

Endbericht zum Projekt

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN 2015“**

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Veronika Hierzer
Michael Reisenbichler
Reinhard Pertschy

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Max Blöchle
Franz Helminger
Thomas Natiesta

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gleisdorf, im September 2023

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“ – (GZ B574480)

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.....	18
7.1	Bauhof Aichinger, NÖ	18
7.2	Fuxsteiner & Heimberger OG, NÖ	39
7.3	Gärtnerei Bach, W	57
7.4	LME Produktionshalle, OÖ	71
7.5	Mikronetz St. Johann/Pongau, Sbg.	91
7.6	Neue Volksschule Hallwang, S.....	105
7.7	Röm.-Kath. Pfarre St. Martin, S	128
7.8	SST Holding GmbH, V	144
7.9	AVL I und II, Stmk.	157
7.10	Schickmaier, OÖ.....	175
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	187

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 12 erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 350 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 2015 vom Team der Begleitforschung behandelten und untersuchten Anlagen dargestellt. Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (Dezember 2015 bis Juni 2023) mit den 11 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei allen 11 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Kalenderjahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit allen im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- 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
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse

- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit deren Partnern (17 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 5 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 2021 die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu kooperativen Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 32 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, 12 Branchenworkshops, 12 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften und 11 Diplomarbeiten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021) 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 350 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

Das Förderprogramm

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

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

Die wissenschaftliche Programmbegleitung

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

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)

- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einzelnen kooperativen Forschungsprojekten.
- Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des gegenständlichen Projekts 32 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen und 12 Branchenworkshops geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021).
- 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 2015 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an die Endberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2014, sowie 2016 (Fink et al., 2015; Fink et al., 2016, Fink et al. 2019a, Fink et al. 2019b, Fink et al. 2022a, Fink et al. 2023) sowie für die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2017, 2018 und 2019 (Fink et al., 2020; Fink et al., 2021, Fink et al. 2022b) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm (16 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 16 zur Förderung vorgeschlagenen Projekten 11 solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1). Drei Anlage wurde aufgrund eines stark verzögerten Monitoringstarts aus dem Förderprogramm 2012 (Anlage „Schickmaier“) und aus dem Förderprogramm 2013 (Anlage „AVL I – Solare Prozessintegration“ und Anlage „AVL II – Solare Kühlung“) in das Förderprogramm 2015 verschoben.

Hohe solare Deckungsgrade	m ²
BauConsult real estate	123
Volksschule Hallwang	300
Hotel Augut	770
LME GmbH	104

Neue Technologien	m ²
Gärtnerei Bach	126
Kwizda Agro GmbH	250
Niederl - solarthermische KWK	68
Röm.-Kath. Pfarre St. Martin	54
SST Solar	200
Aichinger Hoch- und Tiefbau GmbH	108

Einspeisung in Wärmenetz	m ²
Fuxsteiner & Heimberger OG	113
NW Pöllau	149
Mikronetz Pongau	302

Prozesswärme	m ²
AVL I - Solare Prozessintegration	1585
Schickmaier	314

Kombinierte Anwendungen	m ²
AVL II - Solare Kühlung	1585

Anlage wird realisiert

Anlage wird nicht umgesetzt

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den fünf Einreichkategorien (Förderprogramm 2015) sowie den drei übernommenen Projekten aus dem Förderprogramm 2012 und 2013

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 11 realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden. Bei AEE INTEC wurden 8 Projekte begleitet, bei AIT waren es 3.

Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Fuxsteiner & Heimberger OG			Mrz. 18	Feb. 19
Bach			Jun. 18	Mai. 19
Mikronetz St. Johann/Pongau			Nov. 19	Okt. 20
VS Hallwang			Aug. 18	Jul. 19
SST Holding GmbH			Jan. 19	Dez. 19
AVL I Solare Prozesswärme			Jul. 17	Jun. 18
AVL II Solare Kühlung			Jun. 22	Mai. 23
Schickmaier			Jun. 18	Mai. 19

Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Aichinger Hoch- und Tiefbau GmbH			Mrz. 19	Feb. 20
LME GmbH			Dez. 16	Nov. 17
Röm.-Kath. Pfarre St. Martin			Mai. 19	Apr. 20

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 11 Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2015)

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 deren Partnern (Haustechnikplaner, Installationsbetrieb, Elektriker, etc.) betrieben werden.

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

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

Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

Des Weiteren erfolgte für 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 wurden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) erfolgten diese Analysen sehr detailliert. Danach gingen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

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

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

Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, wurde in weiterer Folge versucht, diese in Zusammenarbeit mit den Anlageneigentümern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installateure, Regelungsunternehmen, Elektriker, etc.) auch zu erschließen. Die Messdatenanalyse schafft hier gute Möglichkeiten, getätigte Modifikationen hinsichtlich ihrer Wirkung zu überprüfen. So konnten 17 Optimierungsmaßnahmen detektiert und davon bei 5 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums (Dezember 2015 bis Juni 2023) 44 Beiträge zu einschlägigen Veranstaltungen geleistet (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021).

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
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
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 8. bis 10. Juni 2016, Gleisdorf, Österreich	Ergebnisbericht zu sechs Jahren messtechnische Begleitung zum Förderprogramm „Solarthermische Großanlagen“ in Österreich	ca. 200
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 Wärmenetzintegrationen	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 Nutzungspotentiale von industrieller Abwärme, Solarthermie und saisonaler Speicherung für die Fernwärme der Zukunft	ca. 100
Workshop	SDHp2m - Delegationsreise 10. Mai 2017, Friedrichshafen, Dänemark	Austrian funding program „Solarthermie - Solare Großanlagen“	15
Symposium	27. Symposium „Thermische Solarenergie“ 10. bis 12. Mai 2017, Bad Staffelstein, Deutschland	Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen im Förderprogramm für solarthermische Anlagen in Österreich – Statuserhebung und Erfahrungsbericht Aggregierte Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“ in Österreich	ca. 500
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
Themenveranstaltung	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
Vorlesung	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement, FH Wien (Mai 2019)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	20
Symposium	29. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 21. bis 23. Mai 2019, Bad Staffelstein, Deutschland	Messergebnisse zur Einbindung von Solarwärme in netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen	130
Themenveranstaltung	eNu TALK 29.5.2019, Energie- und Umweltagentur NÖ, St. Pölten	Hat Solarthermie Zukunft?	15
Vorlesung	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement, FH Wien (Mai 2020)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	15
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (18.6.2020)	Lernen aus der Praxis: Was Monitoring bringt	30
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (28.1.2021)	Solar to the max - Wie man hohe solare Deckungsgrade erreicht	15
Symposium	31. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 27. - 30. April 2021, Bad Staffelstein, Deutschland	Lokales und übergeordnetes Potential der Systemkombination Bauteilaktivierung und Solarthermie	ca 70
Symposium	31. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 27. - 30. April 2021, Bad Staffelstein, Deutschland	Monitoring-Ergebnisse von großen Solarthermie-Anlagen für Trocknungsanwendungen	ca 70
Workshop	Arbeitskreis „Technik und Innovation“ der ARGE Wohnen NÖ (11.05.2021)	Solarwärme – Förderungen für Wohnbauträger	ca. 15
Tagung	23. österreichischer Biomassetag 15.-16. September 2021, Klagenfurt	Solare Großanlagen: Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	ca. 200
Workshop	Meeting HeatHighway (Netzbetreiber und Planer) - Vorzeigeregion Energie	Solarthermische Integration in Fernwärmesysteme	ca. 30
Workshop	Workshop für eine türkische Delegation zu den Themen: Solare Fernwärme, PVT und Großwärmespeichertechnologien	Solarthermal District Heating - technologies, market, applications, examples	18
Webinar	Effizienter Heizwerkbetrieb, FAST Pichl	Solare Großanlagen für Nahwärmenetze – Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	ca. 35
Konferenz	2nd International Sustainable Energy Conference – ISEC 2022, 05 - 07. April 2022	Solar Thermal District Heating in Austria	350
Workshop	Treffen der Arbeitsgruppe "Fernwärme" des BMK und der Bundesländer	Solarthermie und netzgebundene Wärmeversorgung	16
Webinar	KONNEX BAU der IG LEBENSZYKLUS BAU	Solarthermische Eigenversorgung von Gebäuden und Quartieren - Erfahrungen aus der Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ des Klima- und Energiefonds	25
Themenveranstaltung	plannING Day 2022 des Fachverbands Ingenieurbüros	Kostengünstige Energiespeicherflexibilität durch Bauteilaktivierung - Innovative Ansätze in Neubau und Sanierung	ca. 60
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (30.11.2022)	Wege zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse ab 70°C bis 150°C	ca. 50
Workshop	Bionet-Know	Solare Großanlagen: Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	15
Workshop	Innovationslabor DigiPEQ	Innovative Warmwassersysteme für großvolumige Gebäude und Quartiere	ca. 30
Seminar	Effiziente Heizwerkführung – Nutzung alternativer Energiequellen (Forstliche Ausbildungsstätte Pichl)	Solarthermische Großanlagen und Wärmepumpen als sinnvolle Erweiterungen für die Biomasse-Nahwärme	20

Symposium	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Herausforderungen und Lösungen zur vollständigen solaren Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs eines Fernwärmenetzes - Referenz Solaranlage Friesach	ca 150
Symposium	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse aus 12 Jahren wissenschaftlicher Begleitung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“	ca 150

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, 12 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021)

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	BWK Das Energie-Fachmagazin Bd.69, 2017	Monitoring-Programm für große solarthermische Anlagen in Österreich Ergebnisse stimmen zuversichtlich
Artikel	tab Das Fachmedium der TGA-Branche Ausgabe 7-8/2017	Erfahrungen mit Solarthermieanlagen Ergebnisse aus einem Monitoring-Programm in Österreich
Artikel	a3 Building Technologies / Solutions Ausgabe 5-2017	Große Solar-Anlagen Gemanagt & gemessen
Artikel	EuroHeat&Power 46. Jg. 2017, Heft 9	Große Solar-Anlagen in Österreich Solare Wärmenetze unter Beobachtung
Artikel	HLK Heizung Lüftung Klimatechnik Ausgabe 5-2017	Thermische Energietechnologien/Trends und Förderungen Große Solarthermie-Anlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Der österreichische Installateur Ausgabe 5/2017	Schwerpunkt auf solaren Großanlagen
Artikel	TGA Technische Gebäudeausrüstung 5/2017	Monitoring-Programm Solarthermie Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Umweltschutz der Wirtschaft Ausgabe 2/2017	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig Förderung verlängert
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2017-3	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Erneuerbare Energien, Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie Ausgabe 06/2017	Gekoppelte Thermie Solarwärme ist heute wieder gefragt - und lässt sich kombinieren
Artikel	Erneuerbare Energien – Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie, SunMedia Verlags GmbH online, 16. August 2017	Solarwärme Förderquoten von bis zu 45 Prozent
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2019-1	Solarwärmenutzung in betrieblichen Anwendungen mit Landwirtschaftsbezug

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums (Dezember 2015 bis Juni 2023) 11 akademische Arbeiten verfasst.

Tabelle 3: Übersicht zu erstellten Master- und Diplomarbeiten im Berichtszeitraum

<i>Titel der Master- und Diplomarbeiten</i>	<i>Name DiplomandIn</i>	<i>Universität / Fachhochschule</i>
Solarthermische Großanlagen Betriebsanalyse, Systemevaluation, Bewertungsmethoden, Benchmarking	Daniel Tschopp 2015	FH Burgenland
Messdatengestützte Analyse solarthermischer Großanlagen	Maria Moser 2015	FH Technikum Wien
Betriebsanalyse und Bewertung von Solarthermie- Wärmepumpen-Anlagen in Kombination mit innovativen Speicherlösungen	Andreas Mairoid 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 betonkernaktivierten Nicht-Wohngebäuden mit hohen solaren Deckungsgraden	Veronika Hierzer 2018	FH Burgenland
Operational Analysis and Evaluation of Solar Thermal Plant in Combination with a 2.500 ³ grid-connected storage tank	Stephanie Shuk-King Chang 2019	FH OÖ
Analysis and Evaluation of a Solar Thermal and Heat Pump Combination with Ice Storage	Nouman Akram 2019	Técnico Lisboa
Operation Analysis and Evaluation of Solar Drying Plants	Silvia Paulina Díaz Rivadeneira 2020	FH OÖ
Eine qualitative Bewertung von solaren Luftkollektoren, für die Trocknung von unterschiedlichen landwirtschaftlichen Gütern	Lukas Dobrovits 2022	FH Burgenland

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 11 messtechnisch begleiteten Projekten aus dem Programm Solarthermie – Solare Großanlagen sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen der 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.

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

Grundsätzlich zeigen die Projekte hinsichtlich der wichtigen energetischen Kennzahlen gemischte Ergebnisse. Allgemein liegt der gemessene solare Ertrag der Anlagen unter dem prognostizierten Wert. Nur bei drei Anlage liegt der gemessene solare Ertrag knapp über oder unter dem simulierten Kennwert. Der niedrigere Solarertrag der restlichen Anlagen hat unterschiedliche Gründe. Neben klimatischen Bedingungen wie einer geringeren Einstrahlung (AVL I und II), wurde bei vielen Anlagen ein leicht bis stark geringerer Verbrauch gemessen, als bei der Einreichung prognostiziert wurde, was einen direkten Einfluss auf die jeweiligen gemessenen solaren Erträge hat (Schickmaier, AVL I, Röm-Kath. Pfarre St. Martin, VS Hallwang, LME Produktionshalle). Bei den Anlagen „Röm-Kath. Pfarre St. Martin“ sowie „Mikronetz St. Johann/Pongau“ wurde zudem Verschattung der Kollektoren, welcher in der Simulation nicht berücksichtigt wurden, bemerkt.

