung 42: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise an drei Tagen in der Kernheizperiode (29.12.2015 bis inkl. 31.12.2015)

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 37, dargestellt konnten im 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 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 43 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 auftretendem Wärmebedarf und gleichzeitig ausreichender Solarleistung, die Einspeisung in den Erdspeicher unterbrochen und solare Wärme direkt eingespeist werden können. 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 sollen, 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.

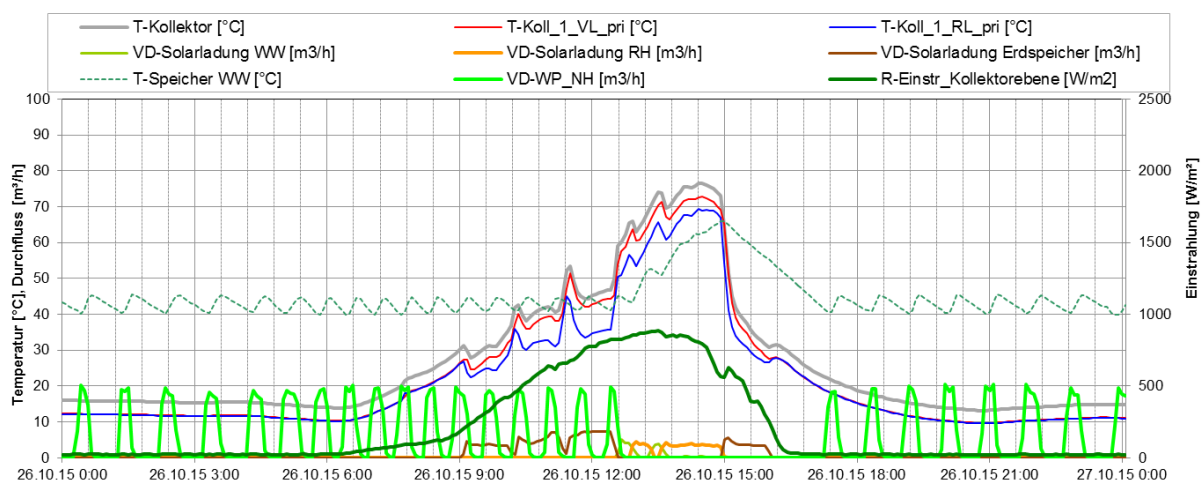


Abbildung 43: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise und des Wärmepumpen-Nachheizungskreises (26.10.2015).

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 44 (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 44 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 weiteren Probleme bei der Beladung festgestellt werden.

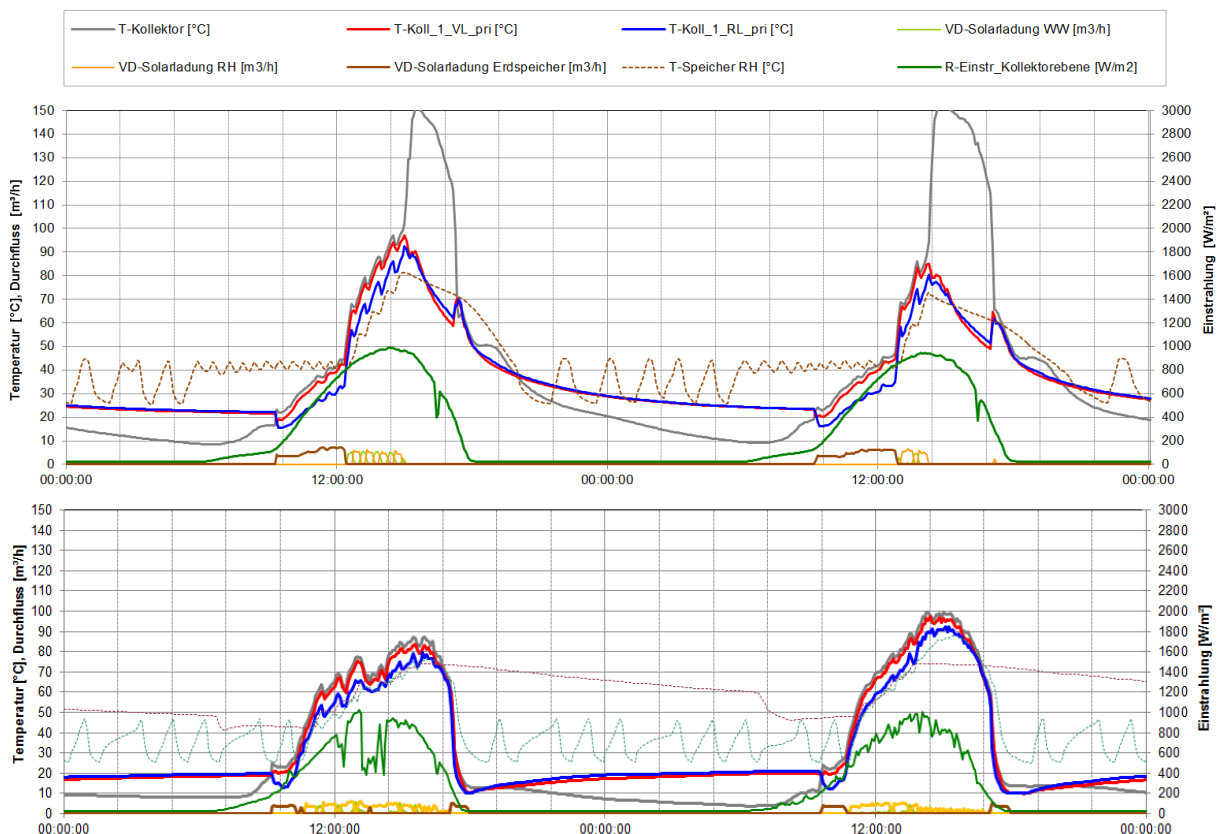


Abbildung 44: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms der Sekundärkreise vor der Optimierung mit Anlagenstagnation (obere Darstellung) sowie nach der umgesetzten Optimierung ohne Anlagenstagnation (untere Darstellung).

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

Löschwasserbecken die Quelle darstellen und andererseits über eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe. Es ist vorgesehen, dass hauptsächlich die Sole-WP zur Energiebereitstellung herangezogen wird, die Wasser-WP dient als Backup und zur Abdeckung etwaig auftretender Spitzenlasten. Die Betriebszeiten bzw. die produzierten Energiemengen 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 45 für drei Tage in der Übergangszeit sowie für drei Tage in der Kernheizperiode in Abbildung 46 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 45 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 46 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 Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie der Häufigkeit der Einschaltvorgänge und der durchschnittlichen Laufzeit pro Zyklus/Tag ist in Abbildung 47 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 39).

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.

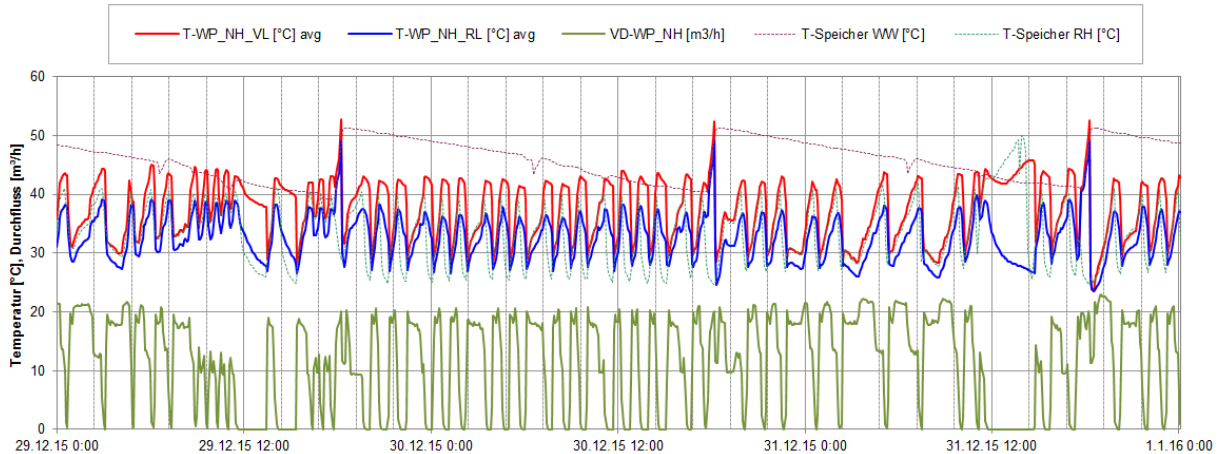


Abbildung 45: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungskreis der Wärmepumpen, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Kernheizperiode (29.12.2015 bis inkl. 31.12.2015)

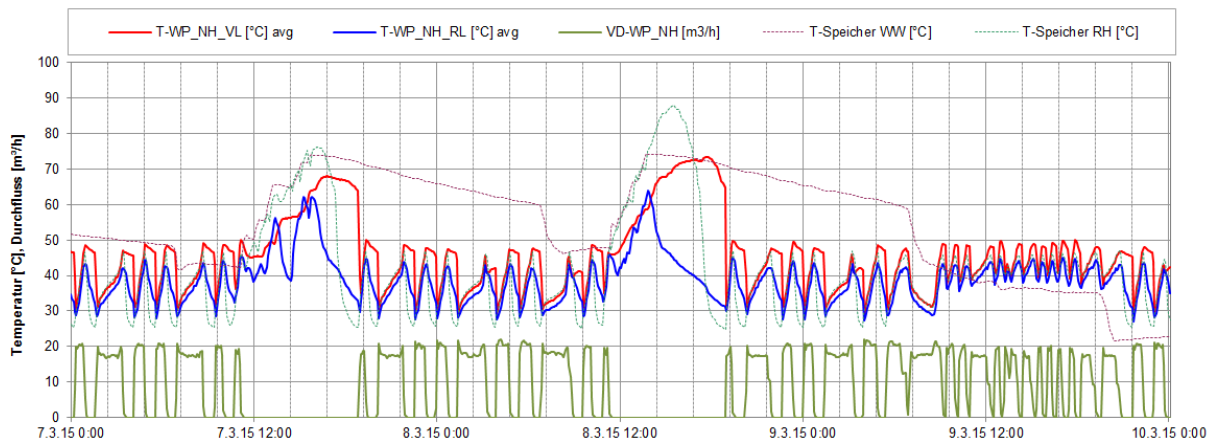


Abbildung 46: Beispielhafter Temperaturverlauf im Nachheizungskreis der Wärmepumpen, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Übergangszeit (07.03.2015 bis inkl. 09.03.2015)

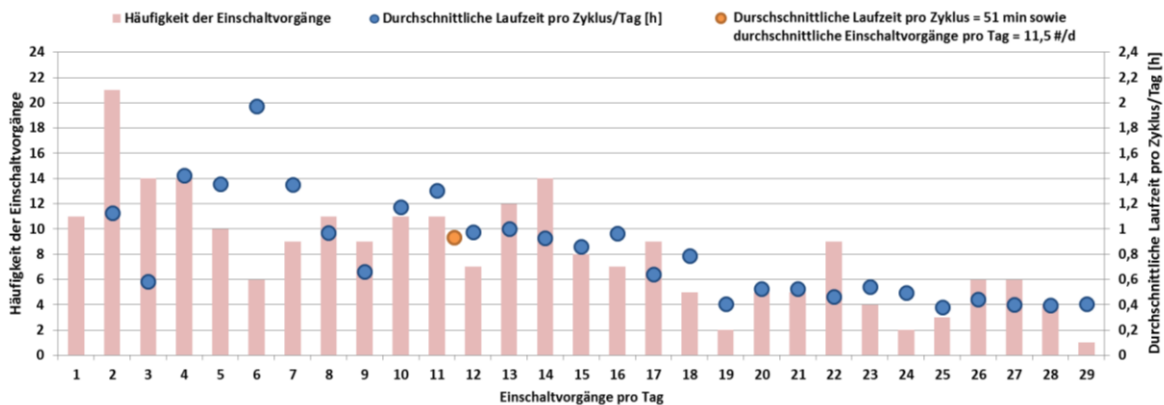


Abbildung 47: Darstellung der Wärmepumpen-Einschaltvorgänge pro Tag sowie die Häufigkeit der Einschaltvorgänge und die durchschnittliche Laufzeit pro Zyklus/Tag.

Die Arbeitszahlen der Sole-WP, die Wärmemengen und der Stromverbrauch als auch die durchschnittlichen Abgabetemperatur der WP in den jeweiligen Monaten sind in Abbildung 48 dargestellt. Im Betrachtungszeitraum konnten Arbeitszahlen zwischen 3,7 und 5,4 gemessen werden. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg beträgt die Arbeitszahl 4,4. 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 48 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 Vorlauf-temperaturniveaus, muss jedoch gerechnet werden.

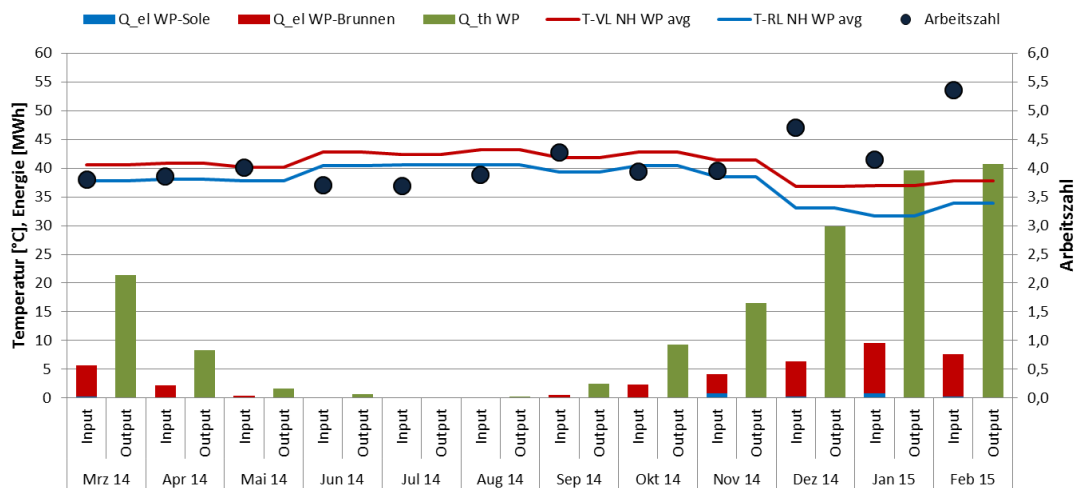


Abbildung 48: Darstellung der monatlichen Arbeitszahlen, der von den Wärmepumpen geleisteten Heizarbeit und der eingesetzten elektrischen Arbeit sowie der mittleren monatlichen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Betrieb.

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

Abbildung 49 zeigt hierfür den täglichen Eintrag in bzw. die tägliche entnommene Energie aus dem Erdspeicher (orange und gelb), dem Löschwasserbecken (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 jenem 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.

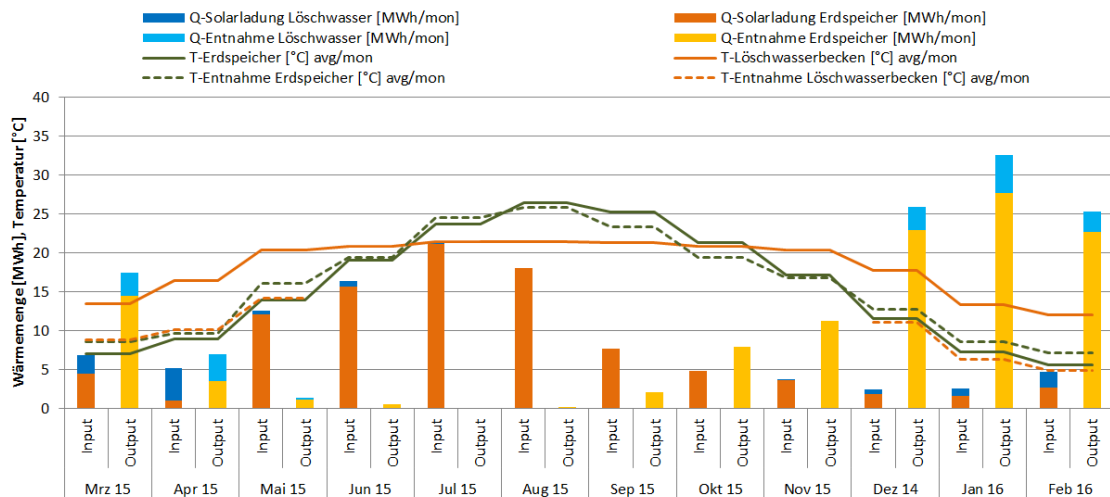


Abbildung 49: Darstellung der eingespeisten und entnommenen Wärme in das Löschwasserbecken und den Erdspeicher sowie der mittleren monatlichen Temperaturen des Löschwasserbeckens und des Erdspeichers zuzüglich der Entnahmetemperaturen unmittelbar vor dem Verdampfer der Wärmepumpe.

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 50 bis Abbildung 52 dargestellt.

Wie in Abbildung 50, 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 51 und Abbildung 52 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.

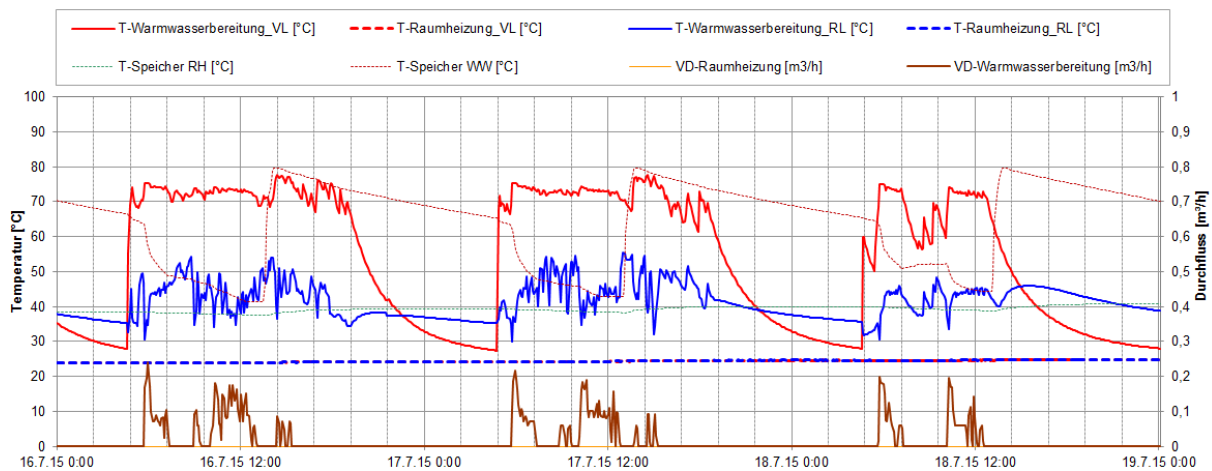


Abbildung 50: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Sommerzeit (16.07.2015 bis inkl. 18.07.2015)

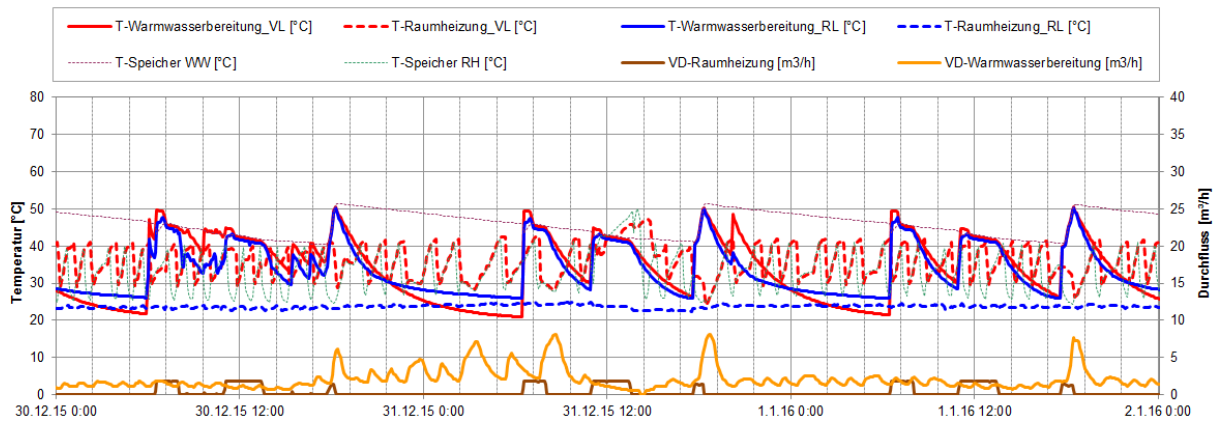


Abbildung 51: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Kernheizperiode (07.03.2015 bis inkl. 09.03.2015)

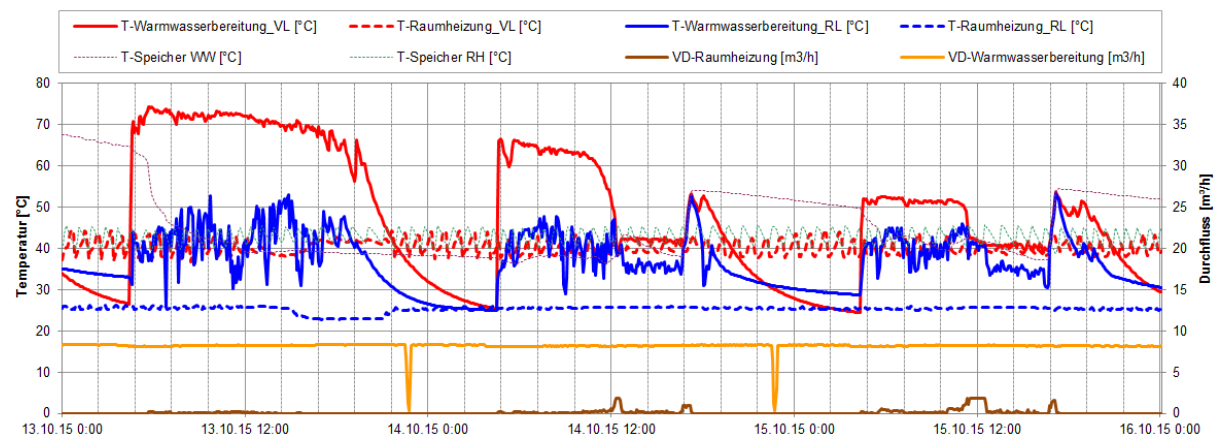


Abbildung 52: Beispielhafter Temperaturverlauf der Raumheizungs- und Warmwasserbereitungs-kreise, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen und des Volumenstroms an drei Tagen in der Übergangszeit (13.10.2015 bis inkl. 15.10.2015)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Die Betriebsweise der solarthermischen Anlage zeichnete sich durch hohe solare Erträge sowie vereinzelt Optimierungsbedarf aus. Bei der weiterführenden Analyse der spezifischen Solarerträge zeigt sich, dass nur rund 6 % 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 sollen, 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.

Weitere Optimierungspotentiale, welche im Rahmen der Begleitforschung festgestellt und mit dem Betreiber umgesetzt werden konnten, sind folgend angeführt:

- Detektion einer defekten Umwälzpumpe im Bereich der Einspeisung von solarer Wärme in das Löschwasserbecken. Der Tausch der Pumpe erfolgte mit September 2014.
- Probleme bei der Regelung der solarthermischen Anlage führten wiederholt zu Anlagenstillstand und Analgenstagnation. 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 mit 4,4 an die im Vorfeld erwarteten Werte von größer 4,5 knapp nicht erreicht werden konnten. 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 mussten im Zuge dessen wieder zurückgebaut werden.

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.

7.3 Autohaus Esthofer, OÖ

7.3.1 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>	278 m ² (130 Stk. x 2,14 m ²) Flachkollektoren (Immosolar IS-PRO 2H)
<u>Ausrichtung:</u>	189° (SSW)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3 x 4 m ³ sowie 1 x 2 m ³ Pufferspeicher, 3.300 m ² Erdspeicher unter Fundament, 1,5 m ³ Kältespeicher, 800 l Boiler
<u>Nachheizung</u>	2 Wärmepumpen IS-SW 117 kW (eine davon als Kältemaschine einsetzbar), Gas-Brennwertkessel (285 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	14 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	314 kWh/(m ² *a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit September 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Autohaus Esthofer“ handelt es sich um die Einspeisung einer 278 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung des Autohauses Esthofer Regau im Bundesland Oberösterreich (siehe Abbildung 53). 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° (Abbildung 54), ihre Ausrichtung 9° aus Süden nach Westen. Speziell ist bei diesem Projekt ein etwa 3.300 m² großer Erdspeicher unter dem Gebäude, der der möglichst langfristigen Wärmespeicherung (Saisonalspeicher) dient. Er wird von der Solaranlage beladen, die außerdem drei Wasserwärmespeicher versorgt. Der Boiler zur Trinkwasserbereitung wird nicht direkt von der Solarthermieanlage beladen, er ist mit den meisten anderen Wärmeverbrauchern am Heizungsverteiler angeschlossen. Zwei Sole/Wasser-Wärmepumpen (Abbildung 55, linke Abbildung) nutzen den Erdspeicher im Heizfall als Wärmequelle. Eine der Wärmepumpen ist als Kältemaschine einsetzbar und speist im Kühlfall Abwärme aus dem Gebäude in den Erdspeicher. In den Erdspeicher wird außerdem Abwärme aus den Lackierkabinen eingespeist. Sowohl die Einspeisung von Abwärme 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“ (18/23 °C) und in den Lackierkabinen erfolgt über dieselben Deckenstrahlplatten und Luftwärmetauscher wie im Heizbetrieb. Durch die Kühlung wird die Stillstandszeit in den Kabinen verkürzt.



Abbildung 53: Südost-Ansicht des Gebäudes „Autohaus Esthofer“ mit den Kollektoren am Flachdach. Quelle: AIT



Abbildung 54: Aufständering der Kollektorreihen. Quelle: AIT



Abbildung 55: Ansicht der Heizzentrale bzw. der Wärmepumpen (linke Abbildung) und Darstellung der Verteiler und der Verrohrung der Rohrregister für den Erdspeicher (rechte Abbildung). Quelle: AIT

Der Betrieb der Lackierkabinen verlief vor und auch während des Monitoringzeitraums nicht wie geplant – das Lackierergebnis der Kabinen war nicht zufriedenstellend. Reparaturversuche des Betreibers in Zusammenarbeit mit dem Hersteller und schließlich umfangreiche Umbauarbeiten wurden auch im Monitoringzeitraum durchgeführt und erst mit Mai 2017 beendet. Im Zuge dieser Verbesserungsversuche wurden zeitweise auch die

Regelungsparameter verändert. Erst mit dem Ende des Monitoringzeitraums wurden die Lackierkabinen wieder voll in die Regelung integriert.

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Autohaus Esthofer“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 111 dargestellt. Die Solaranlage kann mithilfe des sogenannten EnergyControllers je nach Temperaturniveau in den Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen inkl. Vorbereitung (4 m^3), in die zwei seriell verschalteten Pufferspeicher 2 und 3 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 Anhebung des Temperaturniveaus des Erdspeichers erreichen zu können, wird neben solarthermisch gewonnener Energie Abwärme aus den Lackierkabinen („Stille Kühlung“) sowie die Abwärme der als Kältemaschine arbeitenden Wärmepumpe 1 (bei Kühlbetrieb im Verkaufsbereich „Galerie“) in den Erdspeicher eingebracht. Die solarthermische Beladung des Erdspeichers endet, wenn dieser auf $25 \text{ }^\circ\text{C}$ erwärmt worden ist. Durch Einspeisung von Abwärme darf der Erdspeicher noch um weitere 10 K auf maximal $35 \text{ }^\circ\text{C}$ erwärmt werden. Bei Erdspeichertemperaturen von unter $25 \text{ }^\circ\text{C}$ hat die Einspeisung in den Erdspeicher durch die Kältemaschine regelungstechnisch Vorrang – bei einer entsprechenden Anforderung wird die solarthermische Einspeisung in den Erdspeicher blockiert. Dieser Fall ist jedoch nicht aufgetreten.

Vor dem im gegenständlichen Bericht dargestellten Monitoringzeitraum kam es bei der gleichzeitigen solarthermischen Beladung der Pufferspeicher 2 und 3 zu ungeplanten Fehlströmungen, die zu nicht-plausiblen Messergebnissen führten. Um solche Strömungen zu verhindern, wurden zwei zusätzliche 2-Wege-Ventile in die Rücklaufleitungen dieser Ebenen des EnergyControllers eingebaut, die mit den jeweiligen Ventilen im Vorlauf geschaltet werden. Wie in diesem Bericht noch ausführlich erklärt wird, können trotz dieser beiden zusätzlichen Ventile prinzipiell nicht alle Fehlströmungen in diesem Anlagenbereich verhindert werden.

Zur Sicherstellung des erforderlichen Temperaturniveaus aller Wärmeverbraucher dient ein Gas-Brennwertkessel als Nachheizung für den wärmeren Pufferspeicher 2 der beiden in Serie geschalteten Pufferspeicher 2 und 3. Der kältere Pufferspeicher 3 wird von den beiden Wärmepumpen beheizt. Der Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen kann alternativ zur Solaranlage über den vom Projektteam sogenannten Industrie-Wärmetauscher aus den Pufferspeichern 2 und 3 beladen werden. 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 als Kältemaschine betrieben und der Erdspeicher dient als Wärmesenke. Ein Kältespeicher ($1,5 \text{ m}^3$) reduziert die Taktzyklen der Kältemaschine und ermöglicht die kontinuierliche Raumkühlung. Regelungstechnisch wird sichergestellt, dass Wärmepumpe 2 nicht gleichzeitig mit der Kältemaschine in Betrieb ist, Kühl- und Heizbetrieb also nicht gleichzeitig stattfinden.

13 Wärmemengenzähler, vier Stromzähler, 38 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie fünf Statusmeldungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

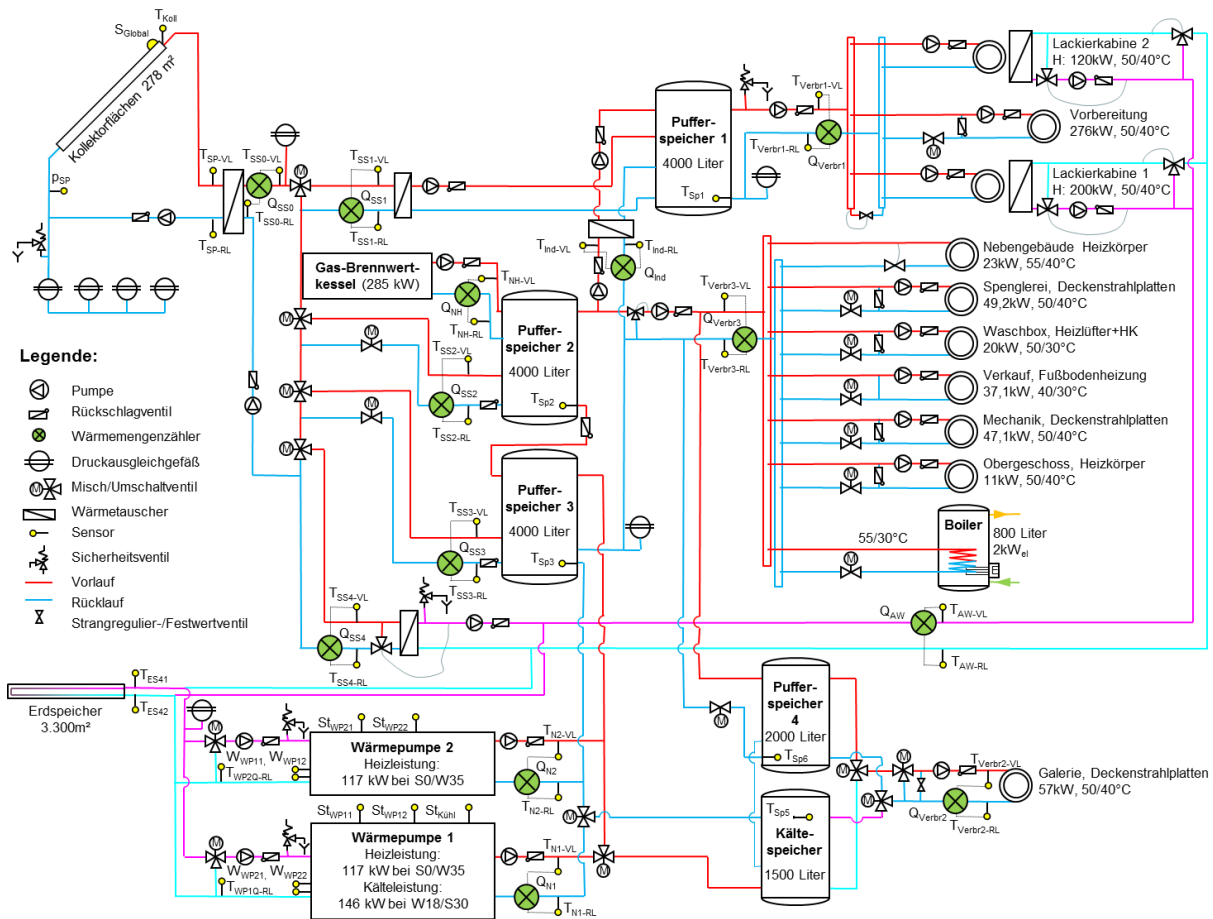


Abbildung 56: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Autohaus Esthofer“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

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_{SP-VL} Solarvorlauftemperatur primär
- T_{SP-RL} Solarrücklauftemperatur primär

Solar-Sekundärkreis

- Q_{SS0} Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis gesamt
- T_{SS0-VL} Solarvorlauftemperatur sekundär gesamt
- T_{SS0-RL} Solarrücklauftemperatur sekundär gesamt
- Q_{SS1} Wärmemengenzähler Solar in den Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen
- T_{SS1-VL} Solarvorlauftemperatur sekundär in den Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen
- T_{SS1-RL} Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen
- Q_{SS2} Wärmemengenzähler Solar in den wärmeren Pufferspeicher 2
- T_{SS2-VL} Solarvorlauftemperatur sekundär in den wärmeren Pufferspeicher 2

T_{SS2-RL}	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem wärmeren Pufferspeicher 2
Q_{SS3}	Wärmemengenzähler Solar in den kühleren Pufferspeicher 3
T_{SS3-VL}	Solarvorlauftemperatur sekundär in den kühleren Pufferspeicher 3
T_{SS3-RL}	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem kühleren Pufferspeicher 3
Q_{SS4}	Wärmemengenzähler Solar in den Erdspeicher
T_{SS4-VL}	Solarvorlauftemperatur sekundär in den Erdspeicher
T_{SS4-RL}	Solarrücklauftemperatur sekundär aus dem Erdspeicher

Beladung des Pufferspeichers 1 für die Lackierkabinen aus den Pufferspeichern 2 und 3 über den vom Projektteam sogenannten Industrie-Wärmetauscher

Q_{Ind}	Wärmemengenzähler von den Puffern 2 und 3 zum Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen
T_{Ind-VL}	Vorlauftemperatur von den Puffern 2 und 3 zum Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen
T_{Ind-RL}	Rücklauftemperatur vom Pufferspeicher 1 für die Lackierkabinen zu den Puffer 2 und 3

Nachheizung

Q_{NH}	Wärmemengenzähler Gas-Brennwertkessel
T_{NH-VL}	Vorlauftemperatur Gas-Brennwertkessel
T_{NH-RL}	Rücklauftemperatur Gas-Brennwertkessel
Q_{N1}	Wärmemengenzähler Nutzerseite Wärmepumpe 1
T_{N1-VL}	Vorlauftemperatur Nutzerseite Wärmepumpe 1
T_{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_{Verbr1}	Wärmemengenzähler Beheizung Lackierkabinen
$T_{Verbr1-VL}$	Vorlauftemperatur Beheizung Lackierkabinen
$T_{Verbr1-RL}$	Rücklauftemperatur Beheizung Lackierkabinen
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

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

$T_{\text{Verbr3-VL}}$	Vorlauftemperatur Raumheizung ohne Galerie
$T_{\text{Verbr3-RL}}$	Rücklauftemperatur Raumheizung ohne Galerie

Abwärme der Lackierkabinen („Stille Kühlung“)

Q_{AW}	Wärmemengenzähler Abwärme der Lackierkabinen
$T_{\text{AW-VL}}$	Vorlauftemperatur Abwärme der Lackierkabinen
$T_{\text{AW-RL}}$	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

Optimierungspotential zeigt sich beim Regelungskonzept im Solarsekundärkreis für einen bestimmten Betriebszustand. Bei gleichzeitiger solarthermischer Beladung von Puffer 2 und Puffer 3 bilden diese gemeinsam eine hydraulische Weiche, siehe Abbildung 57. Die Annahme für das Regelungskonzept, dass der Durchfluss durch alle Ebenen des EnergyControllers gleich groß ist, stimmt dabei nicht. Auf die sich tatsächlich einstellenden Durchflüsse ist daher einerseits das Regelungskonzept nicht ausgelegt, andererseits ergibt sich ein systematischer Messfehler an den Wärmezählern SS2 und SS3, der bei den Auswertungen durch das Team der Begleitforschung zwar berücksichtigt worden ist, jedoch für Außenstehende nicht auf der Hand liegt. Je nach Durchfluss auf beiden Seiten der hydraulischen Weiche lassen sich zwei Fälle für den Ausgleichsdurchfluss unterscheiden, vgl. Abbildung 57:

- „Netto-Entladung“: Der Verbraucherdurchfluss (cyan) ist größer als der Durchfluss im Solarsekundärkreis (orange), der Unterschied zwischen den beiden ist der Ausgleichsdurchfluss in der Verbindungsleitung zwischen den Puffern (magenta). Da in diesem Fall der braun eingezeichnete Ausgleichsdurchfluss über die Leitungen im Solarsekundärkreis null ist, sind die Messergebnisse der Wärmezähler SS2 und SS3 systematisch falsch. Außerdem wird der Temperaturfühler, mit dem über die solarthermische Beladung von Puffer 3 entschieden wird, gar nicht umspült. Die Messwerte entsprechen daher im Allgemeinen nicht der tatsächlichen Mediumtemperatur, d. h. die Regelung agiert aufgrund von Zufallswerten.
- „Netto-Beladung“: Der Durchfluss im Solarsekundärkreis (gelb) ist größer als der Verbraucherdurchfluss (cyan), der Unterschied zwischen den beiden ist der braun eingezeichnete Durchfluss über die Leitungen im Solarsekundärkreis. Da dieser Durchfluss im Allgemeinen kleiner ist als jener im Solarsekundärkreis (Ausnahme: Verbrauch ist null), sind die Messergebnisse der Wärmezähler SS2 und SS3 systematisch falsch. In diesem Betriebszustand wird der Temperaturfühler, mit dem über die Beladung von Puffer 3 entschieden wird, im Allgemeinen umspült, allerdings kann diese Strömung beliebig nahe bei null sein, mit negativen Folgen auf das Regelungsverhalten.

Das Team der Begleitforschung war dazu in Kontakt mit dem Lieferanten der Solarkomponenten, eine umgehende Änderung des Regelungskonzepts war allerdings nicht möglich. Der Anlagenhersteller will diese Erkenntnisse jedoch bei der Planung zukünftiger Anlagen berücksichtigen.