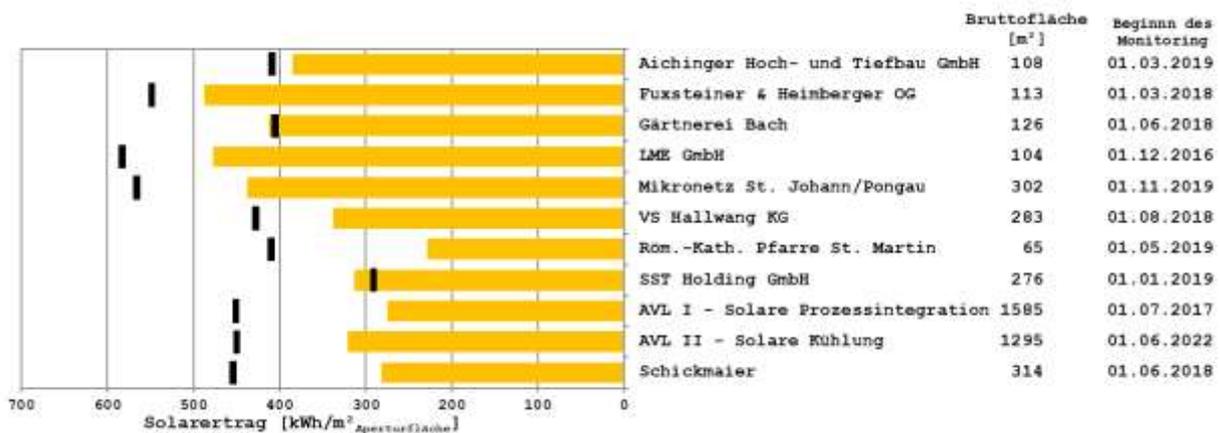


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

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

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

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

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

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

$$SD_{\text{direkt}} = \frac{Q_{\text{Solar_direkt}}}{Q_{\text{konv We}} + Q_{\text{Solar_direkt}}} \quad \text{Gleichung 2}$$

$Q_{\text{Solar_direkt}}$ jährlicher Wärmeinput des Solarsystems welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung herangezogen wird

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

Der Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Bei zwei Anlagen mit Wärmepumpennachheizung, bei denen solare Wärme als Wärmequelle für den Verdampfer dient („LME Produktionshalle“ und „Fuxsteiner & Heimberger OG“), wird auch der direkte Anteil des solaren Deckungsgrades ermittelt (hellrot).

Bei allen bis auf 2 Anlagen liegt der gemessene solaren Deckungsgrad über dem prognostizierten Wert. Beachtenswert ist, dass bei der Anlage „Aichinger Hoch- und Tiefbau“ der gesamte Wärmebedarf über die solarthermische Anlage gedeckt werden konnte. Dies war unter anderem aufgrund des doch signifikant geringeren Verbrauchs möglich. Auch bei den Anlagen „SST Holding“ und „AVL I“ konnte ein deutlich höherer solarer Deckungsgrad als erwartet erzielt werden. Während bei „AVL I“ dies hauptsächlich am niedrigeren Verbrauch der Prozesswärme lag, konnte bei „SST Holding“ der Nutzen des Erdspeichers nicht im vollen Maße mit dem Simulationsprogramm dargestellt werden. Aufgrund des höheren Verbrauchs und schlechten Einstrahlungswerten konnte der erwartete solare Deckungsgrad bei der Anlage „AVL II“ nicht erreicht werden.

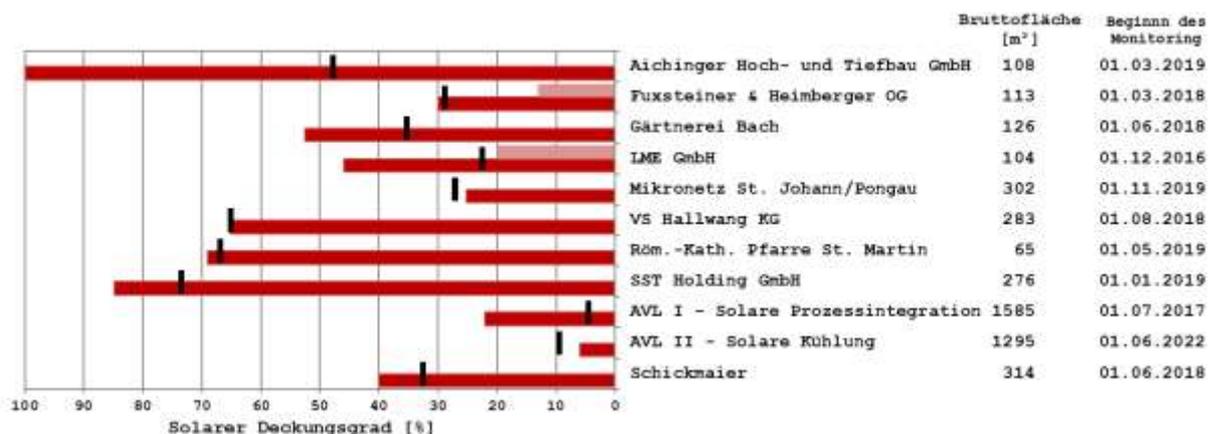


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs mit dem Prognosewert.

3 Anlagen liegen über dem Prognosewert, wobei die Anlage „AVL II“ deutlich mehr gemessenen Verbrauch aufzeigt. Bei 6 Anlagen wurde deutlich weniger Verbrauch gemessen als erwartet (-30% oder weniger). Bei der Anlage „Aichinger Hoch- und Tiefbau“ konnte das verwendete Simulationsprogramm die komplexen Gebäudedynamik (Kombination von Neu- und Altbau) nicht ausreichend darstellen, was in weiterer Folge zu dem geringeren Verbrauch führte.

Der Verbrauch der Anlage „AVL I – Solare Prozessintegration“ ist mindestens um den Faktor 20 höher als bei allen anderen Anlagen. Daher wird die x-Achse 2-teilig dargestellt.

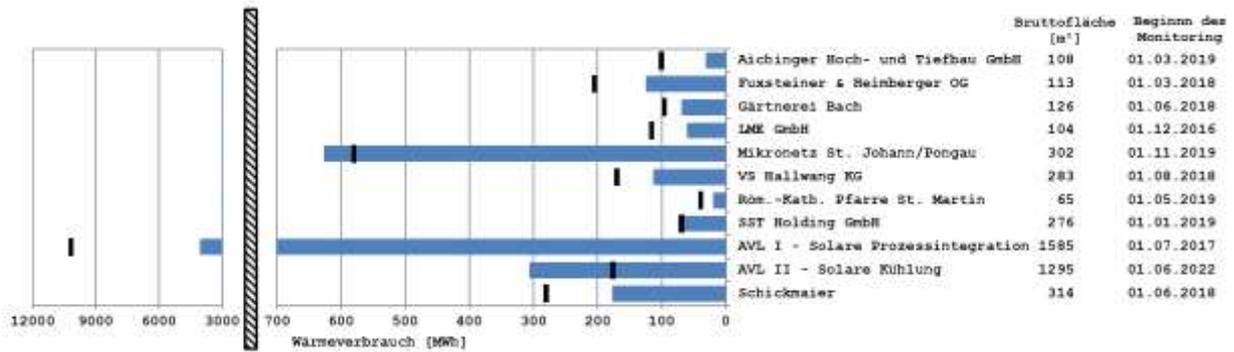


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Bauhof Aichinger, NÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Bauhof Aichinger
<u>Adresse:</u>	2013 Göllersdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	105 m ² Flachkollektoren Gasokol Gigasol OR
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2000 l Warmwasserpufferspeicher, 5000 l Heizungs-pufferspeicher, 2000 l Pufferspeicher Kälte, 177 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizung</u>	Gaskessel in Bestand
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	100 % lt. Messung
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	384 kWh/(m ² *a) (gemessen, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring mit Februar 2020 abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Bauvorhaben handelt es sich um einen Zubau zu einem bestehenden Gebäude eines Baumarktes im niederösterreichischen Ort Göllersdorf (siehe Abbildung 6). Der Zubau beherbergt einen Verkaufsraum für Baubedarf und zwei Haustechnikräume, in denen auch die Technik der Solaranlage des Zubaus untergebracht ist. Der Neubau besteht aus einem Geschoss mit einer verbauten Fläche von ca. 415 m² (Nutzfläche ca. 386 m²). Es handelt sich um einen Massivbau mit 177 m³ Bauteilaktivierung (BTA) des Bodens und der Decke. Zusätzlich werden ein Warmwasserpufferspeicher mit einem Volumen von 2.000 l und ein Heizungs-pufferspeicher mit einem Volumen von 5.000 l sowie ein Kältespeicher mit einem Volumen von 2.000 l eingesetzt.

Die Wärmeversorgung der Raumheizung, der Warmwasserbereitung und der thermisch betriebenen Adsorptionskältemaschine, die mit Solarwärme Kälte zur Raumkühlung erzeugt, erfolgt zum Teil (47,3 % laut Simulation) durch am Dach aufgeständerte solarthermische Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von 105 m² (siehe Abbildung 7). Die Azimut-Ausrichtung der Kollektoren ist nach Süden, die Neigung beträgt 60°. Die Nachheizung erfolgt bei Bedarf über einen Gaskessel im Bestandsgebäudebereich.



Abbildung 6: Ansicht des Eingangsbereichs (Südostansicht, Quelle: AIT)



Abbildung 7: Panoramafoto der Solaranlage am Dach (Quelle: AIT)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für den Baumarkt Aichinger ist in Abbildung 8 dargestellt. Die Solaranlage (105 m² Bruttokollektorfläche) belädt über einen externen Wärmeübertrager je nach Ladezustand den Heizungspufferspeicher (5.000 l) oder den Warmwasserpufferspeicher (2.000 l).

Aus dem obersten Bereich des Warmwasserpufferspeichers wird ein Frischwassermodul versorgt, dessen Rücklauf in den untersten Bereich des Warmwasserpufferspeichers eingeleitet wird. Die Raumtemperierung (Wärme/Kälte) wird über Bauteilaktivierung der Decken und Fußböden bewerkstelligt, wobei der Vorlauf über ein 3-Wege-Umschaltventil aus dem Heizungspufferspeicher oder Kältespeicher (2.000 l) gewählt werden kann. Der Rücklauf der Raumtemperierung wird entsprechend über ein T-Stück und Rückschlagventile in den untersten Bereich des Heizungspufferspeichers bzw. in den oberen Bereich des Kältespeichers eingeleitet. Der Kältespeicher wird von einer Adsorptionskältemaschine (AKM) gespeist. Diese wiederum bezieht ihre Prozesswärme aus

dem obersten Bereich des Heizungspufferspeichers. Als Notheizung besteht eine Verbindung zu einem Bestandskessel.

Das Messkonzept umfasst sechs Wärmemengenzähler, einen Stromzähler, 33 Temperatursensoren, drei Ventilstellungen, einen Druckfühler im solaren Primärkreis und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

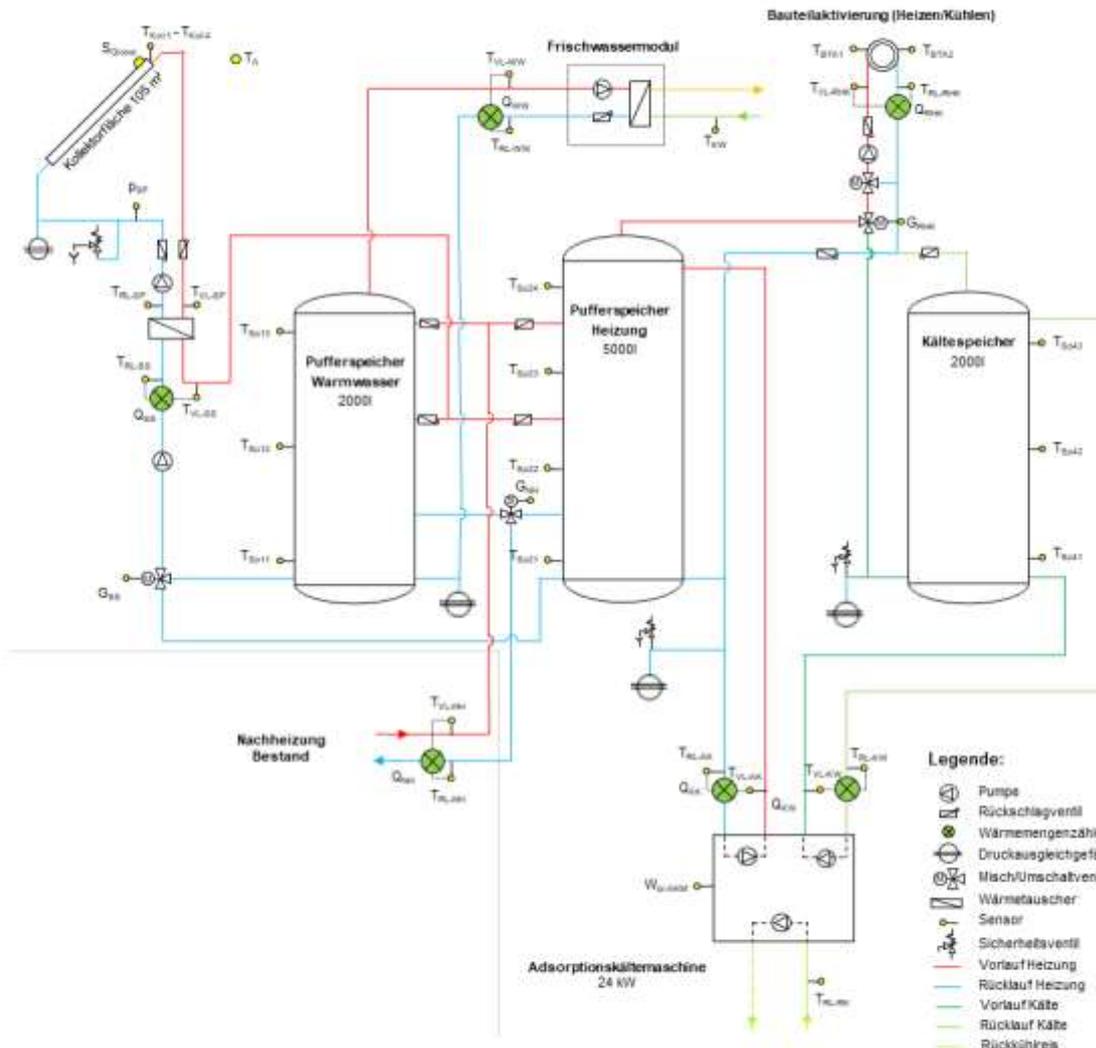


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Bauhof Aichinger“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