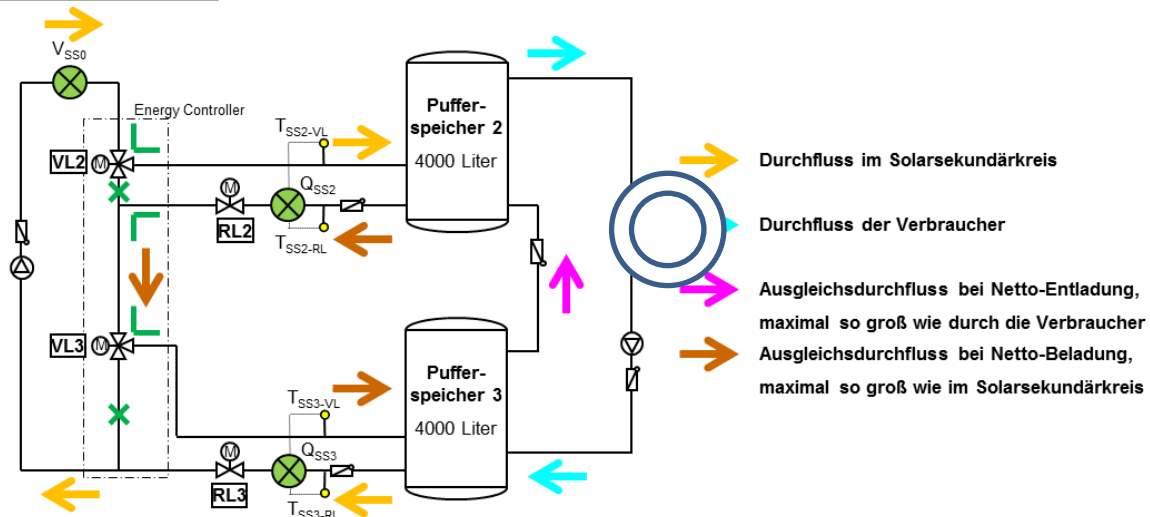
Beladung beider Puffer

Abbildung 57: Mögliche Durchflüsse bei gleichzeitiger solarthermischer Beladung von Puffer 2 und Puffer 3 (vereinfachter Ausschnitt aus dem Hydraulikschema zur Verdeutlichung der hydraulischen Weiche über Puffer 2 und Puffer 3)

7.3.3 Energiebilanz

Für die nachfolgend dargestellten Energiebilanzen gilt: Da aufgrund der Betriebsweise der Anlage bei jedem Wärmezähler in fast jedem Monat sehr häufig die zulässige minimale Temperaturdifferenz von 3 K unterschritten wurde, ist die Messunsicherheit höher als laut „Leitfaden zum Monitoringkonzept“ gefordert wird. Da die Messergebnisse jedoch plausibel sind und mit ihnen eine detaillierte Analyse der Anlage möglich war, wurde von einem kostspieligen Austausch der Zähler abgesehen.

Die in Abbildung 58 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Autohaus Esthofer“ zeigt einerseits die sechs Wärmeinputs in das Gesamtsystem (dunkelblau: Solarertrag an Erdspeicherkreis; blau: Solarertrag an Pufferspeicher 2 und 3; hellblau: Solarertrag an Pufferspeicher 1; lila: Heizenergie der Wärmepumpe 1; rosa: Heizenergie der Wärmepumpe 2; rot: Nachheizung durch Gas-Brennwertkessel) und andererseits die den Verbrauchern bzw. dem Erdspeicher zur Verfügung gestellte Wärmemenge (dunkelblau: Solarenergie an Erdspeicher; gelb: Wärmebedarf der Lackierkabinen; hellgrün: Wärmebedarf des Verkaufsbereichs „Galerie“; dunkelgrün: Wärmebedarf der übrigen Verbraucher). Um den gesamten Ertrag der Solaranlage sichtbar zu machen, wurde die Systemgrenze so gewählt, dass auch der Solarertrag in den Erdspeicher als Wärmeinput aufscheint. Da dieser Wärmeinput ins Gesamtsystem den Wärmeverbrauchern nicht direkt, sondern indirekt über die Wärmepumpen zugeführt wird, wird dieser Solarertrag für eine korrekte Bilanzierung gleichzeitig auch als Wärmeoutput dargestellt.

Für die Lackierkabinen (in Verbr1 enthalten) sowie die Waschbox und den Warmwasserboiler (in Verbr3 enthalten) besteht auch in den Sommermonaten Juni bis August 2017 Wärmebedarf. Da die Lackierkabinen nach Reparaturversuchen und Umbauarbeiten erst mit dem Ende des Monitoringzeitraums wieder voll in die Regelung integriert wurden, ist deren aufgezeichneter Wärmeverbrauch ungleichmäßiger als er in den nächsten Jahren sein wird. Auffällig an der Energiebilanz ist, dass in den Sommermonaten Juni bis August 2017 auch Wärme an den Verbraucherkreis der Galerie (Verbr2) geliefert wurde. Es handelte sich dabei um einen Fehlbetrieb, weil die Ventile zur Umschaltung zwischen Heiz- und Kühlbetrieb in der Stellung für Heizbetrieb stecken geblieben waren. Die anstehende Kühlanforderung der Deckenstrahlplatten in der Galerie bewirkte eine Beheizung. Dieser Fehler wurde Mitte August 2017 repariert. Vor allem

deshalb überstieg der Wärmeverbrauch selbst in den Sommermonaten den Solarertrag. Die Nachheizung war daher ganzjährig notwendig. Trotz des ständigen Wärmebedarfs und der notwendigen Nachheizung kam es in den Sommermonaten etwa die Hälfte der Tage zu Stagnation der Solaranlage. Gründe dafür sind das Wärmeverbrauchsprofil, demgemäß der Wärmeverbrauch an Werktagen bereits vor Betrieb der Solaranlage stattgefunden hat, in Verbindung mit ungeplant verringerten Speicherkapazitäten: In den Detailbetrachtungen zur Solaranlage wird erklärt, dass der Pufferspeicher 3 deutlich seltener beladen worden ist, als gemäß Regelungskonzept vorgesehen. Das Gesamtvolumen der vier Pufferspeicher und des Boilers von etwa 53 l/m² Bruttokollektorfläche reduzierte sich ohne den Pufferspeicher 3 real auf nur etwa 39 l/m² Bruttokollektorfläche. Wie die Energiebilanz um den Erdspeicher zeigt (Abbildung 62), wurde der Erdspeicher von Mai bis September vorwiegend beladen und neben der solarthermischen Einspeisung signifikant (insgesamt zu 40 %) auch zur Einspeisung von Abwärme aus den Lackierkabinen und der Wärme aus der Raumkühlung genutzt. Die bereits beschriebene Regelungsstrategie beschränkt die solarthermische Einspeisung auf Erdspeichertemperaturen unter 25 °C – der Temperaturbereich von 25 bis 35 °C ist für die Abwärmeeinspeisung reserviert. Sobald die Pufferspeicher und der Erdspeicher beladen waren bzw. die weitere solarthermische Einspeisung in den Erdspeicher gesperrt war, ging die Solaranlage in Stagnation.

Aufgrund von Speichereffekten im Gesamtsystem (Heizungspuffer) kann das Energieangebot 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. Im dargestellten Beobachtungszeitraum und für den Heizbetrieb betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 7 % der von der Solaranlage, den Wärmepumpen und dem Gas-Brennwertkessel gelieferten Wärme.

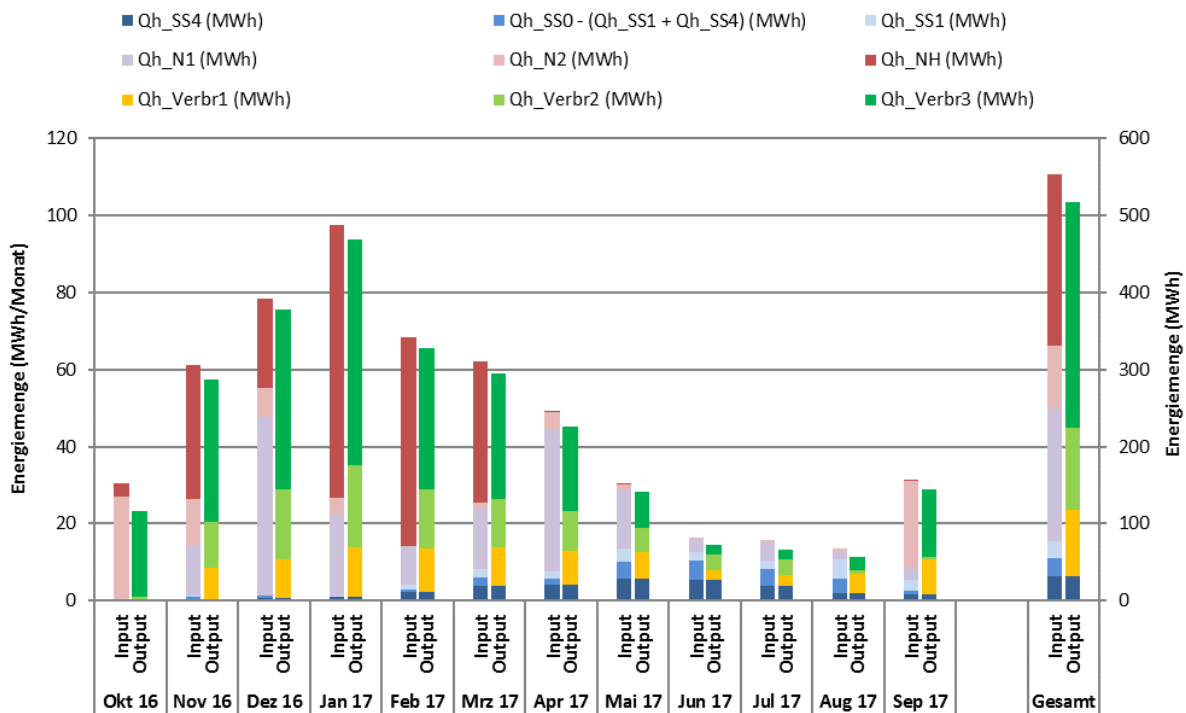


Abbildung 58: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Die in Abbildung 59 dargestellte Energiebilanz für den Kühlbetrieb zeigt einerseits die Wärmeabfuhr durch die als Kältemaschine arbeitende Wärmepumpe 1 (blau) und andererseits die Kühlung mittels Deckenstrahlplatten in der Galerie (grün). Anhand der Messwerte ist erkennbar, dass erst ab August Raumkühlung stattgefunden hat. Wie beschrieben sind die die Ventile zur Umschaltung zwischen Heiz- und Kühlbetrieb in der Stellung für Heizbetrieb stecken geblieben.

Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei das im Allgemeinen unterschiedliche Temperaturniveau im Speicher am Anfang und am Ende der Zeiträume vernachlässigt wird. Im dargestellten Beobachtungszeitraum und für den Kühlbetrieb betragen die abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 35 % der von der Kältemaschine abgeführten Wärme.

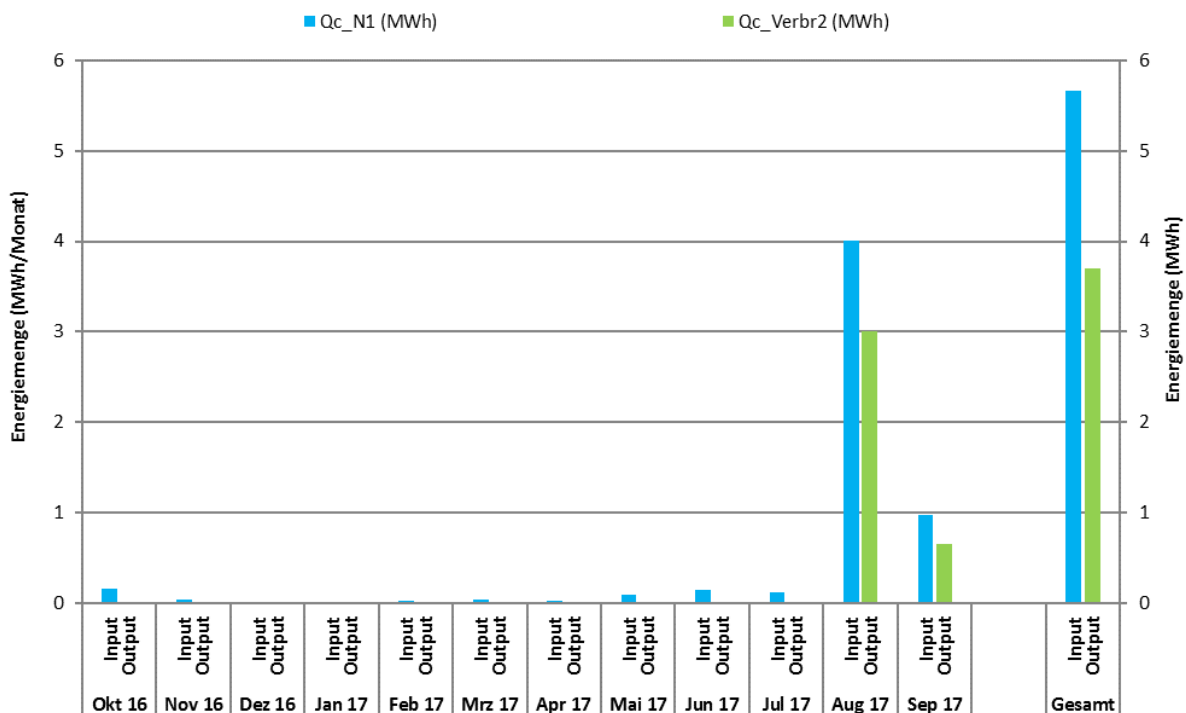


Abbildung 59: Energiebilanz für den Kühlbetrieb der als Kältemaschine arbeitenden Wärmepumpe 1 und der Raumkühlung in der Galerie der Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Die in Abbildung 60 dargestellte Energiebilanz der Lackierkabinen samt Vorbereitungsbereich zeigt einerseits den Wärmeinput in die Lackierkabinen samt Vorbereitung (gelb gefüllt: Wärme aus Puffer 1; blau gestreift: Wärme aus Erdspeicherkreis), und andererseits den Output (blau gefüllt: Abwärme an Erdspeicherkreis; gelb gestreift: Wärme an Puffer 1). Im Verhältnis zum Wärmebezug aus dem Puffer 1 wird kaum Abwärme an den Erdspeicherkreis abgegeben. Das liegt wie bereits beschrieben daran, dass Reparaturversuche des Betreibers in Zusammenarbeit mit dem Hersteller und schließlich umfangreiche Umbauarbeiten auch im Monitoringzeitraum durchgeführt und erst mit Mai 2017 beendet wurden. Im Zuge dieser Verbesserungsversuche wurden zeitweise auch die Regelungsparameter verändert. Erst mit dem Ende des Monitoringzeitraums wurden die Lackierkabinen wieder voll in die Regelung integriert. In geringem Maß wurde bis dahin Wärme sogar gegen die geplante Flussrichtung transportiert, nämlich von den Lackierkabinen zurück zum Puffer 1 (gelb gestreift, Nov. 16 bis Jan. 17) sowie aus dem Erdspeicherkreis an die Lackierkabinen (blau gestreift, vor allem Jan. 17 und ab Juni 17). Das Team der Begleitforschung war

dazu in Kontakt mit Anlagenherstellern und -betreiber. Aufgrund der vergleichsweise geringen Energiemengen gegen die geplante Flussrichtung war kein dringender Handlungsbedarf gegeben, sodass eine Anpassung der Regelung zur verbesserten Umladung erst am Ende des Monitoringzeitraums vom Anlagenhersteller durchgeführt worden sind (siehe Detailbetrachtungen).

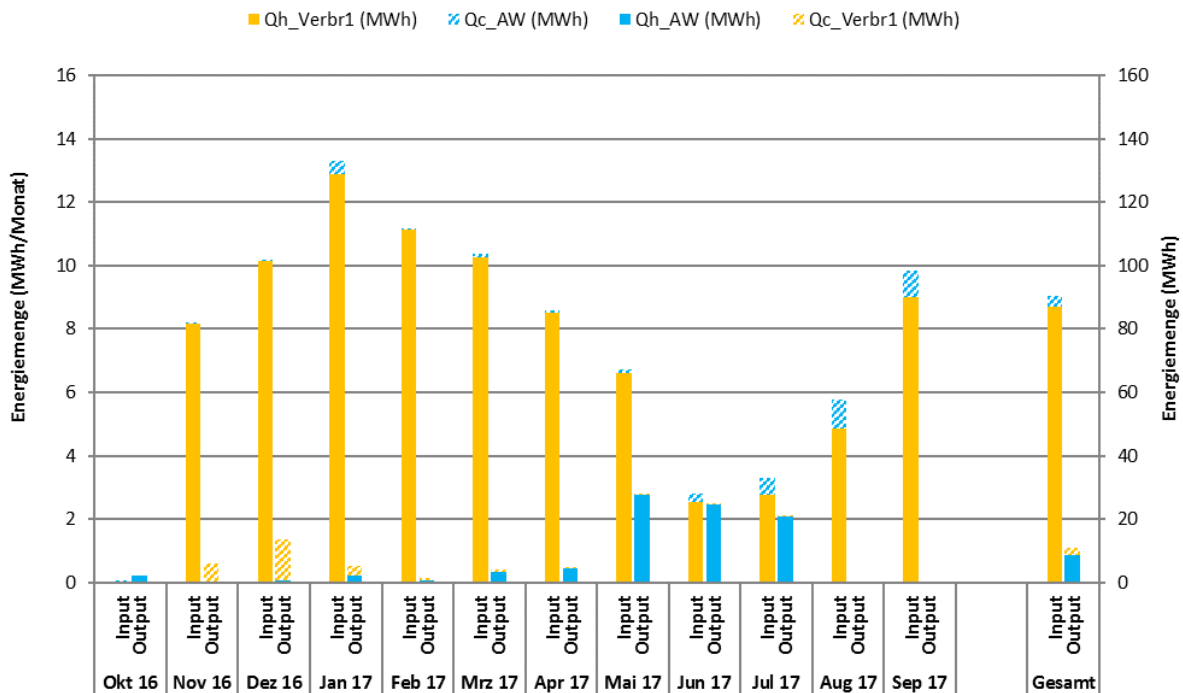


Abbildung 60: Energiebilanz der Lackierkabinen samt Vorbereitungsbereich der Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Die in Abbildung 61 dargestellten Energieströme an den beiden Sole/Wasser-Wärmepumpen umfassen einerseits die elektrisch zugeführte Energie eines jeden der insgesamt vier Kompressoren und andererseits den messbaren Nutzen (Wärme und Kälte auf der Nutzerseite). Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergeben sich die Arbeitszahlen für Heiz- und Kühlbetrieb (schwarz). Die Arbeitszahl einer Wärmepumpe hängt hauptsächlich vom Temperaturunterschied zwischen Quelle (im Heizfall der Erdspeicher, im Kühlfall der Kältespeicher) und Senke (im Heizfall das Wärmeabgabesystem, im Kühlfall der Erdspeicher) und von der Anzahl der Starts (wg. ineffizientem Betrieb beim Hochfahren) ab. Über den dargestellten Beobachtungszeitraum ergeben sich Jahresarbeitszahlen für Heiz- und Kühlbetrieb von 3,4 und 5,2. Durch Erhöhung der Erdspeichertemperatur steigt die Effizienz der Wärmepumpen im Heizbetrieb. Allerdings reduzieren sich sowohl die Effizienz der als Kältemaschine arbeitenden Wärmepumpe 1, als auch die Leistung der „stillen Kühlung“ der Lackierkabinen (Durchlaufzeiten steigen). Die optimale Erdspeichertemperatur hinsichtlich dieser diametralen Optimierungsziele ist vorab nicht ohne weiteres ermittelbar. Im Nachhinein lässt sich für September anhand des überwiegenden Wärmebedarfs erkennen, dass eine höhere Erdspeichertemperatur mehr Effizienz gebracht hätte.

Anhand der Stromaufnahme erkennt man, dass die beiden Kompressoren einer jeden Wärmepumpe gleichmäßig intensiv betrieben werden (wird in der Regelung anhand der Betriebsstunden gesteuert). Wie in den Detailbetrachtungen ausführlich beschrieben, sind Einschalthäufigkeit und Laufzeit der Wärmepumpen nicht optimal. Durch moderates

Verringern der Starts und Erhöhen der Laufzeiten würden sich erfahrungsgemäß höhere Arbeitszahlen erreichen lassen.

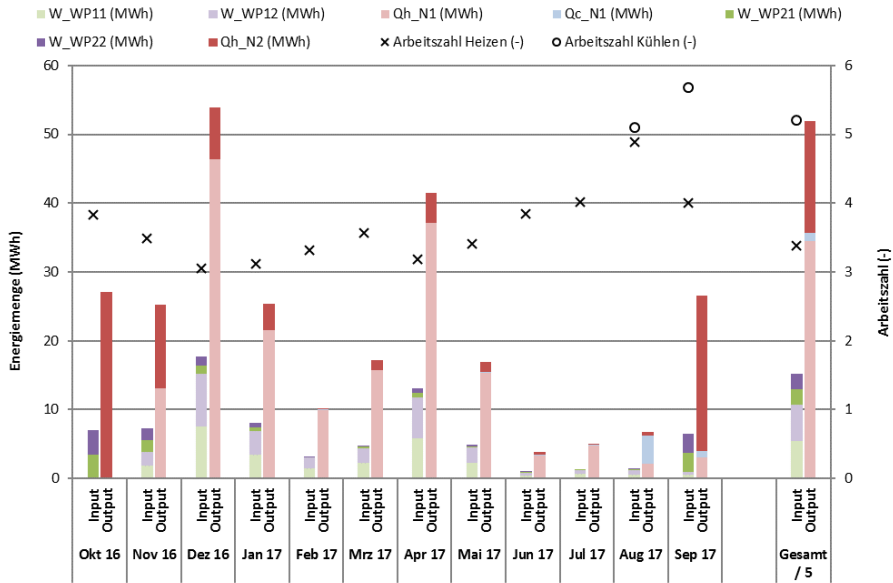


Abbildung 61: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an den Wärmepumpen sowie Arbeitszahlen der Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Die in Abbildung 62 dargestellte, abgeschätzte Energiebilanz des Erdspeicherkreises zeigt einerseits den Wärmeinput in den Erdspeicher (hellblau: Solarwärme; rosa gestreift: abgeschätzte Wärme von der Wärmepumpe 1; violett: Abwärme von den Lackierkabinen), und andererseits den Output aus dem Erdspeicher (rosa: abgeschätzte Wärme an beide Wärmepumpen; violett gestreift: Wärme an die Lackierkabinen). Zur Abschätzung der Wärme von und zu den Wärmepumpen wurden die Wärmepumpen als verlustlos angenommen (d. h. die Summe von Wärme- und Stromaufnahme ergibt die Wärmeabgabe. Tatsächlich ist die abgegebene Wärme immer geringer). Es zeigt sich, dass im Monitoringzeitraum deutlich mehr Wärme aus dem Erdspeicherkreis ab- als zugeführt wurde. Die fehlende Energie wird der Umgebung des Speichers entzogen, also auch den anliegenden Innenräumen des Gebäudes. Für zukünftige Anlagen empfiehlt sich daher eine bessere Dämmung des Erdspeichers, um ungeplante Wechselwirkungen mit seiner Umgebung, vor allem mit den anliegenden Innenräumen, zu vermeiden.

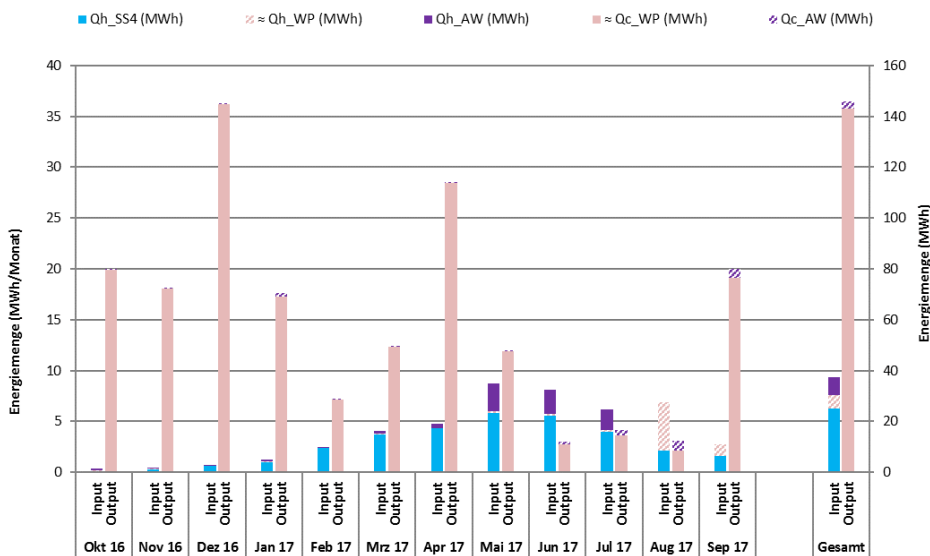


Abbildung 62: Energiebilanz des Erdspeicherkreises. Zeitraum Okt. 2016 bis Sept. 2017

7.3.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase einschätzen zu können, wird als Vergleichswert die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die Simulation (Software „GetSolar“) basiert auf Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Allerdings weicht die real gebaute Anlage in mehreren Punkten von der Simulation ab. Das betrifft Neigung und Südabweichung der Kollektoranlage sowie die Pufferspeicherkapazitäten (Größe und Ladetemperatur) und das Lastprofil (Industrie nicht gesondert berücksichtigt). Die komplexe Anlage wurde teilweise sehr vereinfacht modelliert, konkret war kein Modell eines Erdspeichers verfügbar, sodass dieser als Schwimmbad (4400 m³) modelliert wurde. Die Einspeisung in den Erdspeicher von Abwärme aus den Lackierkabinen und der Raumkühlung wurde nicht berücksichtigt, in der gebauten Anlage ist die solarthermische Einspeisung in den Erdspeicher nur bis zu einer Erdspeichertemperatur von 25 °C möglich, die nächsten 10 K bis zur maximalen Erdspeichertemperatur von 35 °C sind für die Einspeisung der Abwärme der als Kältemaschine arbeitenden Wärmepumpe 1 reserviert. All das führt zu unsicheren und aus Sicht des Teams der Begleitforschung zu sehr optimistischen Simulationsergebnissen. Für die Darstellung des prognostizierten Solarertrags und des solaren Deckungsgrads wurde daher auch auf Erfahrungswerte des Teams der Begleitforschung hinsichtlich der Speicherverluste zurückgegriffen. Eine detailliertere Simulationsberechnung wurde nicht durchgeführt.

Abbildung 63 zeigt die Prognosewerte (blau) im Vergleich zu den Messwerten (rot und gelb). Der prognostizierte spezifische Jahresertrag beträgt 387 kWh/(m²*a), der gemessene Jahresertrag liegt mit 295 kWh/(m²*a) um 24 % darunter. Die tatsächliche Jahreseinstrahlung war um 7 % kleiner als simuliert. Es wird davon ausgegangen, dass der Jahresertrag zukünftig steigt, da wie erwähnt die Pufferspeicherkapazität im Monitoringzeitraum ungeplant verringert war, dieser Fehler jedoch behoben worden ist.

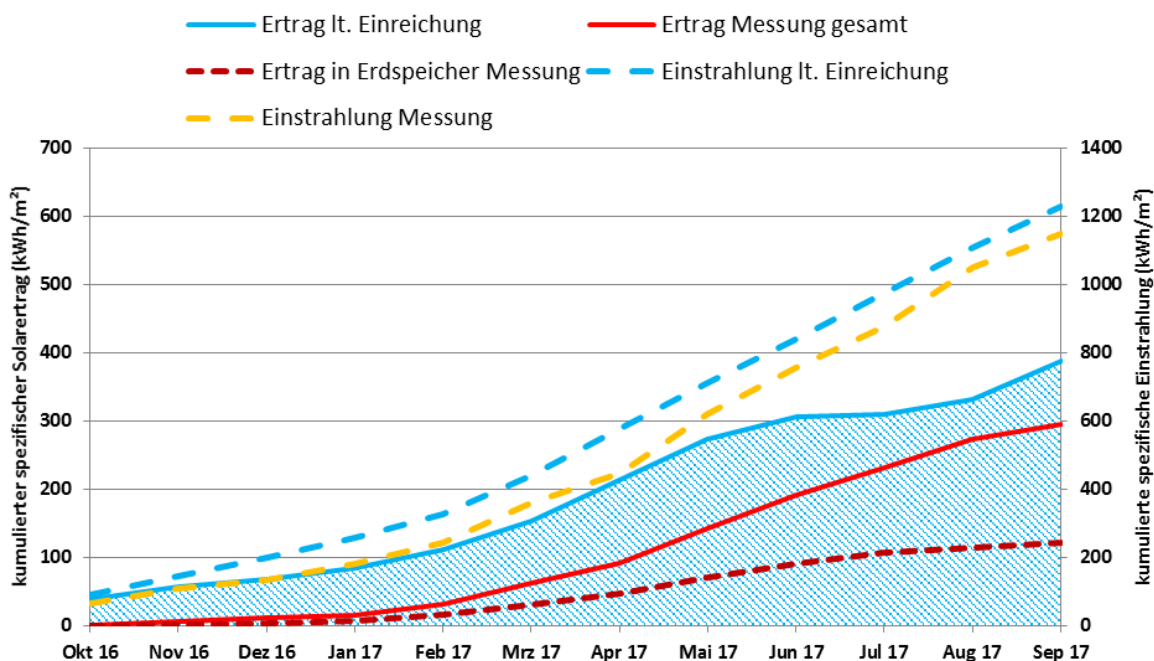


Abbildung 63: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsertrag für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (Zeitraum Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 348 MWh abgeschätzt. Sowohl der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher als auch der gemessene Verbrauch sind in Abbildung 64 zu entnehmen. Der gemessene Verbrauch liegt mit 401 MWh um 15 %

höher als der Prognosewert. Dieser Unterschied ergibt sich vor allem aus der sehr vereinfachten Modellierung der komplexen Anlage.

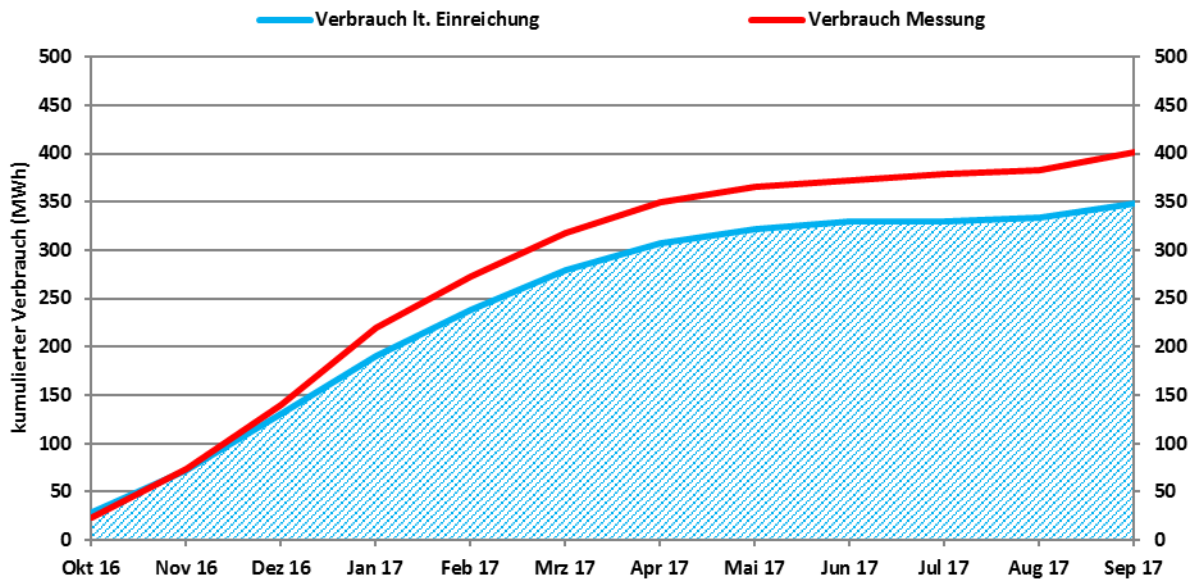


Abbildung 64: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit einem Prognosewert ist in Abbildung 65 in einer Weise durchgeführt, die einheitlich für alle in der Begleitforschung befindlichen Anlagen definiert wurde. Darin wird die Energieentnahme aus dem Erdspeicher nicht berücksichtigt, nur die solare Einspeisung. Für den mit Messwerten ermittelten solaren Deckungsgrad sind in der Grafik einerseits der „solare Deckungsgrad – gesamt“ (Definition: „Solarertrag – gesamt“ bezogen auf den Gesamtwärmeinput der Solaranlage, der Wärmepumpe und des Gas-Brennwertkessels) sowie der „solare Deckungsgrad – direkt“ (Definition: „Solarertrag in die Pufferspeicher“ bezogen auf denselben Gesamtwärmeinput) angeführt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition Prognose: „Solarertrag – gesamt“ bezogen auf den Gesamtwärmeinput) wurde aus der eingereichten Simulationsrechnung zu rund 33 % ermittelt. Der gemessene „Solare Deckungsgrad – gesamt“ liegt mit 14 % deutlich unter den Erwartungen, was auch auf die vereinfachte und optimistische Simulationsrechnung zurückgeführt wird. Es wird davon ausgegangen, dass der solare Deckungsgrad zukünftig steigt, da die Pufferspeicherkapazität im Monitoringzeitraum ungeplant verringert war, dieser Fehler jedoch behoben worden ist. Außerdem wurde die Fehlfunktion der Gebäudekühlung repariert, die einen erhöhten Wärmeverbrauch in den Sommermonaten verursacht hat – das reduziert die Nachheizung und steigert den solaren Deckungsgrad.

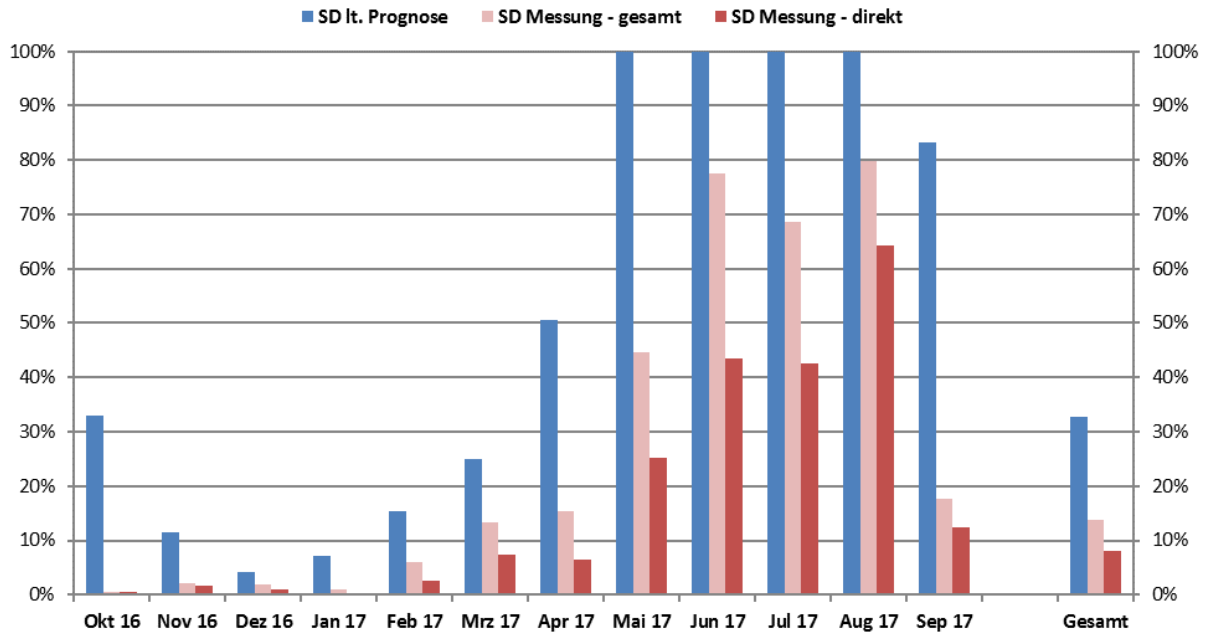


Abbildung 65: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage „Autohaus Esthofer“ (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

7.3.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Solaranlage

Die Solaranlage zeigt im Grunde ein solides Betriebsverhalten, wenngleich sich ungeplante Strömungen über den EnergyController im Solarsekundärkreis einstellen können. Abbildung 66 zeigt beispielhaft das Verhalten der Solaranlage an einem Schönwettertag im August (30.8.2017). Ab etwa 9:30 Uhr wird der Pufferspeicher 2 beladen (rote Linie \dot{Q}_{SS2} im unteren Diagramm), bevor ab etwa 10:30 Uhr das Temperaturniveau ausreicht, um den Pufferspeicher 1 zu beladen (gelbe Linie \dot{Q}_{SS1} im unteren Diagramm). Um 14:00 Uhr geht die Solaranlage für etwa 3 Stunden außer Betrieb (rot hinterlegter Bereich im oberen Diagramm). Bei Stagnation erreichen die Kollektoren eine Temperatur um 140 °C. Die Energie der letzten Sonnenstunden wird in den Pufferspeicher 2 eingespeist. Die Effizienz der Solaranlage solarsekundärseitig häuft sich bei etwa 40 % (cyan-farbige Linie η_{solar} im unteren Diagramm). Nach Hinweisen durch das Team der Begleitforschung sind die Durchflüsse der Solaranlage abgeglichen worden, sodass die Temperaturdifferenzen im Solarprimär- und -sekundärkreis mittlerweile nahezu gleich groß sind und die Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis sehr nahe an der Kollektortemperatur liegt. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager bei Nennlast (1000 W/m²) liegt bei unter 5 K, der Wärmeübertrager ist demnach optimal ausgelegt (hellgrüne Linie ΔT_m im oberen Diagramm).

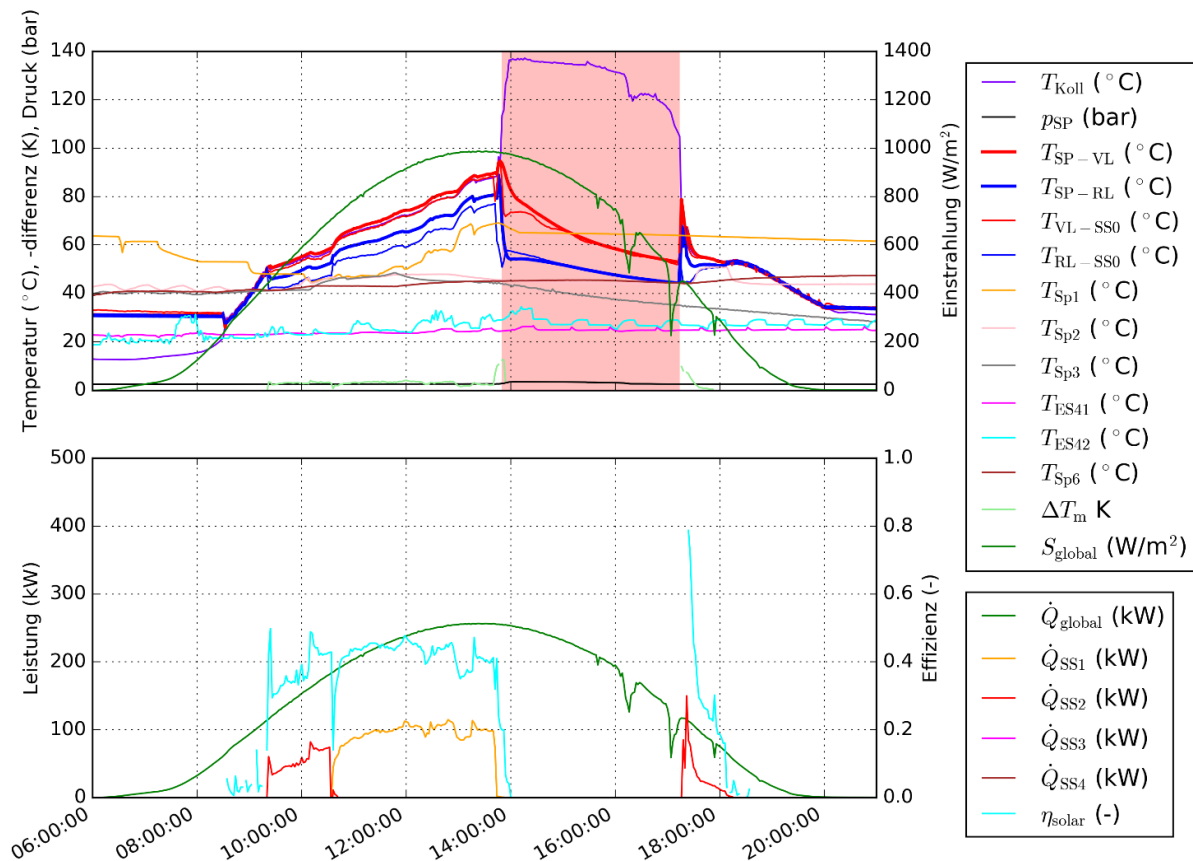


Abbildung 66: Oben: Kollektortemperatur, Druck im Solarprimärkreis, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und -sekundärkreis, Speichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmetauscher sowie Globalstrahlung in Kollektorebene, rot hinterlegt: Stillstand der Solaranlage. Unten: Einstrahlungsleistung, Leistungen im Solarsekundärkreis sowie Effizienz der Solaranlage bis nach dem Solarwärmetauscher. (Zeitraum: 30.8.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Die bereits im Kapitel „Hydraulik- und Messkonzept“ ausgeführten, ungeplanten Strömungen über den EnergyController deuten auf Optimierungspotential im Regelungskonzept hin, wenn Pufferspeicher 2 und 3 gleichzeitig solarthermisch beladen werden sollen. Unabhängig davon gab es eine fehlerhafte Ventilansteuerung, die erst mit dem Ende des Monitoring-Zeitraums vom Anlagenerrichter behoben worden ist: Das Rücklaufventil im Solarsekundärkreis am Pufferspeicher 3 wurde zusammen mit dem Vorlaufventil des Erdspeichers anstatt des Pufferspeichers 3 angesteuert. Dadurch konnte der Rücklauf des Pufferspeichers 3 offen sein, obwohl der zugehörige Vorlauf geschlossen war. Die sich ergebenden Massenströme sind schematisch in Abbildung 67 dargestellt. Der Gesamtmassenstrom des Solarsekundärkreises (gelb) fließt in den wärmeren Pufferspeicher 2, aber nur ein Teil davon (braun) fließt durch die zugehörige Rücklaufleitung zurück zum Solarsekundärkreis. Der andere Teil des Gesamtmassenstroms (des Solarsekundärkreises) verlässt den wärmeren Pufferspeicher 2 in Richtung der Verbraucherkreise, strömt in weiterer Folge zurück in den kühleren Pufferspeicher 3 und von dort über die Rücklaufleitung zurück in den Solarsekundärkreis (cyan).