- S_{Global} Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- T_{Koll1...4} Kollektortemperaturen 1 bis 4
- T_A Außenlufttemperatur
- p_{SP} Druck im Solarprimärkreis

T _{VL-SP}	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
T _{RL-SP}	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
T _{VL-SS}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T _{RL-SS}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q _{SS}	Wärmezähler Solarsekundärkreis
G _{SS}	Stellung Umschaltventil Solarwärme-Heizungspufferspeicher/Warmwasser

Nachheizung

T _{VL-NH}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T _{RL-NH}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q _{NH}	Wärmezähler Solarsekundärkreis
G _{NH}	Stellung Umschaltventil Nachheizung-Heizungspufferspeicher/Warmwasser

Schichtspeicher (Vier Stück)

T _{Sp11}	Temperatur Warmwasserpufferspeicher unten
T _{Sp12}	Temperatur Warmwasserpufferspeicher Mitte
T _{Sp13}	Temperatur Warmwasserpufferspeicher oben
T _{Sp21}	Temperatur Heizungspufferspeicher unten
T _{Sp22}	Temperatur Heizungspufferspeicher Mitte unten
T _{Sp23}	Temperatur Heizungspufferspeicher Mitte oben
T _{Sp24}	Temperatur Heizungspufferspeicher oben
T _{Sp41}	Temperatur Kältespeicher unten
T _{Sp42}	Temperatur Kältespeicher Mitte
T _{Sp43}	Temperatur Kältespeicher oben

Warmwasserbereitung (Frischwassermodul)

T _{KW}	Kaltwassertemperatur
T _{VL-WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T _{RL-WW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q _{WW}	Wärmezähler Warmwasserbereitung

Bauteilaktivierung

T _{VL-RHK}	Vorlauftemperatur Raumheizung/Raumkühlung
T _{RL-RHK}	Rücklauftemperatur Raumheizung/Raumkühlung
Q _{RHK}	Wärme-/Kältezähler Raumheizung/Raumkühlung
G _{RHK}	Stellung Umschaltventil Raumheizung/Raumkühlung
T _{BTA1}	Bauteiltemperatur im Betonkern der Bodenplatte
T _{BTA2}	Bauteiltemperatur im Betonkern der Decke

Adsorptionskältemaschine

T _{RL-RK}	Rücklauftemperatur Kühlturm
T _{VL-KW}	Vorlauftemperatur Kältespeicherladekreis
T _{RL-KW}	Rücklauftemperatur Kältespeicherladekreis
Q _{KW}	Kältezähler Kältespeicherladekreis
T _{VL-AK}	Vorlauftemperatur Austreiberkreis
T _{RL-AK}	Rücklauftemperatur Austreiberkreis
Q _{AK}	Wärmezähler Austreiberkreis
W _{el-AKM}	Stromzähler Adsorptionskältemaschine

7.1.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 9 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Bauhof Aichinger“ zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme in den Warmwasserpufferspeicher; hellblau: Solarwärme in den Heizungspufferspeicher; rot: Nachheizung vom Bestand in beide Pufferspeicher) und andererseits die Wärmeoutputs (braun: Wärme für die Bauteilaktivierung; hellgrün: Wärme für die Warmwasserbereitung; dunkelgrün: Wärme für den Austreiberkreis der Adsorptionswärmepumpe). Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 20 % abschätzen. Da im Berichtszeitraum keine Wärme aus dem fossil beheizten Nachheizkreis benötigt wurde, also sowohl die Heizung als auch die Kühlung ausschließlich solar erfolgten, kann dieser Wert als niedrig angesehen werden.

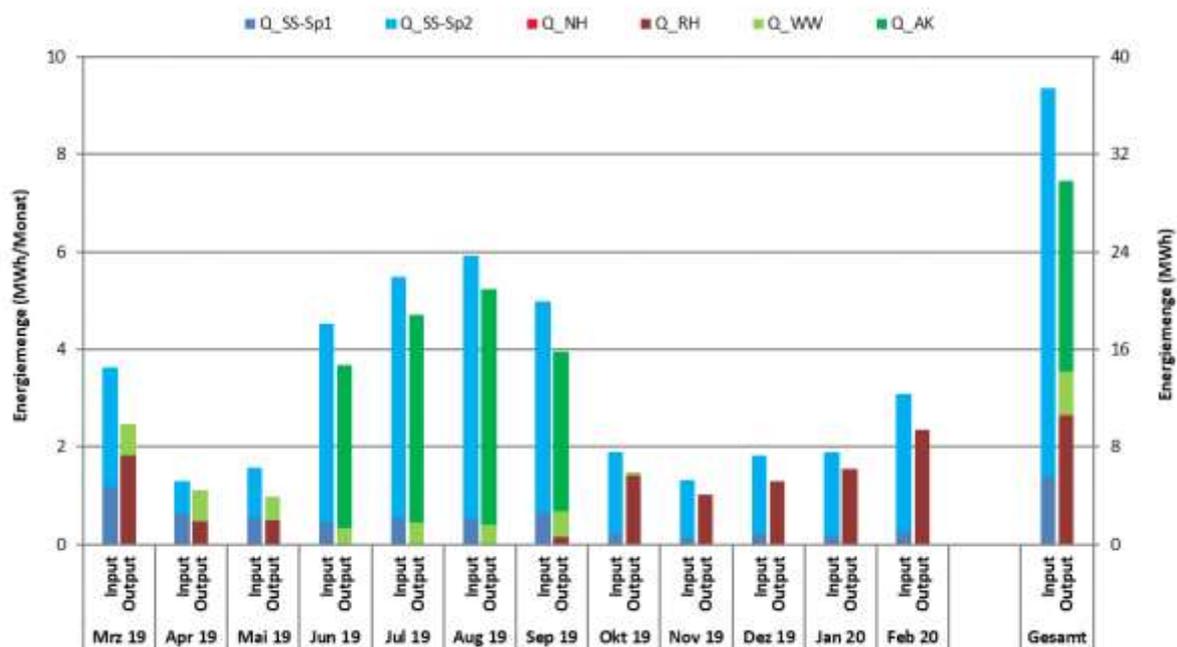


Abbildung 9: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Bauhof Aichinger“

In Abbildung 10 ist die Energiebilanz um den Warmwasserpufferspeicher gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Sie zeigt analog zur zuvor gezeigten Energiebilanz des Gesamtsystems (Abbildung 9) die Wärmeinputs in den Warmwasserpufferspeicher (blau: Solarwärme in den Pufferspeicher; rot: Nachheizung vom Bestand) und andererseits die der Warmwasserbereitung zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün).

Die mittlere Pufferspeichertemperatur ist jeweils zum Monatswechsel dargestellt, die maximalen und minimalen Pufferspeichertemperaturen beziehen sich jeweils auf den gesamten Monat. Über die Pufferspeichertemperaturen kann auf den Speicherzustand geschlossen werden. Bereits am 1. März lag die mittlere Pufferspeichertemperatur über 70 °C und erreicht Ende des Monats den Höchststand des Monitoringzeitraums von beinahe 85 °C.

Die Differenz zwischen Input und Output wird durch Speicher- und Leitungsverluste hervorgerufen, die bei den hier gewählten Bilanzierungsgrenzen etwa 36 % betragen. Dieser hohe Wert ergibt sich durch die nicht genutzte Solarwärme in den Monaten November 2019 bis Februar 2020. Es wurde zwar Solarwärme in den Warmwasserpufferspeicher eingespeist, diese wurde jedoch nicht genutzt, da der Anlagenbetreiber in diesem Zeitraum auf die Warmwasserbereitung des Bestandssystems (in einem Nachbargebäude) anstatt auf die solare Warmwasserbereitung zurückgegriffen

hat. Die gespeicherte Solarwärme ging aufgrund des Wärmedurchgangs durch die Speicherwand mit der Zeit an die Umwelt verloren. Die dennoch erfolgte Beladung des Warmwasserpufferspeichers hat energetisch kaum Nachteile (Pumpenstrom) und ist für die Stagnationsvermeidung dienlich.

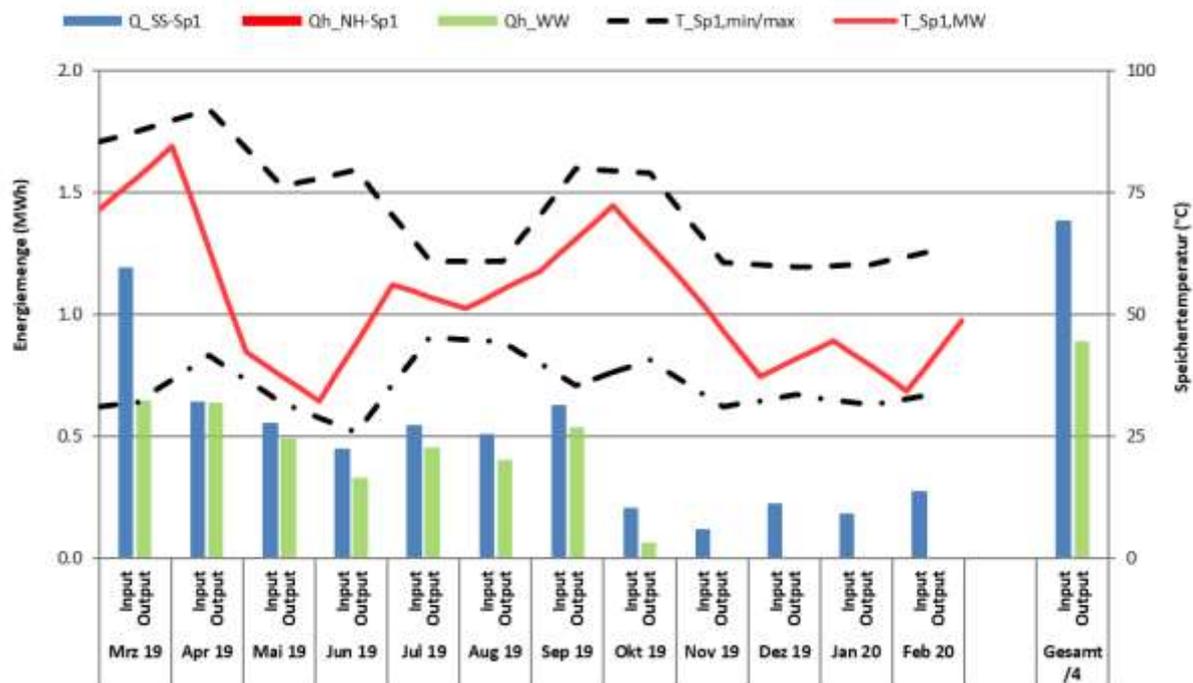


Abbildung 10: Energiebilanz Warmwasserpufferspeicher der Anlage „Bauhof Aichinger“ sowie mittlere, maximale und minimale Pufferspeichertemperaturen

In Abbildung 11 ist die Energiebilanz um den Heizungspufferspeicher gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Sie zeigt analog zu den zuvor gezeigten Energiebilanzen (Abbildung 9 und Abbildung 10) die Wärmeinputs in den Speicher (blau: Solarwärme in den Pufferspeicher; rot: Nachheizung vom Bestand) und andererseits die der Gebäudeheizung (braun) und der Adsorptionskälteanlage (grün) zur Verfügung gestellten Wärmemengen. Die mittlere Pufferspeichertemperatur ist jeweils zum Monatswechsel dargestellt, die maximalen und minimalen Pufferspeichertemperaturen beziehen sich jeweils auf den gesamten Monat.

Die Differenz zwischen Input und Output beträgt bei den hier gewählten Bilanzierungsgrenzen lediglich 18 %, was für eine ausschließliche solare Versorgung ein niedriger Wert ist. Da die anfallende Solarwärme im Winter für die Gebäudeheizung und im Sommer für die Versorgung des Austreiberkreises der Adsorptionwärmepumpe vollständig genutzt werden kann, kommt es zu keinen längeren Speicherzeiträumen und damit zu weniger Speicherverlusten.