Beladung Puffer 2 mit fehlerhafter Ventilansteuerung

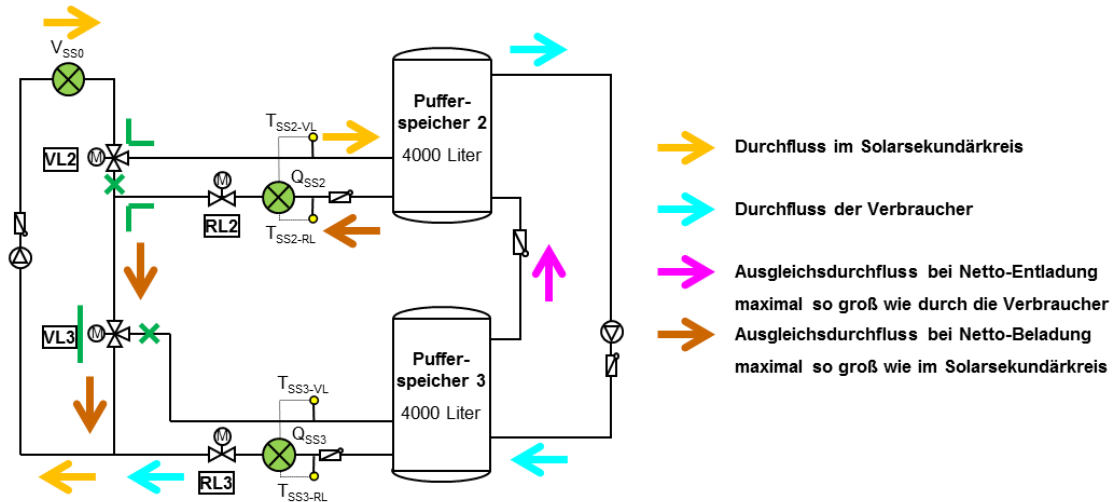


Abbildung 67: Mögliche Durchflüsse bei solarthermischer Beladung von Puffer 2 und unbeabsichtigt geöffnetem Rücklaufventil am Puffer 3 (vereinfachter Ausschnitt aus dem Hydraulikschema zur Verdeutlichung der hydraulischen Weiche über Puffer 2)

Der Zeitverlauf dieser Massenströme und Leistungen ist in Abbildung 68 exemplarisch für 17.5.2017 dargestellt. Von etwa 11:20 bis 12:15 Uhr (gelb hinterlegt im oberen Diagramm) wird der Erdspeicher beladen (blaue Linien) und damit ist auch das Rücklaufventil des Pufferspeichers 3 geöffnet (sehr ähnlicher Verlauf von grüner und blauer Linie im oberen Diagramm). Durch diese fehlerhafte Ventilansteuerung unterscheiden sich die Durchflüsse zwischen der Vor- und der Rücklaufleitung von Pufferspeicher 2 und Pufferspeicher 3. Dadurch 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} (grüne Linie im unteren Diagramm) negativ, weil die entsprechende Vorlaufleitung in diesem Zeitraum nicht durchströmt wird (Vorlauftemperatur nähert sich der Umgebungstemperatur), obwohl in der Rücklaufleitung der Massenstrom \dot{m}_{SS3} gemessen wird (grüne Linie im oberen Diagramm). Andererseits agiert die Regelung aufgrund von Zufallswerten, da der Temperaturfühler, mit dem über die solarthermische Beladung von Puffer 3 entschieden wird, gar nicht umspült wird. Nach Angaben des Solarunternehmens ist durch die fehlerhafte Ventilansteuerung der Pufferspeicher 3 deutlich seltener beladen worden als geplant, da das Ventil in seinem Rücklauf nur geöffnet war, wenn auch der Erdspeicher beladen wurde. Die geringere Nutzung des Pufferspeichers 3 förderte die Stagnation der Solaranlage.

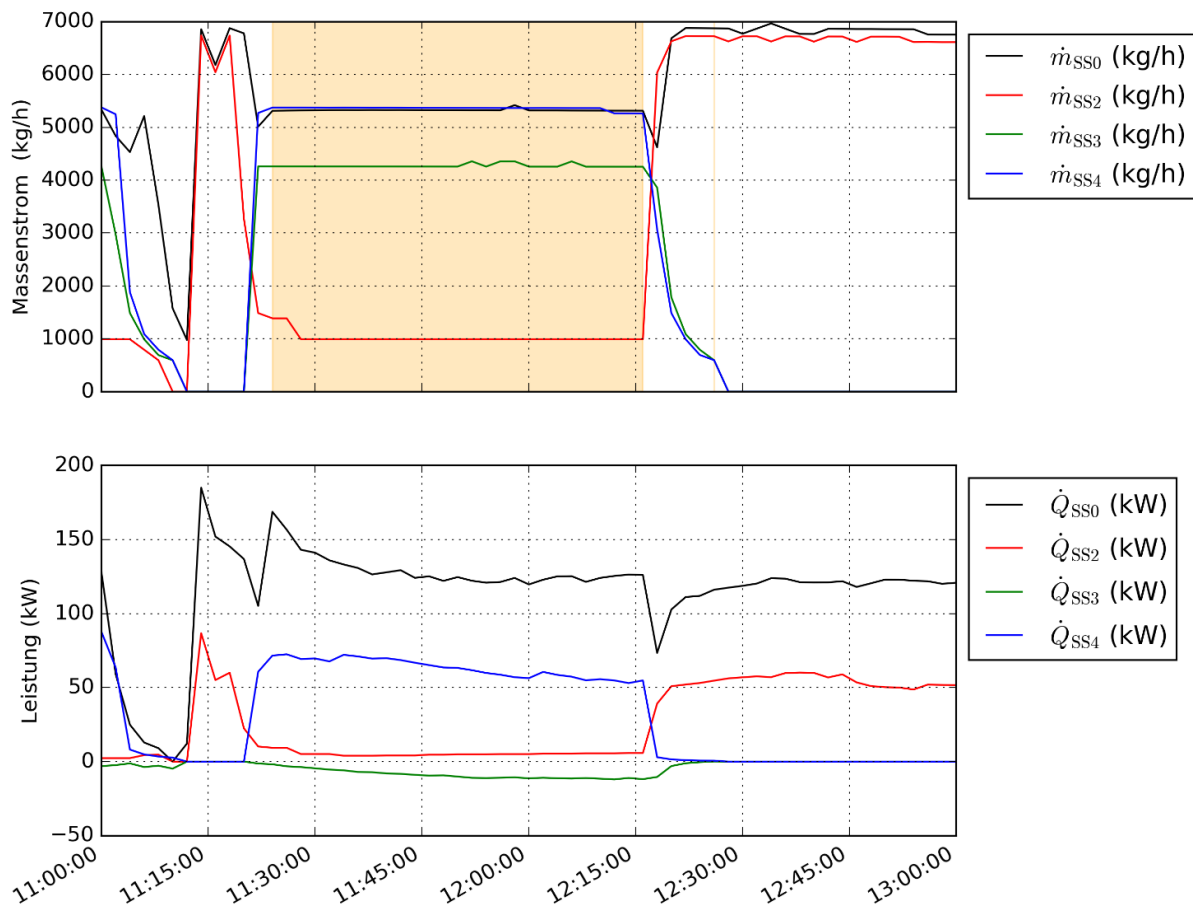


Abbildung 68: Oben: Massenströme im Solarsekundärkreis, gelb hinterlegt: Rücklaufventil im Solarsekundärkreis am Pufferspeicher 3 unbeabsichtigt geöffnet. Unten: Leistungen im Solarsekundärkreis. (Zeitraum: 17.5.2017, 11:00-13:00 Uhr)

Erdspeicher

Der Erdspeicher wird sowohl von der Solaranlage als auch mit der Abwärme der Lackierkabinen sowie im Kühlfall mit der Abwärme der als Kältemaschine arbeitenden Wärmepumpe 1 beladen. Exemplarisch zeigt Abbildung 69 die Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen am Erdspeicher. Der Wärmepumpenbetrieb ist an der Stromaufnahme erkennbar (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). 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 im oberen Diagramm) erkennbar (orange und blau hinterlegt im oberen Diagramm). Bis etwa 9:00 Uhr und kurz vor 11:00 Uhr wird der Erdspeicher entladen, das zeigt an, dass die Wärmepumpen im Heizbetrieb arbeiten. Um etwa 9:30 Uhr wird der Erdspeicher zwar durchströmt (Solaranlage und Wärmepumpen), jedoch sind Ein- und Austrittstemperatur praktisch gleich hoch. Die von der Solaranlage eingespeiste Energie ist also gleich groß wie die von den Wärmepumpen entzogene Energie. Optimierungspotential zeigt sich, wenn im Erdspeicherkreis nur die Abwärmenutzung der Lackierkabinen aktiv ist (zwischen etwa 12:00 und 16:30 Uhr). Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der Lackierkabinen (magenta und cyan im oberen Diagramm) ist deutlich kleiner als die Temperaturdifferenz zwischen Erdspeicherein- und -austritt (braun und grün im oberen Diagramm), daher muss es Parallelströmungen über den Solarwärmetauscher und/oder die Beimischkreise der

Wärmepumpen geben. Entweder sind die Rückschlagventile defekt, oder die Mischventile undicht bzw. in ungeeigneter Stellung für Stillstand der Wärmepumpen. Da die Temperaturmesswerte an den Wärmepumpen $T_{WP1Q-RL}$ und $T_{WP2Q-RL}$ (rot strichliert und schwarz strichliert im oberen Diagramm) mit der Vorlauftemperatur aus den Lackierkabinen übereinstimmen, ist jedenfalls von einer Parallelströmung auf der Quellenseite der Wärmepumpen auszugehen. Das Team der Begleitforschung hat beim Projektteam angeregt, diese Parallelströmungen zu unterbinden, um die Abwärmeleistung der Lackierkabinen (bei unveränderter Pumpenregelung) zu erhöhen. Dies wurde im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt.

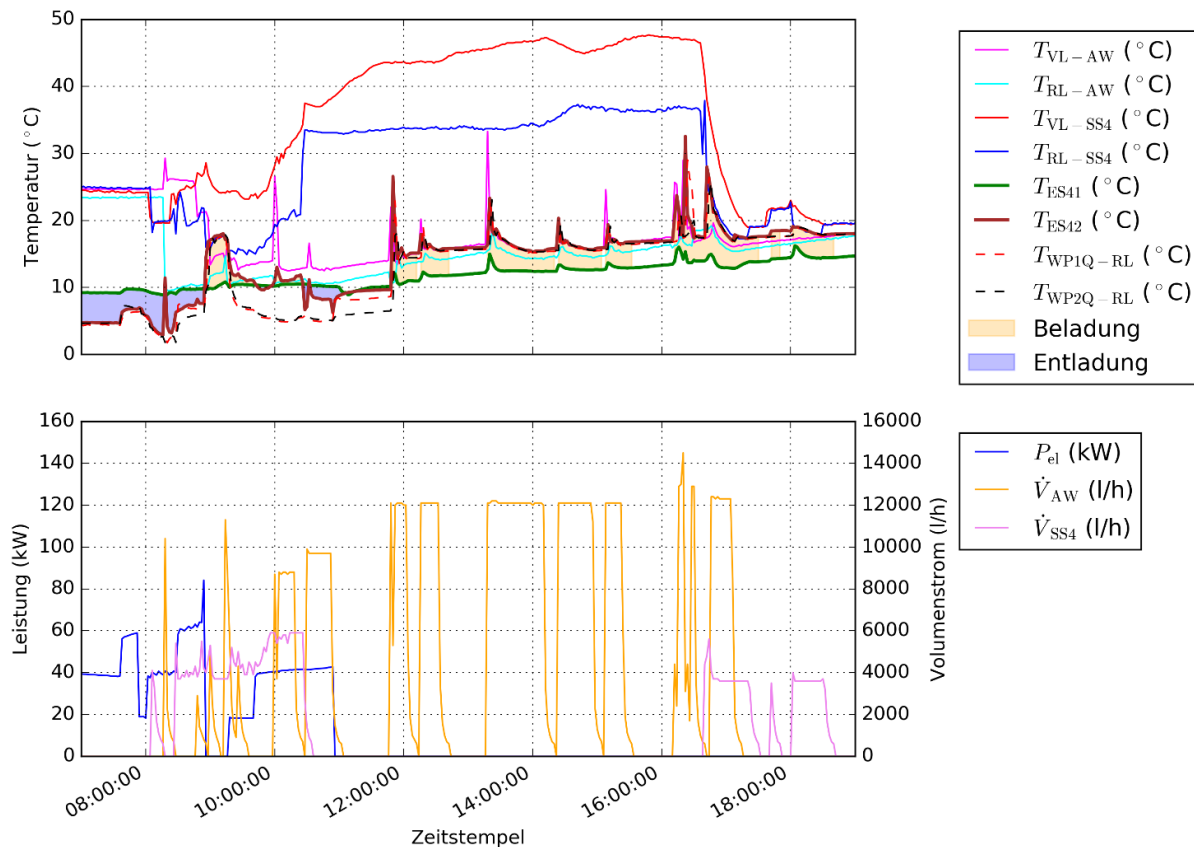


Abbildung 69: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher, sowie Temperaturen am Erdspeicher. Orange hinterlegt: Erdspeicher wird beladen. Blau hinterlegt: Erdspeicher wird entladen. Unten: Stromaufnahme der Wärmepumpen sowie Volumenströme bei der Kühlung der Lackierkabinen und im Solarsekundärkreis am Wärmetauscher zum Erdspeicher. (Zeitraum: 25.4.2017)

Wärmepumpen

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 die Solltemperatur in den Pufferspeichern schnell genug zu erreichen, werden von der Regelung alle insgesamt vier Kompressoren der beiden Wärmepumpen um 25 Minuten zeitversetzt eingeschaltet. Sobald die Solltemperatur im Puffer erreicht ist, schalten alle aktivierten Stufen der Wärmepumpen ab – es gibt kein Zurückschalten der Wärmepumpen von der zweiten auf die erste Stufe. 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 70 und Abbildung 71 das Verhalten der Wärmepumpen am 1.12.2016. 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 15 K, meist um deutlich weniger. Aufgrund der Temperaturverhältnisse auf der Nutzerseite und am Erdspeicher (jeweils oberes Diagramm) ergeben sich Leistungszahlen von etwa 3 bis über 4 (cyan-farbige Linie im jeweils unteren Diagramm).

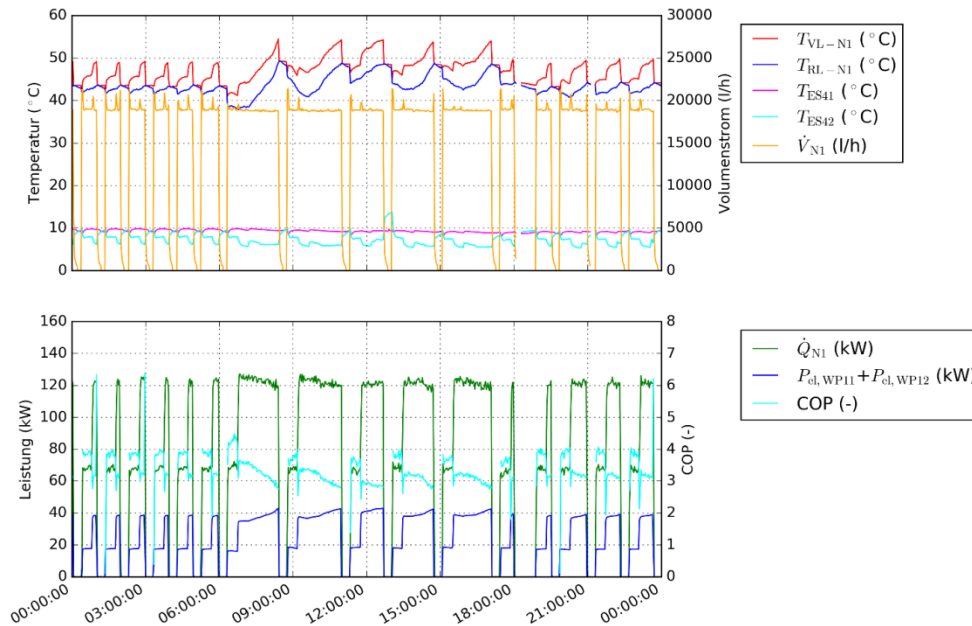


Abbildung 70: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1 und am Erdspeicher sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1. Unten: Wärmeleistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 1. (Zeitraum: 1.12.2016)

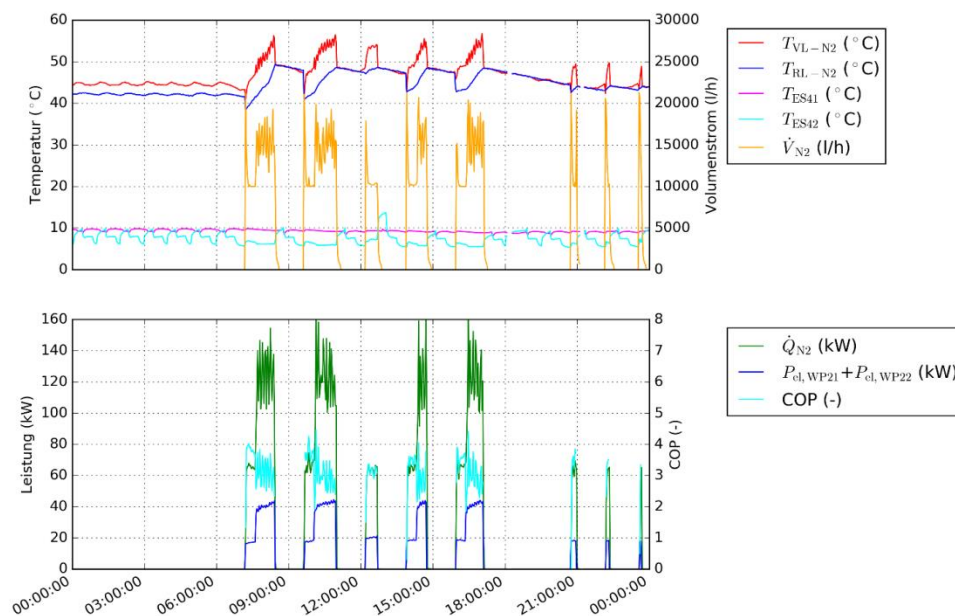


Abbildung 71: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2 und am Erdspeicher sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 2. Unten: Wärmeleistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 2. (Zeitraum: 1.12.2016)

Die Kühlung der Galerie durch die als Kältemaschine arbeitende Wärmepumpe 1 hat bis gegen Ende des Monitoringzeitraums nicht stattgefunden. Es handelte sich dabei um einen Fehlbetrieb, weil die Ventile zur Umschaltung von Heiz- auf Kühlbetrieb stecken geblieben sind. Die anstehende Kühlanforderung der Deckenstrahlplatten in der Galerie hatte eine Beheizung der Galerie zur Folge. Dieser Fehler wurde Mitte August 2017 repariert. Der Kühlbetrieb der Wärmepumpe ist beispielhaft für 24.8.2017 in Abbildung 72 dargestellt. Während die Wärmepumpe in der Nacht noch im Heizbetrieb arbeitet (von etwa 4:00 bis 8:00 Uhr), ist sie tagsüber im Kühlbetrieb (von etwa 10:00 Uhr bis 22:00 Uhr). Der Kühlbetrieb ist an der negativen Wärmeleistung (grüne Linie im unteren Diagramm) erkennbar. Im Kühlbetrieb sinkt die Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite (rote Linie im oberen Diagramm) um maximal etwa 6 K, bevor sie wieder abgeschaltet wird, um den Taupunkt nicht zu unterschreiten. Aufgrund der Temperaturverhältnisse auf der Nutzerseite und am Erdspeicher (oberes Diagramm) ergeben sich im Kühlbetrieb Leistungszahlen von über 5 (cyan-farbige Linie im unteren Diagramm). Aufgrund der Größe des Kältespeichers (1500 l) und der relativ kleinen Schalthysterese (etwa 6 K) startet die Wärmepumpe im Kühlbetrieb etwa 1,5 Mal pro Stunde bei einer Laufzeit von etwa 20 Minuten je Start.

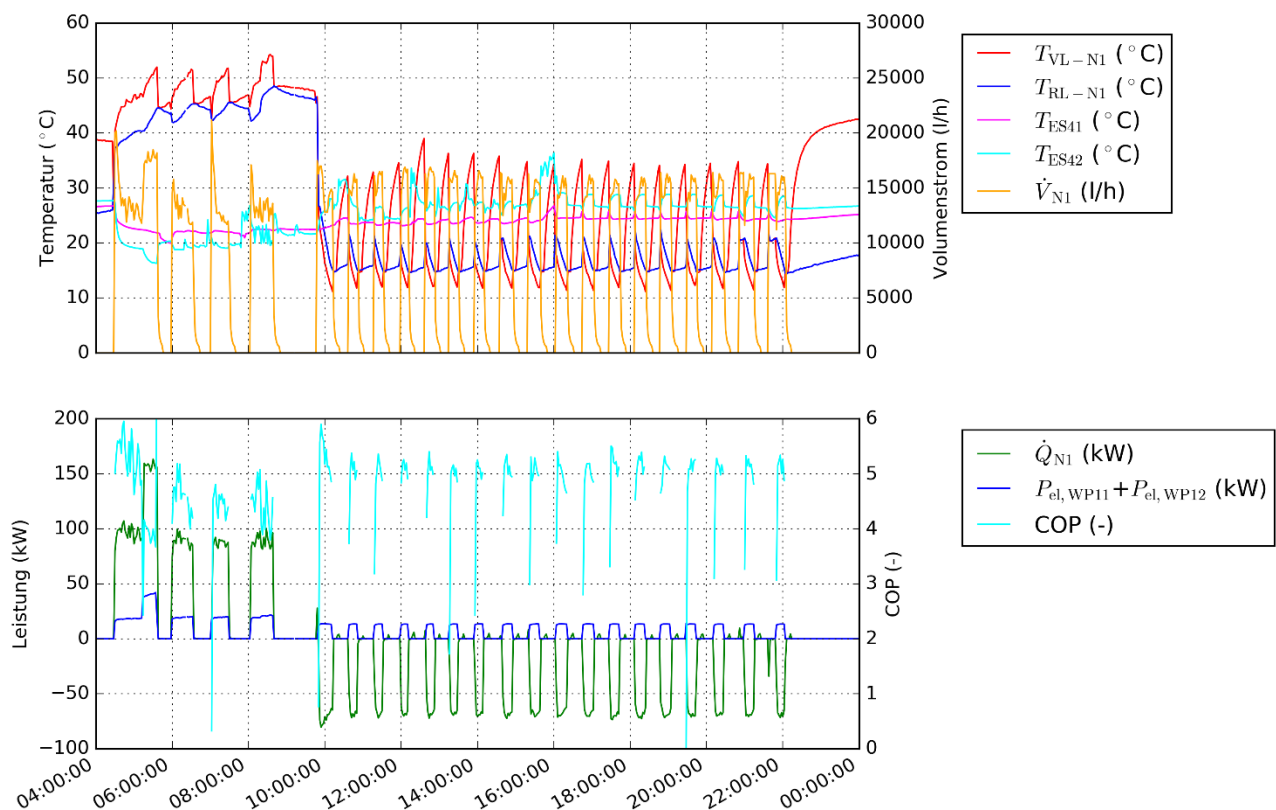


Abbildung 72: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1 und am Erdspeicher sowie Volumenstrom auf der Nutzerseite der Wärmepumpe 1. Unten: Wärmeleistung auf der Nutzerseite sowie Stromaufnahme und Leistungszahl der Wärmepumpe 1. (Zeitraum: 24.8.2016, 4:00-24:00 Uhr)

Abbildung 73 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). Im November 2016 wurden die Wärmepumpen wegen eines Gebrechens nicht genutzt. Zu Beginn des Monitorings lag die Gesamtzahl der Starts beider Wärmepumpen bei bis zu 45 pro Tag und die durchschnittliche Laufzeit je Start lag sehr häufig unter 20 Minuten. Das ließ auf Optimierungspotential schließen, denn 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, kann beispielsweise der Pufferspeicher auf höhere Temperaturen aufgeladen werden, andererseits sinkt damit jedoch die Leistungszahl. Das wirtschaftliche Optimum zwischen mechanischer Abnutzung und Energieeffizienz lässt sich nicht ohne weiteres angeben.

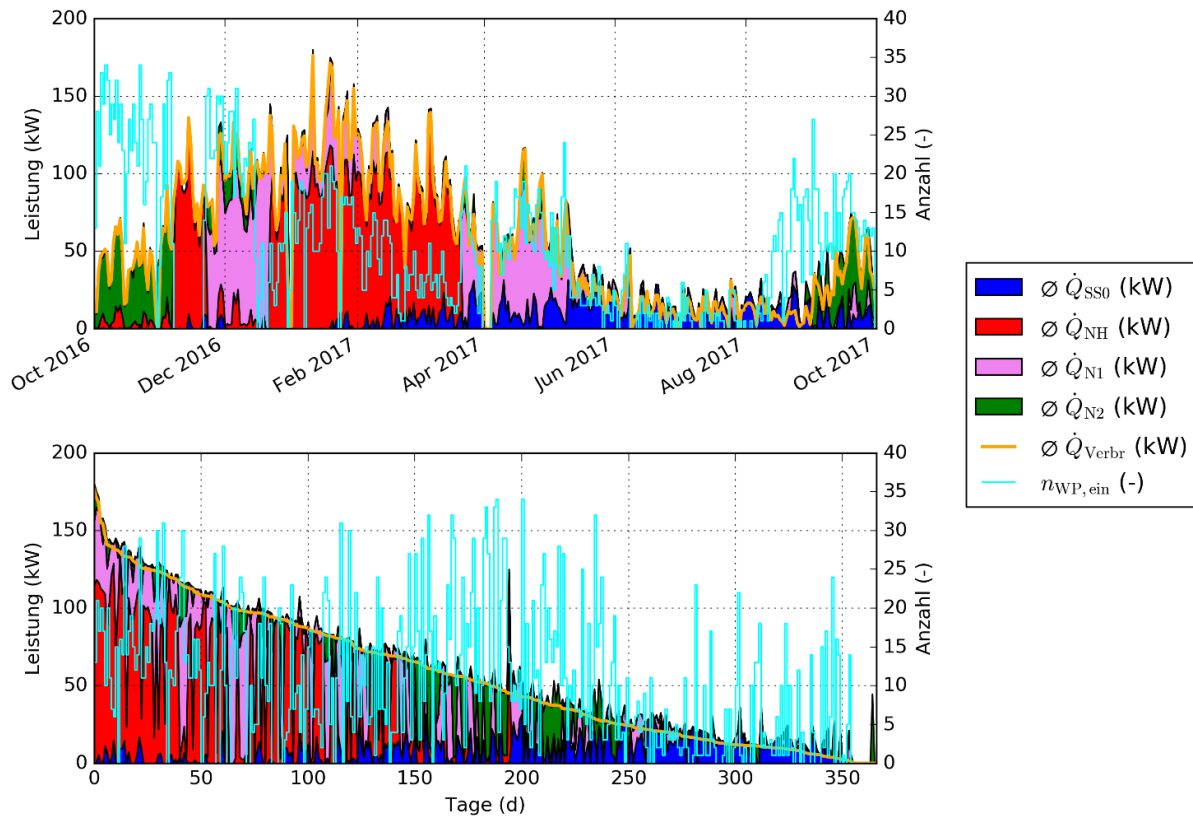


Abbildung 73: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher sowie Anzahl der Einschaltvorgänge der Wärmepumpen im Zeitverlauf (oben) und als Dauerlinie nach der Last absteigend sortiert (unten). (Tagesmittelwerte von Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Der Wärmepumpenlieferant wurde informiert und hat die Regelung angepasst (Schalthysterese sowie Verzögerungszeit für die zweite Kompressorstufe), sodass sich das Verhalten etwas verbessert hat. Allerdings ist das Regelungskonzept der Wärmepumpen (mit fixer Zuschaltung der zweiten Stufe und vollständiger Abschaltung statt Leistungsreduktion zurück auf erste Stufe) für diese Anlage aufgrund der erhöhten Einschalthäufigkeit nicht ideal. In Abbildung 74 sind detailliert die Einschalthäufigkeit pro Tag und die durchschnittliche Laufzeit je Start für alle vier Kompressoren separat und für beide Wärmepumpen zusammengefasst für Heiz- und Kühlbetrieb dargestellt (Kühlbetrieb nur bei WP1). Die Anzahl der Schaltvorgänge der Wärmepumpen ist die Summe der Einschaltvorgänge ihrer Kompressoren. Die durchschnittliche Laufzeit der Wärmepumpen ist der gewichtete Durchschnitt aus den durchschnittlichen Laufzeiten der einzelnen Kompressoren mal deren Einschalthäufigkeit. Im gesamten Monitoringzeitraum zeigt sich im Heizbetrieb für die Wärmepumpe 1 bzw. Wärmepumpe 2 ein Median von 11 bzw. 10 Kompressorstarts je Betriebstag (minimal 1 bis maximal 42 bzw. 46) bei einem Median der durchschnittlichen Laufzeit von 27 bzw. 28 Minuten je Start (minimal 2 bzw. 6 bis maximal 360 bzw. 98). Im Kühlbetrieb zeigt sich für die Wärmepumpe 1 ein Median von 2 Kompressorstarts je Betriebstag (minimal 1 bis maximal 18) bei einem Median der durchschnittlichen Laufzeit von nur 16 Minuten je Start (minimal 5 bis maximal 44).

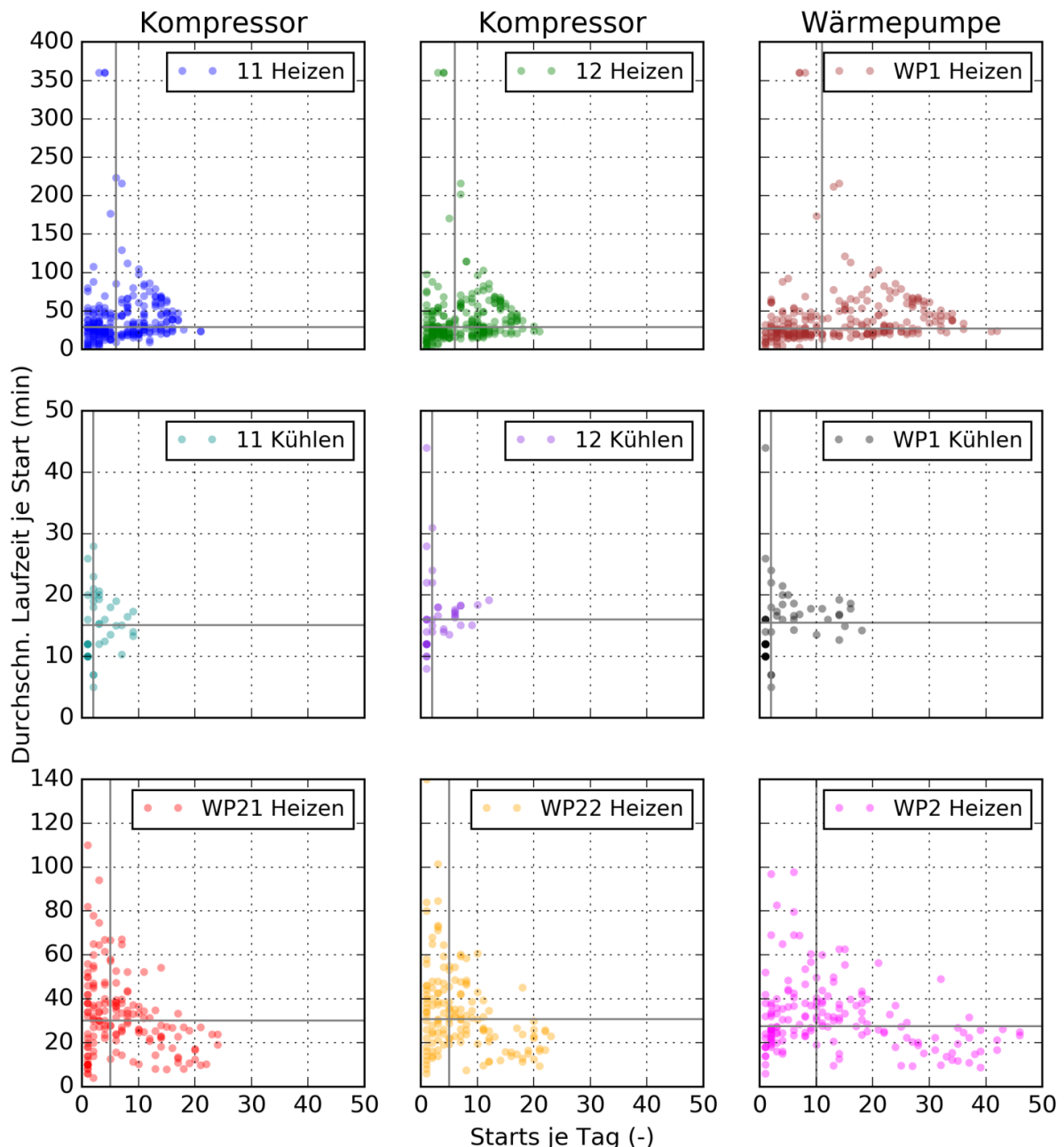


Abbildung 74: Einschalthäufigkeit je Tag und durchschnittliche Laufzeit je Start (inkl. Median beider Größen als graue Linie) für alle vier Kompressoren separat sowie für beide Wärmepumpen zusammengefasst, bei WP1 für Heiz- und Kühlbetrieb. (Okt. 2016 bis Sept. 2017, nur Tage mit Betrieb der jeweiligen Komponente). Hinweis: Wo sich die teiltransparenten Punkte häufen, erscheinen sie dunkler.

Für den Heizbetrieb wurde der Dezember 2017 anhand Abbildung 75 und Abbildung 76 genauer betrachtet. In diesen sogenannten Heatmaps sind die relative Laufzeit und die Kompressorstarts der Wärmepumpen für jeden Tag des Monats im 15-Minuten-Raster dargestellt. Man erkennt, dass Mitte Dezember die Wärmepumpe 1 etwa 6 Tage lang fast durchgehend in Betrieb war. In dieser Zeit wurden Wartungen durchgeführt. Die Mindestwartzeit vor dem Wiedereinschalten von Kompressoren war in diesen Tagen praktisch null. Danach hat es eine tagelange Vollast, bei der auch die Wärmepumpe 2 parallel zur Wärmepumpe 1 in Betrieb gewesen wäre, im Monitoringzeitraum nicht gegeben.

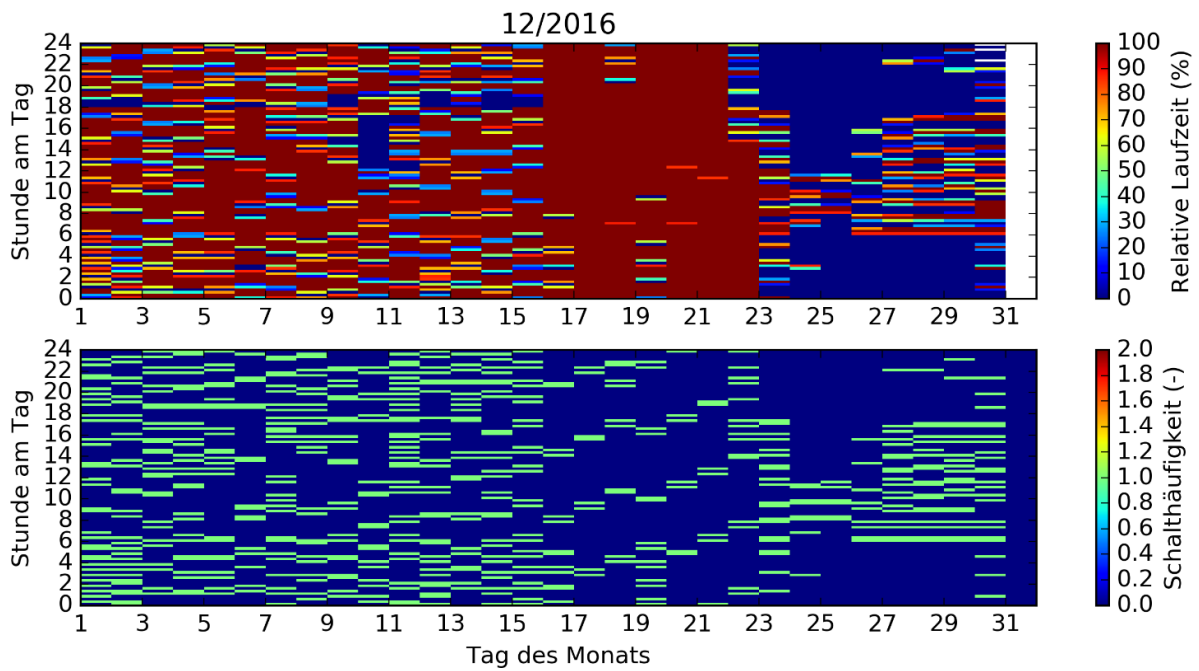


Abbildung 75: Wärmepumpe 1 Heizbetrieb – Laufzeiten und Kompressorstarts (Heatmap mit 15min-Raster, Zeitraum: Dezember 2016)

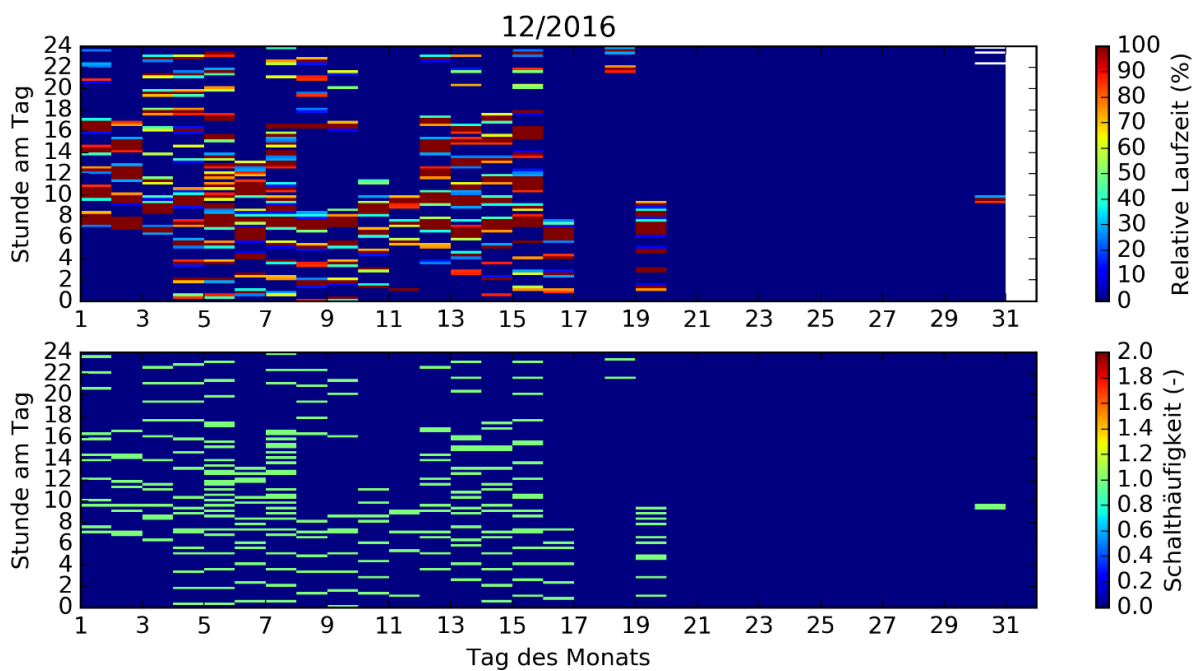


Abbildung 76: Wärmepumpe 2 Heizbetrieb – Laufzeiten und Kompressorstarts (Heatmap mit 15min-Raster, Zeitraum: Dezember 2016)

Für den Kühlbetrieb wurde der August 2017 anhand Abbildung 77 genauer betrachtet. In dieser Heatmap sind die relative Laufzeit und die Kompressorstarts der Wärmepumpen für jeden Tag des Monats im 15-Minuten-Raster dargestellt. Man erkennt, dass die Kühlung entsprechend dem Bedarf um frühestens ab etwa 9:00 Uhr beginnt und zufolge des relativ kleinen Kältespeichers stark taktend betrieben wird.

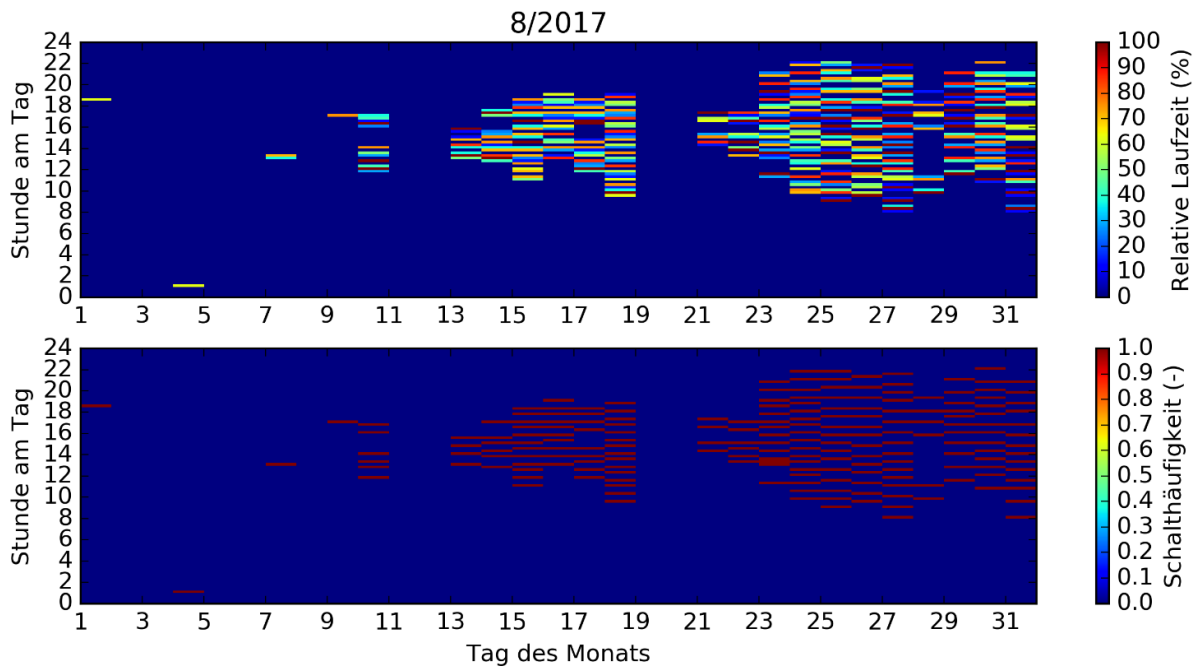


Abbildung 77: Wärmepumpe 1 Kühlbetrieb - Laufzeiten und Einschaltzyklen (Aug. 2017)

Für eine detaillierte Bewertung des Wärmepumpenbetriebs wird der thermodynamische Gütegrad f_0 der Wärmepumpen abgeschätzt. Dieser gibt an, wie nahe die gemessene Leistungszahl des realen Kreisprozesses an die maximal mögliche Leistungszahl eines idealen Kreisprozesses, der unter den gleichen Randbedingungen abläuft, herankommt. Die Leistungszahl COP für Heizbetrieb und für Kühlbetrieb (engl. Coefficient of Performance) des realen Kreisprozesses ist bei dieser Anlage das Verhältnis der thermischen Leistung \dot{Q}_{WP} auf der Nutzerseite zur elektrischen Leistungsaufnahme P_{WP} (Absolutbeträge wg. etwaig negativer Zählrichtungen):

$$COP = \frac{|\dot{Q}_{WP}|}{P_{WP}}$$

$$COP_k = \frac{|\dot{Q}_{WP,k}|}{P_{WP}}$$

Als idealer Vergleichsprozess dient der Carnot-Prozess, dessen Leistungszahlen $COP_{carnot,h}$ und $COP_{carnot,k}$ für Heiz- und Kühlbetrieb unterschiedlich definiert sind und nur von Verdampfungs- und Kondensationstemperatur (T_0 und T_c) bzw. dem Temperaturhub (ΔT) abhängen:

$$COP_{carnot,h} = \frac{T_c}{T_c - T_0} = \frac{T_c}{\Delta T}$$

$$COP_{carnot,k} = \frac{T_0}{T_c - T_0} = \frac{T_0}{\Delta T} = COP_{carnot,h} - 1$$

Um die idealen Leistungszahlen $COP_{carnot,h}$ und $COP_{carnot,k}$ ermitteln zu können, werden Verdampfungs- und Kondensationstemperatur (T_0 und T_c) aus verfügbaren Messwerten näherungsweise für beide Wärmepumpen/Kältemaschinen wie folgt abgeschätzt:

$$WP1 \text{ Heizen: } T_c \approx T_{N1-VL} \text{ und } T_0 \approx T_{WP1Q-RL} - 3$$

$$WP1 \text{ Kühlen: } T_c \approx T_{WP1Q-RL} \text{ und } T_0 \approx T_{N1-VL} - 3$$

$$WP2 \text{ Heizen: } T_c \approx T_{N2-VL} \text{ und } T_0 \approx T_{WP2Q-RL} - 3$$

Der thermodynamische Gütegrad f_0 ergibt sich für Heiz- und für Kühlbetrieb jeweils aus dem Verhältnis von realer Leistungszahl zu idealer Leistungszahl des Vergleichsprozesses (im jeweiligen Betriebsmodus):

$$f_0 = \frac{\text{COP}}{\text{COP}_{\text{carnot}}}$$

Die Auswertung erfolgt über den gesamten Monitoringzeitraum aufgeteilt nach Wärmepumpe 1 und 2 sowie bei Wärmepumpe 1 nach Heiz- und Kühlbetrieb. Abbildung 78, Abbildung 79 und Abbildung 80 zeigen als 2D-Histogramm (Farbskala), wie oft ein bestimmter Gütegrad f_0 bei einem bestimmten Temperaturhub ΔT zwischen Verdampfungs- und Kondensationstemperatur aufgetreten ist. Weiße Bereiche im 2D-Histogramm bedeuten, dass bei diesem bestimmten Temperaturhub dieser bestimmte Gütegrad kein einziges Mal festgestellt worden ist. Im darüber liegenden Histogramm ist die Häufigkeitsverteilung des Temperaturhubs ΔT dargestellt (rot). Das Histogramm auf der rechten Seite zeigt die Häufigkeitsverteilung des Gütegrads (hellbraun).

Wärmepumpe 1 hat im Heizbetrieb vorwiegend mit einem Gütegrad f_0 zwischen 0,40 und 0,52 bei einem Temperaturhub ΔT zwischen 40 und 52 K gearbeitet (Abbildung 78). Dies ist eine durchschnittliche Effizienz. Im Vergleich dazu hat die Wärmepumpe 1 im Kühlbetrieb (als Kältemaschine) vorwiegend mit einem Gütegrad f_0 von nur zwischen 0,28 und 0,38 bei einem Temperaturhub ΔT zwischen 16 und 22 K gearbeitet (Abbildung 79). Die Wärmepumpe 1 arbeitet im Kühlbetrieb demnach deutlich weniger effizient als im Heizbetrieb, was erfahrungsgemäß einerseits an der Dimensionierung der Komponenten (Verdampfer, Kondensator) liegt, die bei dieser Wärmepumpe für den Heizfall optimiert zu sein scheint, andererseits aber auch an der Betriebsweise liegt, die durch sehr kurze Laufzeiten (wg. sehr kleinem Kältespeicher) gekennzeichnet ist, in der sich der Kältekreis noch nicht voll eingeschwungen hat und dadurch mit verringerter Effizienz arbeitet (vgl. Abbildung 74).

Wärmepumpe 2 hat im Heizbetrieb vorwiegend mit einem Gütegrad f_0 zwischen 0,46 und 0,54 bei einem Temperaturhub ΔT zwischen 38 und 44 K gearbeitet (Abbildung 80). Dies ist eine durchschnittliche Effizienz.

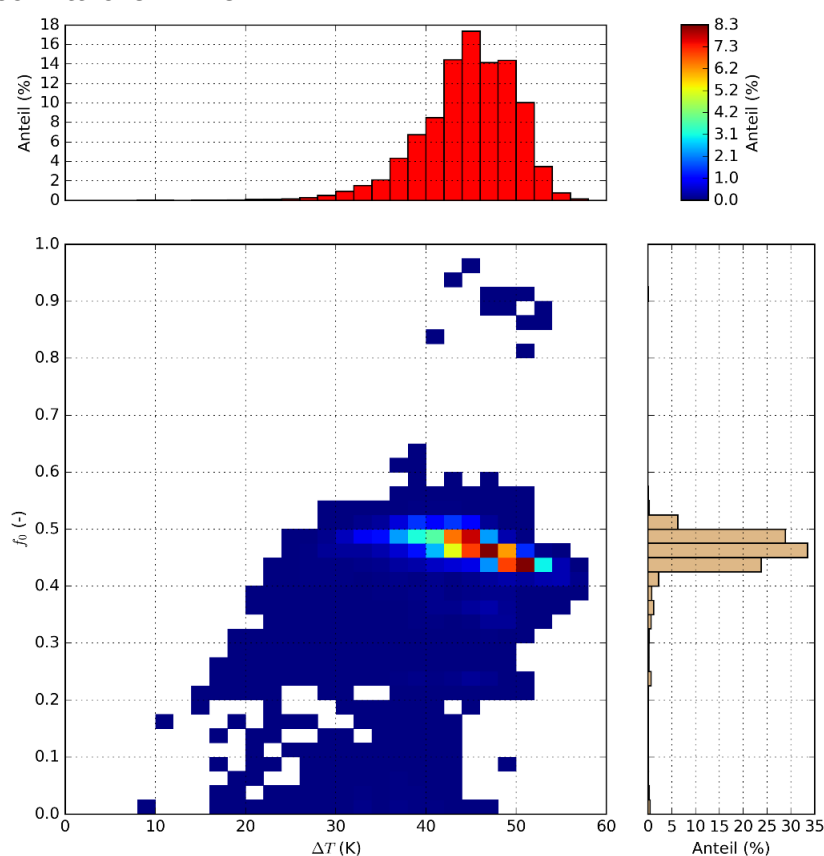


Abbildung 78: Wärmepumpe 1 im Heizbetrieb: 2D-Histogramm des thermodynamischen Gütegrads f_0 samt Histogrammen des Temperaturhubs ΔT (rot) und des thermodynamischen Gütegrads (hellbraun) (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

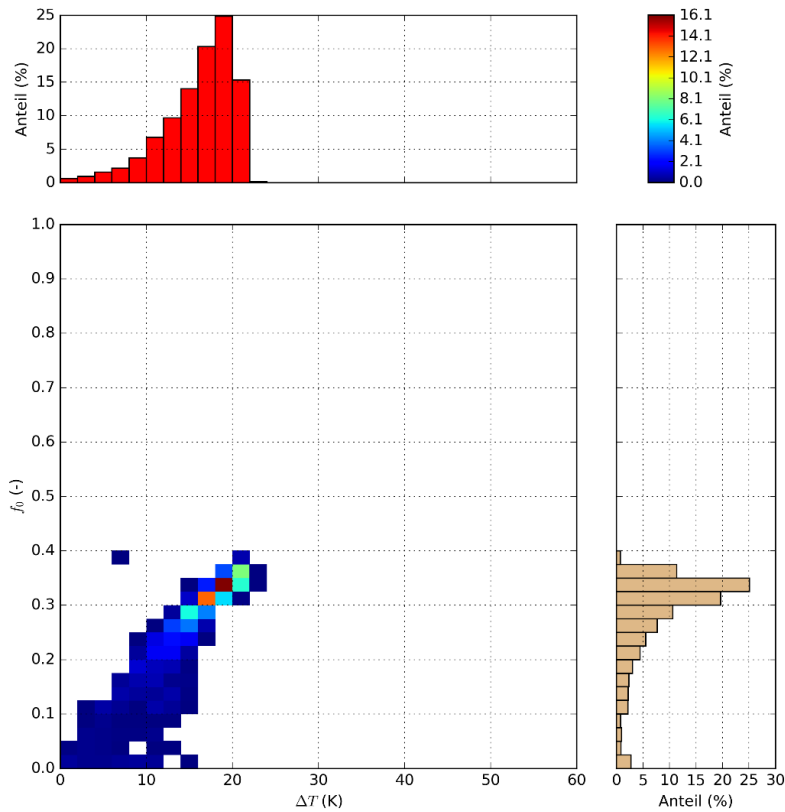


Abbildung 79: Wärmepumpe 1 im Kühlbetrieb: 2D-Histogramm des thermodynamischen Gütegrads f_0 samt Histogrammen des Temperaturhubes ΔT (rot) und des thermodynamischen Gütegrads (hellbraun) (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

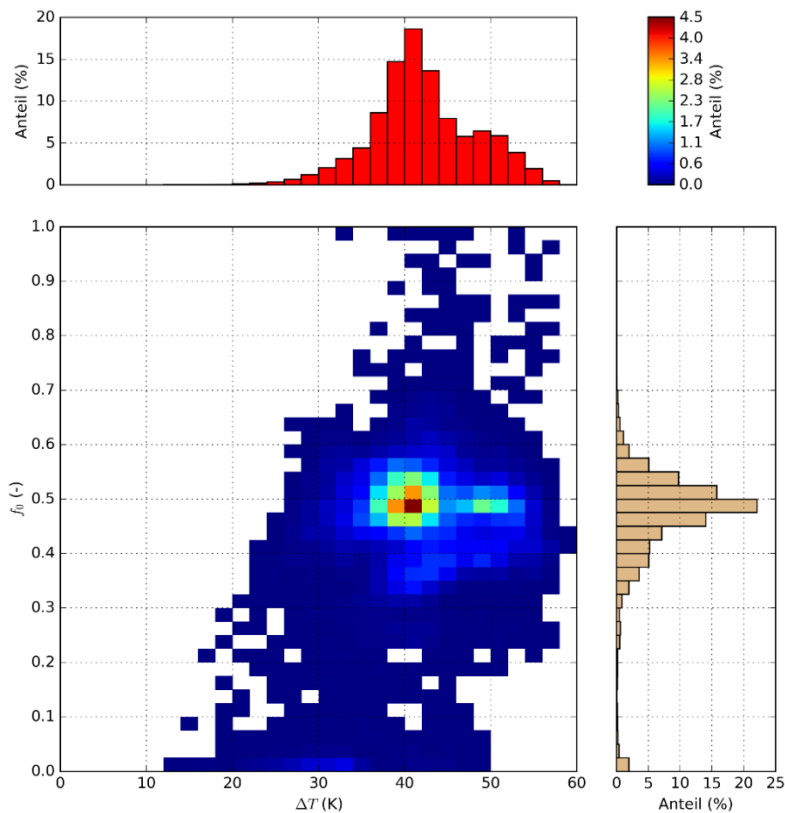


Abbildung 80: Wärmepumpe 2 im Heizbetrieb: 2D-Histogramm des thermodynamischen Gütegrads f_0 samt Histogrammen des Temperaturhubes ΔT (rot) und des thermodynamischen Gütegrads (hellbraun) (Okt. 2016 bis Sept. 2017)

Gas-Brennwertkessel

Der Gas-Brennwertkessel arbeitet erwartungsgemäß, wie Abbildung 81 exemplarisch für 18.1.2017 zeigt. Die am Wärmehähler gemessene Kesselleistung entspricht mit durchschnittlich etwa 95 kW (bis auf Spitzen zufolge von Schaltvorgängen) dem Minimalwert lt. Typenschild. Der Durchfluss ist fix eingestellt und die Abschalttemperatur liegt bei etwa 76 °C. Der Taktbetrieb des Kessels ist an den Spitzen im Vorlauftemperaturverlauf erkennbar.



Abbildung 81: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur sowie Volumenstrom im Nachheizungskreis, Temperatur im unteren Bereich des Speichers 2. Unten: Leistung im Nachheizungskreis. (Zeitraum: 18.1.2017)

Lackierkabinen

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 bearbeitet.

Die dafür notwendige Wärme wird Pufferspeicher 1 entzogen, der solarthermisch bzw. durch Umladung aus Pufferspeicher 2 beladen wird. Das Regelungskonzept zur Umladung aus Pufferspeicher 2 war ursprünglich nicht optimiert, wodurch eine Umwälzpumpe oft tagelang in Betrieb war und es über den vom Projektteam sogenannten Industrie-Wärmetauscher ungewollt zur geringfügigen Wärmeübertragung in beide Richtungen gekommen war. Nach diversen Abstimmungen zwischen den Systemlieferanten und Nachrüstung eigener Temperaturfühler wurde die Regelung im September 2017 so programmiert, dass die Umladung nur dann stattfindet, wenn Pufferspeicher 2 wärmer ist als Pufferspeicher 1. Abbildung 82 zeigt die Vorgänge am Pufferspeicher 1 vor und nach dieser Umstellung, die am 28.9.2017 mittags stattgefunden hat. Der Durchfluss am Wärmehähler zur Umladung (Ind, gelb im oberen Diagramm) dauert zumindest knapp 1,5 Tage an, auch zufolge des eingestellten Sollwerts für die Temperatur in Puffer 1. Dabei wird Wärme in beide Richtungen übertragen (Ind, gelb im unteren Diagramm). Unabhängig davon findet um die Mittagszeiten die solarthermische Beladung statt (SS1,

grün in beiden Diagrammen), durch die die Speichertemperatur deutlich erhöht werden kann. Nach der Umstellung der Regelung findet die Umladung nur mehr fallweise statt und bewirkt ausschließlich eine Wärmeübertragung in Richtung Pufferspeicher 1.

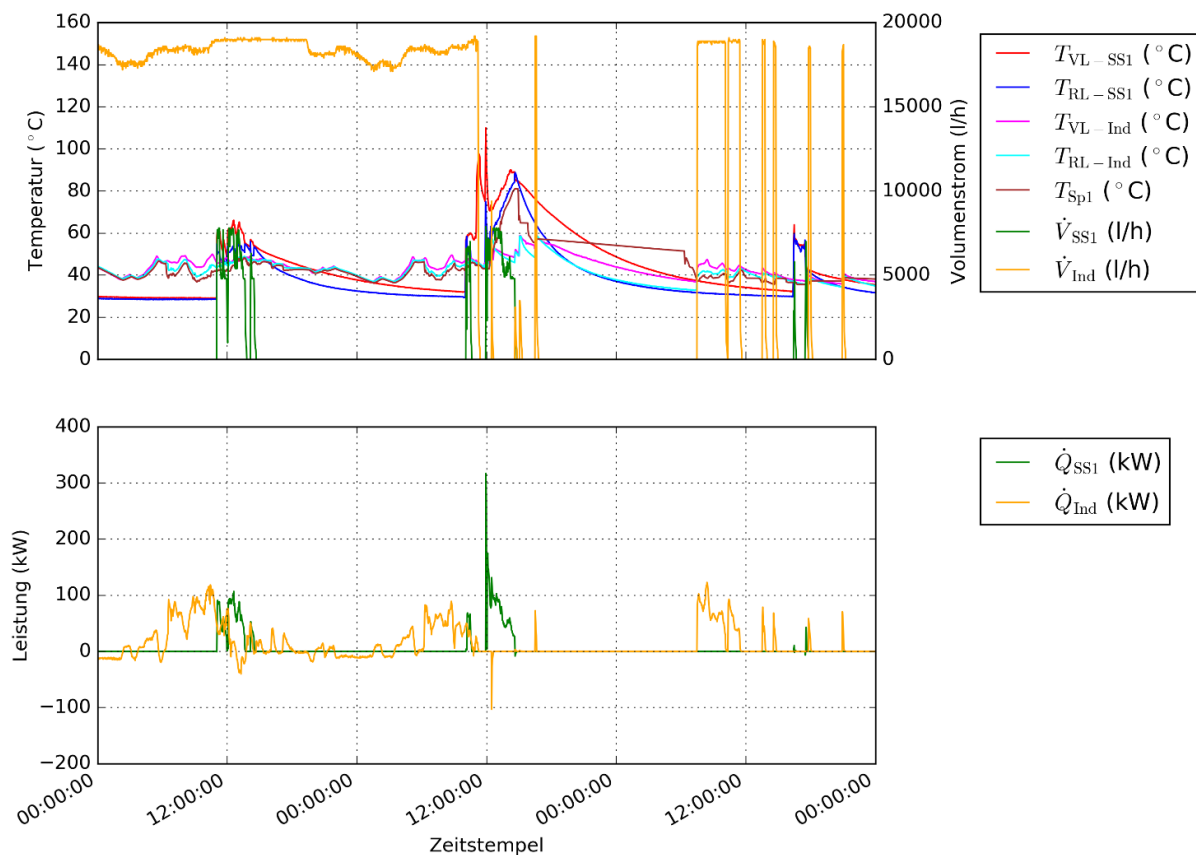


Abbildung 82: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, Temperatur des Pufferspeichers für die Lackierkabinen, sowie Volumenstrom bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen. Unten: Leistung bei der Beladung des Pufferspeichers für die Lackierkabinen. (Zeitraum: 27.-29.9.2017)

Raumheizungsverteiler

Die typischen Bedingungen am Raumheizungsverteiler zeigt Abbildung 83 exemplarisch für den 30.1.2017, einem trübem Wintertag. Der ununterbrochene Volumenstrom (gelb) variiert je nach Bedarf in einem Bereich von etwa 5000 bis 9000 l/h. Die Vorlauftemperatur (rot) beträgt je nach Ladezustand der Pufferspeicher 2 und 3 zwischen 46 und 50 °C. Die Rücklauftemperatur (blau) schwankt weniger stark und bewegt sich zwischen den Auslegungswerten der Verbraucher meist zwischen 36 und 40°C. An der übertragenen Leistung (grün) von maximal etwa 130 kW erkennt man, dass die Anlage an diesem Tag nur im Teillastbereich betrieben worden ist.

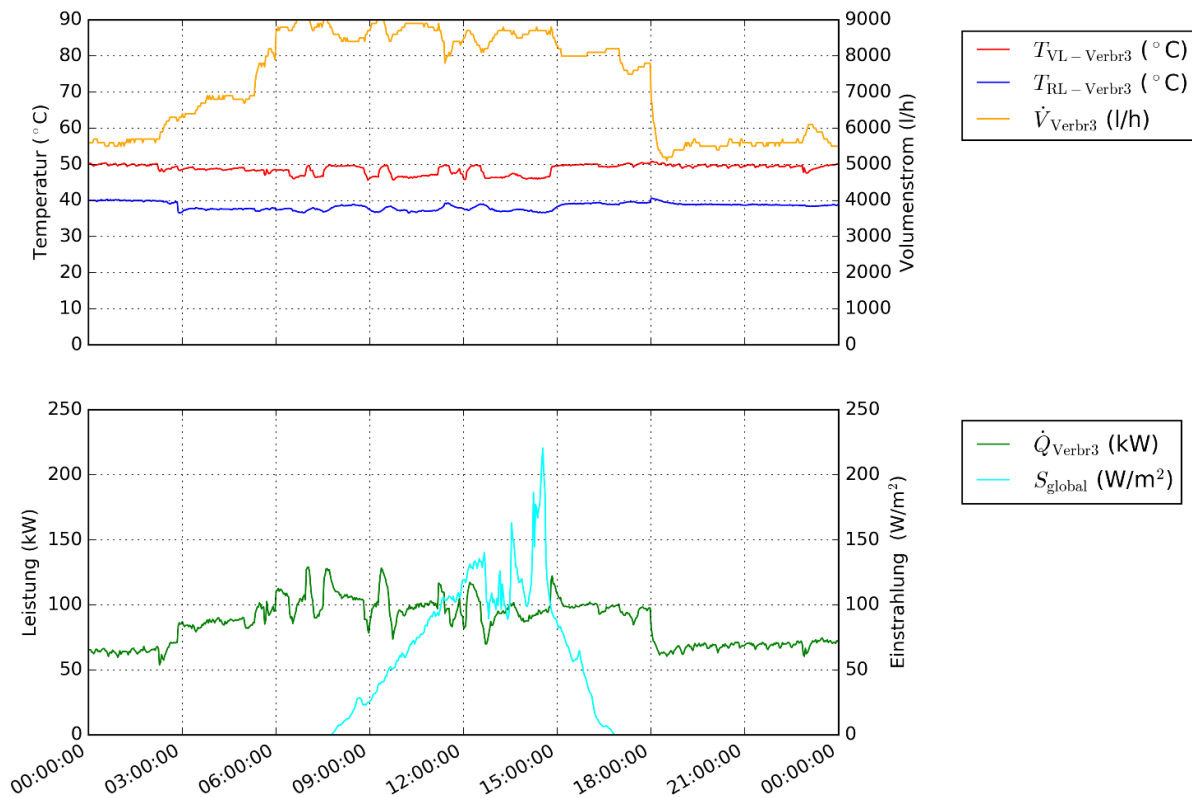


Abbildung 83: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur sowie Volumenstrom am Raumheizungsverteiler. Unten: Leistung am Raumheizungsverteiler sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 30.1.2017)

Galerie

Die typischen Bedingungen am Wärmeverbraucher „Galerie“ im Heizfall zeigt Abbildung 84 exemplarisch für den 30.1.2017, einem trübem Wintertag. Der ununterbrochene Volumenstrom (gelb) beträgt 3550 l/h. Die Vorlauftemperatur (rot) beträgt je nach Ladezustand des Puffers zwischen 42 und 47 °C. Die Rücklauftemperatur (blau) schwankt weniger stark und beträgt etwa 6 bis 8 K weniger als die Vorlauftemperatur, durchschnittlich rund 37 °C. An der übertragenen Leistung (grün) erkennt man, dass der Wärmeverbraucher „Galerie“ an diesem Tag nur im Teillastbereich betrieben worden ist.

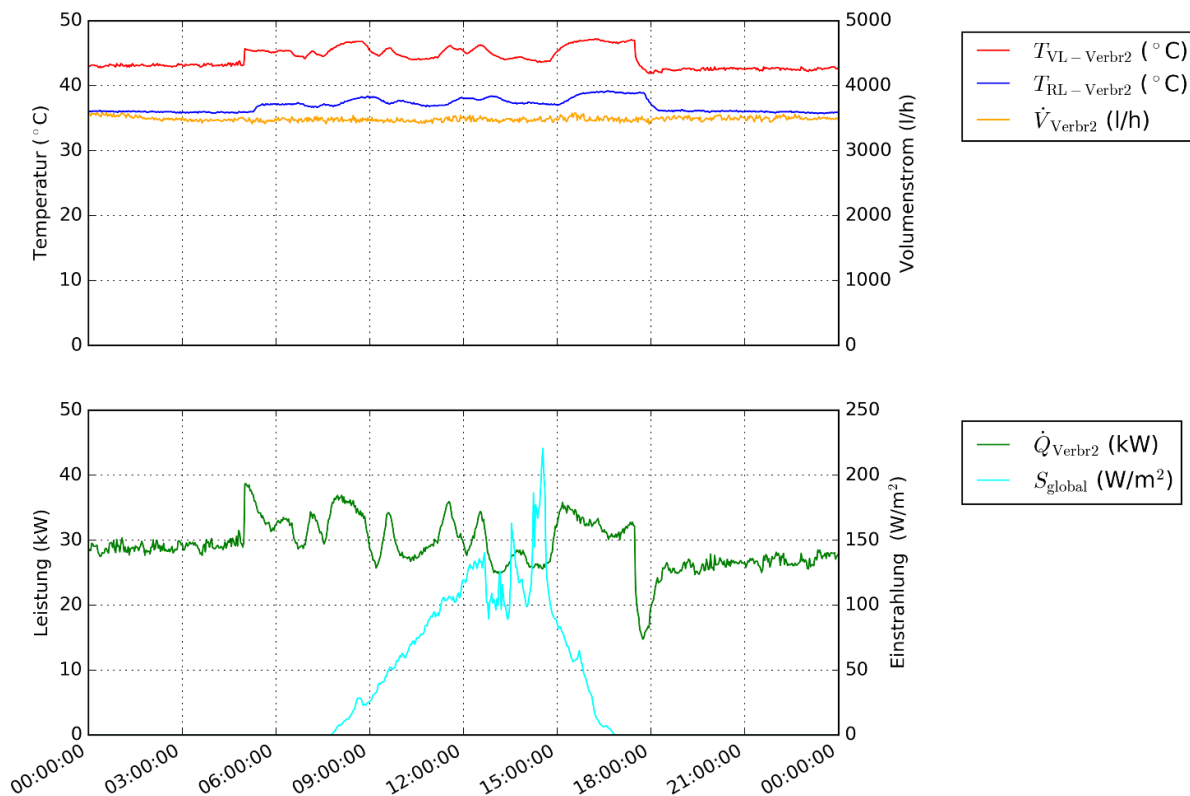


Abbildung 84: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur sowie Volumenstrom am Verbraucher „Galerie“ im Heizfall. Unten: Leistung am Verbraucher „Galerie“ im Heizfall sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 30.1.2017)

Der Kühlbetrieb durch die als Kältemaschine arbeitende Wärmepumpe 1 für den Kältespeicher der Galerie hat bis gegen Ende des Monitoringzeitraums nicht stattgefunden. Es handelte sich dabei um einen Fehlbetrieb, weil die Ventile zur Umschaltung von Heiz- auf Kühlbetrieb stecken geblieben sind. Die anstehende Kühlanforderung der Deckenstrahlplatten in der Galerie hatte eine Beheizung der Galerie zur Folge. Dieser Fehler wurde Mitte August 2017 repariert. Die typischen Bedingungen am Wärmeverbraucher „Galerie“ im Kühlbetrieb nach der Reparatur zeigt Abbildung 85 exemplarisch für den 27.8.2018, einem relativ klaren Sommertag. Der durchgehende Kühlbetrieb beginnt um etwa 8:45 Uhr, erkennbar am Durchfluss (gelb), und es wird Wärme aus der Galerie in den Kältespeicher abgeführt (negative Leistung, grün). Die Vorlauftemperatur (rot) beträgt je nach Ladezustand des Kältespeichers zwischen 17 und 22 °C. Die Rücklauftemperatur (blau) schwankt weniger stark und beträgt zwischen 23 und 26 °C. An der übertragenen Leistung (grün) erkennt man den taktenden Betrieb der Wärmepumpe bei der Kühlung des Kältespeichers. Um etwa 22:00 Uhr wird die Umwälzpumpe abgeschaltet.

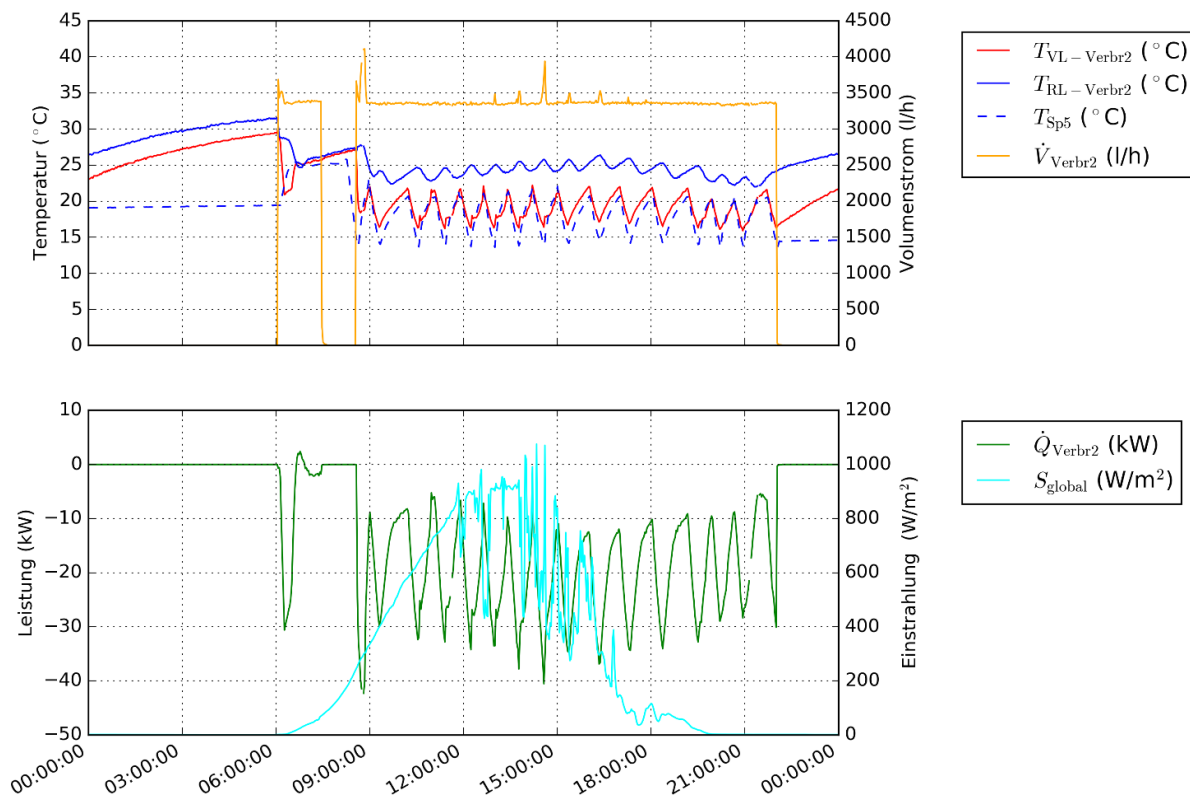


Abbildung 85: Oben: Vor-, Rücklauf- und Kältespeichertemperatur sowie Volumenstrom am Verbraucher „Galerie“ im Kühlfall. Unten: Leistung am Verbraucher „Galerie“ im Kühlfall sowie Globalstrahlung in Kollektorebene. (Zeitraum: 27.8.2017)

7.3.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Autohaus Esthofer“ wurde während des Monitoringzeitraums (Oktober 2016 bis September 2017) an vielen Stellen verbessert. Der gemessene solarthermische Jahresertrag beträgt $295 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Es wird davon ausgegangen, dass der Jahresertrag in Zukunft steigt, weil die Pufferspeicherkapazität ungeplant verringert war (ohne Pufferspeicher 3 real nur etwa $39 \text{ l}/\text{m}^2$ Bruttokollektorfläche statt $53 \text{ l}/\text{m}^2$). Dieser Fehler ist am Ende des Monitoringzeitraums (September 2017) repariert worden, eine Stagnation der Solaranlage wird daher seltener auftreten.

Der gemessene „Solare Deckungsgrad – gesamt“ liegt im Monitoringzeitraum mit 14 % unter der Erwartung. Es wurden zwei Effekte beobachtet. Einerseits war der Wärmeverbrauch der Galerie in den Sommermonaten wegen defekter Ventile erhöht, andererseits wurde dieser erhöhte Bedarf nicht solarthermisch, sondern mit der Nachheizung gedeckt, weil die Pufferspeicherkapazitäten ungeplant verringert waren. Das Wärmeverbrauchsprofil, demgemäß der Wärmeverbrauch an Werktagen bereits vor Betrieb der Solaranlage stattfindet, erfordert jedoch ausreichende Pufferung der Solarenergie. Trotz des ständigen Wärmebedarfs und der notwendigen Nachheizung kam es in den Sommermonaten etwa die Hälfte der Tage zu Stagnation der Solaranlage. Es wird davon ausgegangen, dass der solare Deckungsgrad zukünftig steigt, da einerseits wieder die volle Pufferspeicherkapazität zur Verfügung steht. Andererseits wurden im August 2017 die defekten Ventile repariert, was den sommerlichen Wärmeverbrauch der Galerie auf nahezu null reduziert und eine über den Solarertrag hinausgehende Nachheizung minimiert.

Nachfolgend sind die Erkenntnisse zu den einzelnen hydraulischen Kreisläufen und etwaige Verbesserungen in den Kreisläufen zusammengefasst (Solarsystem,

Wärmepumpen, Erdspeicher, Verbraucherkreis der Galerie, Gas-Brennwertkessel und Lackierkabinen).

Vor dem dargestellten Monitoringzeitraum sind im **Solarsystem** 2-Wege-Ventile in die Rücklaufleitungen der Ebenen des EnergyControllers zur Beladung der beiden Pufferspeicher 2 und 3 eingebaut worden, um ungeplante Fehlströmungen und nicht-plausible Messergebnisse zu verhindern. Trotz dieser beiden zusätzlichen Ventile können prinzipiell nicht alle Fehlströmungen in diesem Anlagenbereich verhindert werden. Davon abgesehen erfolgte die Ansteuerung dieser Rücklaufventile zufolge eines Verdrahtungsfehlers nicht mit den jeweiligen Vorlaufventilen von Ebene 2 und 3, sondern von Ebene 2 und 4 (Erdspeicherkreis). Dadurch wurde der Pufferspeicher 3 deutlich seltener beladen als gemäß Regelungskonzept vorgesehen ist. Dies förderte die Stagnation der Solaranlage und trug zum geringeren Solarertrag und geringeren solaren Deckungsgrad bei. Weitere Auswirkungen waren systematische Messfehler an Wärmezählern und, dass die Regelung aufgrund von Zufallswerten agierte, da ein wesentlicher Temperaturfühler nicht immer umspült wurde. Der Fehler wurde am Ende des Monitoringzeitraums (September 2017) behoben.

Optimierungspotential zeigt sich beim Regelungskonzept im Solarsekundärkreis für einen bestimmten Betriebszustand. Bei gleichzeitiger solarthermischer Beladung von Puffer 2 und Puffer 3 bilden diese eine gemeinsame hydraulische Weiche. Auf die sich einstellenden Durchflüsse ist einerseits das Regelungskonzept nicht ausgelegt (da bestimmte Fühler nicht umspült werden, agiert die Regelung aufgrund von Zufallswerten), andererseits ergibt sich ein systematischer Messfehler an den Wärmezählern SS2 und SS3. Eine umgehende Änderung des Regelungskonzepts ist nicht möglich, allerdings will der Anlagenhersteller diese Erkenntnisse bei der Planung zukünftiger Anlagen berücksichtigen.

Nach Hinweisen durch das Team der Begleitforschung sind die Durchflüsse der Solaranlage abgeglichen worden, sodass die Temperaturdifferenzen im Solarprimär- und -sekundärkreis mittlerweile nahezu gleich groß sind und die Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis sehr nahe an der Kollektortemperatur liegt.