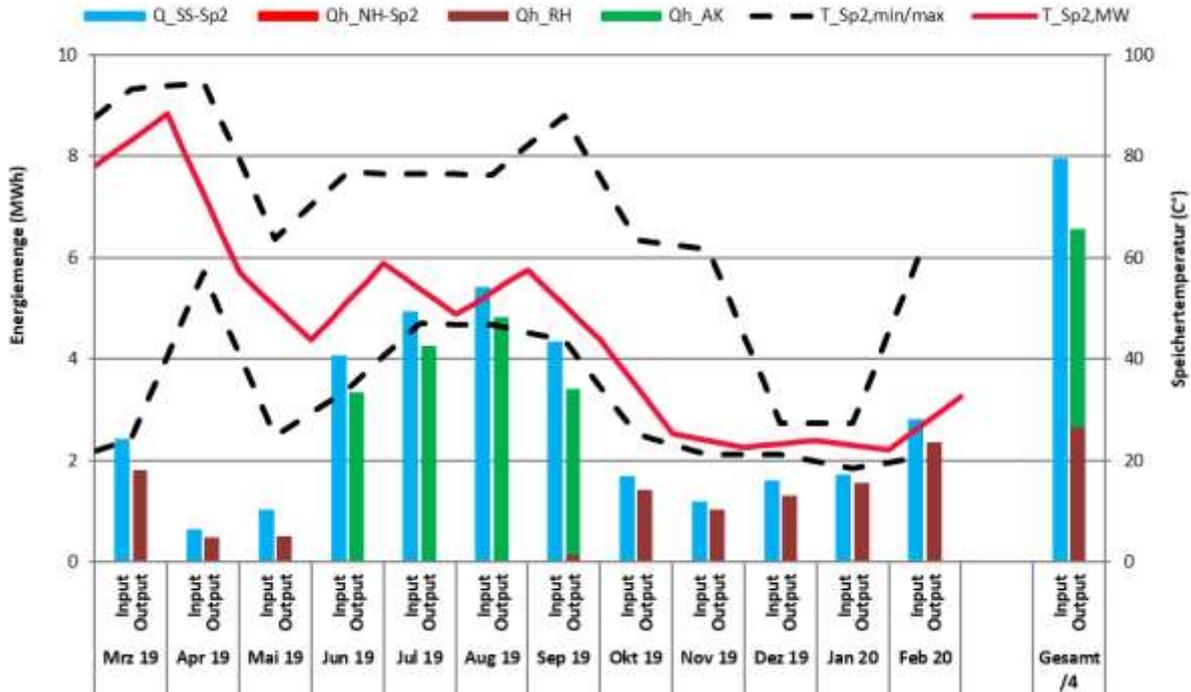


Abbildung 11: Energiebilanz Heizungspufferspeicher der Anlage „Bauhof Aichinger“ sowie mittlere, maximale und minimale Pufferspeichertemperaturen

In Abbildung 12 sind der Wärmeeintrag in und die Wärmeabfuhr aus dem Kältespeicher dargestellt. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeeintrag und Wärmeabfuhr lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 7 % abschätzen. Dieser niedrige Wert ist auf die geringe Kältespeichergröße von 2 m³, gute Wärmedämmung des Kältespeichers und der Rohrleitungen zurückzuführen sowie auf relativ hohen Kühltemperaturen zwischen 20 °C und 25 °C.

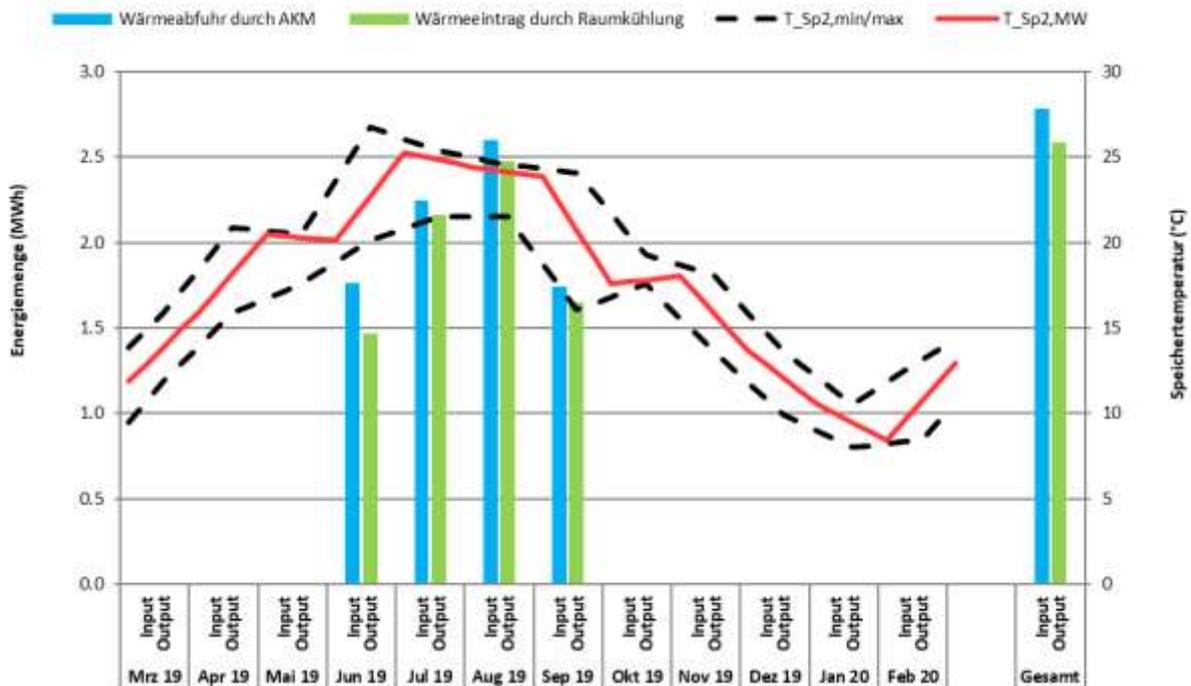


Abbildung 12: Energiebilanz Kältespeicher der Anlage „Bauhof Aichinger“ sowie mittlere, maximale und minimale Kältespeichertemperaturen

In Abbildung 13 ist die Wärmebilanz der Adsorptionskältemaschine dargestellt und zeigt einerseits den Wärmeinput durch den Austreiberkreis (blau) und andererseits die vom Kältespeicher aufgenommene Wärmemenge (rosa). Die ebenfalls eingetragenen monatlichen Arbeitszahlen der Adsorptionskältemaschine („x“). Letztere sind die Quotienten aus den im jeweiligen Monat gemessenen aufgenommenen Wärmemengen und den im Austreiberkreis gemessenen Wärmemengen. Diese Werte liegen konstant zwischen 0,53 und 0,54, ein üblicher Wertebereich bei dieser Technologie.

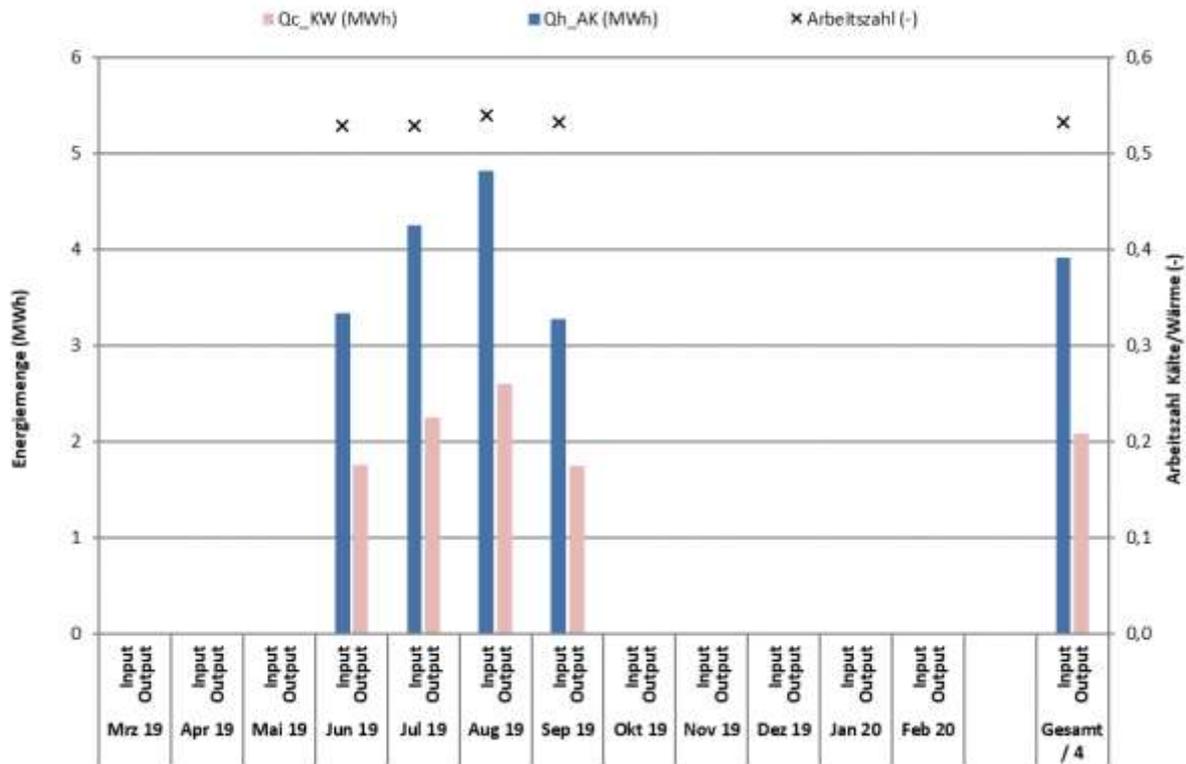


Abbildung 13: Energiebilanz der Adsorptionskältemaschine der Anlage „Bauhof Aichinger“ mit Arbeitszahlen

In Abbildung 14 ist die vom Kältespeicher abgeführte, von der Adsorptionskältemaschine aufgenommene Wärmemenge (rosa), der Stromverbrauch der elektrischen Verbraucher (Pumpen, Regelung, etc.) der Kältemaschine und die auf den Strombedarf bezogenen Arbeitszahlen dargestellt. Letztere sind die Quotienten aus den im jeweiligen Monat gemessenen aufgenommenen Wärmemengen und den gemessenen Stromverbräuchen. Die monatlichen Arbeitszahlen bezogen auf den Strombedarf liegen der Adsorptionskältemaschine („x“) liegen bei einem Mittelwert von 8,0 zwischen 7,6 und 9,8, was bei dieser Technologie ein üblicher Wertebereich ist.

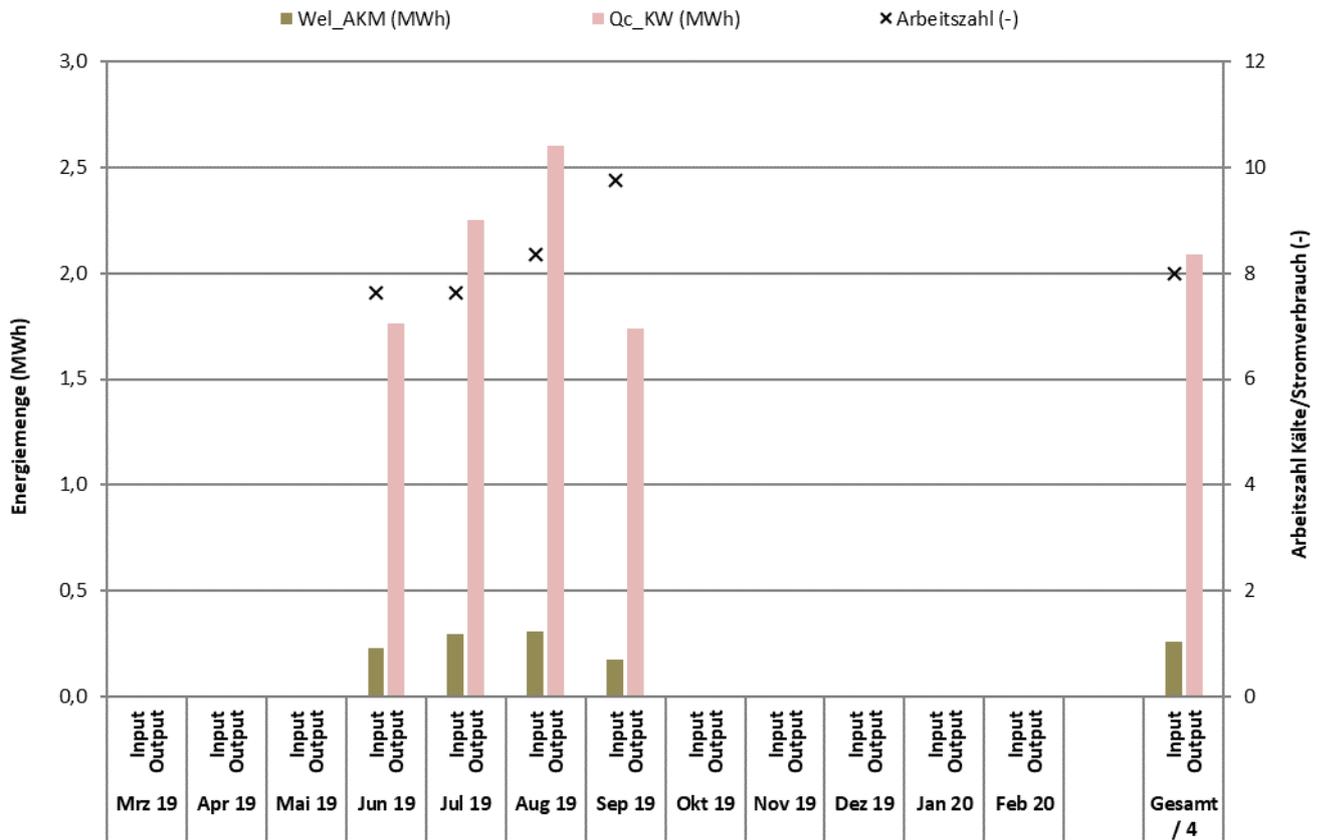


Abbildung 14: Von der Adsorptionskältemaschine aufgenommenen Wärmemenge und elektrischer Stromverbrauch mit auf den Strombedarf bezogenen Arbeitszahlen der Anlage „Bauhof Aichinger“