Die **Wärmepumpen** erreichen im Monitoringzeitraum Jahresarbeitszahlen für Heiz- und Kühlbetrieb von 3,4 und 5,2. Einschalthäufigkeit und Laufzeit der Wärmepumpen sind jedoch nicht optimal. Durch moderates Verringern der Starts und Erhöhen der Laufzeiten würden sich erfahrungsgemäß höhere Arbeitszahlen erreichen lassen. Die Regelung der Wärmepumpen wurde angepasst (Schalthysterese sowie Verzögerungszeit für die zweite Kompressorstufe), sodass sich das Verhalten hinsichtlich Einschalthäufigkeit und Laufzeit etwas verbessert hat. Allerdings ist das Regelungskonzept der Wärmepumpen für diese Anlage aufgrund der hohen Einschalthäufigkeit nicht ideal (zeitgesteuerte fixe Zuschaltung der zweiten Stufe gefolgt von vollständiger Abschaltung beider Stufen anstatt einer Leistungsreduktion zurück auf die erste Stufe).

Der abgeschätzte thermodynamische Gütegrad der Wärmepumpen gibt an, wie nahe die gemessene Leistungszahl des realen Kreisprozesses an die maximal mögliche Leistungszahl eines idealen Kreisprozesses, der unter den gleichen Randbedingungen abläuft, herankommt. Wärmepumpe 1 hat im Heizbetrieb vorwiegend mit einer durchschnittlichen Effizienz gearbeitet (Gütegrad meist zwischen 0,40 und 0,52 bei einem Temperaturhub zwischen 40 und 52 K). Im Vergleich zum Heizbetrieb hat die Wärmepumpe 1 im Kühlbetrieb (als Kältemaschine) deutlich weniger effizient gearbeitet (Gütegrad meist nur zwischen 0,28 und 0,38 bei einem Temperaturhub zwischen 16 und 22 K). Das liegt erfahrungsgemäß einerseits an der Dimensionierung der Komponenten (Verdampfer, Kondensator), die bei dieser Wärmepumpe für den Heizfall optimiert zu sein scheint, andererseits aber auch an der Betriebsweise, der durch sehr kurze Laufzeiten (wg. sehr kleinem Kältespeicher) gekennzeichnet ist, in der sich der Kältekreis noch nicht voll eingeschwungen hat und dadurch mit verringerter Effizienz arbeitet. Wärmepumpe 2 hat im Heizbetrieb vorwiegend mit einer durchschnittlichen Effizienz

gearbeitet (Gütegrad zwischen 0,46 und 0,54 bei einem Temperaturhub zwischen 38 und 44 K).

Es zeigt sich, dass im Monitoringzeitraum deutlich mehr Wärme aus dem **Erdspeicherkreis** ab- als zugeführt wurde. Die fehlende Energie wird der Umgebung des Speichers entzogen, also auch den anliegenden Innenräumen des Gebäudes. Für zukünftige Anlagen empfiehlt sich daher eine bessere Dämmung des Erdspeichers, um ungeplante Wechselwirkungen mit seiner Umgebung zu vermeiden. Optimierungspotential zeigt sich, wenn im Erdspeicherkreis nur die Abwärmenutzung der Lackierkabinen aktiv ist, da dabei eine Parallelströmung auf der Quellenseite der Wärmepumpen stattfindet. Das regelungstechnische Unterbinden dieser Parallelströmungen (zB durch passende Stellung der Mischventile im Stillstand), um die Abwärmeleistung der Lackierkabinen (bei unveränderter Pumpenregelung) zu erhöhen, wurde im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt. 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.

An den **Verbraucherkreis der Galerie** wurde in den Sommermonaten 2017 unbeabsichtigt Wärme geliefert, obwohl Kühlung angefordert wurde. Es handelte sich dabei um einen Fehlbetrieb, weil die Ventile zur Umschaltung zwischen Heiz- und Kühlbetrieb in der Stellung für Heizbetrieb stecken geblieben sind. Die anstehende Kühlanforderung der Deckenstrahlplatten in der Galerie bewirkte eine Beheizung der Galerie. Dieser Fehler wurde Mitte August 2017 repariert.

Der **Gas-Brennwertkessel** war auf Wunsch des Betreibers vor dem Monitoringzeitraum nicht in die Regelung des Gesamtsystems eingebunden. Dadurch haben die Wärmepumpen den Erdspeicher im Winter 2015/16 auf Temperaturen um den Gefrierpunkt abgekühlt, was deren Leistungszahl verringerte und auch Probleme am Erdspeicher verursachen kann. Im dargestellten Monitoringzeitraum umfasst die Regelung des Gesamtsystems auch den Gas-Brennwertkessel.

Der Betrieb der **Lackierkabinen** verlief vor und auch während des Monitoringzeitraums nicht wie geplant – das Lackierergebnis der Kabinen war nicht zufriedenstellend. Reparaturversuche des Betreibers in Zusammenarbeit mit dem Hersteller und schließlich umfangreiche Umbauarbeiten wurden auch im Monitoringzeitraum durchgeführt und erst mit Mai 2017 beendet. Im Zuge dieser Verbesserungsversuche wurden zeitweise auch die Regelungsparameter verändert. Erst mit dem Ende des Monitoringzeitraums wurden die Lackierkabinen wieder voll in die Regelung integriert, der ist deren aufgezeichneter Wärmeverbrauch ungleichmäßiger als er in den nächsten Jahren sein wird. Die Wärme für den Betrieb der Lackierkabinen samt Vorbereitung wird dem Pufferspeicher 1 entzogen, der solarthermisch bzw. durch Umladung aus dem Pufferspeicher 2 beladen wird. Das Regelungskonzept zur Umladung aus dem Pufferspeicher 2 war ursprünglich nicht optimiert, wodurch eine Umwälzpumpe oft tagelang in Betrieb war und es über den vom Projektteam sogenannten Industrie-Wärmetauscher ungewollt zur geringfügigen Wärmeübertragung in beide Richtungen gekommen war. Nach diversen Abstimmungen zwischen den Systemlieferanten und Nachrüstung zusätzlicher Temperaturfühler wurde die Regelung im September 2017 so programmiert, dass die Umladung nur dann stattfindet, wenn der Pufferspeicher 2 wärmer ist als der Pufferspeicher 1.

7.4 Wohnanlage Lexengasse, Sbg.

Der offizielle Monitoringstart war der 1. März 2016, zu diesem Zeitpunkt war die Vorlaufzirkulation jedoch noch inaktiv. Diese wurde mit Ende Juni 2017 aktiviert, weshalb sich der einjährige Betrachtungszeitraum vom 1. Juli 2017 bis zum 30. Juni 2017 erstreckt.

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Wohnanlage Lexengasse/Baldehyofstraße
<u>Adresse:</u>	Liefering, 5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Nahwärmenetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Mikronetz mit integrierter Vorlaufzirkulation (3-Leiter) für 5 Wohngebäude und ein Wohnheim (ca. 210 Pers.)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	382 m ² (Flachkollektor, ökoTech GS) 5 Teilfelder auf 5 Dächern
<u>Ausrichtung:</u>	221° (Süd-West)
<u>Aufstellungswinkel:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	52 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizung:</u>	2 Pelletkessel zu je 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	26 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	456 kWh/(m ² ·a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring beendet mit Juni 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Wärmeversorgung für die einzelnen Gebäude des Projekts „Wohnanlage Lexengasse/Baldehyofstraße“ erfolgt über ein Mikronetz, das mittels thermischer Solaranlage und zwei Pelletkesseln versorgt wird (siehe Abbildung 86). Die Erzeuger und das Wärmenetz sind dabei durch einen zentralen Pufferspeicher getrennt. Die thermische Solaranlage, die auf den Flachdächern der 5 Wohngebäude installiert wurde, deckte im Beobachtungszeitraum von Juli 2016 bis Juni 2017 rund ein Viertel des Wärmebedarfs ab, die restlichen 75 % wurden über die zentrale, zweistufige Pelletfeuerungsanlage (2 x 100 kW) eingebracht. Insgesamt beträgt die installierte Bruttogesamtfläche der solarthermischen Anlage 382 m² (343 m² Aperturfläche) und setzt sich aus 10 parallelen Kreisen (2 pro Dachfläche) zusammen. Die Solarenergie wird über einen dreistufigen, internen Glatrohrwärmetauscher an den zentralen Pufferspeicher übertragen. Der Speicher hat einen Durchmesser von rund 2,5 m, eine Gesamthöhe von ca. 11 m und weist ein Speichervolumen von rund 52.000 Liter auf. Er ist vollständig in einem der Gebäude integriert. Das Nachheizvolumen der Pelletkessel ist im Pufferspeicher direkt oberhalb des internen Wärmetauschers angeordnet, dadurch gibt es keine direkte Überschneidung mit dem solar versorgten Volumen.

Die Wärmeabnahme der Endverbraucher erfolgt in den fünf Wohngebäuden jeweils über eine zentrale, beheizbare Lüftungsanlage pro Haus und Wohnungsstationen für Warmwasser und Heizung für jede Wohnung. Das Wohnheim wird hingegen über einen Lastausgleichsspeicher versorgt, der mittels Plattenwärmetauscher über das Mikronetz geladen wird. Die Wohneinheiten werden über eine zentrale Fußbodenheizung beheizt, die Warmwasserversorgung erfolgt wiederum durch Wohnungsstationen.

Als Besonderheit dieses Projekts kann laut Betreiber der Einsatz einer sogenannten „integrierten Vorlaufzirkulation“ angesehen werden (Abbildung 87). Durch diese soll bei

gleichbleibendem Komfort ganzjährig eine deutliche Reduktion der Systemrücklauftemperaturen auf unter 30 °C erreicht werden. Als Resultat erwartet sich der Betreiber damit eine drastische Minimierung der Verteilverluste, als auch eine wesentliche Effizienzsteigerung der Solaranlage (Ertragssteigerung um 20 %).



Abbildung 86: Ansicht (oben) und Lageplan (links unten) der gesamten Wohnanlage Lexengasse und das Wohngebäude D mit Kollektorfeld (rechts unten) in dem auch das Heizsystem untergebracht ist." (Bildquellen: Architekten Hermann Kaufmann ZT GmbH, TB Stampfer)

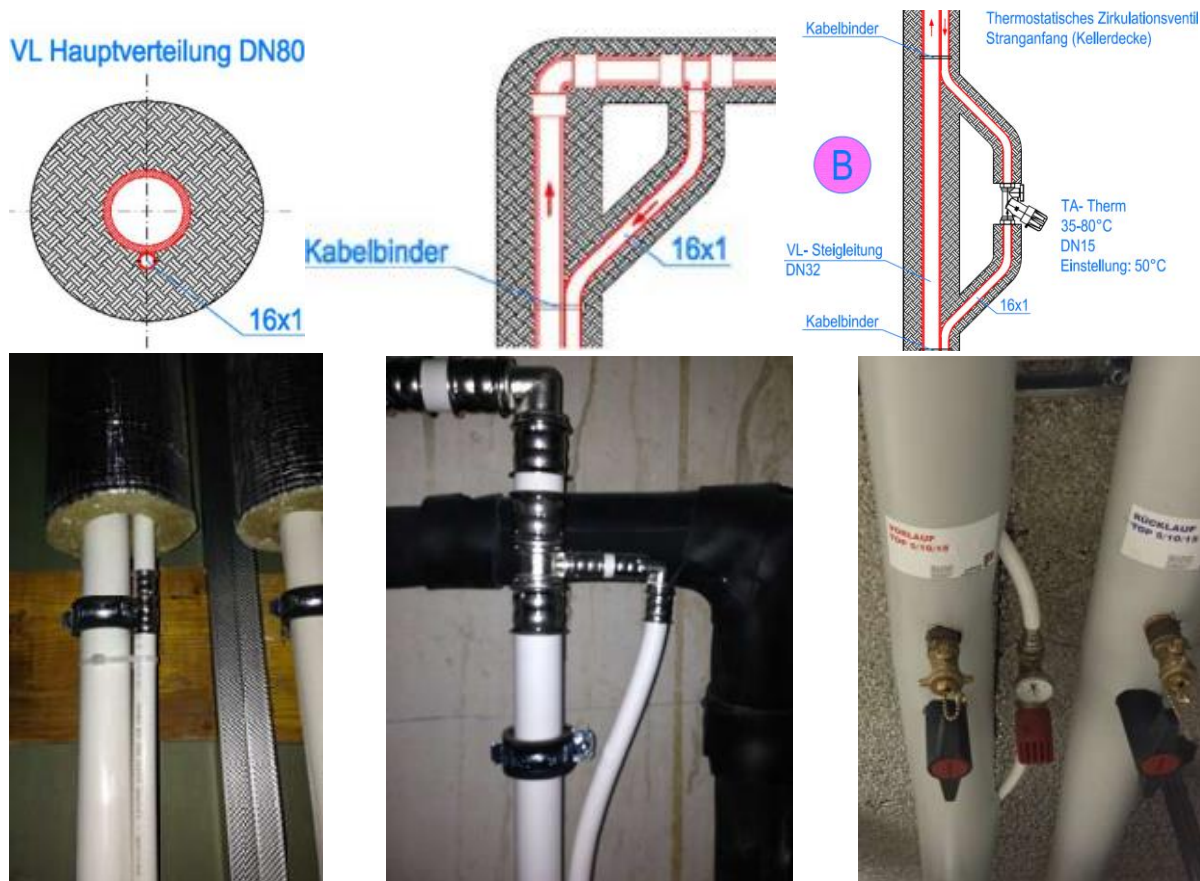


Abbildung 87: „Integrierte Vorlaufzirkulation“ an der Hauptverteilung (links oben/unten) Darstellung), an der Einbindung der „integrierten Vorlaufzirkulation“ am Ende der Steigleitung (mitte oben/unten) und am Anfang der Steigleitung (rechts oben/unten) (Bildquelle: TB Stampfer)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 88 dargestellt. Dabei bildet der 52 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs aller Teilkollektorfelder und der beiden Pelletskessel als auch der Wärmeoutput für das Mikronetz erfolgen über den Speicher. Die Solaranlage verfügt über einen 3-stufigen internen Glattrohrwärmetauscher, durch den solare Wärme je nach vorhandenem Temperaturniveau in unterschiedlichen Höhen eingespeist werden kann. Die beiden Pelletskessel speisen oben in den Pufferspeicher ein und entnehmen den Rücklauf auf ca. zwei Drittel der Höhe des Speichers. Die Regelung der Wärmeerzeuger erfolgt über die Pufferspeichertemperaturen und ist somit von der Regelung des Wärmenetzes entkoppelt.

Die Versorgung des Wärmenetzes erfolgt über ein thermostatisches Mischventil mit Zirkulationseinbindung (Fixwertregler) und die Versorgungspumpe mit Konstant-Druck-Regelung. Die 5 Wohnhäuser (A-E) mit jeweils 13 bis 15 Wohneinheiten werden mittels Wohnungsstationen und hauszentraler Wohnraumlüftungsanlagen direkt vom Verteilnetz versorgt, während das Pflegeheim mittels Wärmetauscher vom restlichen Netz entkoppelt ist. Es verfügt über ein eigenes Verteilnetz mit Lastausgleichsspeicher, der über das Verteilnetz geladen wird und eine eigene Laderegelung. Die Raumheizung der Wohnhäuser erfolgt über die 5 Hauslüftungsanlagen in Kombination mit Radiatoren in den einzelnen Wohneinheiten. Durch den Einsatz einer sogenannten „integrierten Vorlaufzirkulation“ (pink-strichliert) soll in der Übergangs- und Sommerzeit die Rücklauftemperatur im Verteilnetz abgesenkt und bei gleichbleibendem Komfort eine

wesentliche Minimierung der Verteilverluste sowie eine deutliche Reduktion der Systemrücklauftemperaturen erreicht werden. Im Winter kann die Vorlaufzirkulation deaktiviert werden, da die Wohnungsstationen aufgrund des Heizbetriebs de facto durchgehend durchflossen werden.

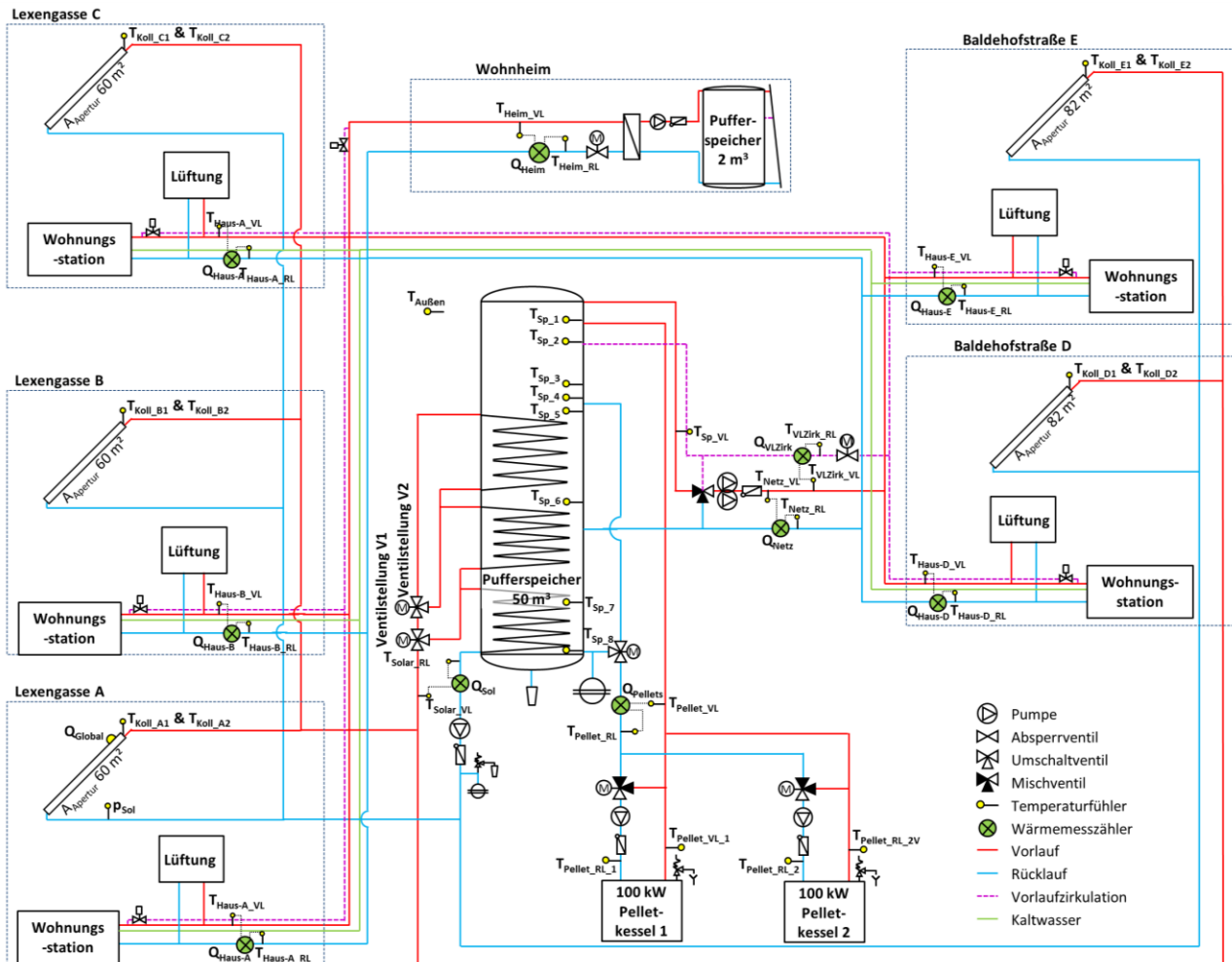


Abbildung 88: Das vereinfachte Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Wohnanlage Lexengasse“ zeigt die durch AEE INTEC erfassten Messpunkte.

Das Messkonzept umfasst 10 Wärmemengenzähler, 24 Temperaturfühler sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene, einen Drucksensor und zwei Ventilstellungen im Solarkreis. Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

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

- $T_{Außen}$ Außentemperatur
- $Q_{Global\ A}$ Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Kollektorfeld A
- p_{Sol} Drucksensor Solarkreis
- $T_{Koll_A1\ (B1,C1,D1,E1)}$ Kollektortemperatur – Kollektorfeld A (B,C,D,E), Teilkreis 1
- $T_{Koll_A2\ (B2,C2,D2,E2)}$ Kollektortemperatur – Kollektorfeld A (B,C,D,E), Teilkreis 2
- T_{Sol_VL} Vorlauftemperatur Solarkreis
- T_{Sol_RL} Rücklauftemperatur Solarkreis
- $Q_{Sol\ A\ (B,C,D,E)}$ Wärmemengenzähler Solarkreis

Speicher

T_{Sp_1} (2,3,4,5,6,7,8)	Pufferspeichertemperatur 1 (2,3,4,5,6,7,8)
<u>Nachheizung</u>	
T_{Pellet_VL}	Vorlauftemperatur Nachheizung – Pelletkesselanlage
T_{Pellet_RL}	Rücklauftemperatur Nachheizung – Pelletkesselanlage
Q_{Pellet}	Wärmemengenzähler Nachheizung – Pelletkesselanlage
$T_{Pellet_VL\ 1}$ (2)	Vorlauftemperatur Nachheizung – Pelletkessel 1 (2)
$T_{Pellet_RL\ 1}$ (2)	Rücklauftemperatur Nachheizung – Pelletkessel 1 (2)

Wärmeverteilnetz: Lexengasse (Haus A-C), Baldehofstraße (Haus D-E) und Wohnheim

T_{SP_VL}	Vorlauftemperatur Verteilnetz vor Mischventil (Speicheraustritt)
T_{Netz_VL}	Vorlauftemperatur Verteilnetz
T_{Netz_RL}	Rücklauftemperatur Verteilnetz
Q_{Netz}	Wärmemengenzähler Verteilnetz
T_{VLZirk_VL}	Vorlauftemperatur Vorlaufzirkulation
T_{VLZirk_RL}	Rücklauftemperatur Vorlaufzirkulation
Q_{VLZirk}	Wärmemengenzähler Vorlaufzirkulation
$T_{Haus_VL\ A}$ (B,C,D,E)	Vorlauftemperatur Haus A (B,C,D,E)
$T_{Haus_RL\ A}$ (B,C,D,E)	Rücklauftemperatur Haus A (B,C,D,E)
$Q_{Haus\ A}$ (B,C,D,E)	Wärmemengenzähler Haus A (B,C,D,E)
T_{Heim_VL}	Vorlauftemperatur Wohnheim
T_{Heim_RL}	Rücklauftemperatur Wohnheim
Q_{Heim}	Wärmemengenzähler Wohnheim

7.4.3 Energiebilanz

Abbildung 89 zeigt die Energiebilanz von Juli 2016 bis Juni 2017. Die Wärmeenerzeugung (Input) erfolgt durch den Pelletskessel (grün) und die Solaranlage (gelb), während sich die Wärmeabnahme (Output) aus dem Energiebedarf des Verteilnetzes für Heizung und Warmwasser (rot) und den Wärmeverlusten der Vorlaufzirkulation (blau) zusammensetzt. Auffallend sind die durchaus hohen Verluste, die der Speicher inklusive Anschlussleitungen verursacht. Die Bilanz ergibt 45,9 MWh bzw. 8% Wärmeverlust im Monitoringjahr. Die Simulation ergab Speicherverluste von 3,8 MWh im Jahr (ohne Leitungsverluste). Eine Begründung für die hohen Verluste konnte nicht gefunden werden.

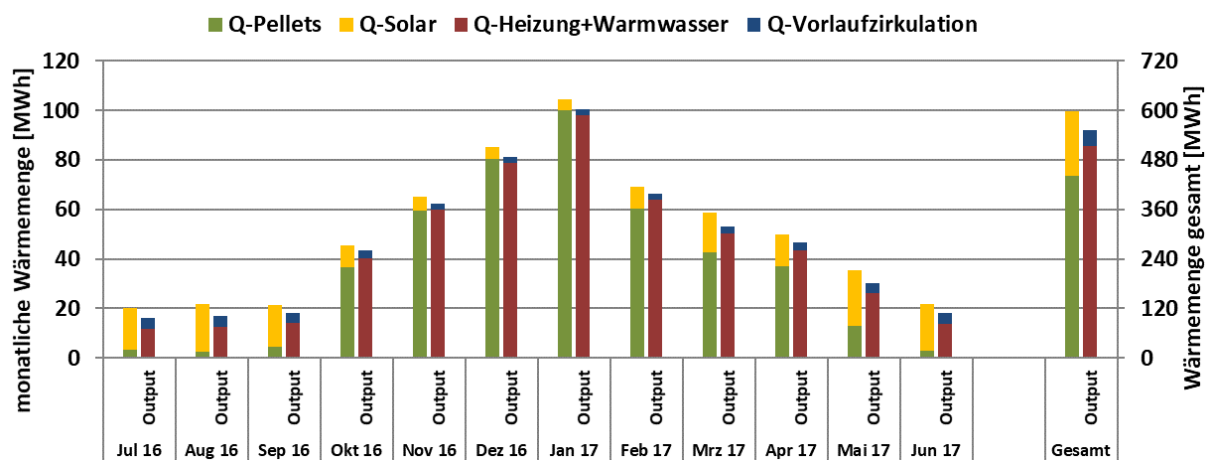


Abbildung 89: Energiebilanz der Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ (Juli 2016 bis Juni 2017).

Zu erkennen ist auch, dass die Vorlaufzirkulation während der Heizperiode nicht abgeschaltet wurde. Der Planer wurde im Juni 2017 über diesen Umstand informiert, der

sich durch einen Defekt des Hauptabsperrventils des Zirkulationskreises ergab. Der Fehler wurde bis Anfang März 2018 jedoch nicht (ordnungsgemäß) behoben, weshalb auch im Winter 17/18 die Vorlaufzirkulation in Betrieb war.

7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 90 bis Abbildung 92) 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. Es ist zu beachten, dass die Simulationsdaten für diese Anlage äußerst wenig Aussagekraft haben, da zum einen die Kollektorfläche stark reduziert wurde (495 auf 382) und zum anderen die Aufteilung zwischen Warmwasser- und Heizbedarf in der Simulation weder mit der Energiebedarfsermittlung des Planungsbüros, noch mit den gemessenen Daten übereinstimmt (WW:HZG in MWh; Simulation 312:140, Planungsrechnung 153:252, Abschätzung aus Messdaten 140:372). Die Integration der Wärmeabnehmer entspricht in der Simulation

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von rund 322 kWh/m²a prognostiziert. Die kumulierten Verläufe des prognostizierten und des gemessenen spezifischen solaren Ertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in der Kollektorebene sind Abbildung 90 zu entnehmen. Der gemessene spezifische Ertrag liegt mit 456 kWh/m²a weitaus höher und ist auf die grundsätzlich niedrigen Betriebstemperaturen zurückzuführen. Ersichtlich ist auch der Ausfall des Globalstrahlungssensors ab Dezember 2016, der erst Anfang Mai entdeckt und bis zum Ende der Monitoringphase nicht mehr behoben wurde.

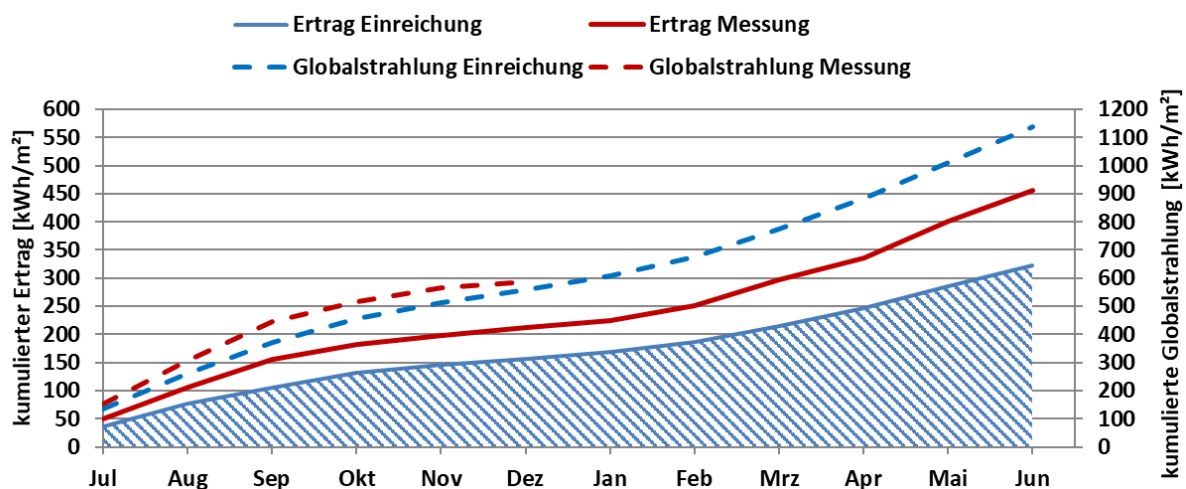


Abbildung 90: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (Basis: Aperturfläche) und der Globalstrahlung in der Kollektorebene für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ (Ausfall des Globalstrahlungssensors Ende Dezember 2016)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 31 % angegeben. Tatsächlich konnten im Betrachtungszeitraum 26,1 % solare Deckung erreicht werden, was ein hoher Wert für eine Anlage im Wohnbau ist. Positiv auf die solare Deckung wirkt sich in diesem Fall vor allem der niedrige HWB-Wert der Gebäude von 20 kWh/m² (gemessen ca. 35 kWh/m²) aus. Das Verhältnis zwischen Kollektorfläche und Speichervolumen wurde gut ausgelegt. Zwar liegen die Temperaturen im untersten Speicherbereich im Sommer nicht auf dem niedrigen Niveau der Rücklauftemperatur der Zirkulation (Rücklaufvolumen zu gering), aber die Erwärmung des Speichers im Sommer führte dennoch nie zur Stagnation der Solaranlage (maximale Kollektortemperatur 110°C, maximale unterste Speichertemperatur 81°C).

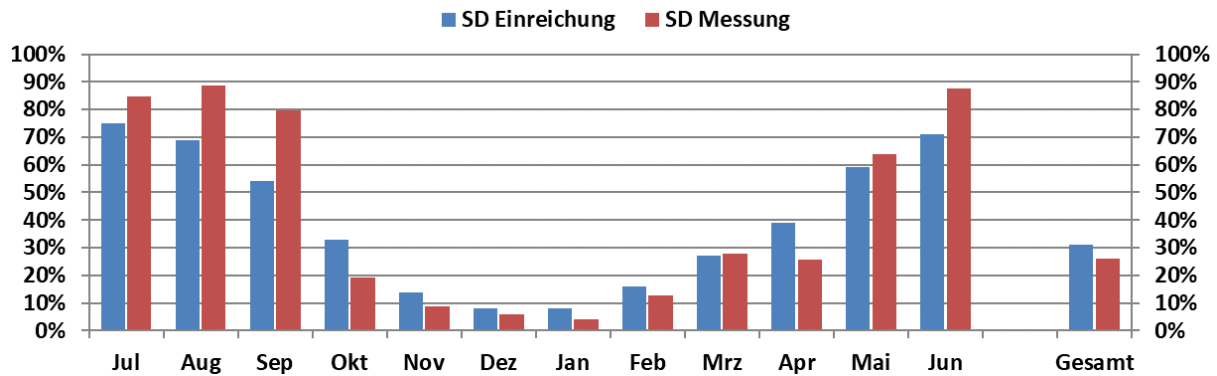


Abbildung 91: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 452 MWh angegeben, wobei der Gesamtwärmebedarf im Betrachtungszeitraum 553 MWh betrug. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 92 zu entnehmen. Der Verlauf zeigt, dass der in der Simulation angenommene hohe Warmwasserbedarf nicht der Realität entspricht (Verbrauch der Messung ist im Juli, August, September und Juni niedriger als der Simulationsverbrauch).

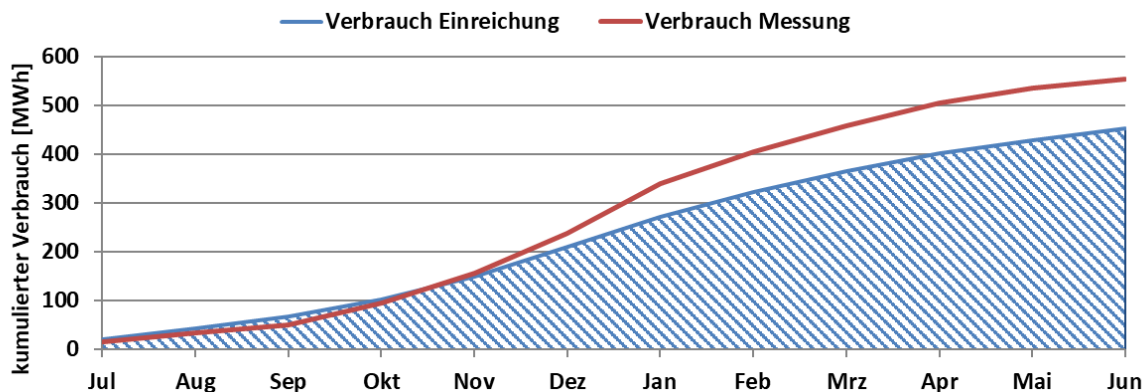


Abbildung 92: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“

7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise durchgeführt. Im Folgenden wird die Anlage „Wohnanlage Lexengasse“ anhand von Messdatenverläufen analysiert und beschrieben. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Solaranlage

Jedes der fünf Kollektorfelder auf den Häusern A bis E besteht aus zwei Teilkreisen, wobei die Teilkreise der Häuser A bis C beide gleich (je 30 m²) und die der Häuser D und E unterschiedlich (52 m² und 30 m²) groß sind. Letztere weisen eine mangelhafte Einregulierung auf: Während sich für die Häuser A bis C keine nennenswerten Unterschiede betreffend die Kollektortemperaturen ergeben, weisen die Kollektortemperaturen der Häuser D und E sowohl hinsichtlich der Kollektorfelder als auch bezogen auf die Teilkreise große Unterschiede auf. Während sich Temperaturunterschiede zwischen Teilkollektorfeldern nur geringfügig auf die Effizienz des gesamten Kollektorfeldes auswirken, kann diese Sachverhalt zu unnötigen Stagnationsfällen in einzelnen Teilkreisen führen, wenn der falsche Kollektortemperaturfühler als Referenz für die Solarregelung herangezogen wird. Bei der

Anlage „Lexengasse“ wird die Kollektortemperatur $T_{K,C1}$ zur Regelung herangezogen, die bis zu 9 K unter der höchsten Kollektortemperatur liegt ($T_{K,E1}$). Der maximale Unterschied liegt mit bis zu 12 K zwischen den Fühlern $T_{K,E1}$ und $T_{K,E2}$ (siehe Abbildung 93). Der Betreiber wurde auf diesen Umstand mehrmals hingewiesen, ein hydraulischer Abgleich der Kollektorteilkreise erfolgte bis zum Ende der Monitoringphase allerdings nicht. Allerdings konnten während des Untersuchungsjahres auch keine Stagnationsfälle beobachtet werden – die Höchsttemperaturen der Teilkreise D1 und E1 lagen bei ca. 110 °C, die Kollektortemperaturen lagen das ganze Jahr über nur rund 30 Minuten über 100 °C.

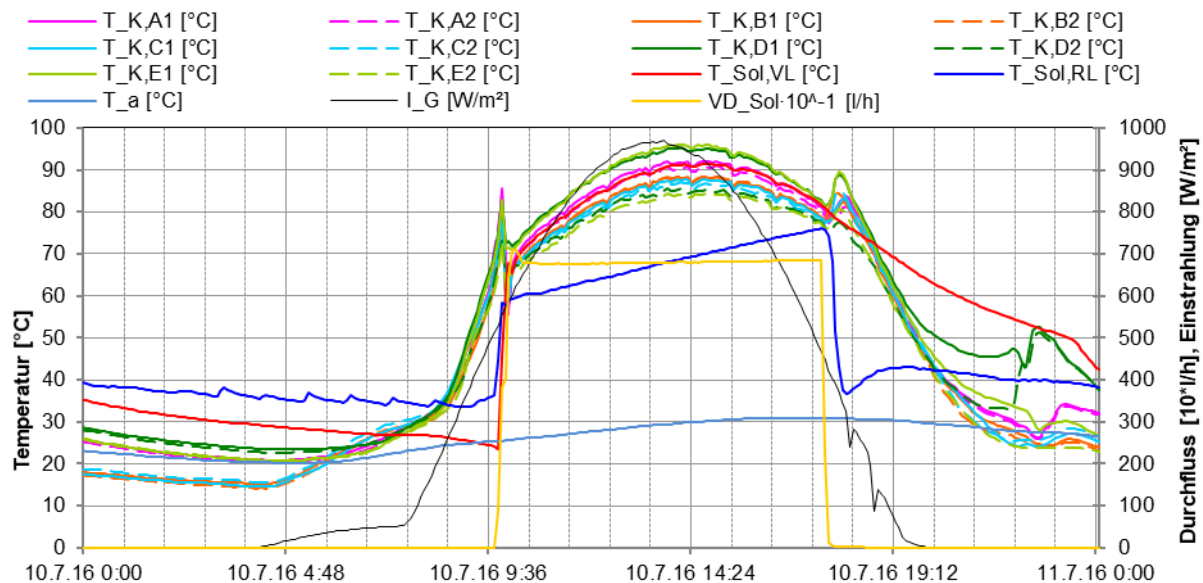


Abbildung 93: Mangelhafte Einregulierung der Kollektorteilkreise mit Temperaturunterschieden von bis zu 12 K. Die größten Abweichungen zwischen den Teilkreisen ergeben sich auf den Kollektorfeldern der Häuser D und E (unterschiedlich große Teilkreise). Weiters wird die Pumpdrehzahl am Ende des Tages nicht reduziert und damit der mögliche zusätzliche Solarertrag nicht genutzt.

Die Ein- und Ausschaltbedingungen wird über die Differenz zwischen den Temperaturen des Kollektorteilkreises C1 und dem untersten Speicherbereich: Bei einer Differenz von 8 K wird die Solarpumpe eingeschaltet, fällt die Differenz unter 3 K, wird sie ausgeschaltet. Da die $T_{K,C1}$ nur die siebent höchste Kollektortemperatur ist (siehe Abbildung 93), geht die Solarpumpe später in und früher außer Betrieb, was auch an der höher liegenden Temperatur des Solarvorlaufs in Abbildung 94 erkennbar ist. Die Solarpumpe ist laut Planer drehzahl geregelt, wobei der minimale Durchfluss ca. 3.600 l/h (10 l/m²h) und der maximale ca. 6.800 l/h (20 l/m²h) beträgt. Der Solarvorlauf wird auf eine Zieltemperatur von 63 °C geregelt, wobei die Drehzahl wieder auf das Minimum geregelt wird, wenn die Zieltemperatur nach Überschreitung wieder unter 63 °C fällt. Abbildung 94 zeigt, dass diese Logik in der Übergangszeit zum Pendeln zwischen minimaler und maximaler Drehzahl führt. Im ersten und letzten Abschnitt der Darstellung, bleibt die Drehzahl stabil, da der Sollwert der solaren Vorlauftemperatur entweder bei minimaler Drehzahl nicht erreicht wird oder trotz maximaler Drehzahl überschritten wird. Der schwingende Durchfluss wirkt sich sowohl auf die Effizienz der Wärmeübertragung im Rohrwendelwärmeübertrager (und in weiterer Folge auf die Temperaturschichtung im Speicher) als auch auf die Lebensdauer der betroffenen Bauteile aus. Darüber hinaus wird die Drehzahl am Ende des Tages nicht reduziert, um die Solarvorlauftemperatur zu halten und die Strahlung vollständig auszunutzen (kurzer

Anstieg der Kollektortemperaturen). Die Pumpenregelung wurde bis zum Ende des Monitorings nicht optimiert.