7.1.4 Kennzahlen der Simulation

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 15 bis Abbildung 17) stellen die Messergebnisse den bei der Einreichung der Förderung angegebenen Simulationsergebnissen gegenüber. Im Rahmen des einjährigen Monitorings werden die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen anhand von relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, Wärmeverbräuche sowie solarer Deckungsgrad) verglichen. Die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase wurde mit dem Programm T*SOL durchgeführt und basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Laut der Anlagensimulation wurde ein spezifischer Jahressolarertrag von etwa 405 kWh/(m²*a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.203 kWh/(m²*a) vorausgesagt. Der gemessene Jahressolarertrag liegt mit 384 kWh/(m²*a) geringfügig (5 %) unter dem Prognosewert. Die tatsächliche Einstrahlung wurde mit 951 kWh/(m²*a) gemessen und liegt damit 21 % niedriger als der prognostizierte Wert. In Abbildung 15 sind die gemessenen Werte den Simulationsergebnissen des spezifischen Solarertrags (blau: lt. Einreichung; rot: lt. Messung) und der spezifischen Einstrahlung (gelb: lt. Einreichung; gelb gestrichelt: lt. Messung) gegenübergestellt.

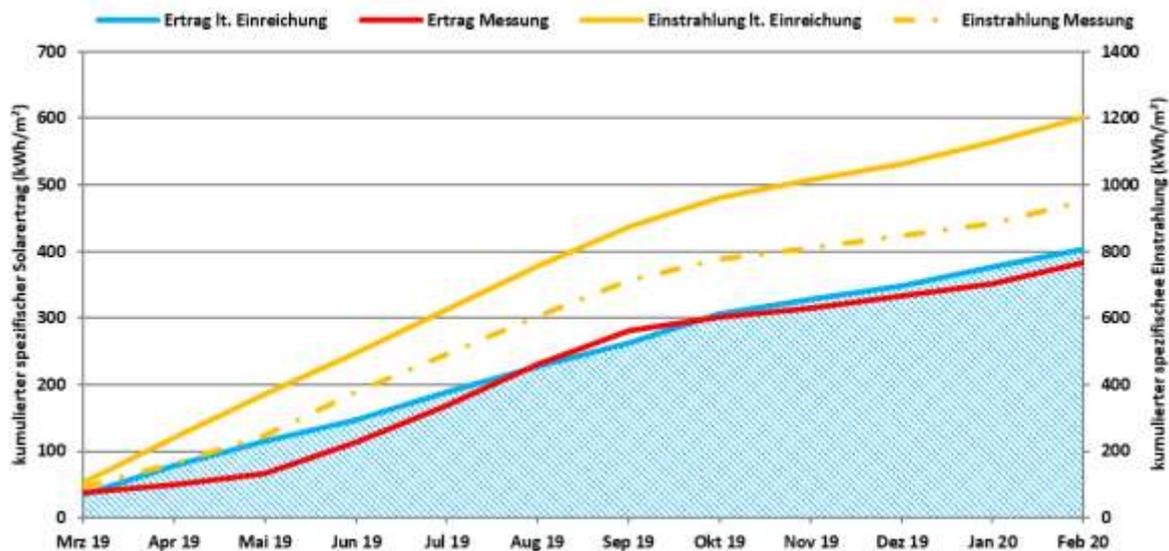


Abbildung 15: Prognostizierte und gemessene Werte für die Einstrahlung und den spezifischen Solarertrag der Anlage „Bauhof Aichinger“

In Abbildung 16 ist der kumulierte Verlauf der gemessenen Werte jenem der Simulationsergebnisse des Wärmeverbrauchs (blau: lt. Einreichung; rot: lt. Messung) gegenübergestellt. Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Einreichung der Förderung mit etwa 97 MWh/a abgeschätzt. Die prognostizierten Verbrauchswerte sind drei Mal so hoch, wie der gemessene Verbrauch von 30 MWh/a. Dies liegt daran, dass die Simulationsrechnung mit einer Standard-Software durchgeführt wurde, in welcher die gegenständliche Gebäudesituation nur teilweise berücksichtigt werden kann. Z.B. kann Wärmeübertragung durch Luftzirkulation zwischen Bestandsgebäude und Neubau - die beiden Gebäudeteile sind räumlich nicht voneinander getrennt - in der verwendeten Software nicht modelliert werden. Es konnten auch keine Aussagen über etwaige Mehrverbräuche bei der Wärmeversorgung des Bestandssystems getroffen werden. Der Wegfall des relativ geringen Wärmebedarfs für die Warmwasserbereitung ab Oktober 2019 trägt ebenfalls zu einem geringeren Gesamtwärmeverbrauch bei.



Abbildung 16: Prognostizierte und gemessene Werte für den Wärmeverbrauch der Anlage „Bauhof Aichinger“

In Abbildung 17 sind die solaren Deckungsgrade lt. Einreichung (blau) und lt. Messung (rot) gegenübergestellt. Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert

durch den gesamten Wärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 47 % angegeben und wäre zwischen 22 % (Dezember) und 81 % (Juli) gelegen. Tatsächlich betrug der solare Deckungsgrad 100 %, da die von der Haustechnik des Bestandsgebäudebereiches versorgte Nachheizung kein einziges Mal in Betrieb war, was eine deutlich bessere Performanz darstellt, wie prognostiziert. Die geschilderten Abweichungen zwischen Mess- und Prognosewert sind hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die gängigen Simulationswerkzeuge nicht dafür geeignet sind, die bei diesem Gebäude vorliegende Gebäudekonstellation (Neubau anschließend an Bestandsgebäude, große Speicherkapazität der aktivierten Boden- und Deckenplatte), exakt abzubilden.



Abbildung 17: Prognostizierte und gemessene Werte für den Solaren Deckungsgrad der Anlage „Bauhof Aichinger“

7.1.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 18 bis Abbildung 23) ist das Betriebsverhalten der Solaranlage bei sonniger Wetterlage exemplarisch für den 23.03.2019 (Beispieltag „Speicherbeladung im Winter“), den 03.06.2019 (Beispieltag „Stagnation wegen technischem Problem mit der Druckhalteanlage“) und den 26.07.2019 („Speicherbeladung und Kühlbetrieb im Sommer“) dargestellt. Abbildung 18, Abbildung 20 und Abbildung 22 enthalten die Messwerte der Kollektortemperaturen, der Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, die Temperaturen im Heizungs- und Warmwasserpufferspeicher, der Außentemperatur, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager und der Globalstrahlung. Des Weiteren ist der Betrieb der Solaranlage grün markiert. In Abbildung 19, Abbildung 21 und Abbildung 23 sind die Messwerte der Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, der Leistung der Solarsekundärkreise zum Heizungs- und zum Warmwasserpufferspeicher und des Solarwirkungsgrades dargestellt.

Am 23.03.2019 ist die Solaranlage von 8:00 bis 15:15 Uhr durchgehend in Betrieb (siehe Abbildung 18). In dieser Zeit speist die Solaranlage meist in den Heizungspufferspeicher ein, lediglich zwischen 10:10 und 11:40 Uhr sowie zwischen 13:40 und 13:55 Uhr wird auf die Beladung des Warmwasserpufferspeichers umgeschaltet. Wie in Abbildung 19 ersichtlich, liegt die Solarleistung zwischen 10 und 80 kW, der Durchschnittswert beträgt 35 kW. Vor dem Betrieb der Solaranlage sinkt aufgrund des kurzzeitigen Betriebs der Gebäudeheizung (7:20 und 8:25 Uhr) die Pufferspeichertemperaturen des Heizungspufferspeicher auf bis zu 30 °C (unterste Temperatur) ab. Mit der solaren

Pufferbeladung steigen in beiden Pufferspeichern die Temperaturen bis Ende des Solarbetriebs auf 80 °C bis 85 °C.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeüberträger liegt im Durchschnitt unter 5 K und erreicht nur bei Umschaltvorgängen für wenige Minuten Werte bis 11 K. Dies deutet auf eine gute Auslegung des Solarwärmeübertragers hin. Die annähernd gleichen Temperaturdifferenzen zwischen den Vor- und den Rückläufen von Solarprimär- und -sekundärkreis weisen auf eine gute Abstimmung der Durchflüsse hin. Auch der erzielte Solarwirkungsgrad, der Werte zwischen 20 % und 55 % erreicht, deutet auf einen optimalen Betrieb der Anlage hin.

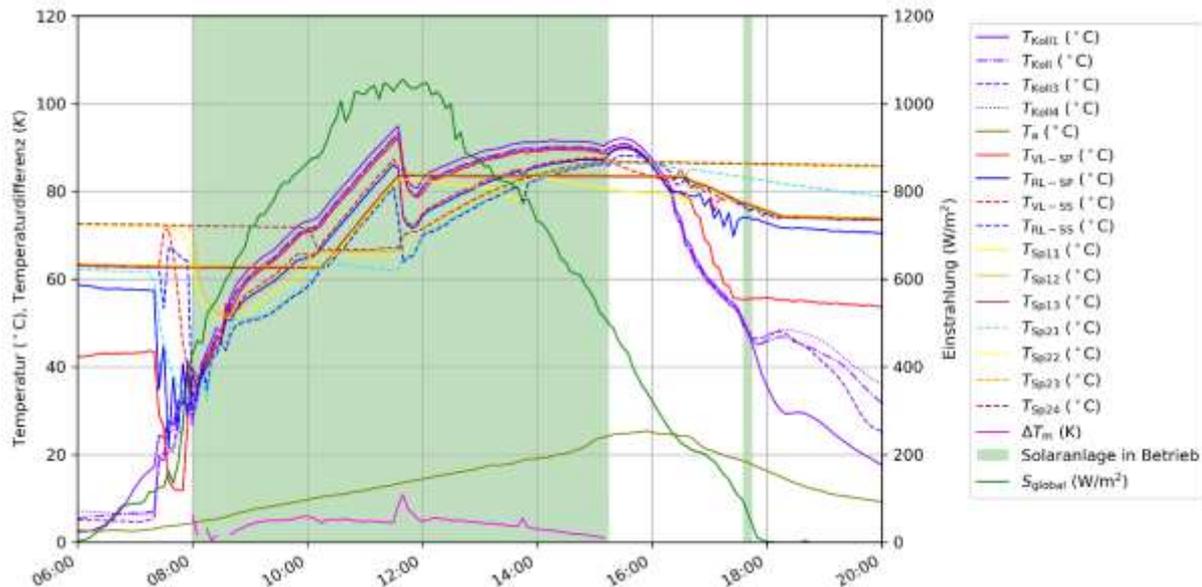


Abbildung 18: Kollektortemperaturen, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeüberträger, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 23.03.2019; 6:00 bis 20:00)

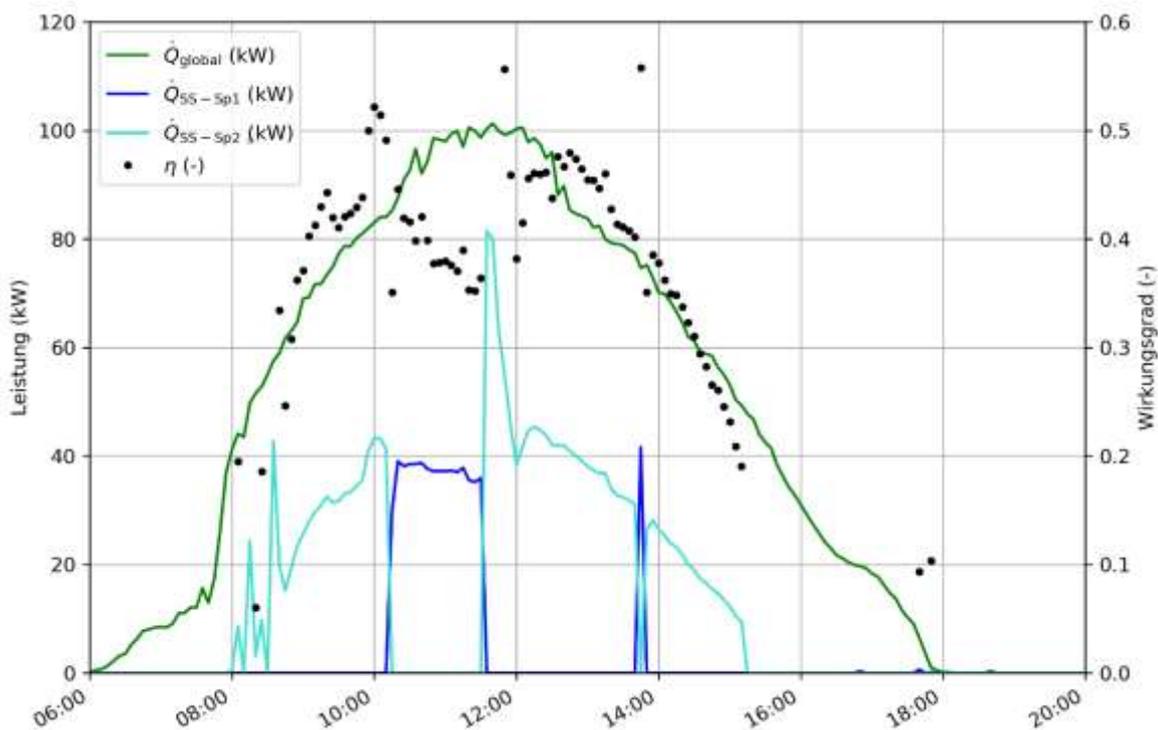


Abbildung 19: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, Leistung des Solarsekundärkreises und Solarwirkungsgrad (Zeitraum: 23.03.2019; 6:00 bis 20:00)