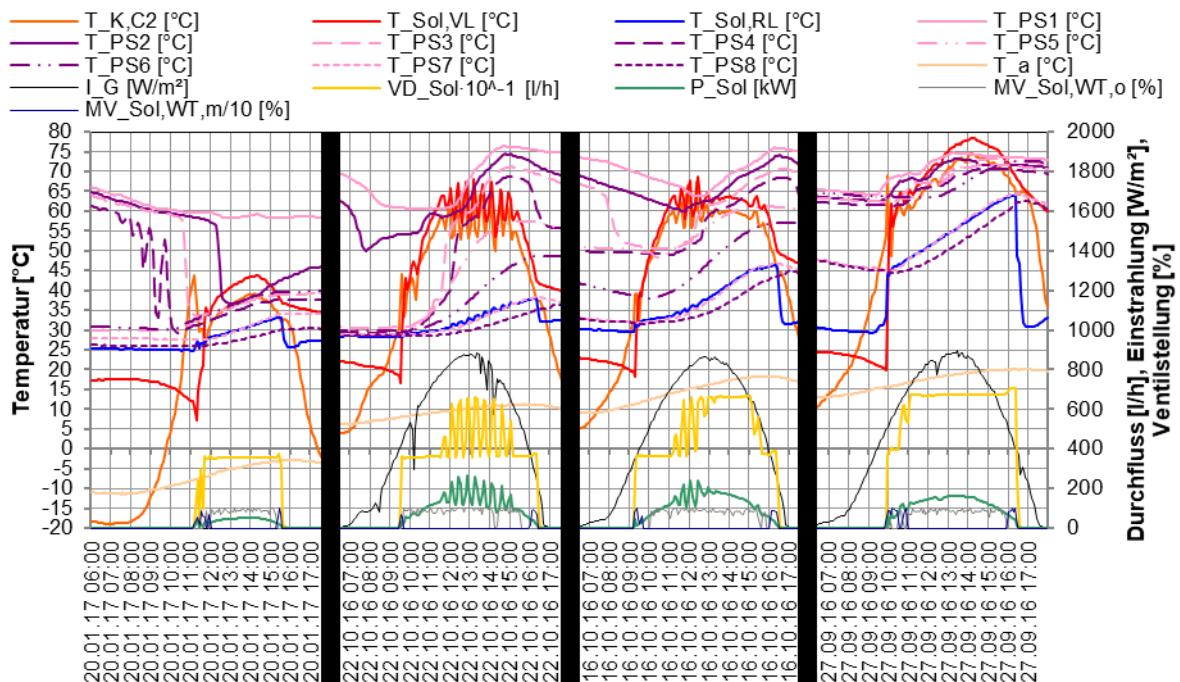


Abbildung 94: Schwingende Solarpumpenregelung in 4 Stufen: Abschnitt 1 – Zieltemperatur $T_{Sol,VL}$ -Soll (63 °C) wird bei minimaler Drehzahl nicht erreicht, stabiler Betrieb; Abschnitt 2 – Durchgehendes Schwingen zwischen der Minimal- und Maximaldrehzahl; Abschnitt 3 – Anfängliches Schwingen stabilisiert sich im Einstrahlungsmaximum; Abschnitt 4 – Zieltemperatur $T_{Sol,VL}$ -Soll (63 °C) wird bei maximaler Drehzahl überschritten, stabiler Betrieb.

Abbildung 95 zeigt die Verteilung der Betriebstemperaturen der Solarthermieanlage für das gesamte Monitoringjahr, die Sommermonate (Mai bis September) und die Wintermonate (Oktober bis April). Sie lässt gut erkennen, dass der Solarrücklauf und damit auch der Solarvorlauf im Winter um einiges niedrigere Temperaturen führt, während die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf relativ ähnlich verteilt ist. Von der integrierten Vorlaufzirkulation erwartet sich der Betreiber ganzjährig niedrige Netzurücklauftemperaturen und damit eine hohe Effizienz der Solaranlage. Während die Netzurücklauftemperatur tatsächlich ganzjährig bei den erwarteten 30 °C liegt, ist deren Einfluss auf die Rücklauftemperatur der Solaranlage im Sommer nicht zu erkennen.

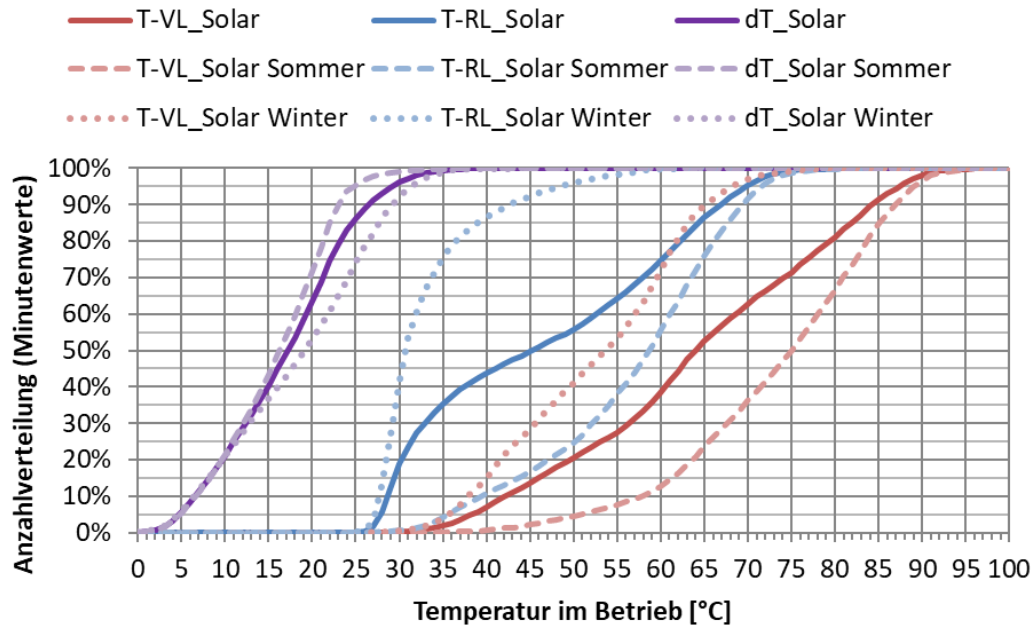


Abbildung 95: Anzahlverteilungen der Betriebstemperaturen der Solaranlage aufgeteilt in ganzjährig, Sommer (Mai – September) und Winter (Oktober – April).

Nur 10% der solaren Rücklauftemperaturen liegen unter 40 °C, würde man die beiden Rückläufe des Netzes und der Vorlaufzirkulation mischen (also ein Zweileitersystem annehmen), lägen die Netzurücklauftemperaturen im Sommer bei etwa 40 bis 45 °C. Damit würden sich im untersten Speicherbereich sowohl mit als auch ohne Vorlaufzirkulation ähnliche Temperaturen einstellen. An den Sommerbetriebstemperaturen der Solaranlage würde sich somit nicht viel ändern – selbes gilt also auch für die Effizienz.

Verteilnetz und Zirkulationsleitung

Im Sommer betragen die Verluste der Vorlaufzirkulation rund 21% des Gesamtwärmebedarfs (Warmwasseraufbereitung inkl. Netzverluste). Das liegt im Bereich von Literaturwerten. Die Zirkulationsleitung ist in der Heizzentrale mit einem Absperrventil versehen, um die Zirkulation in der Heizperiode zu unterbinden. In dieser Zeit sind die Wohnungsstationen aufgrund der Raumheizung de facto immer durchflossen, weshalb keine zusätzliche Warmhaltung mittels Zirkulationsleitung erforderlich ist. Dennoch war das Absperrventil zu Beginn des Monitorings ganzjährig geöffnet, was auf Basis der Wärmezählerdaten des Zirkulationskreises zwischen 1. Oktober und 1. Mai einen Wärmeverlust von 21 MWh verursachte. Der Betreiber wurde im Jänner 2017 auf diesen Fehler aufmerksam gemacht und begründete diesen mit einem defekten Absperrventil. Auch nach dem Abschluss des Monitorings war die Zirkulation in der Heizperiode noch immer aktiv (letzte Überprüfung am 30.10.2017). Durch ordnungsgemäßen Betrieb der Vorlaufzirkulation könnten somit 20 bis 25 MWh oder rund 4 % des jährlichen Wärmebedarfs eingespart werden.

Die Netzpumpe wird über einen Konstantdruck von 9 mWS geregelt und versorgt gleichzeitig die Zirkulationsleitung. Die 31 thermostatischen Absperrventile (25 Steigleitungen, 5 Lüftungsanlagen, 1 Heimanschluss) sollten laut Anlagenkonzept vollständig öffnen, wenn die Vorlauftemperatur in der Netzversorgungsleitung (genauer: am Thermostatventil) unter 50 °C abkühlt. Dann fließt so lange warmes Wasser aus dem Verteilnetz nach, bis das Warmwasser mit ca. 65 °C am Thermostatventil ansteht und dieses wieder vollständig schließt. Ziel dieser Bauart ist es, Warmwasser nur bei Bedarf und nicht durchgehend zirkulieren zu lassen. Dieses Verhalten kann mangels

entsprechender Messpunkte nur schwer beurteilt werden, nur der Gesamtdurchfluss der Zirkulationsleitung wird in der Heizzentrale gemessen. Zu erwarten wäre dadurch ein schwankender Zirkulationsdurchfluss. Wie in Abbildung 96 ersichtlich, liegt dieser jedoch ganzjährig in einem relativ engen Band von 600 bis 700 l/h (Jahresmittel: 657 l/h).

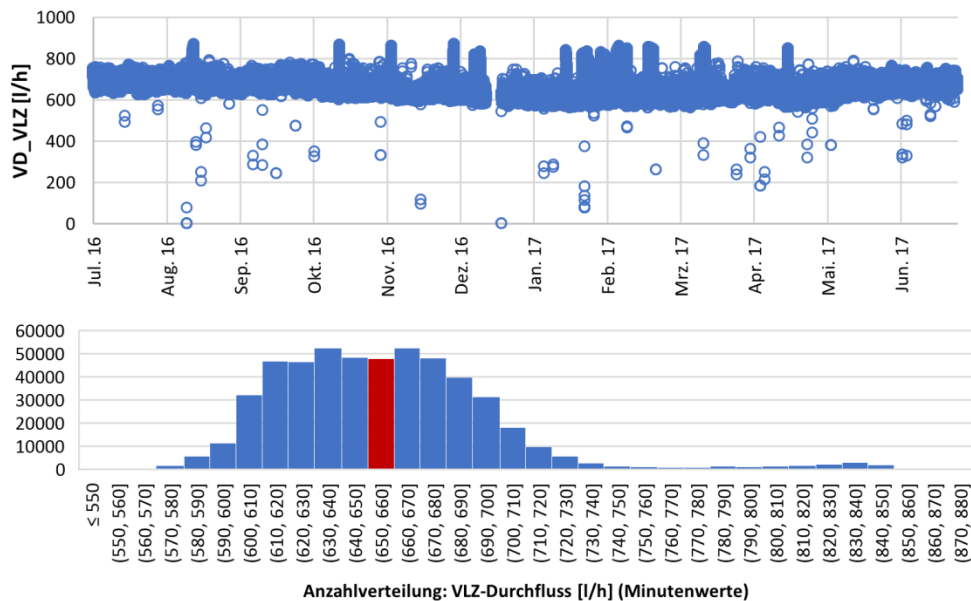


Abbildung 96: Darstellung der Minutenmesswerte des Durchflusses (oben) der Vorlaufzirkulation und deren Anzahlverteilung (unten) über den einjährigen Monitoringzeitraum.

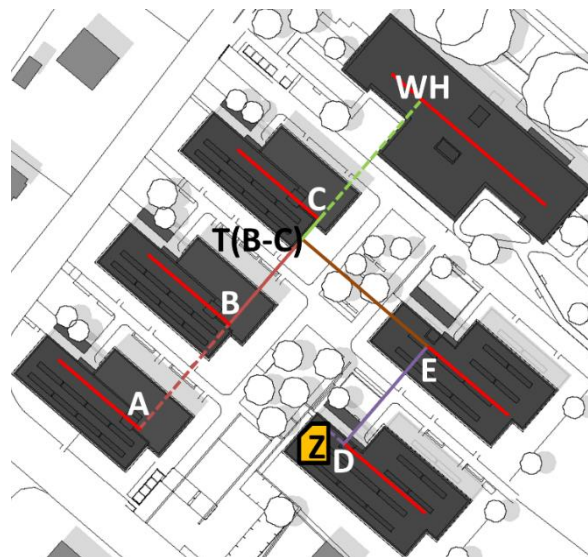


Abbildung 97: Darstellung der einzelnen Rohr-leitungsabschnitte des Hauptverteilsnetz zwischen den Häusern A bis E, dem Wohnheim (WH) und der Heizzentrale (Z).

Da die Schaltposition der Thermostatventile unbekannt ist und die Anlagenkennlinie des gesamten Netzes aufgrund der Komplexität der Hydraulik nicht berechnet werden konnte, wurden nur einzelne Rohrleitungen des Zirkulationsnetzes untersucht. Abbildung 98 zeigt die Druckverluste eines einzelnen Thermostatventils und der einzelnen Abschnitte der Hauptleitung des Verteilsnetzes, wobei die Schnittpunkte mit der Pumpenkennlinie die theoretischen Maximaldurchflüsse ergeben (Druckverlust von 9 mWS im einzelnen Teilabschnitt). Der Maximaldurchfluss eines Thermostatventils beträgt rund 280 l/h. Somit müssen zum Erreichen des fast konstanten Zirkulationsdurchflusses von 600 bis 700 l/h durchgehend mindestens 2 bis 3 Thermostatventile gleichzeitig geöffnet sein (in der Regel

sind es mehr, da nicht der gesamte Pumpdruck in den Ventilen abgebaut wird, sondern auch über das Rohrleitungsnetz). Da die Thermostatventile selbst nicht gedämmt sind, scheint das durchaus realistisch (siehe Abbildung 87). Die Verbindungsleitung zwischen den beiden Hausreihen (T(B-C)-E) scheint hingegen der limitierende Faktor zu sein, da der durchschnittliche Zirkulationsfluss (ca. 650 l/h) die maximale Druckhöhe der Pumpe erfordert.

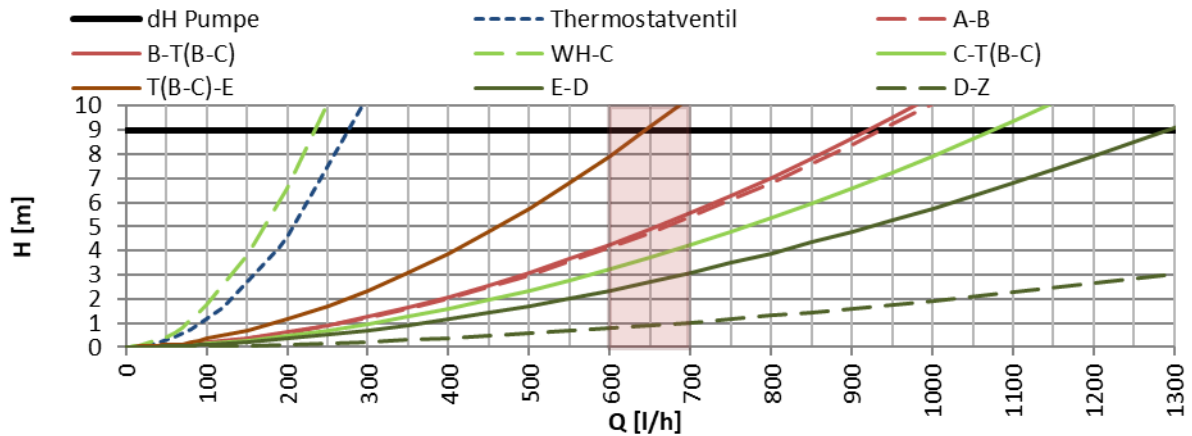


Abbildung 98: Anlagenkennlinien der einzelnen Rohrleitungsabschnitte im Hauptverteilnetz und eines einzelnen Thermostatventils inklusive Pumpenkennlinie bei Konstantdruckregelung (9 mWS). Die Zuordnung der Leitungsabschnitte ist anhand der Linientypen aus Abbildung 97 ersichtlich.

Die Zirkulationsdurchflüsse der Häuser A bis C und des Wohnheims kommen hier zusammen und müssen die Verbindungsleitung mit einem Innendurchmesser von 12 mm und einer Länge von rund 37 m durchfließen. Aufgrund der geringeren Längen der Verbindungsleitungen zwischen den Häusern D und E und der Heizzentrale (Z) und der teilweise parallelen Verschaltung der Hausstränge können sich aber auch etwas höhere Gesamtdurchflüsse der Vorlaufzirkulation ergeben.

Grundsätzlich sollte die Vorlaufzirkulation im Winter außer Betrieb genommen werden, da die Wohnungsstationen der einzelnen Wohneinheiten wegen dem Raumheizungsbedarf ohnehin „warm gehalten“ werden.

Kesselanlage

Die Messdatenauswertung ergab, dass der Temperaturfühler des Rücklaufs des Pelletkessels 1 falsch eingebaut ist. Dessen Messwerte entsprechen annähernd dem Temperaturfühler des zusammengefassten Pelletkesselvorlaufs ($T_{PK1,RL} = T_{PK,VL}$, siehe Abbildung 99). Die Messdaten der beiden Fühler sind jedoch nicht ident, womit eine fehlerhafte Kanalbelegung in der Datenübertragung auszuschließen ist. Des Weiteren ist der Totalausfall (ab 14.12.2016) des Temperaturfühlers des Pelletkesselvorlaufs 2 ersichtlich. Beide Fehler wurden dem Betreiber mitgeteilt, jedoch bis zum Abschluss des Monitorings nicht behoben. Dieser Umstand erschwerte zwar die Auswertung und Beurteilung der Pelletkesselanlage, hat aber keinen direkten Einfluss auf den Anlagenbetrieb.

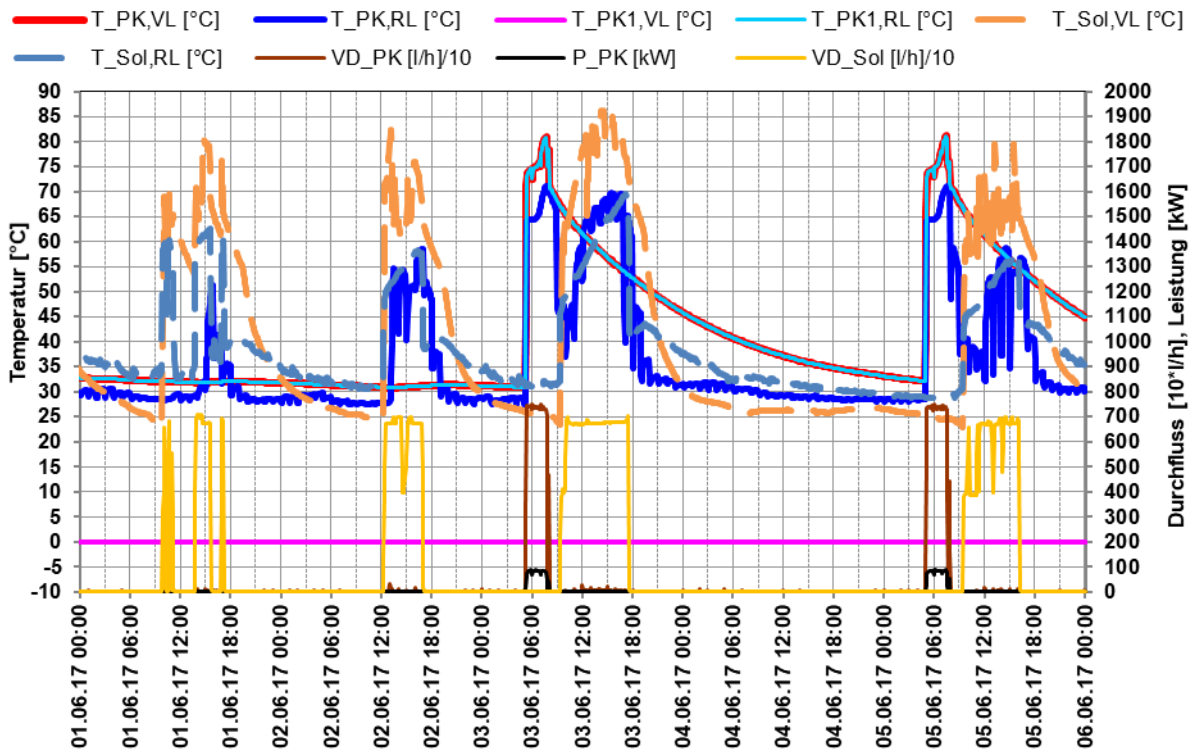


Abbildung 99: Darstellung der Messwertverläufe des falsch eingebundenen Fühlers des Pelletkesselrücklaufs 1 ($T_{PK1,RL}$ entspricht der Gesamtvorlauftemperatur der Kesselanlage) und des seit 14.12.2016 defekten Fühlers des Pelletkesselvorlaufs 2 (durchgehend $0\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Die Kessel werden immer auf Volllast betrieben (keine Leistungsmodulation) und auch die Vorlauftemperaturen der Kessel sind nicht über die Pumpe geregelt. Zur Vorbeugung gegen Versottung verfügen beide Kessel über eine Rücklaufanhebung auf $55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Die beiden Kessel sind in Parallelschaltung verbunden, wobei beide Kesselkreise über eine eigene Pumpe verfügen. Die Kesselpumpen werden mit konstanter Drehzahl betrieben, die Messdaten lassen dabei auf eine Drehzahl von 3.100 1/min rückschließen. Zur messtechnischen Erfassung ist ein Wärmezähler in die Sammelleitung der Pelletskesselanlage eingebaut ($T_{PK,VL}$, $T_{PK,RL}$ und VD_{PK}), daher können die Durchflüsse der beiden Kesselkreise nicht getrennt bestimmt werden. In einem einzigen Betriebszustand ist der Durchfluss im Einzelkessel bestimmbar: Dieser tritt auf, wenn die Rücklaufanhebung inaktiv ist (Rücklauftemperatur über $55\text{ }^{\circ}\text{C}$) und nur einer der beiden Kessel aktiv ist. Dann entspricht der Durchfluss im Kessel dem gemessenen Durchfluss in der Kesselsammelleitung.

In Abbildung 100 ist zu erkennen, dass der Kesseldurchfluss im Einzelbetrieb ($T_{PK,RL} > 55\text{ }^{\circ}\text{C}$) nicht dem Auslegungswert von 5.700 l/h entspricht. Nach Abschaltung des zweiten Kessels stellt sich ein Durchfluss von etwa 7.000 l/h ein. Dieser Unterschied ist auf die Änderungen der Anlagen- und der Pumpenkennlinie zurückzuführen, die sich bei der Umschaltung zwischen Einzel- und Parallelbetrieb einstellen. Abbildung 101 zeigt diesen Effekt schematisch anhand der berechneten Anlagenkennlinien (für Rohrlängen und Druckverlustbeiwerte für diverse Einbauten wurden überschlägige Werte angenommen). Die Kennlinienfelder zeigen, dass die Berechnungen für die angenommene Drehzahl von 3.100 1/min (50%) sehr gut mit den gemessenen Daten übereinstimmen.

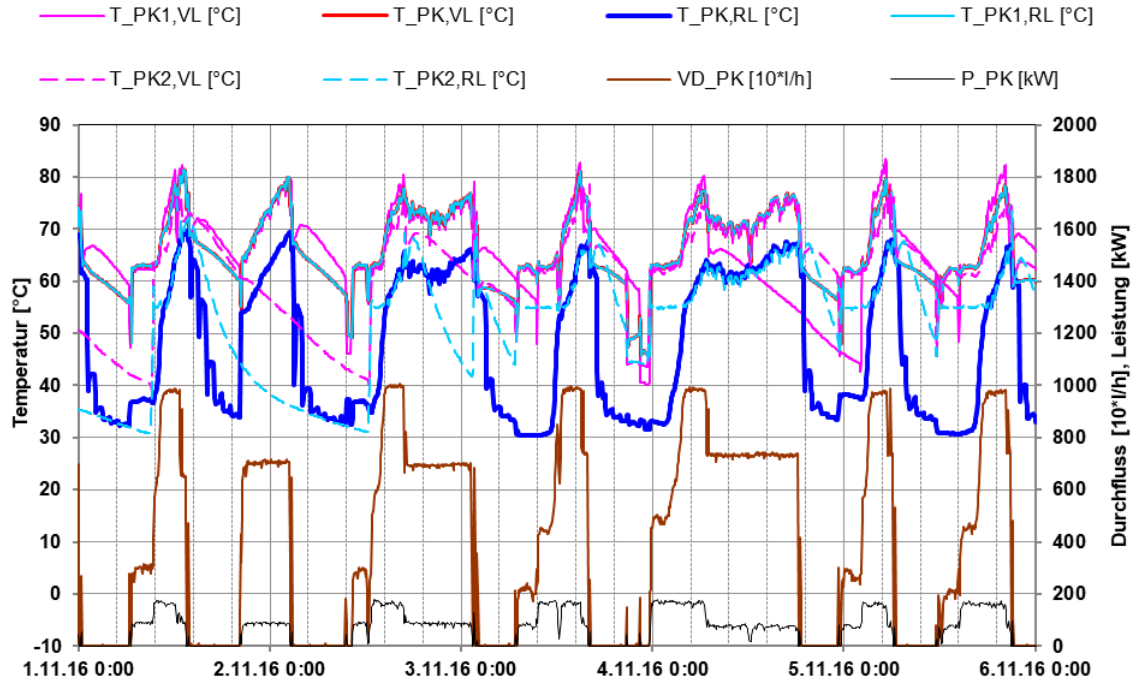


Abbildung 100: Darstellung der Messwertverläufe des Durchflusses der Pelletkesselanlage im Einzel- und Parallelbetrieb im November 2016.

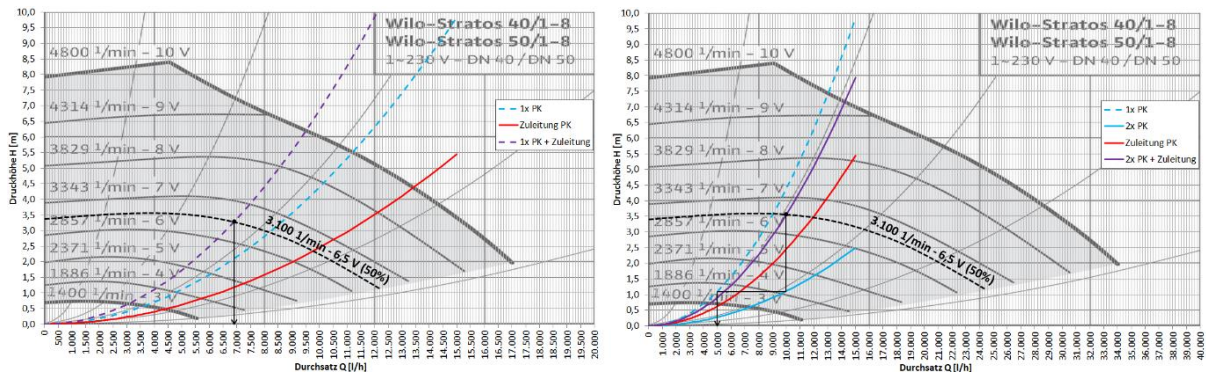


Abbildung 101: Darstellung der Messwertverläufe des falsch eingebundenen Fühlers des Pelletkesselrücklaufs 1 ($T_{PK1,RL}$ entspricht der Gesamtvorlauftemperatur der Kesselanlage) und des seit 14.12.2016 defekten Fühlers des Pelletkesselvorlaufs 2 (durchgehend 0 °C).

Für den Parallelbetrieb wurde bei der Auslegung idealisiert angenommen, dass sich der Gesamtdurchsatz genau zur Hälfte auf die beiden Kesselkreise aufteilt. Anhand der gemessenen Temperaturdifferenzen der Vorlauftemperaturen der beiden Kesselvorläufe wird jedoch ersichtlich, dass die beiden Kesselkreise nicht zu gleichen Teilen durchflossen werden (siehe Tabelle 4). Für die folgende Auswertung wurden Messdaten bis zum Totalausfall im Dezember herangezogen (Zeitraum: 01.07.16 bis 13.12.16), wobei nur Betriebszustände berücksichtigt wurden, bei denen beide Kessel aktiv waren (exklusive Anfahrphasen). Anschließend wurden die mittleren Betriebstemperaturen und deren Standardabweichungen für den Betrieb mit und ohne Rücklaufanhebung ermittelt. Da die Anlagenkennlinie der Kesselanlage (Speicheraustritt bis Speichereintritt) bei Einzelkesselbetrieb abflacht, kommt es zur Überschreitung des Auslegungsdurchflusses (6.500 bis 7.500 l/h statt 5.700 l/h). Bei aktiver Rücklaufanhebung stellt sich dadurch eine geringere Kesselvorlauftemperatur (65 °C statt 70 °C) ein. Dadurch kann einerseits das Vorhaltevolumen des Speichers unnötig abgekühlt werden, andererseits kann es zu einer erhöhten Anzahl von Kesselstarts führen, da die Kesseleinschalttemperatur im Vorhaltevolumen wegen der Speicheraus Kühlung früher unterschritten werden kann.

alle Werte in [°C]	T_PK1,VL	T_PK1,RL	T_PK2,VL	T_PK2,RL	T_PK,VL	T_PK,RL	VD_PK	dT (PK,VL - PK,RL)	dT (PK1,VL - PK2,VL)
<i>mit RL-Anhebung (T-PK,RL < 55)</i>									
Mittelwert	64,9	f.W.*	62,6	55,1	64,5	40,7	6513	23,8	2,3
Standardabweichung	3,1	f.W.*	2,0	0,4	2,2	9,2	2105	7,3	2,0
<i>ohne RL-Anhebung (T-PK,RL >= 55)</i>									
Mittelwert	76,8	f.W.*	70,7	59,8	74,2	60,2	9757	13,9	6,1
Standardabweichung	3,4	f.W.*	3,2	3,4	3,1	3,3	672	1,1	2,8

* falscher Wert (siehe Messdaten Pelletskessel)

Tabelle 4: Mittlere Kesselbetriebstemperaturen der Einzelkessel und der Sammelleitung der Kesselanlage in der Zeit von 01.07.2016 bis 13.12.2016. (nur Daten bei Parallelbetrieb der Kessel wurden berücksichtigt)

Umgekehrt wird bei inaktiver Rücklaufanhebung durch die starre Betriebsweise (100% Kesselleistung, fixe Pumpendrehzahl) die Soll-Vorlauftemperatur der Kesselanlage (70 °C) um bis zu 5 °C überschritten. Infolgedessen kommt es neben den höheren Wärmeverlusten zu höheren Speichertemperaturen, als erforderlich. Diese führen z.B. zu einem geringeren Volumenaustausch im Speicher, da der Netzurücklauf vorrangig zur Regelung der Netzvorlauftemperatur benötigt wird anstatt dem Speicher zugeführt zu werden. Somit erwärmt sich der Speicher in den einstrahlungsstarken Monaten schneller, wodurch die Effizienz und der Ertrag der Solaranlage bei höherem Pelletsbedarf sinken.

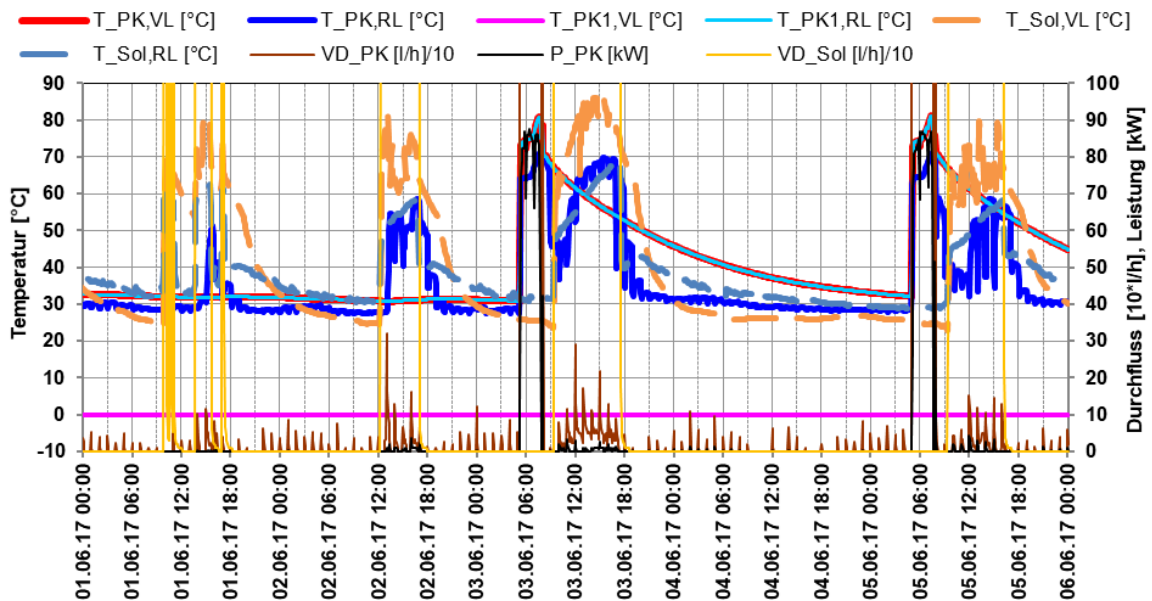


Abbildung 102: Darstellung nicht-idealer, vernachlässigbaren Effekte bei inaktiver Kesselanlage: geringe Kesseldurchflüsse bei Beladung des Lastausgleichsspeichers (Wohnheim), Erwärmung des Kesselrücklaufs durch natürliche Konvektion im Solaranlagenbetrieb.

Abschließend ist noch darauf hinzuweisen, dass die beiden Kesselkreisläufe nicht ausreichend einreguliert wurden. Im Zweikesselbetrieb liegen die Vorlauftemperaturen der beiden Kessel bis zu 6 K auseinander (siehe Tabelle 4, letzte Spalte). Darüber hinaus kommt es zu vernachlässigbaren Nicht-Idealitäten bei inaktiver Kesselanlage: geringe Kesseldurchflüsse bei der intermittierenden Wärmezufuhr an den Lastausgleichsspeicher

des Wohnheims und Erwärmung des Kesselrücklaufs durch natürliche Konvektion im Solarbetrieb (siehe Abbildung 102).

Speicher

Abbildung 103 zeigt die Tagesmitteltemperaturen im Speicher und im Netz während des Monitoringjahrs. Auffällig ist, dass der Rücklauf der Vorlaufzirkulation (T_{VLZirk_RL}) fast das ganze Jahr über kälter ist, als die Speichertemperatur (T_{Sp_2}) im Zulaufbereich. Sieht man vom nicht erforderlichen Winterbetrieb der Zirkulation ab (defektes Ventil), liegt die Rücklauf­temperatur der Zirkulation im Sommer sogar zu rund 80% unter der Temperatur in der Speichermitte (T_{Sp_6}) und zu rund 40% unter der untersten Speichertemperatur (T_{Sp_8}). Durch die Zufuhr des kühlen Zirkulationsrücklaufs kühlt der obere Speicherbereich schneller aus, was auch zu häufigeren bzw. unnötigen Pelletkesselstarts führt. Da dieser auch im Sommer erst abschaltet, wenn das Vorhaltevolumen (das oberste Viertel) auf über 68 °C aufgeheizt ist, nimmt die Kesselanlage der Solaranlage einen Teil ihres Potenzials. Somit wäre es vorteilhafter, den Zulauf der Vorlaufzirkulation in der Mitte des Speichers oder noch tiefer zuzuführen. Auch eine Mischung von Vorlaufzirkulation und Netzurücklauf und ein Zulauf im untersten Speicherbereich wäre denkbar. Die mittlere Mischtemperatur betrüge ca. 40 bis 45 °C und läge damit im Sommer größtenteils unter der untersten Speichertemperatur.

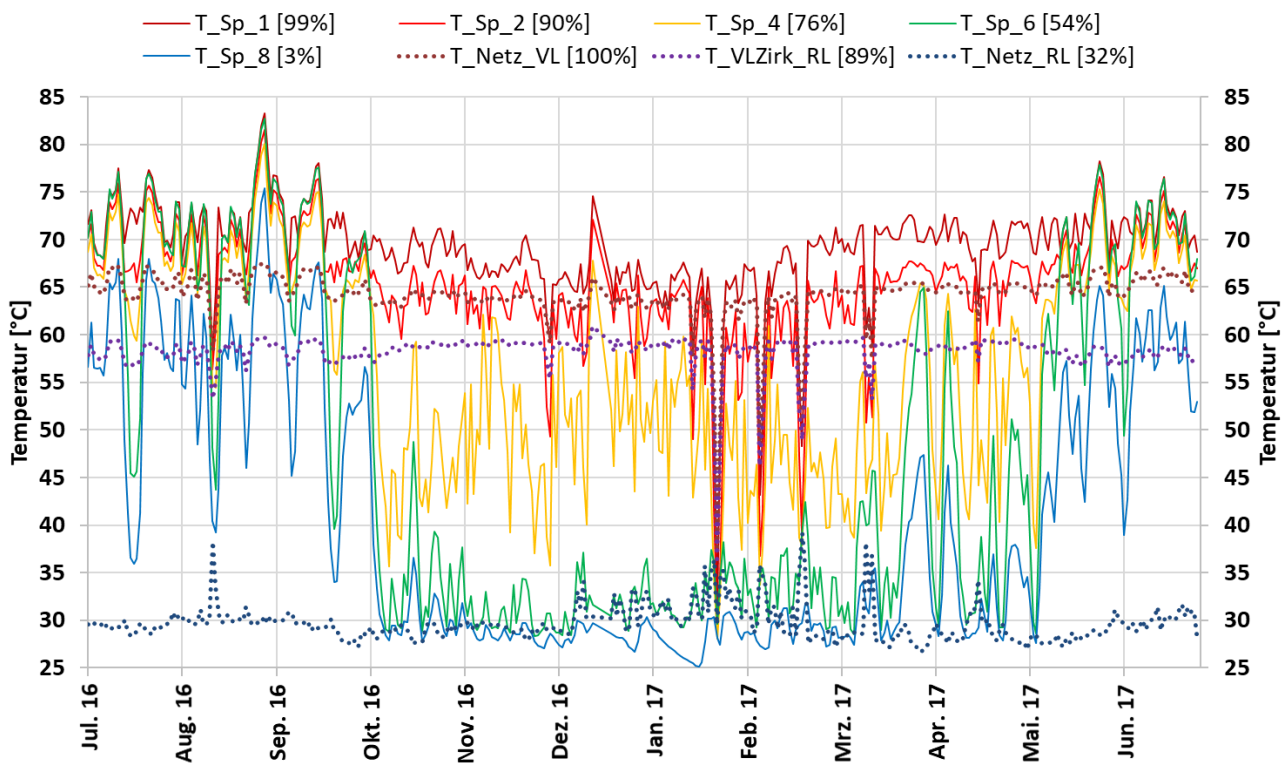


Abbildung 103: Jahresverlauf der Tagesmitteltemperaturen im Speicher (T_{Sp_1} bis T_{Sp_8}) und der Mikronetztemperaturen (T_{Netz_VL} , T_{VLZirk_RL} , T_{Netz_RL}) von Juli 2016 bis Juni 2017.

Die Durchmischung aufgrund natürlicher Konvektion bei der solaren Speicherbeladung ist ebenfalls in Abbildung 103 zu sehen. Da das Wärmeübertragerregister der Solaranlage bei etwa zwei Drittel der Speicherhöhe endet, steigt das erwärmte Wasser aus den niederen Speicherbereichen auf und durchmischt dabei die oberhalb liegenden Speicherschichten. Daher gibt es im oberen Speicherbereich im Sommer auch kaum Differenzen zwischen den Speichertemperaturen. Abgesehen von der Schichtungsqualität, konnten aber keine weiteren negativen Einflüsse durch die Durchmischung festgestellt werden.

Weiters wird das unterste Drittel des Pufferspeichers nicht aktiv genutzt und ist de facto Totvolumen. Wie in Abbildung 88 schematisch dargestellt, ist der Netzurücklauf, der auch die kälteste Systemtemperatur führt, auf etwa einem Drittel der Höhe in den Pufferspeicher eingebunden. Da der untere Kesselrücklauf im Regelbetrieb nicht verwendet wird, nutzt lediglich die Solaranlage das unterste Speicher Drittel aktiv. Ein Austausch dieses Bereichs mit höheren Schichten erfolgt nur durch natürliche Konvektion – kaltes Wasser aus dem Netzurücklauf sinkt ab, im Solarbetrieb steigt warmes Wasser in Abhängigkeit der Temperaturverhältnisse auf. In beiden Fällen wird die Schichtung im Speicher gestört, weshalb es sinnvoller wäre, auch den Netzurücklauf tiefer bzw. am Boden des Speichers einzubinden. Nicht zuletzt deshalb, weil der Solaranlage damit am Tagesbeginn kältere Temperaturen zur Verfügung stehen, die sich positiv auf die Effizienz auswirken würden.