Wie in Abbildung 20 und Abbildung 21 ersichtlich geht die Solaranlage am 03.06.2019 nicht in Betrieb. Bereits kurz nach 9 Uhr kommt es zur Stagnation der Solaranlage, die Kollektortemperaturen erreichen bis zu 151 °C. Die Stagnation bleibt bis etwa 16:00 aufrecht. Nachdem die Globalstrahlung unter 500 W/m² gesunken ist, unterschreiten die Temperaturen in den Kollektoren wieder den Siedepunkt. Die Solarpumpen sind in dieser Zeit nie in Betrieb. Grund für die Stagnation ist an diesem Tag ein technisches Gebrechen der Druckhalteanlage im Solarprimärkreis, das dazu führte, dass am Drucksensor kein Überdruck feststellbar war. Durch diesen Fehler, der bereits Ende April zum ersten Mal aufgetreten war, war der Betrieb der Solaranlage stark eingeschränkt. Es kam trotz vorhandener Speicherkapazitäten in den Pufferspeichern an etwa einem Drittel der Tage zu Stagnationszuständen. Nach der Reparatur der Druckhalteanlage am 06.06.2019 und dem Betriebsstart der Adsorptionskältemaschine am 11.06.2019 wurden über den Sommer keine Stagnationszustände mehr beobachtet. Erst mit Wegfall des Wärmebedarfs für die Kältebereitstellung Anfang Oktober 2019 trat bei gleichzeitig guten Einstrahlungsverhältnissen bis Ende Oktober regelmäßig Stagnation auf. Nach dem 06.06.2019 kam es bis Ende des Monitoringzeitraums zu keinen weiteren unzulässigen Druckabfällen mehr, die Solaranlage war täglich fehlerfrei in Betrieb. Auch an Tagen ohne Heiz- und ohne Kühlbedarf erwartungsgemäß zu Stagnationszuständen.

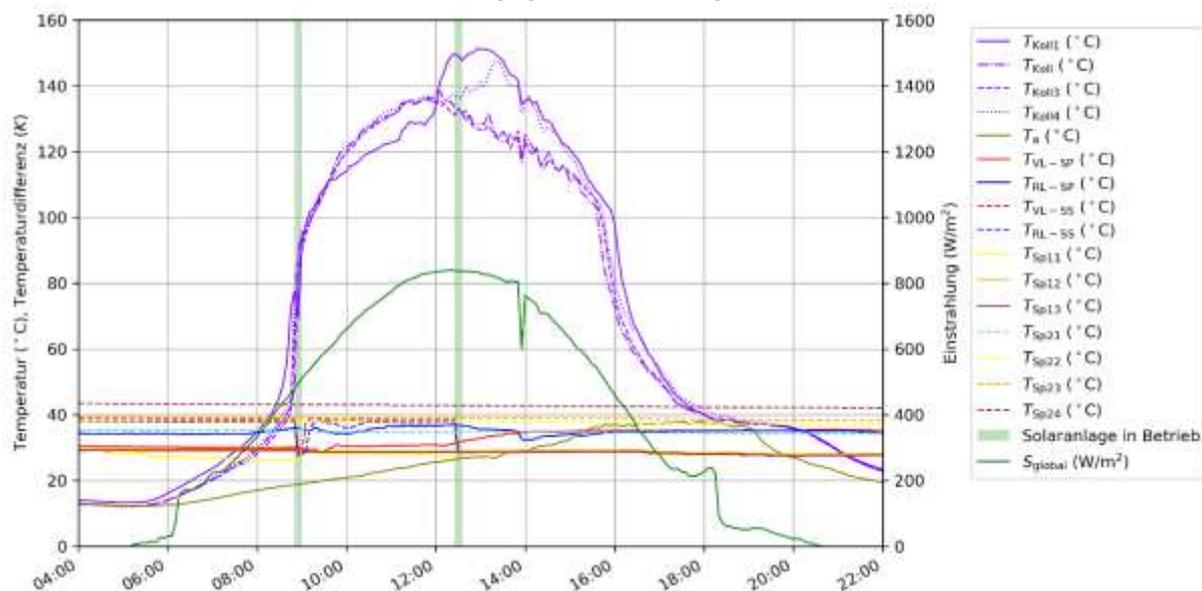


Abbildung 20: Kollektortemperaturen, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 03.06.2019; 4:00 bis 22:00)

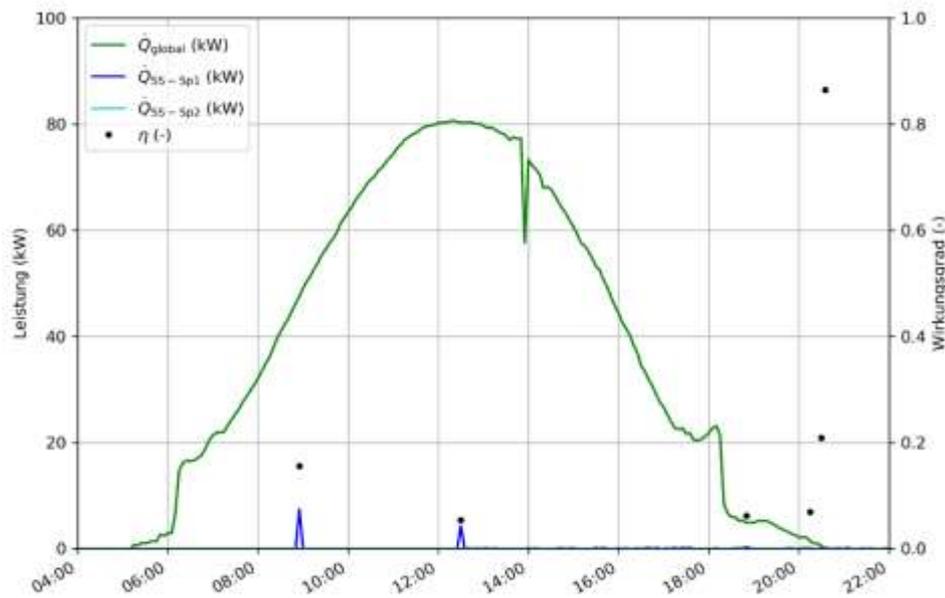


Abbildung 21: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, Leistung des Solarsekundärkreises und Solarwirkungsgrad (Zeitraum: 03.06.2019; 4:00 bis 22:00)

Optimales (und fehlerfreies) Betriebsverhalten der Solaranlage an Tagen mit durchgehendem Kühlbetrieb, wie dem 26.07.2019, ist in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt. Abbildung 22 enthält die Messwerte der Kollektortemperaturen, der Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, von zwei Temperaturen je Puffer- bzw. Kältespeicher, der Außentemperatur, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager und der Globalstrahlung. Des Weiteren ist der Betrieb der Solaranlage grün markiert. In Abbildung 23 sind die Messwerte der Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld und der Leistung des Solarsekundärkreises dargestellt. Die Solaranlage ist zwischen 8:35 und 16:30 Uhr durchgehend in Betrieb. Die eingespeiste Leistung erreicht zur Mittagszeit bis zu 50 kW. Die Solaranlage geht an diesem Tag nicht in Stagnation, da sie einerseits mit 60°C recht steil aufgestellt ist (Globalstrahlung in Kollektorebene max. 840 W/m²) und da andererseits die Solarwärme permanent der Adsorptionskältemaschine zugeführt wird. Die Temperaturen in den Pufferspeichern steigen zwar im Laufe des Betriebs der Solaranlage an, aber überschreiten nie 80 °C.

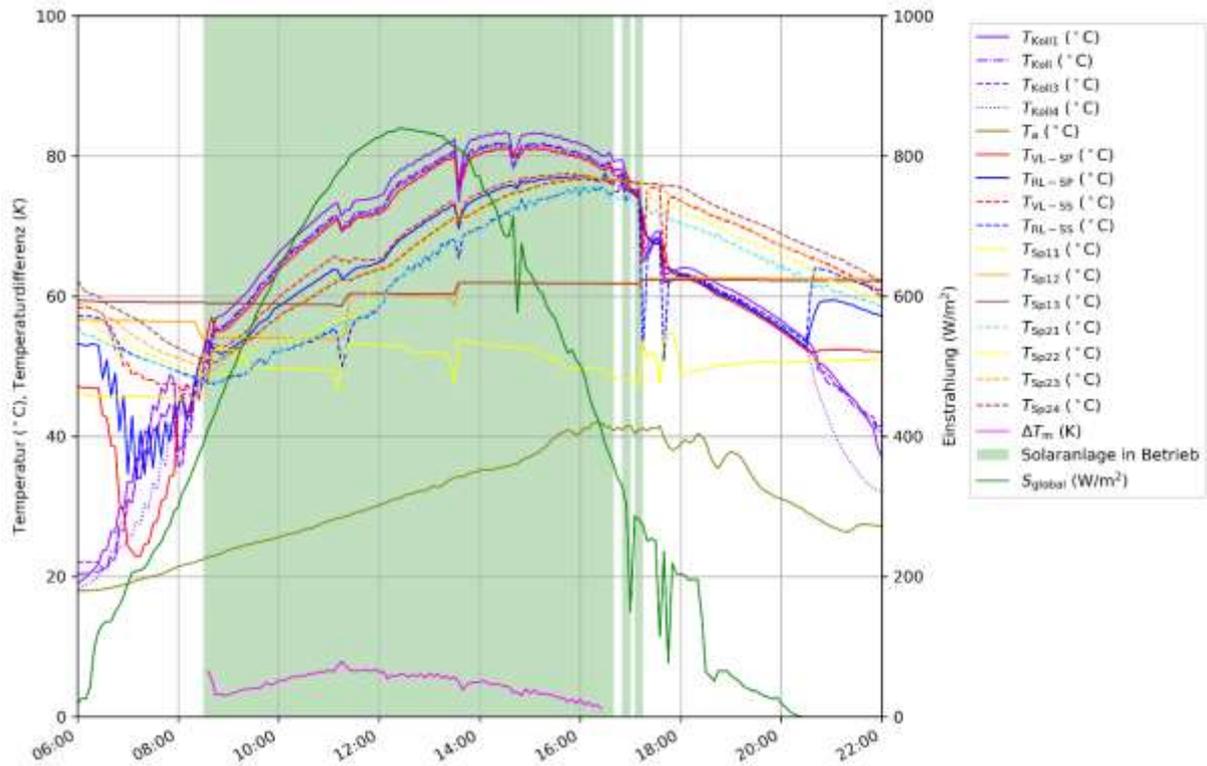


Abbildung 22: Kollektortemperaturen, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 26.07.2019; 6:00 bis 22:00)

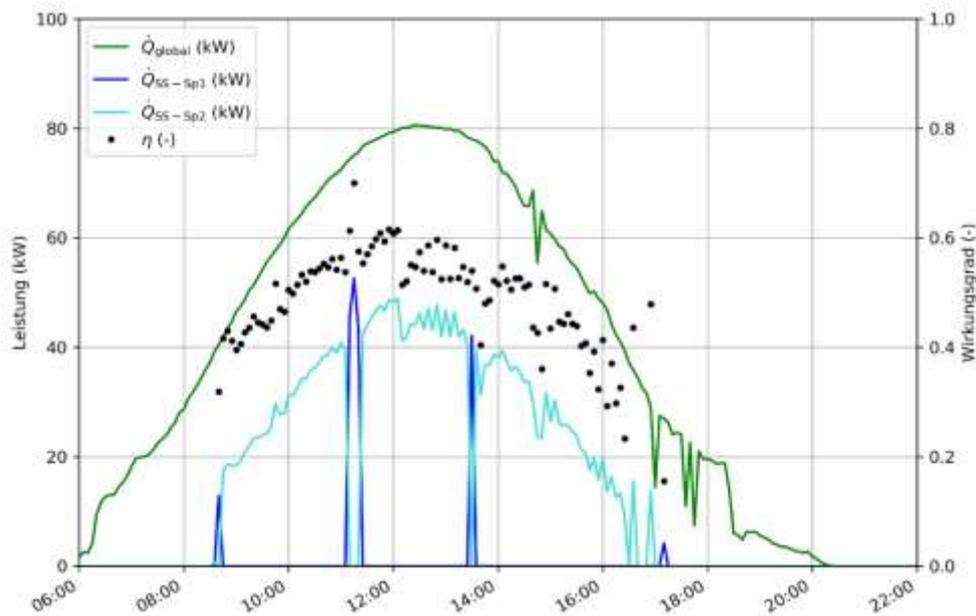


Abbildung 23: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, Leistungen der Solarsekundärkreise zum Heizungspufferspeicher und Puffer Warmwasser und Solarwirkungsgrad (Zeitraum: 26.07.2019; 6:00 bis 22:00)

Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen für den Monitoringzeitraum die Energiemengen des Wärmemengenzählers im Sekundärkreis bei der jeweils auftretenden Primär- bzw. Sekundärvorlauf-, -rücklauf-temperatur, mittleren Temperatur des Primär- bzw. Sekundärkreises und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Primär- bzw. Sekundärkreises und der Außentemperatur. Es ist ersichtlich, dass die Kollektoren auf

einem eher niedrigerem Temperaturniveau betrieben werden. Dies ist auf die geringen erforderlichen Temperaturen für die Raumheizung und Kältebereitstellung mittels der Adsorptionskältemaschine zurückzuführen.