Bei bestimmten Systemzuständen gerät die Anlage aus dem Gleichgewicht, bis der zweite Pelletskessel das System wieder stabilisiert: Der zweite Kessel wird erst zugeschaltet, wenn die Speichertemperatur auf 95% der Höhe über zwei Stunden unter 65 °C liegt. Am stärksten wirkt sich das aus, wenn die kalte Schicht unter dem Vorhaltevolumen des Kessels (im Winter 30 °C) den Rücklaufstutzen der Kesselanlage erreicht. Nach dem Abfall der Temperatur auf 30 °C wird ein Großteil der Kesselleistung dafür benötigt, die Temperatur hochzuhalten (mindestens 55 °C), weswegen dem Speicher noch weniger Warmwasser zugeführt wird (Verringerung des Durchflusses). Aufgrund des hohen Volumenstroms beim Laden des Lastausgleichsspeichers des Wohnheims kommt es zu kurzen, großen Lastspitzen im Mikronetz (Beladung erfolgt diskontinuierlich). Hat der zentrale Pufferspeicher eine zu geringe Warmwasserreserve, sinkt die Temperatur im Netz ab, bis der zweite Kessel zuschaltet. Durch die zu niedrige Netzvorlauftemperatur kann im Lastausgleichsspeicher in weiterer Folge die Solltemperatur für die Beendigung des Ladezyklus nicht erreicht werden. Dadurch wird das Warmwasser aus dem Speicher in den Netzurücklauf gespeist und die Rücklauftemperatur im Netz ansteigen lässt. Dieses Verhalten ist in Abbildung 104 und Abbildung 105 dargestellt.

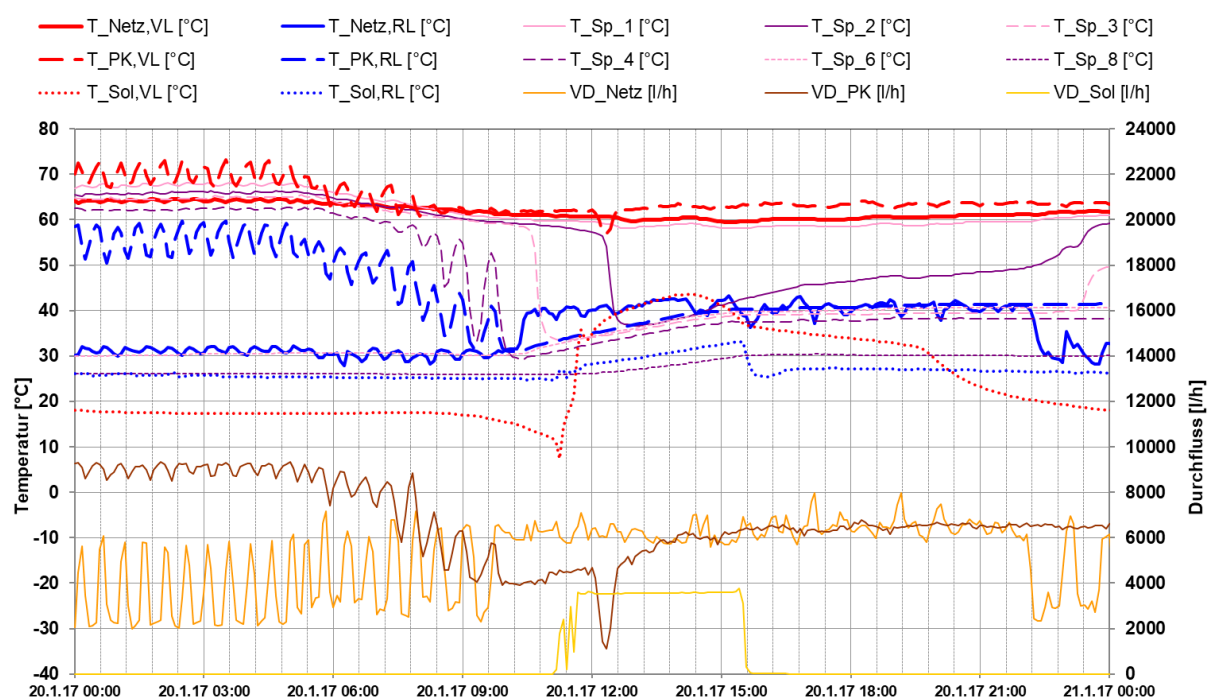


Abbildung 104: Verhalten von Pufferspeicher, Kesselanlage und Mikronetz während der Destabilisierung der Anlage durch die Beladung des Lastausgleichsspeichers des Wohnheims.

Dem Betreiber wurde empfohlen, die Regelung für die Zuschaltung des zweiten Kessels anzupassen: Verzögerungszeit reduzieren, Zuschaltspichertemperatur an tieferer Stelle heranziehen, kontinuierliche Beladung des Lastausgleichsspeichers bei geringeren Durchflüssen – z.B. mittels Drehzahlregelung der Ladepumpe. Aber auch ein Ladestopp des Lastausgleichsspeichers bei zu geringer Netztemperatur wäre eine Möglichkeit, die Anlage schneller zu stabilisieren und den Netzurücklauf niedrig zu halten. Dies wurde jedoch nicht umgesetzt.

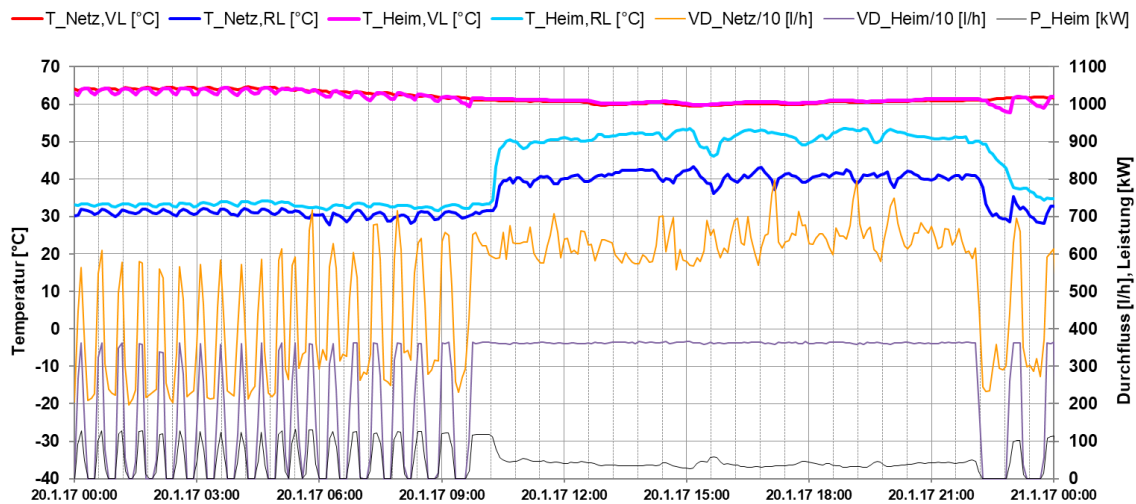


Abbildung 105: Verhalten von des Abnehmers „Wohnheim“ und des Mikronetzes während der Destabilisierung der Anlage durch die Beladung des Lastausgleichsspeichers des Wohnheims. (in blau: Anstieg der Rücklauftemperaturen des Wohnheims und des Netzes).

Verteilnetz

Abbildung 106 zeigt den Leistungsbedarf des Mikronetzes der Anlage „Lexengasse“ und die Bereitstellung durch die Wärmeerzeuger. In den Monaten Juli bis Oktober und ab Juni kann das Mikronetz größtenteils durch die Solaranlage versorgt werden, nur an wenigen sonnenarmen Tagen muss der Pelletskessel unterstützen. Die auftretenden Abweichungen zwischen Versorgung und Gesamtbedarf können gut vom 52 m³ Speicher ausgeglichen werden, lediglich im Sommer kommt es aufgrund des hohen Solareintrags zu leicht überhöhten Netzvorlauftemperaturen. Grundsätzlich sind die Tagesmitteltemperaturen des Netzvor- und -rücklaufs wie auch des Zirkulationsrücklaufs aber ganzjährig relativ konstant, die mittleren Unterschiede zwischen Sommer und Winter betragen ca. 2-3 K.

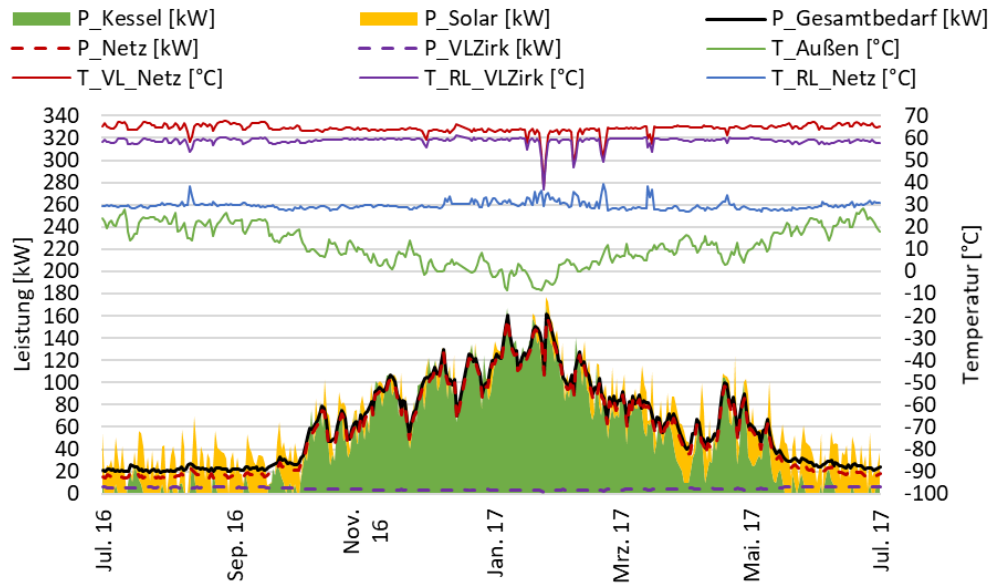


Abbildung 106: Verlauf des Gesamtbedarfs des Wärmenetzes inkl. Vorlaufzirkulation, der gestapelten Leistungen der Wärmeerzeuger und der Tagesmitteltemperaturen der Umgebung des Hauptnetzes.

Allerdings gibt es vor allem im Winter einige Zeiträume, in denen das Netz unterversorgt ist (starke Temperaturabfälle). Der Hauptgrund für dieses Verhalten, bei dem in der Regel gleichzeitig auch die Netzurücklauftemperatur ansteigt, ist die Beladung des Lastausgleichsspeichers des Wohnheims.

Darüber hinaus fällt auf, dass sich der Zirkulationsrücklauf aufgrund der gemeinsamen Verlegung mit dem Netzvorlauf auf seinem Weg von den Thermostatventilen (öffnen planmäßig bei 50°C) in den Steigleitungen zur Heizzentrale auf rund 59°C erwärmt. Die Zirkulationsverluste fallen im Sommer erwartungsgemäß etwas höher aus als im Winter.

Abbildung 108 zeigt die gleichen Messwerte – gereiht nach der Dauerlinie des Gesamtbedarfs. Hier ist die Korrelation der steigenden Zirkulationsverluste und der steigenden Netzvorlauftemperatur mit sinkendem Leistungsbedarf (Sommer) noch etwas deutlicher zu sehen. Die Netzurücklauftemperatur hat hingegen bei mittleren Leistungen (Übergangszeit) ein Minimum und steigt bei niedrigem Leistungsbedarf wieder an. Dieses Verhalten kann auf die steigenden Kaltwasser- und Raumtemperaturen im Sommer zurückgeführt werden.

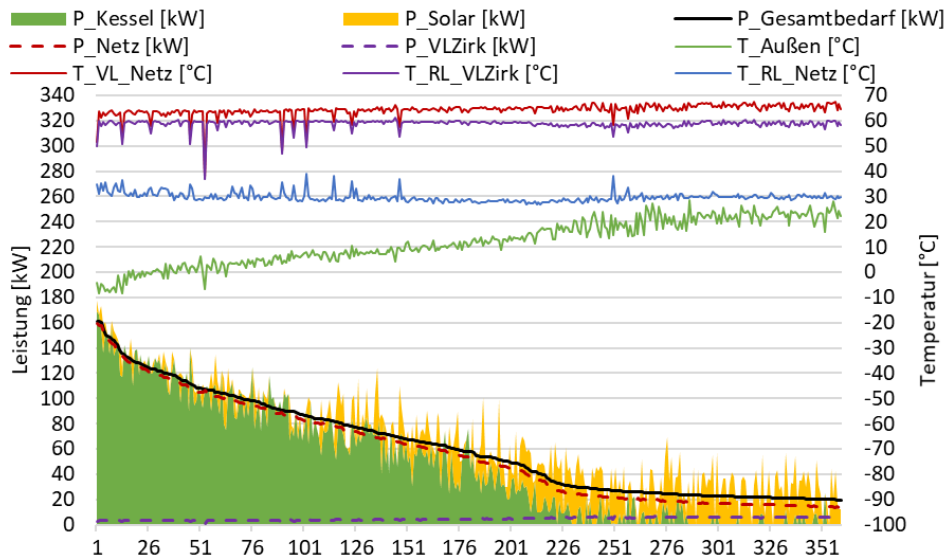


Abbildung 107: Verlauf der gestapelten Leistungen der Wärmeerzeuger gereiht nach der Dauerlinie des Gesamtbedarfs des Wärmenetzes inklusive Vorlaufzirkulation. Zusätzlich gleichermaßen gereiht: Tagesmitteltemperaturen der Umgebung, des Netzvorlaufs, des Zirkulationsrücklaufs und des Netzurücklaufs. (Juli 2016 bis Juni 2017, Basis sind Tagesmittelwerte)

Die Abnahmeleistungen der einzelnen Gebäude (Haus A bis E und Wohnheim) und die Durchflüsse im Netz und in den Gebäuden können Abbildung 108 entnommen werden. Die Differenz zwischen den gestapelten Verbrauchern und dem Gesamtbedarf ergeben die Verteilverluste im Hauptnetz (Heizzentrale – Hausanschluss). Auffällig sind die Durchflussspitzen im Netz (Unterversorgung aufgrund zu niedriger Netzvorlaufstemperatur und Verstärkung aufgrund der Beladung des Lastausgleichsspeichers im Wohnheim) und der ganzjährig annähernd konstante Durchfluss in der Vorlaufzirkulationsleitung. Der Grund dafür liegt sehr wahrscheinlich an der Unterdimensionierung eines Rohrabschnitts der Vorlaufzirkulation. Darüber hinaus sollte, wie bereits oben beschrieben, die Zirkulation im Winter grundsätzlich außer Betrieb sein.

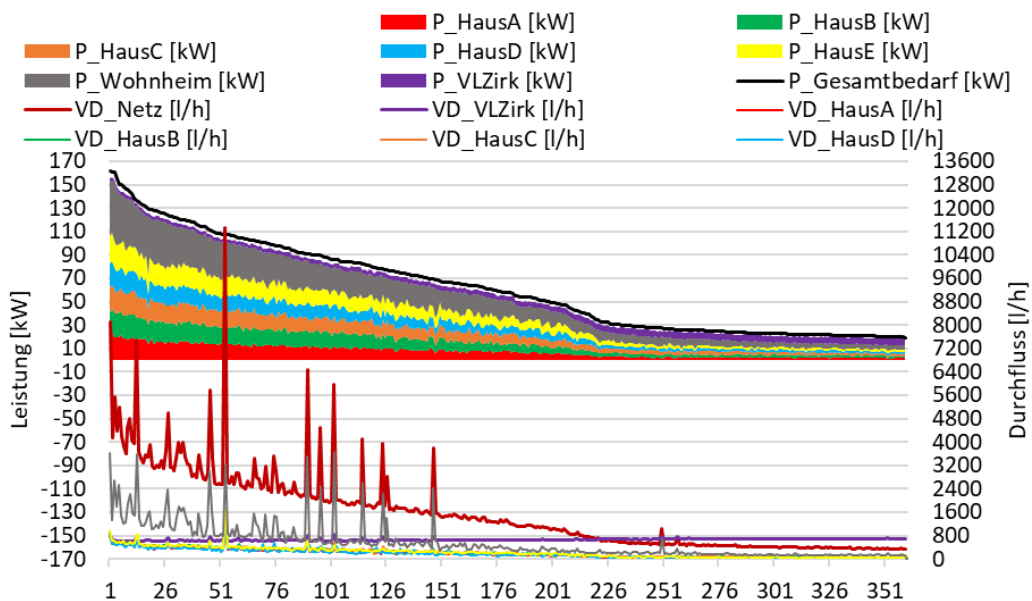


Abbildung 108: Verlauf des gestapelten Bedarfs der Wärmeabnehmer und der Vorlaufzirkulation gereiht nach der Dauerlinie des Gesamtbedarfs des Wärmenetzes inklusive Vorlaufzirkulation. Zusätzlich gleichermaßen gereiht: Tagesmiddeldurchflüsse der Wärmeabnehmer, des Wärmenetzes und des Zirkulationsrücklaufs. (Juli 2016 bis Juni 2017, Basis sind Tagesmittelwerte)

7.4.6 Anlagen Status Quo

Die Solarthermieanlage des Projekts „Wohnanlage Lexengasse“ ist seit Ende 2015 in Betrieb, die einjährige Monitoringphase erfolgte von Juli 2016 bis Juni 2017. Die Solaranlage weist einen hohen spezifischen Solarertrag (456 kWh/m²a) und einen hohen solaren Deckungsgrad (26%) auf, was vor allem auf die niedrigen Netztemperaturen und das gut ausgelegte Speichervolumen zurückzuführen ist. Aus Sicht der Begleitforschung konnte die integrierte Vorlaufzirkulation in der vorliegenden Konfiguration die Erwartungen an die Effizienzsteigerung der Solaranlage und die Reduktion der Netzverluste nicht erfüllen – einerseits wegen des ganzjährigen Betriebs der Zirkulationsleitung, andererseits wegen der unvorteilhaften Einbindungshöhe in den Speicher. Auch der Netzurücklauf ist trotz niedrigster Systemtemperatur nicht am Boden sondern auf 32% der Höhe des Speichers eingebunden. Dadurch wird das unterste Drittel des Speichers zum passiven „Totvolumen“, das nur von der Solaranlage genutzt wird. Die Regelung zeigt Optimierungsbedarf bei der Zuschaltung des zweiten Pelletkessels und bei der Drehzahlregelung der Solaranlage, läuft ansonsten aber sehr stabil. Ein hydraulischer Abgleich der Kollektorteilfelder und der Kesselanlage sind zu empfehlen. Alles in allem ist die Anlage „Lexengasse“ aber ein gelungenes Projekt zur Solarthermieintegration in ein Mikronetz.

7.5 Nahwärme Maria Gail, K

7.5.1 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>	227 m ² Flachkollektoren (GREENoneTEC GK3133S einfach verglast, GK3133 doppelt verglast) davon 175 m ² im gegenständlichen Programm gefördert; Je Strang sind Kollektoren mit einfacher und doppelter Verglasung seriell verschaltet
<u>Ausrichtung:</u>	162° Südsüdost
<u>Neigung:</u>	20° (2 Reihen), 30° (1 Reihe) und 35° (3 Reihen)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	19 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	2 Biomassekessel (300 kW und 350 kW), 1 Ölkessel (420 kW) zur Spitzenlastabdeckung
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	11 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	614 kWh/(m ² *a) (Messung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen mit Juli 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Nahwärme Maria Gail“ handelt es sich um die Einspeisung einer 227 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. Um das Altersheim, das nur 70 m vom Heizhaus entfernt ist, mit Wärme zu versorgen, ist eine eigene, kleiner dimensionierte Netzleitung mithilfe einer eigenen Umwälzpumpe vorhanden. Entgegen dieser ursprünglich geplanten Betriebsweise wurde der Wärmebedarf Altersheim im Sommer über das Wärmenetz Nord gedeckt, anstatt über die separate Rohrleitung (70 m Trassenlänge). In Zukunft wird die separate Rohrleitung für das Altersheim aktiviert werden und die vorgesehene Sommerbetriebsweise zum Einsatz kommen.

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. Die 18 Großflächenkollektoren sind auf dem Dach in 6 Reihen montiert und zwischen 20° und 35° geneigt (Schema siehe Abbildung 109, Foto des Kollektorfeldes siehe Abbildung 110). 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 Biomasse. Die bestehenden zwei Biomassekessel (300 und 350 kW Nennleistung) sowie ein Ölkessel (420 kW Nennleistung) dienen zur Spitzenlastabdeckung.

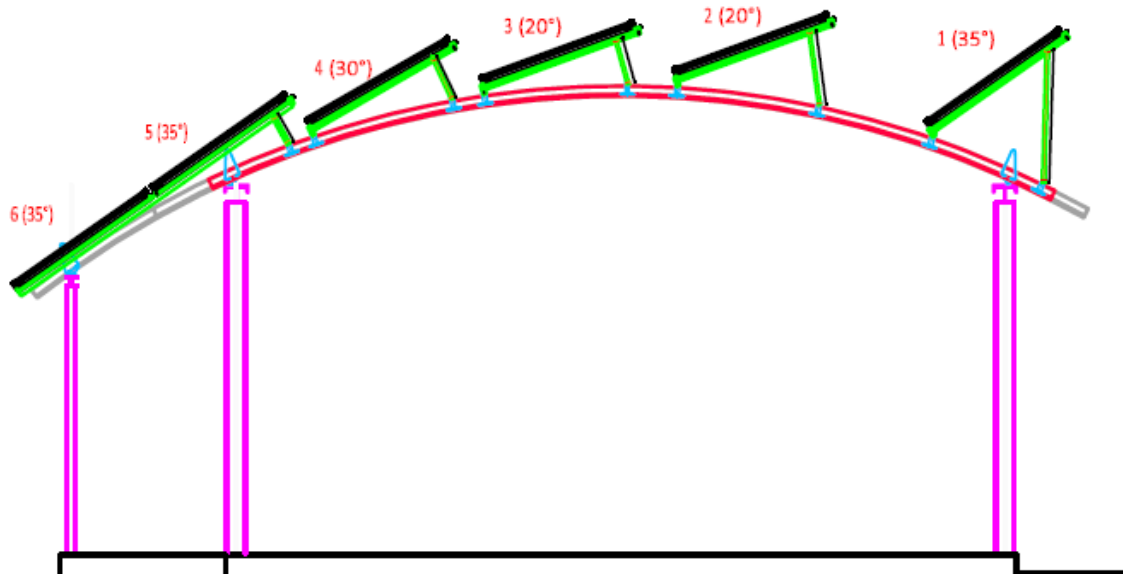


Abbildung 109: Anordnung und Neigung der sechs Kollektorreihen auf dem Flugdach des Heizhauses Quelle: NAH-WÄRME Maria Gail



Abbildung 110: Kollektorfeld auf dem Flugdach der Nahwärme Maria Gail. Quelle: NAH-WÄRME Maria Gail

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept (Abbildung 111) integriert die neue Solaranlage in den Bestand und nimmt auf den minimalen Energiebedarf im Sommer Rücksicht, indem der größte Teil der Netzversorgung in dieser Jahreszeit deaktiviert werden kann.

Die gemessenen Vor- und Rücklauftemperaturen des 2-Leiter-Netzes betragen etwa 70 und 50 °C (vgl. Abbildung 125). Um möglichst hohe Vorlauftemperaturen zu erreichen, arbeitet die Solaranlage daher im Low-Flow-System und speist, je nach Kollektor-Vorlauftemperatur, entweder in den wärmeren (7 m³) oder in den kühleren (12 m³) der beiden in Serie geschalteten Pufferspeicher ein.

Die beiden Biomassekessel sowie der Ölkessel speisen ausschließlich in den 7 m³-Pufferspeicher ein, während der 12 m³-Pufferspeicher für die Solaranlage reserviert ist.

Der Netzurücklauf des Wärmenetzes wird je nach Temperaturniveau in den wärmeren oder den kühleren Pufferspeicher eingeleitet.

Gemäß der ursprünglich geplanten Betriebsweise, würde das Wärmenetz (800 m Trassenlänge) im Sommer nicht betrieben, da alle Kunden bis auf das angeschlossene Altersheim ihre Wärme für den Warmwasserbedarf individuell erzeugen. Um die Rohrleitungsverluste zu reduzieren, würde 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 liefe den Sommer über mit konstanter Drehzahl durch. Da dadurch die Rücklauftemperatur erheblich variieren kann, würde der Rücklauf über eine Schichtladelanze in den 12 m³-Pufferspeicher eingeleitet. Entgegen der ursprünglichen Planung wurde der Wärmebedarf Altersheim im Sommer über das Wärmenetz Nord gedeckt, anstatt über die separate Rohrleitung (70 m Trassenlänge). In Zukunft wird die separate Rohrleitung für das Altersheim aktiviert werden und die vorgesehene Sommerbetriebsweise zum Einsatz kommen.

Abbildung 111 zeigt das Monitoringkonzept der Anlage: 7 Wärmemengenzähler, 24 Temperatursensoren, vier Ventilstellungen, einen Globalstrahlungssensor und einen Drucksensor im Solarprimärkreis.

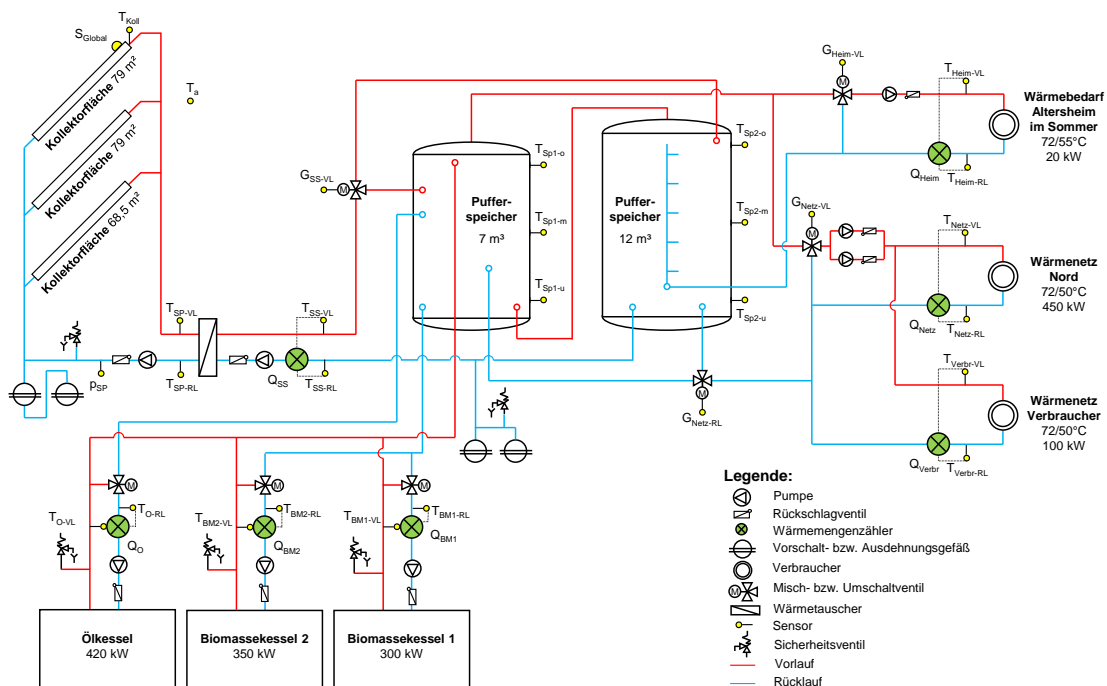


Abbildung 111: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Maria Gail“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Ventilstellungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarprimärkreis

T_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{a}	Außentemperatur
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solarprimärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär

Solarsekundärkreis

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

Pufferspeicher

$T_{\text{Sp1-u}}$	Temperatur im 7 m ³ -Pufferspeicher unten
$T_{\text{Sp1-m}}$	Temperatur im 7 m ³ -Pufferspeicher Mitte
$T_{\text{Sp1-o}}$	Temperatur im 7 m ³ -Pufferspeicher oben
$T_{\text{Sp2-u}}$	Temperatur im 12 m ³ -Pufferspeicher unten
$T_{\text{Sp2-m}}$	Temperatur im 12 m ³ -Pufferspeicher Mitte
$T_{\text{Sp2-o}}$	Temperatur im 12 m ³ -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
$T_{\text{BM2-VL}}$	Vorlauftemperatur Biomassekessel 2
$T_{\text{BM2-RL}}$	Rücklauftemperatur Biomassekessel 2
Q_{O}	Wärmemengenzähler Ölkessel
$T_{\text{O-VL}}$	Vorlauftemperatur Ölkessel
$T_{\text{O-RL}}$	Rücklauftemperatur Ölkessel

Verbraucher

Q_{Netz}	Wärmemengenzähler Wärmenetz Nord
$T_{\text{Netz-VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmenetz Nord
$T_{\text{Netz-RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmenetz Nord
Q_{Verbr}	Wärmemengenzähler Wärmenetz Verbraucher
$T_{\text{Verbr-VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmenetz Verbraucher
$T_{\text{Verbr-RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmenetz Verbraucher
$G_{\text{Netz-VL}}$	Ventilstellung zur Einstellung der Netzzorlauftemperatur von Wärmenetz Nord und Wärmenetz Verbraucher
$G_{\text{Netz-RL}}$	Ventilstellung zur Umlenkung des Netzzrücklaufs von Wärmenetz Nord und Wärmenetz Verbraucher
Q_{Heim}	Wärmemengenzähler Wärmbedarf Altersheim im Sommer
$T_{\text{Heim-VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmbedarf Altersheim im Sommer
$T_{\text{Heim-RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmbedarf Altersheim im Sommer
$G_{\text{Heim-VL}}$	Ventilstellung zur Einstellung der Vorlauftemperatur zum Altersheim

7.5.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 112 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Nahwärme Maria Gail“ zeigt einerseits die 4 Wärmeinputs in das Gesamtsystem (rot: Solarwärme in die Pufferspeicher; hellblau: Nachheizung durch Biomassekessel 1; grün: Nachheizung durch Biomassekessel 2; grau: Nachheizung durch Ölkessel) und andererseits die 3 Wärmeoutputs (violett: Wärmenetz Verbraucher, orange: Wärmenetz Nord, rosa: Wärmebedarf Altersheim im Sommer). Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 4 % abschätzen. Für den Wärmebedarf Altersheim im Sommer wurden keine Wärmemengen ermittelt, da entgegen der ursprünglichen Planung der Wärmebedarf Altersheim im Sommer über das Wärmenetz Nord gedeckt wurde, anstatt über die separate Rohrleitung (70 m Trassenlänge). In Zukunft wird die separate Rohrleitung für das Altersheim aktiviert werden und die vorgesehene Sommerbetriebsweise zum Einsatz kommen. Es ist gut erkennbar, dass das Hydraulikschema eine solare Einspeisung auch im Winter ermöglicht. Förderlich ist auch die geringe Netzvorlauftemperatur, die selbst im Winter 75 °C nicht überschreitet (vgl. Abbildung 125).

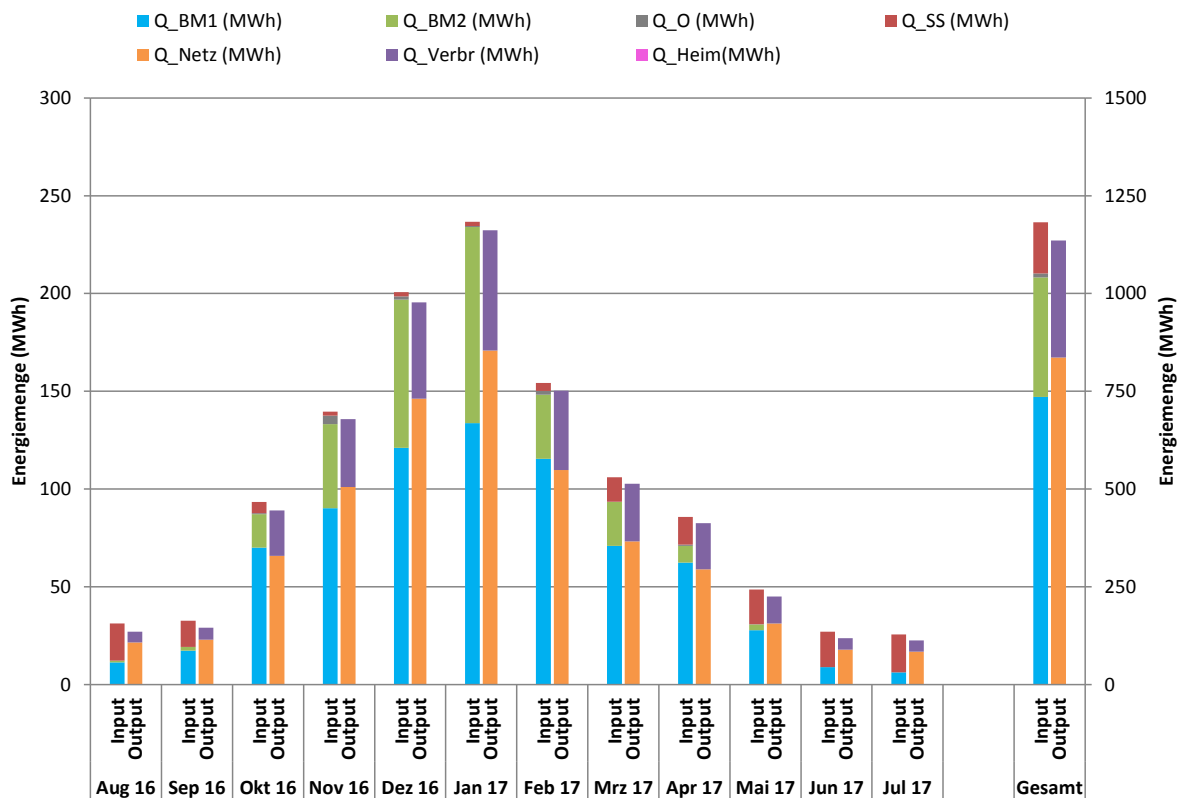


Abbildung 112: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Nahwärme Maria Gail“

7.5.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Weil in T*SOL nur ein Kollektortyp je Kollektorkreis berücksichtigt werden kann, aber bei der Anlage zwei verschiedene Kollektortypen zum Einsatz kommen, wurden zwei Simulationen durchgeführt. Bei den zwei Simulationen sind die Anlagenkomponenten und deren Verschaltung ident, der einzige Unterschied liegt in den Kollektortypen. Bei

Variante 1 wurde das gesamte Kollektorfeld mit dem doppelt verglasten Kollektor simuliert, bei Variante 2 mit dem einfach verglasten Kollektor. Der simulierte spezifische Jahresertrag (bezogen auf die Aperturfläche) wurde mit 574 kWh/m² (Variante 1) bzw. 518 kWh/m² (Variante 2) angegeben. Abbildung 63 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse der beiden Varianten (blaue durchgezogene Linie und blaue gestrichelte Linie). Der gemessene Solarertrag (rot) wurde im Wesentlichen sehr gut prognostiziert und liegt in weiten Teilen nahe an den Erträgen der beiden Simulationsvarianten oder übersteigt diese. Der gemessene Mehrertrag von 40 bis 96 kWh/(m²*a) ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass die gemessene Solarstrahlung höher war, als in der Simulation angenommen. Bei der Messung der Solarstrahlung trat in den Monaten Jänner und Februar 2017 ein Datenverlust auf. Die Werte der gemessenen Solarstrahlung wurden für diese Monate durch die Werte des Klimadatensatzes der Simulationen ersetzt. Sie sind in Abbildung 63 mit einem gepunkteten Verlauf dargestellt, im Gegensatz zu den gemessenen Werten der Solarstrahlung, welche gestrichelt dargestellt sind.

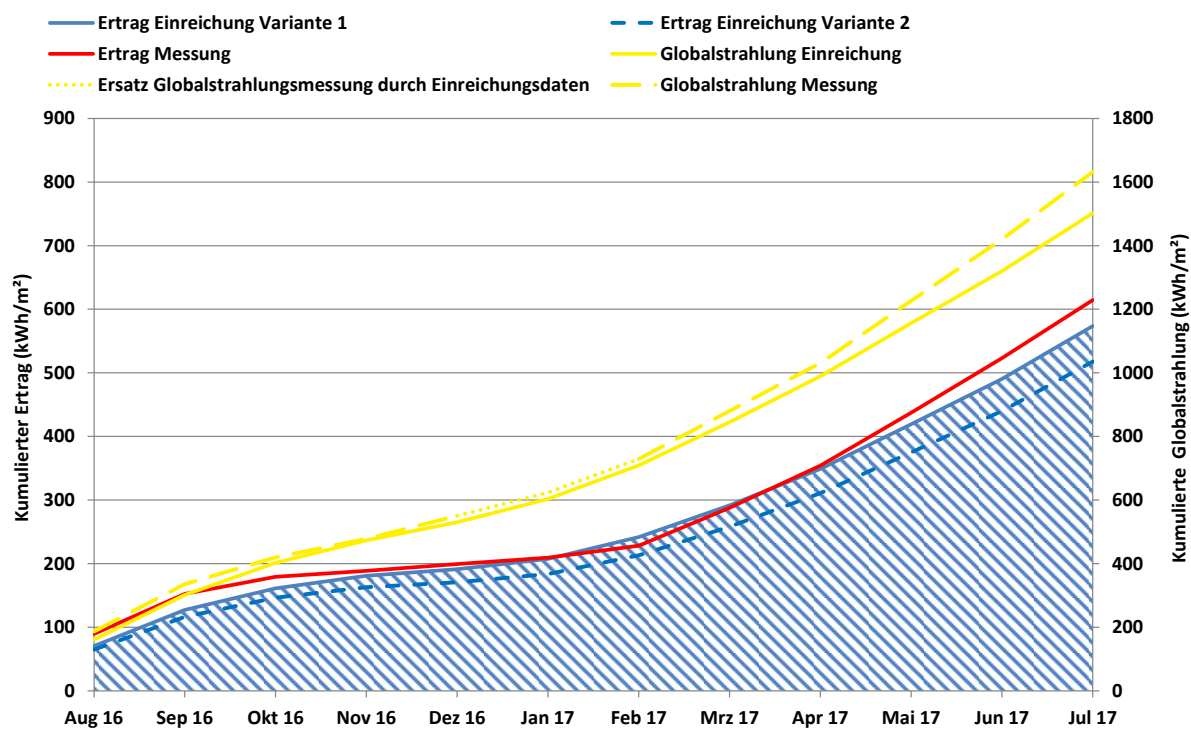


Abbildung 113: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnungen der Anlage „Nahwärme Maria Gail“

Der simulierte Verbrauch ist in Abbildung 114 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch kommt in der Simulationsrechnung auf rund 1.131 MWh. Der gemessene Verbrauch (rot) entspricht mit 1.136 MWh beinahe exakt der Prognose (blau).