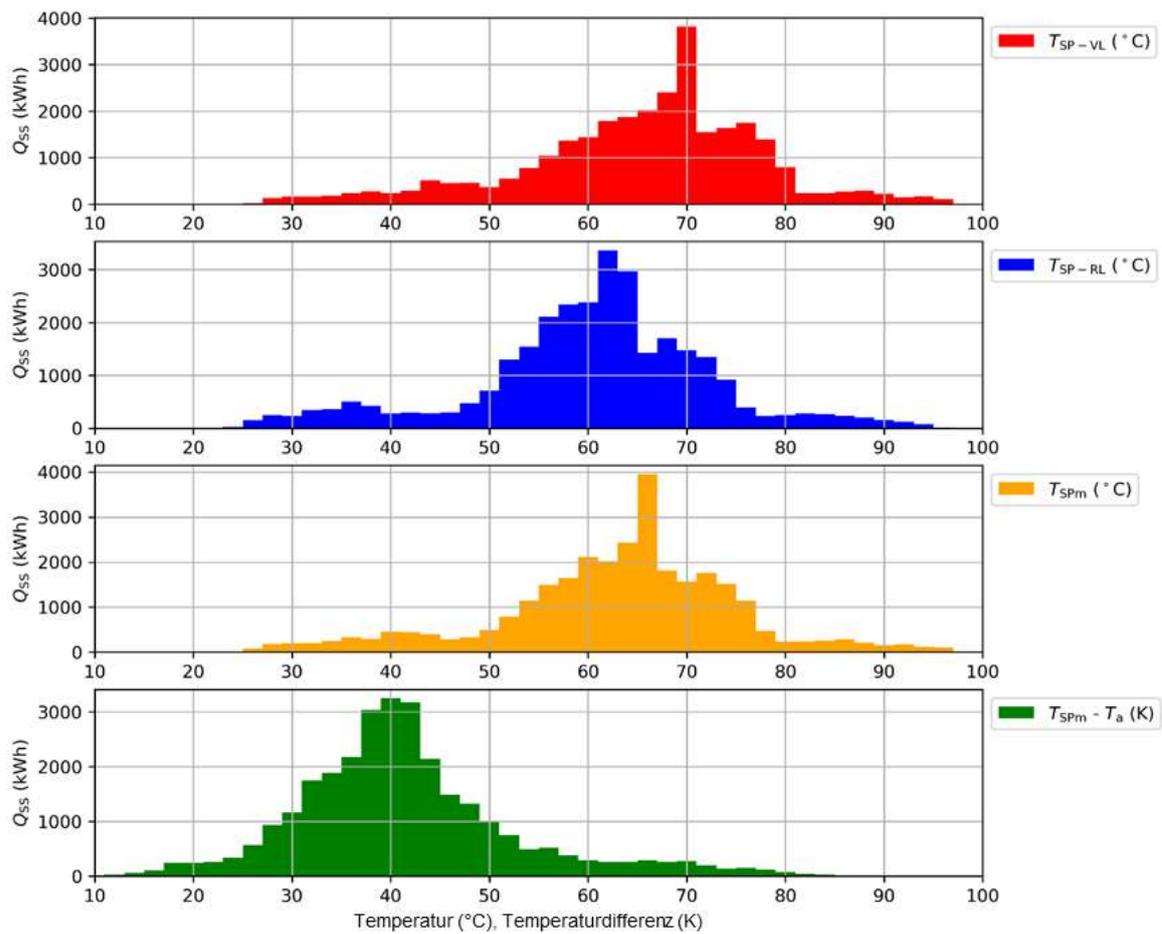


Abbildung 24: Energiemengen des Solarprimärkreises je Primärvorlauf-, Primärrücklauf-, mittlerer Primärkreistemperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Primärtemperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 01.03.2019 bis 29.02.2020)

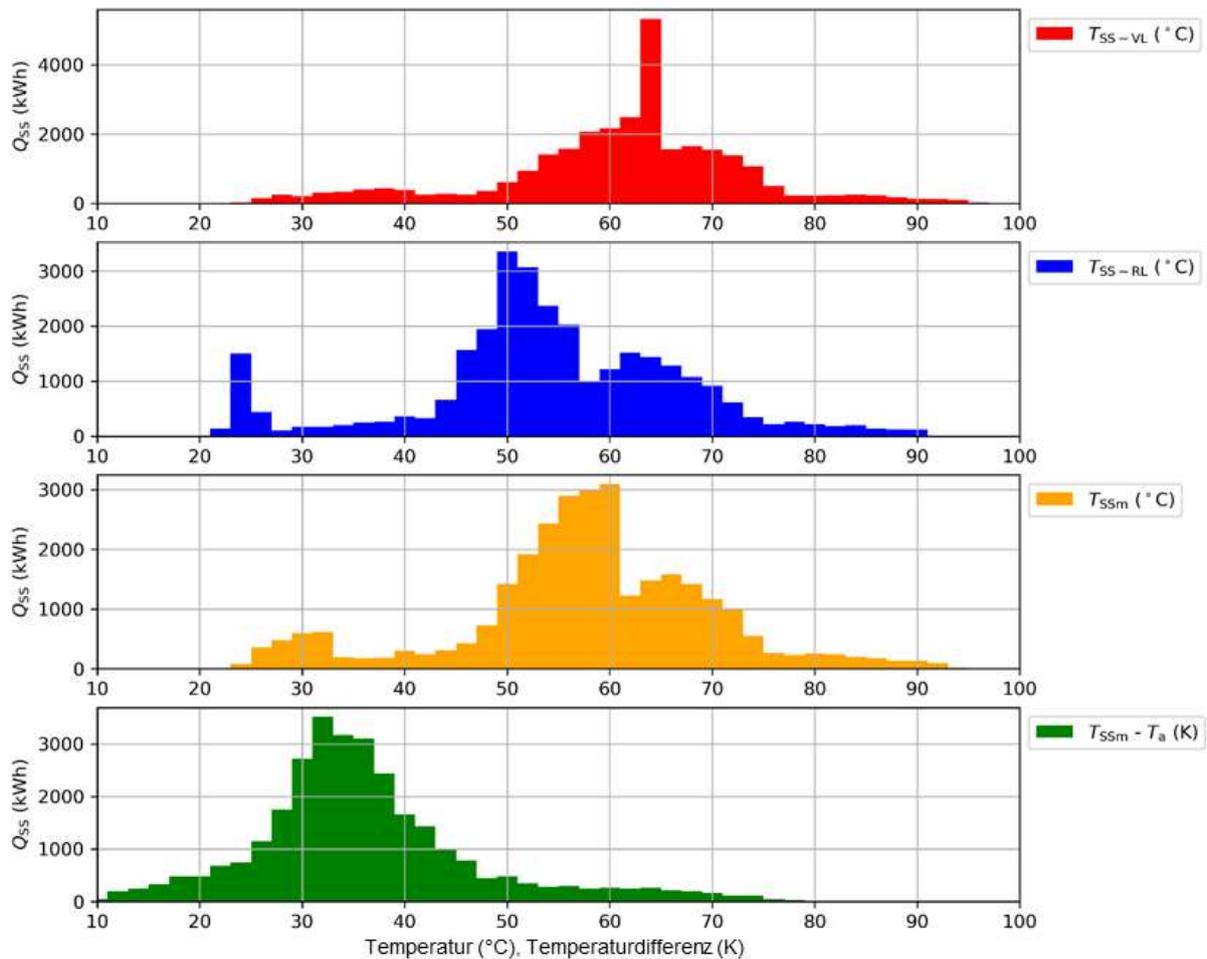


Abbildung 25: Energiemengen des Solarsekundärkreises je Sekundärvorlauf-, Sekundärrücklauf-, mittlerer Sekundärkreistemperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Sekundärkreistemperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 01.03.2019 bis 29.02.2020)

Die Entnahme für die Versorgung der Warmwasserbereitung ist exemplarisch für den 02.04.2019 in Abbildung 26 dargestellt. Das Diagramm enthält die Messwerte der Vor- und Rücklauftemperaturen, des Durchflusses und der Wärmeleistung im Versorgungskreis der Frischwasserstation sowie die Temperaturen im Warmwasserpufferspeicher.

Die Warmwasserbereitung findet an diesem Tag zwischen 5:00 und 21 Uhr 14 mal jeweils für wenige Minuten statt. Die Warmwasserbereitung (\dot{Q}_{ww} , grün) erfolgt mit Leistungen zwischen 30 kW und 60 kW. Die Vorlauftemperatur der Warmwasserbereitung entspricht während den Warmwasser-Zapfungen, wie erwartet, der oberen Speichertemperatur. Diese liegt an diesem Tag meist zwischen 80 °C und 90 °C. Die Vorlauftemperatur fällt aufgrund des Auskühlens der Leitung zwischen den Zapfungen auf bis unter 60 °C ab. Die Rücklauftemperatur liegt während den Zapfungen bei etwa 30 °C. Die relativ kurzen und seltenen Zapfungen haben nur geringe Auswirkungen auf die Pufferspeichertemperaturen.

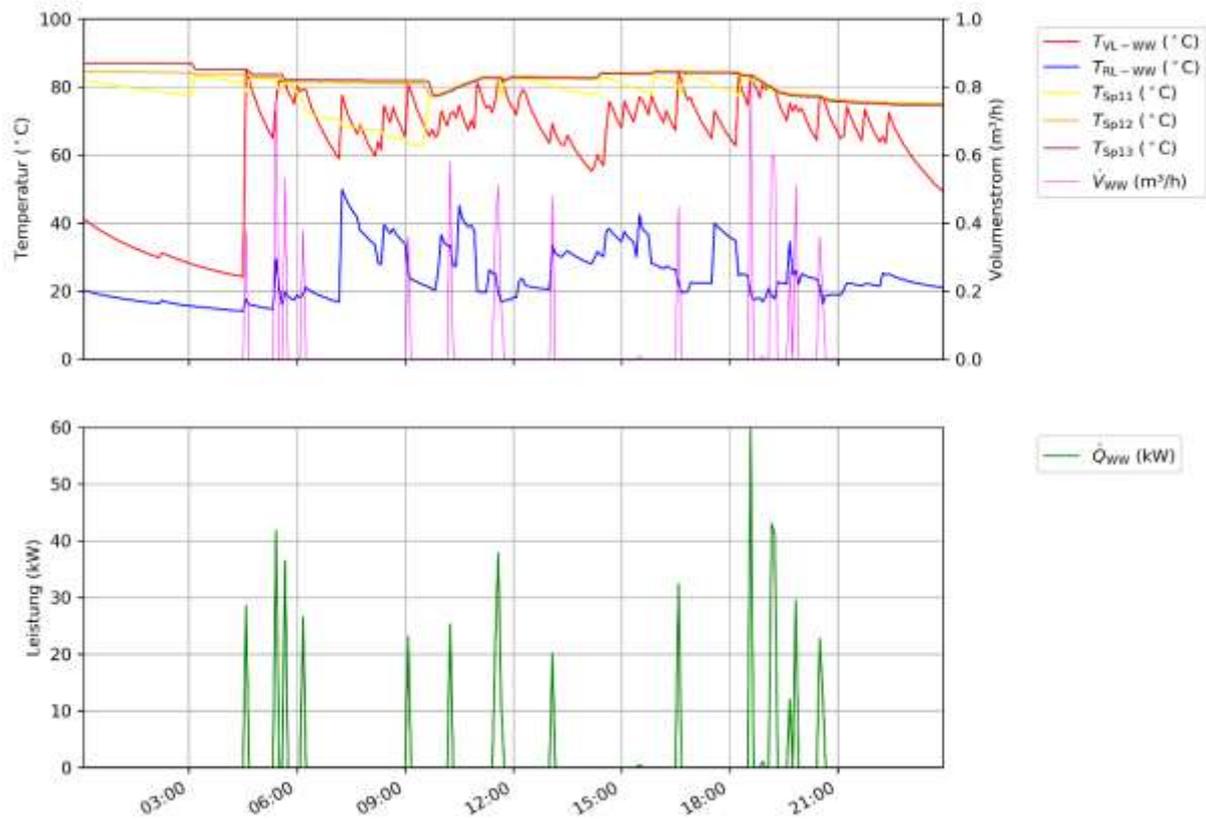


Abbildung 26: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur des Versorgungskreises der Warmwasserbereitung, Temperaturen im Warmwasserpufferspeicher, Durchfluss im Versorgungskreis der Warmwasserbereitung; Unten: Wärmeleistung des Versorgungskreises der Warmwasserbereitung (Zeitraum 02.04.2019)

Die solare Raumheizung im Winter ist exemplarisch für den 17.03.2019 in Abbildung 27 dargestellt. Der Heizbetrieb beginnt an diesem Tag um 12:00 Uhr und erfolgt ohne Unterbrechung bis 15:00 Uhr. Die Heizungsvorlauftemperatur liegt zu Beginn über 30 °C, die Rücklauftemperatur bei 20 °C. Während dem Heizbetrieb nähern sich Vorlauf- (sinkt) und Rücklauftemperatur (steigt) an, wodurch die Heizleistung bei konstantem Durchfluss von 6 m³/h von anfänglichen 60 kW auf 40 kW sinkt.