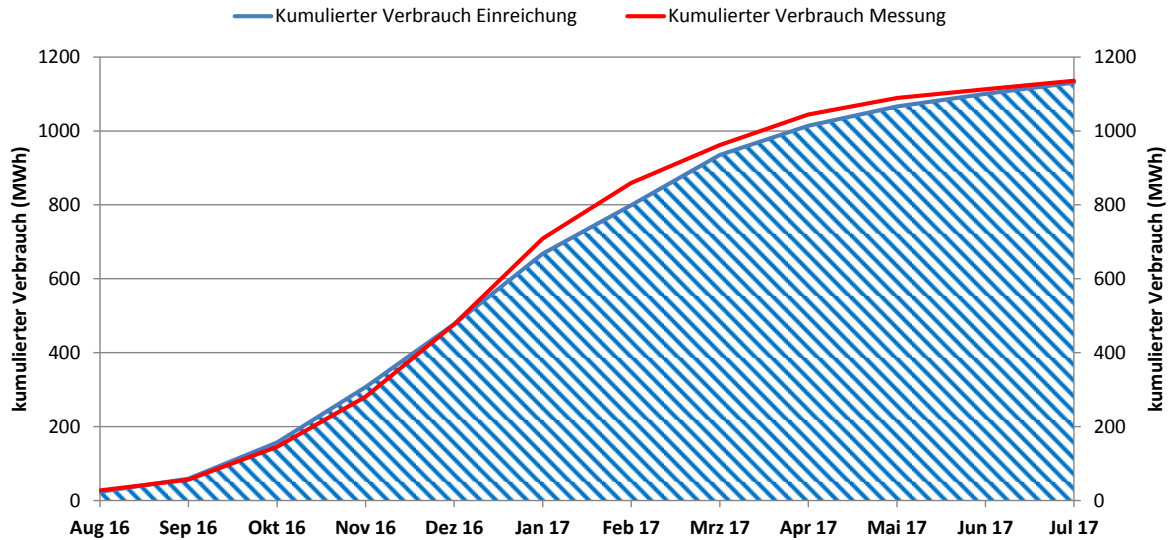


Abbildung 114: Verbrauch gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „Nahwärme Maria Gail“

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit den prognostizierten Werten (Variante 1 und 2) ist in Abbildung 65 dargestellt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 10,7 % (Variante 1) und 9,7 % (Variante 2) angegeben. Der gemessene solare Deckungsgrad liegt bei 11,0 % und entspricht sehr gut dem Simulationsergebnis der Variante 1.

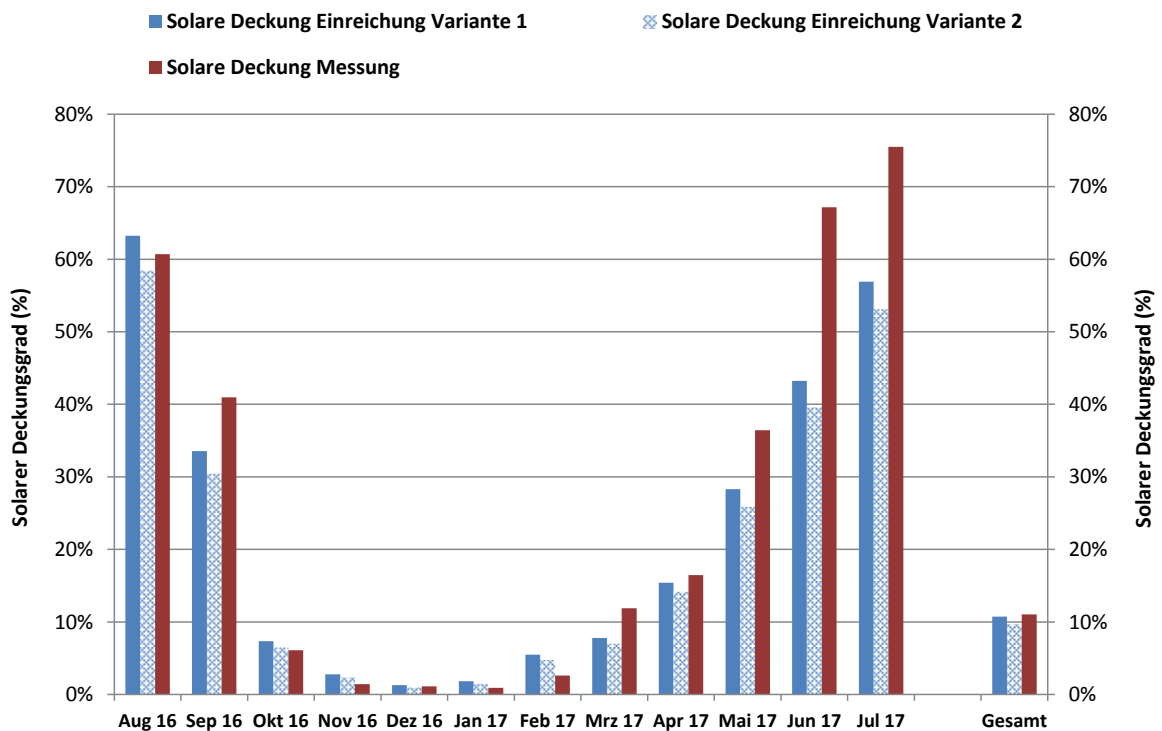


Abbildung 115: Solarer Deckungsgrad der Anlage „Nahwärme Maria Gail“ gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen

7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotential

Das Betriebsverhalten der Solaranlage ist exemplarisch für den 14.08.2016 in Abbildung 116 (sonnige Wetterlage) sowie für den 31.5.2017 in Abbildung 118 (wechselhafte Wetterlage) dargestellt. Die beiden Diagramme enthalten die Messwerte der Kollektortemperatur, der Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, der Temperaturen in den beiden Pufferspeichern, der logarithmischen Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers und der Außentemperatur. Des Weiteren sind der Druck im Solarprimärkreis sowie die Globalstrahlung über die 24 Stunden des jeweiligen Tages aufgezeichnet.

An beiden Tagen kann eine günstige mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager von ca. 7 K festgestellt werden. Dies deutet auf eine korrekte Dimensionierung des Wärmeübertragers hin. Es werden niedrige Betriebstemperaturen im Solarprimärkreis und damit ein höherer Kollektorwirkungsgrad ermöglicht.

Abbildung 117 ergänzt Abbildung 116, zeigt sämtliche Puffertemperaturen und dient der genaueren Untersuchung der Betriebsweise der Solaranlage. Gegen 15:00 Uhr steigen die Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage rasch an. Die Ursache ist, dass dann auch der 12 m³-Pufferspeicher bereits fast über die ganze Höhe auf rund 90 °C beladen ist und damit auch die Temperatur im untersten Bereich dieses Pufferspeichers ansteigt. Der rasche Temperaturanstieg einzelner Pufferbereiche bei gleichzeitig großem Temperaturunterschied zwischen einzelnen Pufferbereichen ist ein Kennzeichen für eine gute Temperaturschichtung in den Puffern an diesem Tag.

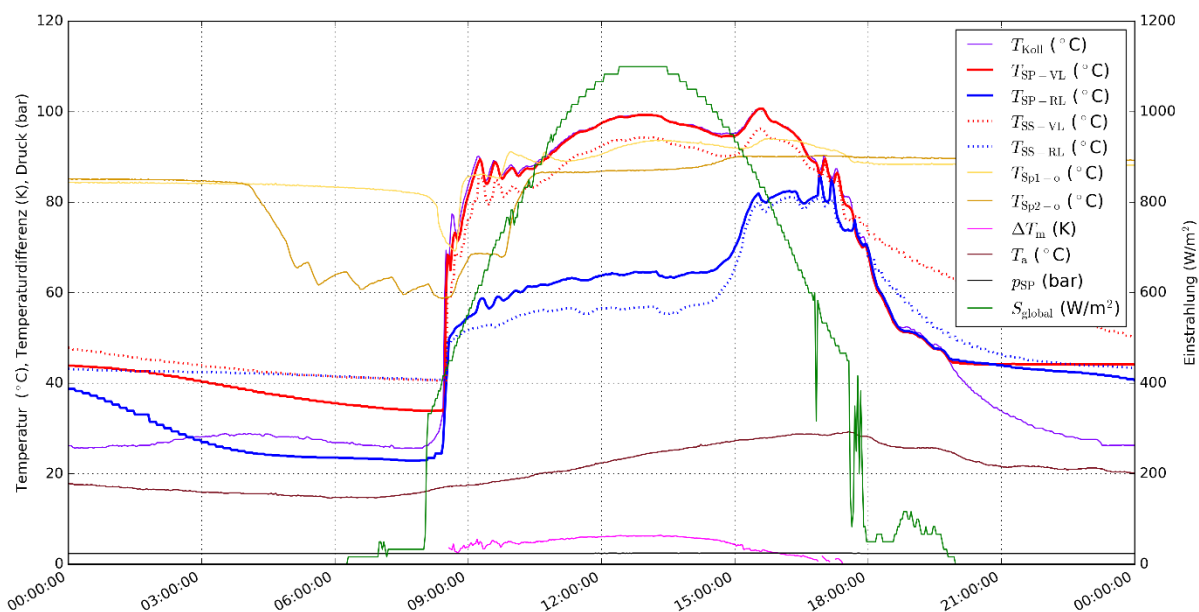


Abbildung 116: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Temperatur im 7 m³- und 12 m³-Pufferspeicher, logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Außentemperatur, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 14.8.2016)

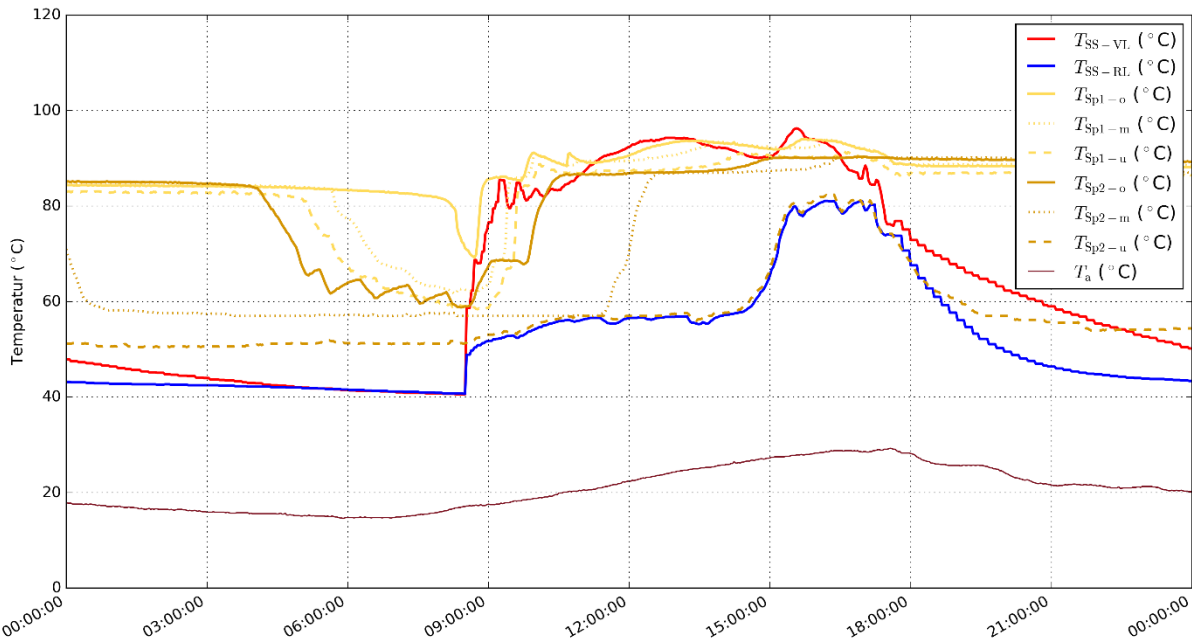


Abbildung 117: Vor- und Rücklauftemperatur Sekundärkreis des Solarsystems, Temperaturen im 7 m³- und 12 m³-Pufferspeicher sowie Außentemperatur (Zeitraum: 14.8.2016)

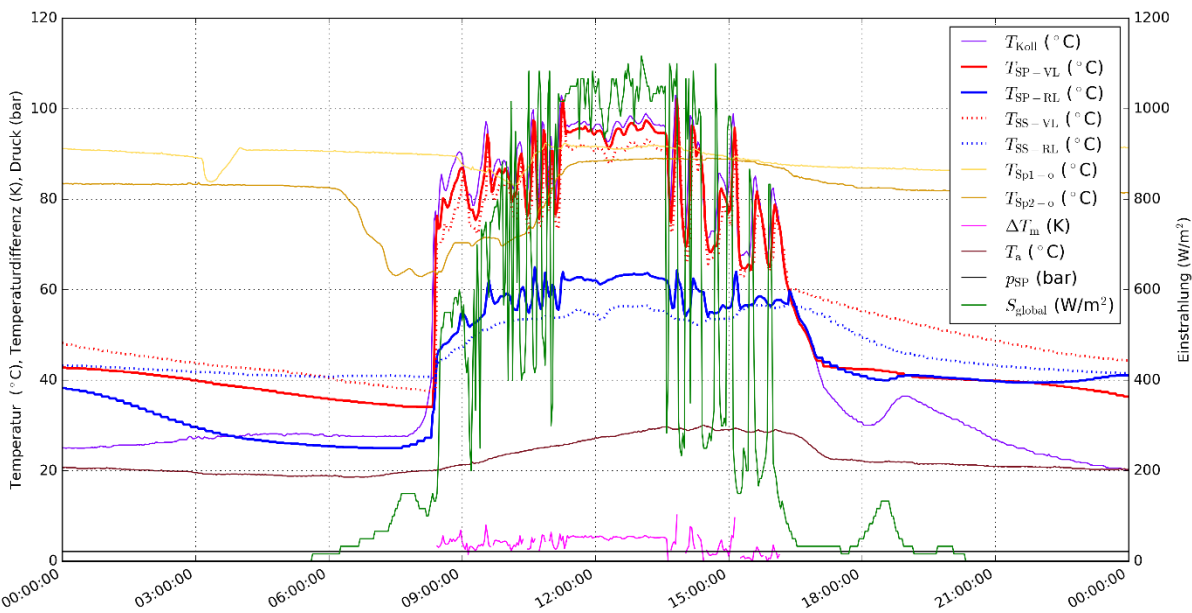


Abbildung 118: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Temperatur im 7 m³- und 12 m³-Pufferspeicher, logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Außentemperatur, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 31.5.2017)

Beispielhaft sind in Abbildung 119 für den 14.8.2016 die eingestrahlte Leistung auf das gesamte Kollektorfeld, die durch den Solarsekundärkreis an die Pufferspeicher übertragene Leistung sowie der daraus berechnete Wirkungsgrad dargestellt. Dieser liegt im Zeitraum von etwa 11 bis 15 Uhr nahezu konstant bei etwa 0,5. Zwischen 15 und 17 Uhr ist der Wirkungsgrad vor allem aufgrund des Anstiegs der Rücklauftemperatur im Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage geringer als in den Stunden davor. Die Solaranlage weist in dieser Betriebsweise eine etwas höhere Effizienz auf, als zu erwarten wäre, wenn lediglich einfach verglaste Kollektoren zum Einsatz kämen

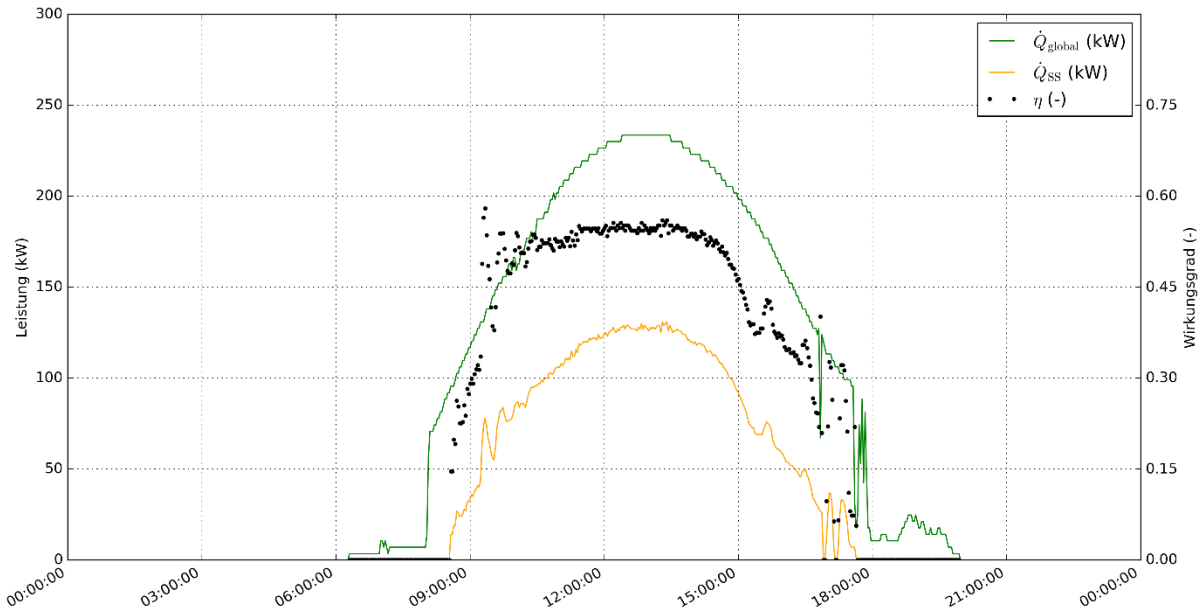


Abbildung 119: Beispielhafte eingestrahelte Leistung (auf gesamtes Kollektorfeld) und durch den Solarsekundärkreis an die Pufferspeicher übertragene Leistung sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 14.8.2016)

Abbildung 120 zeigt die Energiemengen des Wärmemengenzählers im Solarsekundärkreis bei der jeweils auftretenden Vorlauf-, Rücklauf-, mittleren Temperatur des Solarsekundärkreises und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Solarsekundärkreises und der Außentemperatur. Die meiste Energie wird im Solarsekundärkreis bei Vorlauftemperaturen zwischen 80 °C und 90 °C und bei Rücklauftemperaturen zwischen 44 °C und 58 °C übertragen. Die Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Solarsekundärkreises und Außentemperatur tritt gehäuft zwischen 44 K und 54 K auf. Aufgrund der durch den Solarwärmeübertrager bedingten Temperaturdifferenz zwischen Solarprimär- und Solarsekundärkreis liegen die Betriebstemperaturen im Solarprimärkreis höher als im Solarsekundärkreis.

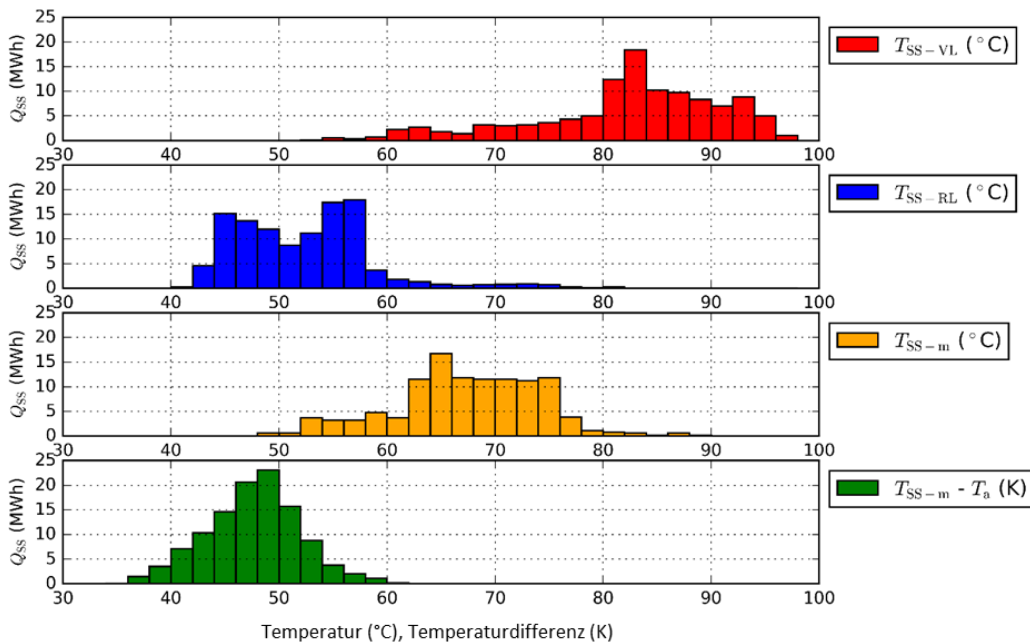


Abbildung 120: Energiemengen des Solarsekundärkreises je Vorlauf-, Rücklauf-, mittlerer Temperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 1.8.2016 bis 31.7.2017)

Abbildung 121 zeigt die vom Hersteller veröffentlichten Leistungskennlinien der beiden verwendeten Kollektortypen (GK3133S – einfach verglaster Kollektor, GK3133 - doppelt verglaster Kollektor) bei einer Einstrahlung 1000 W/m^2 . Die Kollektoren sind so verschaltet, dass die einfach verglasten Kollektoren direkt an den Rücklauf des Solarprimärkreises angeschlossen sind (Vorwärmung). Die doppelt verglasten Kollektoren sind in Serie an die einfach verglasten Kollektoren angeschlossen und heben die Temperatur des Wärmeträgers auf das gewünschte Niveau. Die in Abbildung 121 eingezeichneten Felder stellen eine Abschätzung der Betriebstemperaturbereiche der beiden Kollektortypen im Solarprimärkreis dar. Eine Messung der Ein- und Austrittstemperaturen der unterschiedlichen Kollektortypen in den Strängen wurde nicht vorgenommen. Die einfach verglasten Kollektoren (violette Linie, blauer Bereich) sind für den Einsatzbereich der Vorwärmung aufgrund der geringeren Kosten von Vorteil. Der Einsatz der doppelt verglasten Kollektoren (grüne Linie, roter Bereich) ist durch die höhere Leistung im Vergleich zum einfach verglasten Kollektor gerechtfertigt und ermöglicht Vorlauftemperaturen im Solarsekundärkreis, die der Vorlauftemperatur in den Wärmenetzen entspricht.

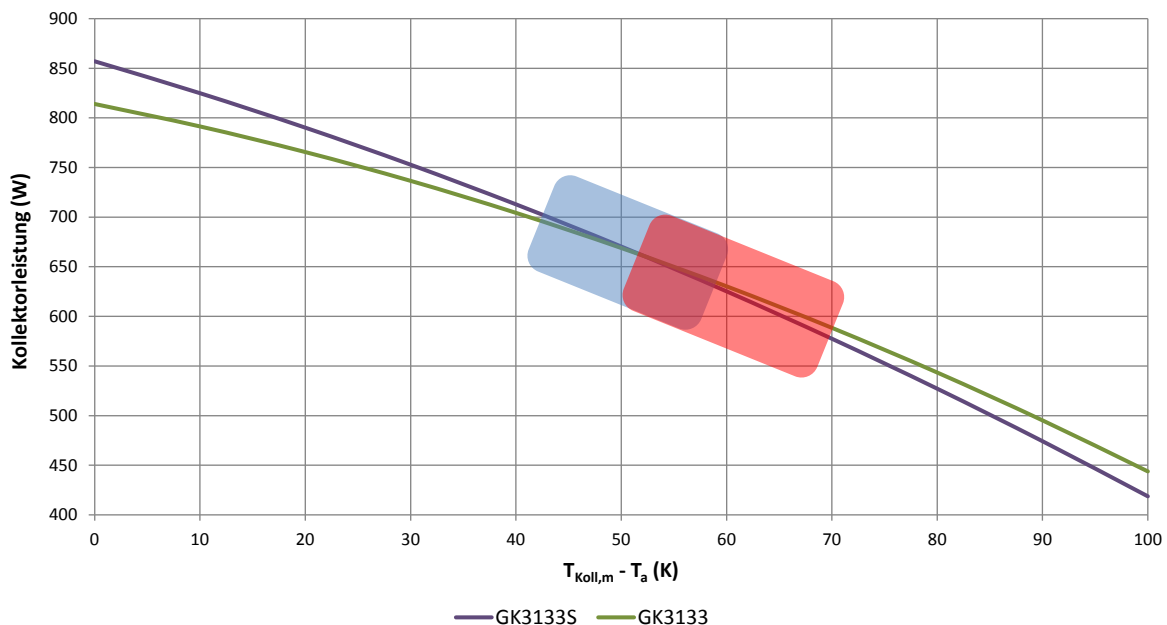


Abbildung 121: Leistungskennlinien (violett „einfach verglast“ und grün „doppelt verglast“) bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 und Abschätzung der Betriebstemperaturbereiche (blaues und rotes Feld) der beiden Kollektortypen (Quelle der Wirkungsgradkennwerte: http://www.greenonetec.com/sites/default/files/downloads/3003_en_pdb_2016-04_0.pdf)

Zur Analyse des Betriebsverhaltens des Biomassekessel 1 zeigt Abbildung 122 die am 23.3.2017 gemessenen Leistungen, Vorlauftemperaturen, sowie die Volumenströme des Biomassekessels 1 und der Verbraucher. Des Weiteren sind auch die Leistung des Solarsekundärkreises, die Rücklauftemperatur vom Biomassekessel 1 und die obere Speichertemperatur des 7 m^3 -Pufferspeichers dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Biomassekessel 1 nachts beinahe durchgehend läuft, während er am Tag nicht in Betrieb ist. Um 6:00 tritt im Wärmenetz Nord eine Leistungsspitze von annähernd 250 kW auf. Da zu dieser Zeit die Solaranlage noch nicht in Betrieb ist und auch die obere Temperatur im 7 m^3 -Pufferspeicher nach einem kurzzeitigen Einbruch um 5:00 Uhr wieder leicht ansteigt, muss die Leistung durch den Biomassekessel 2 bereitgestellt werden. Zwischen 10:00 und 17:00 Uhr liefert der Solarsekundärkreis Wärme an den 7 m^3 -Pufferspeicher, wodurch sich die obere Temperatur im 7 m^3 -Pufferspeicher um ca. 10 K auf ca. 90 °C anhebt.

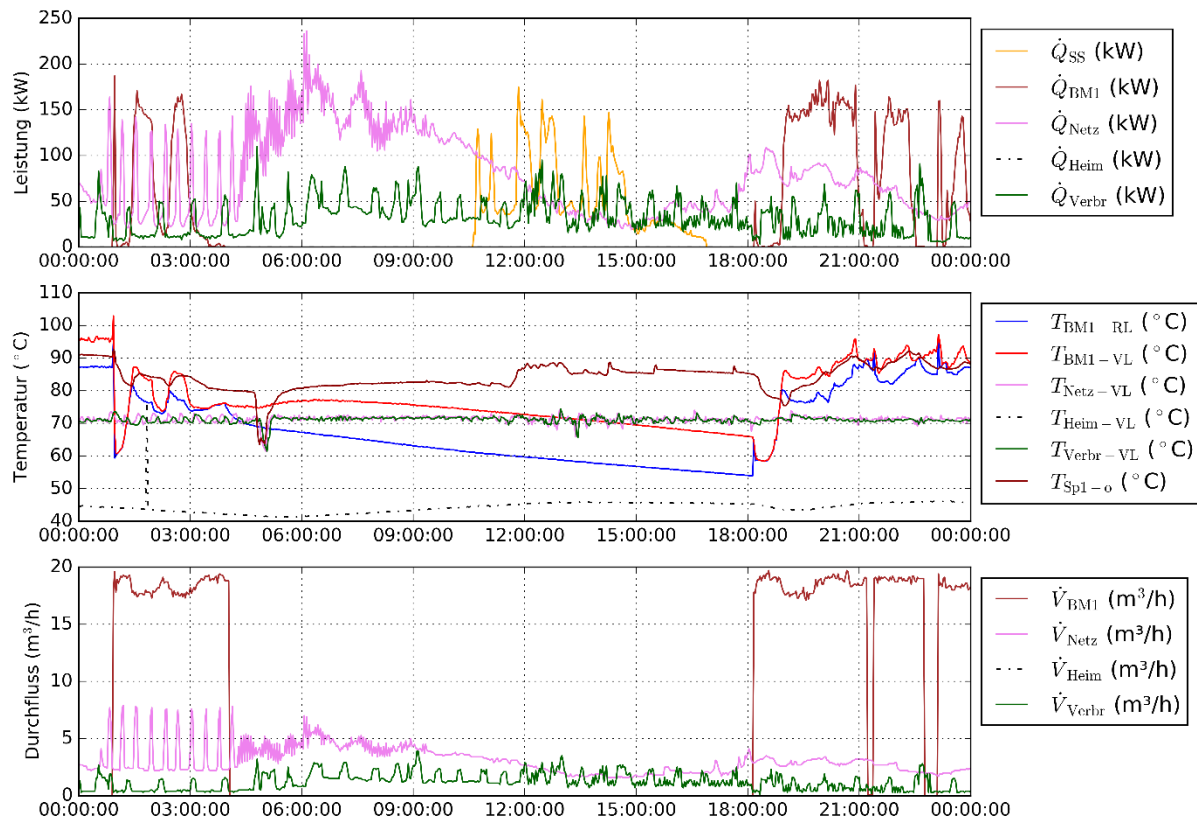


Abbildung 122: Beispielhafte Leistungen (Solarsekundärkreis, Biomassekessel 1, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), Vor- und Rücklauftemperaturen Biomassekessel 1, Vorlauftemperaturen (Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), obere Speichertemperatur des 7 m³-Pufferspeichers und Volumenströme (Biomassekessel 1, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher) (Zeitraum: 23.3.2017)

Die Betriebsweise des Biomassekessels 2 ist in Abbildung 123 für den 22.3.2017 anhand der gemessenen Leistungen, Vorlauftemperaturen, Volumenströme des Biomassekessels 2 und der Verbraucher dargestellt. Des Weiteren sind auch die Leistung des Solarsekundärkreises, die Rücklauftemperaturen vom Biomassekessel 2 und die obere Speichertemperaturen des 7 m³-Pufferspeichers dargestellt. Wie bereits für den 23.3.2017 (dargestellt in Abbildung 122) beschrieben, tritt eine morgendliche Leistungsspitze im Wärmenetz Nord auf. Der Biomassekessel 2 liefert die Wärme und läuft während des Tages noch zweimal für jeweils weniger als 30 Minuten. Die gemessene Leistung des Biomassekessels 2 zeigt Leistungsspitzen, welche auf Anfahrprozesse zurückzuführen sind. Wie auch in der Energiebilanz in Abbildung 112 ersichtlich, bezieht das Wärmenetz Altersheim im Sommer keine Leistung.



Abbildung 123: Beispielhafte Leistungen (Solarsekundärkreis, Biomassekessel 2, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), Vor- und Rücklauftemperaturen Biomassekessel 2, Vorlauftemperaturen (Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), obere Speichertemperatur des 7 m³-Pufferspeicher und Volumenströme (Biomassekessel 2, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher) (Zeitraum: 22.3.2017)

Zur Darstellung des Verhaltens des Ölkessels zeigt Abbildung 124 die am 10.11.2016 gemessenen Leistungen, Vorlauftemperaturen, Volumenströme des Ölkessels und der Verbraucher. Des Weiteren sind auch die Leistung des Solarsekundärkreises, die Rücklauftemperaturen des Ölkessels und die obere Speichertemperatur des 7 m³-Pufferspeichers dargestellt. Der Ölkessel dient zur Spitzenlastabdeckung und wird zugeschaltet, wenn die obere Speichertemperatur des 7 m³-Pufferspeichers sinkt. Der Ölkessel taktet häufig, um die Netztemperatur in engen Grenzen konstant zu halten, was für die Spitzenlastabdeckung üblich ist.

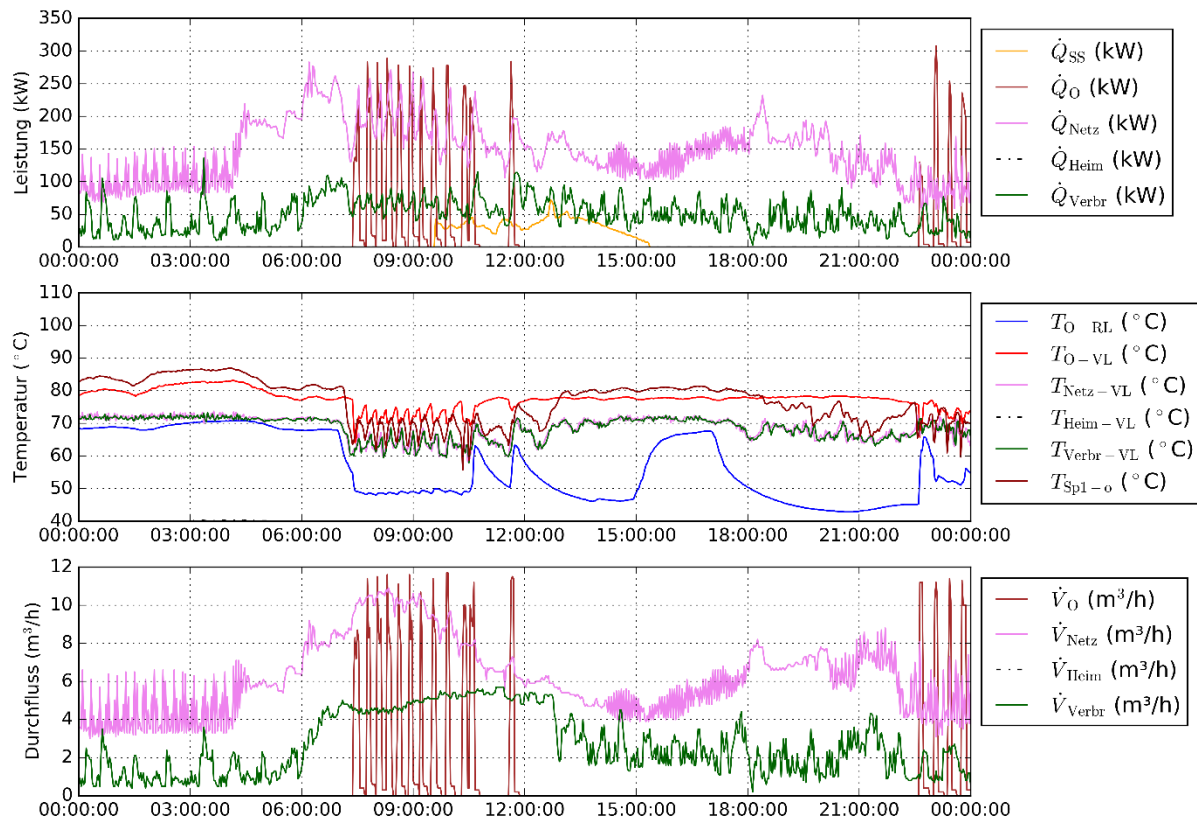


Abbildung 124: Beispielhafte Leistungen (Solarsekundärkreis, Ölkessel, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), Vor- und Rücklauftemperaturen Ölkessel, Vorlauftemperaturen (Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher), obere Speichertemperatur des 7 m³-Pufferspeicher und Volumenströme (Ölkessel, Wärmenetz Nord, Altersheim und Wärmenetz Verbraucher) (Zeitraum: 10.11.2016)

Abbildung 125 stellt die durchschnittliche Tagesleistung aller Wärmeerzeuger und die gesamte Verbrauchsleistung über den gesamten Monitoringzeitraum (oben) und als nach der Leistung sortierte Jahresdauerlinie (unten) dar. Außerdem sind die Vor- und Rücklauftemperaturen von Wärmenetz Verbraucher und Wärmenetz Nord dargestellt. In den Monaten Februar und März gibt es eine Datenlücke, da in diesem Zeitraum die Betriebsdatenerfassung und -übermittlung ausgefallen war. Es ist ersichtlich, dass in den Monaten Juni bis September die Leistung der Verbraucher auf unter 50 kW sinkt. Diese Leistung wird zu einem Großteil durch die Solaranlage gedeckt (siehe auch Solarer Deckungsgrad in Abbildung 65). Die Grafik zeigt auch, dass die Vorlauftemperaturen der Wärmenetze nur geringfügig im Jahresverlauf angepasst wird und zwischen etwa 70 °C und 75 °C gehalten wird. Bei der Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes Verbraucher sind Schwankungen ersichtlich, die auf einen wiederkehrenden Wärmebedarf eines leistungsstarken Verbrauchers im Netz hindeuten.

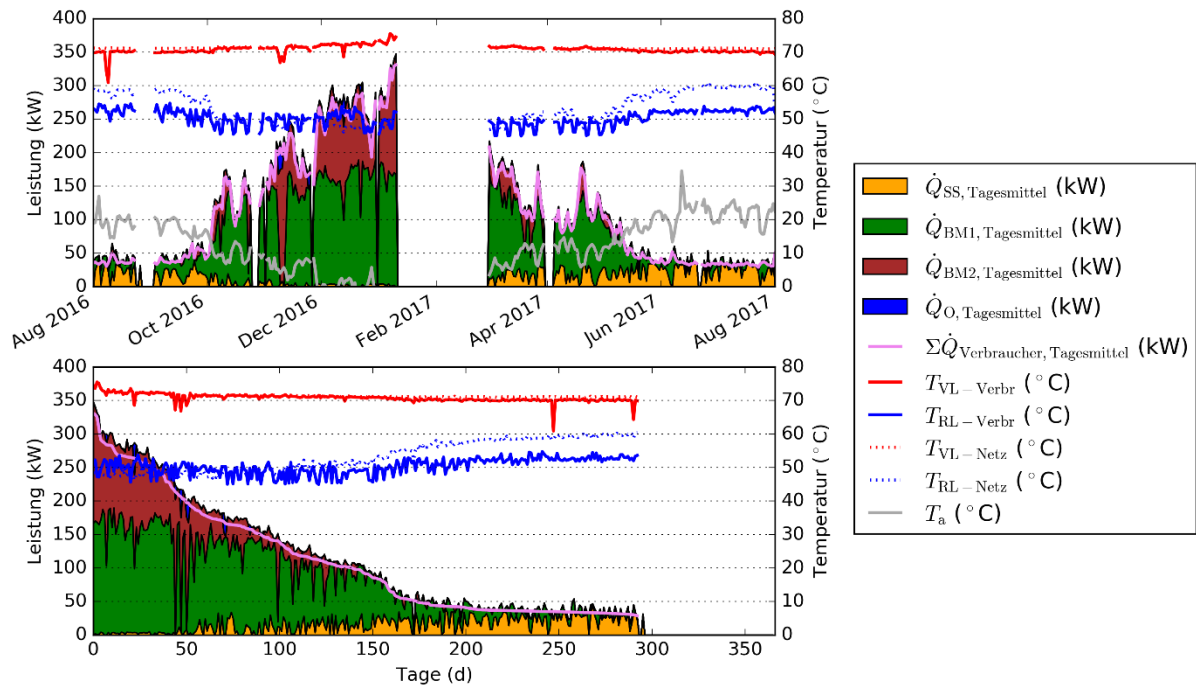


Abbildung 125: Oben: Durchschnittliche Tagesleistungen der Erzeuger (gestapelt), Summe der durchschnittlichen Tagesleistungen der Verbraucher (Linie) sowie Vor- und Rücklauftemperaturen von Wärmenetz Verbraucher und Wärmenetz Nord. Unten: Wie oben, sortiert nach den Leistungen der Verbraucher (Tagesmittelwerte, Zeitraum: August 2016 bis Mai 2017)

7.5.6 Anlagen Status Quo

Das Monitoring der Anlage „Nahwärme Maria Gail“ hat mit August 2016 gestartet und konnte mit Ende Juli 2017 erfolgreich abgeschlossen werden. Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und sehr zufriedenstellend bei einem sehr hohen spezifischen solaren Ertrag und hohen solaren Deckungsgraden im Sommer bezeichnet werden.

Die einzelnen Komponenten sind sehr gut aufeinander abgestimmt. Die Wahl zweier verschiedener Kollektortypen (doppelt und einfach verglast) ermöglicht den Einsatz der Kollektoren in den jeweils vorteilhaften Betriebszuständen. Der Solarwärmeübertrager weist bei der Nennleistung der Solaranlage eine niedrige logarithmische Temperaturdifferenz auf, was eine optimale Dimensionierung bescheinigt. Stagnation der Solaranlage wurde zu keinem Zeitpunkt gemessen. Der Anteil an Solarwärme am geringen Wärmebedarf in den Sommermonaten (zwischen 60 % und 75 % zwischen Juni und August) entlastet die Biomassekessel signifikant.

Die separate Versorgung des Altersheims im Sommer wurde bislang nicht umgesetzt, sondern das Altersheim wurde über das Wärmenetz Nord versorgt.

8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:

Christian Fink, Waldemar Wagner,: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2015:

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

Fink et al., 2016:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., ZB 2018:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

Fink et al., 2019a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Veronika Hierzer, Michael Reisenbichler, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Reinhard Pertschy, Bernd Windholz, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., ZB 2019b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Michael Reisenbichler, Reinhard Pertschy, Max Blöchle, Franz Helminger, Thomas Natiesta: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., ZB 2019c:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Jakob Binder, Reinhard Pertschy, Max Blöchle, Franz Helminger, Thomas Natiesta: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., ZB 2019d:

Christian Fink, Walter Becke, Jakob Binder, Reinhard Pertschy: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019