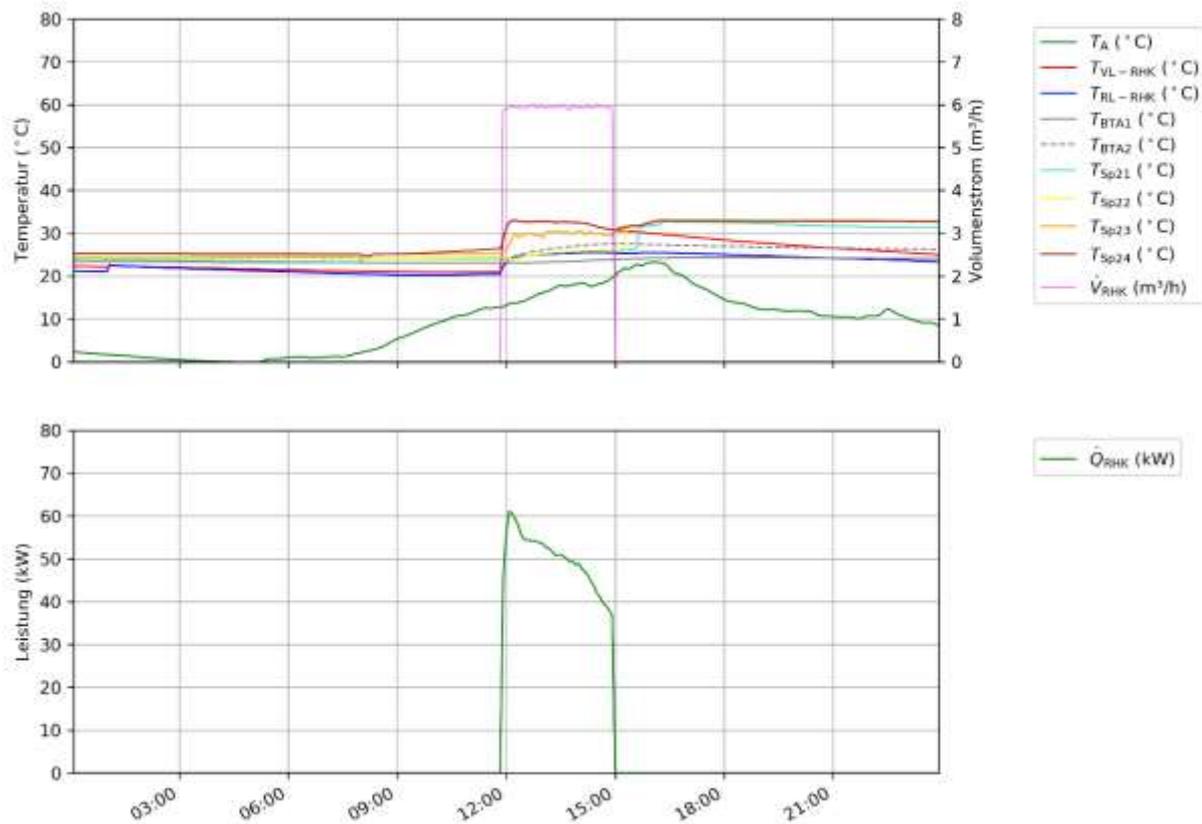


Abbildung 27: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur des Versorgungskreises der Raumheizung und weiterer Verbraucher, Pufferspeichertemperaturen, Durchfluss im Versorgungskreis; Unten: Wärmeleistung des Versorgungskreises der sonstigen Verbraucher (17.03.2019)

Der Betrieb der Raumkühlung ist exemplarisch für den 24.07.2019 in Abbildung 28 dargestellt. An diesem Tag ist die Raumkühlung relativ lange und bis auf eine kurze Unterbrechung zwischen 9:00 und 10:00 durchgehend in Betrieb. Die Kühlleistung liegt zwischen 6 kW und 11 kW. Die Raumtemperatur wurde zwar nicht direkt gemessen, da jedoch die Bauteiltemperaturen im Betonkern der Bodenplatte und der Betondecke auch bei längerer Unterbrechung des Kühlbetriebs meist unter 26°C liegen und lediglich an wenigen Tagen maximal 28°C erreichen, kann im Sommer von einer zufriedenstellenden Temperierung des Gebäudes und somit von einem behaglichen Raumklima auszugehen werden.

Dank Bauteilaktivierung kann die Raumtemperierung trotz der für Gebäudekühlung hohen Kühlkreistemperaturen (> 20 °C) wirksam erfolgen. Die erzielten höheren Kühlkreistemperaturen sind für einen möglichst effizienten Betrieb der Adsorptionskälteanlage (siehe Abbildung 13 und Abbildung 14) förderlich.

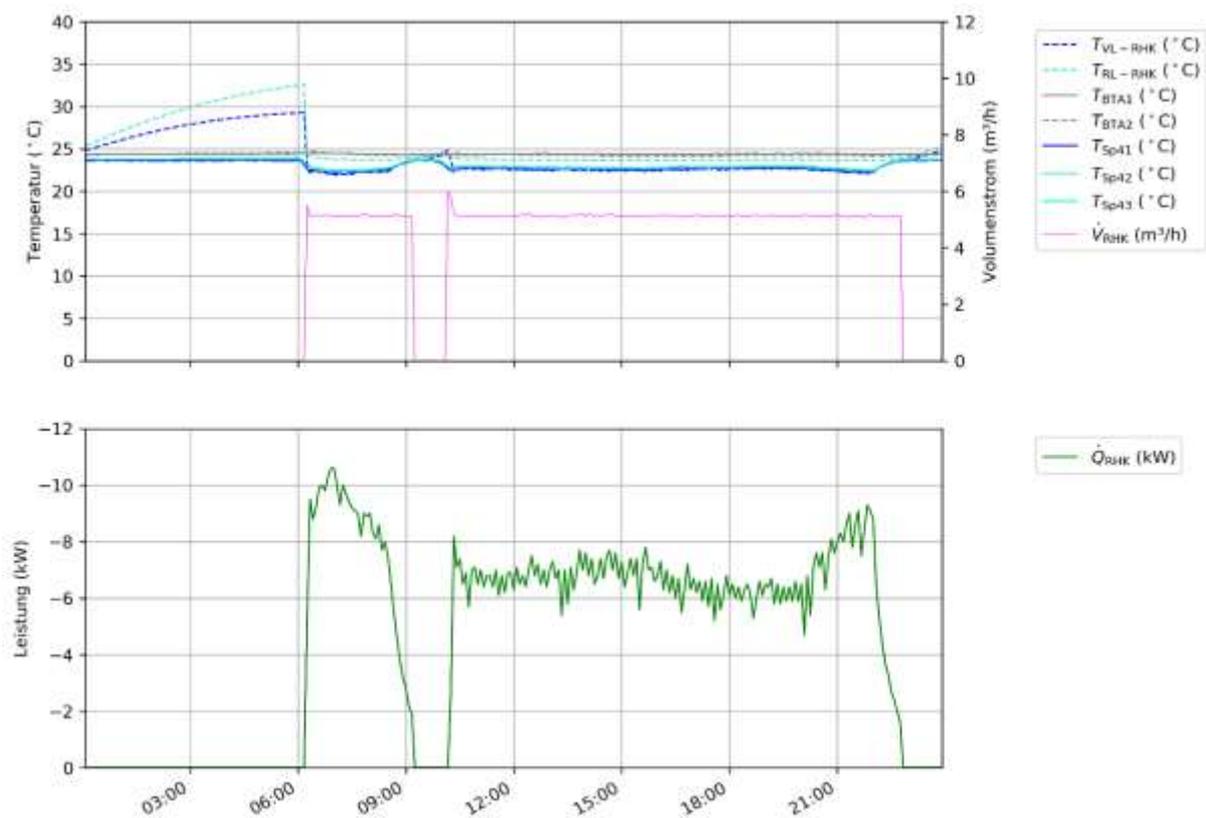


Abbildung 28: Oben: Vor- und Rücklauftemperatur sowie Durchfluss des Versorgungskreises der Raumkühlung, Oberflächentemperaturen Bauteilaktivierung, Temperaturen im Kältespeicher; Unten: Kühlleistung (24.07.2019)

Abbildung 29 stellt die durchschnittliche Tagesleistung der Wärmeeinspeiser und die gesamte Verbrauchsleistung über den gesamten Berichtszeitraum (oben) und als nach der Leistung sortierte Jahresdauerlinie (unten) dar. Es ist ersichtlich, dass die Solaranlage den Wärmebedarfs für die Gebäudeheizung und den Wärmebedarf der Adsorptionskältemaschine (und damit indirekt den Kältebedarf für die Raumkühlung) zu jedem Zeitpunkt vollständig decken kann. Die theoretisch im Diagramm enthaltene Wärmeeinspeisung der Nachheizung aus dem Bestandsgebäudebereich scheint kein einziges Mal auf. Auch die Speicherwirkung der Pufferspeicher sind gut ersichtlich, über den Tagesverlauf und teilweise über mehrere Tage hinweg werden die Leistungsspitzen der Solaranlage „geglättet“. Die „Lücke“ im April 2019 ist auf einen mehrtägigen Ausfall der Datenaufzeichnung zurückzuführen.

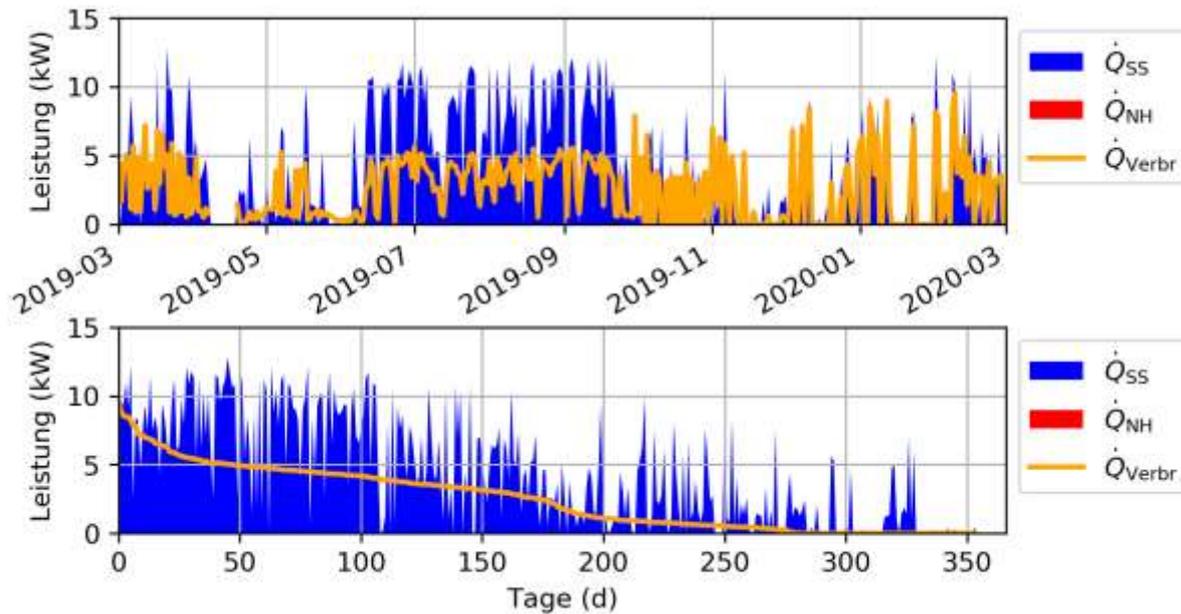


Abbildung 29: Mittlere Bereitstellung der Wärmeeinspeiser, mittlere Last der Verbraucher sowie mittlere Vor- und Rücklauftemperatur chronologisch (oben) und nach der Last absteigend sortiert (unten) im Zeitraum 01.03.2019 bis 29.02.2020

7.1.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage befand sich von März 2019 bis Februar 2020 im Monitoring. Der gemessene solare Jahresertrag entspricht sehr gut dem simulierten Wert, während die Einstrahlung ein Fünftel unter der Prognose liegt. Besonders in Vergleich zum vorliegenden Deckungsgrad (siehe unten) ist dieser Wert als sehr hoch anzusehen. Der Verbrauch liegt hingegen bei nur einem Drittel des mittels Simulationsrechnung bestimmten Wertes. Die von der Haustechnik des Bestandsgebäudebereiches versorgte Nachheizung war kein einziges Mal in Betrieb, somit ergibt sich ein solarer Jahresdeckungsgrad von 100 % anstatt den prognostizierten 47 %. Dieser Wert ist jedoch dahingehend zu relativieren, dass Wärmeströme zwischen dem Bestandsgebäudeteil und dem Neubaugebäudeteil nicht beziffert werden konnten. Es konnten auch keine Aussagen über etwaige Mehrverbräuche bei der Wärmeversorgung des Bestandsgebäudes, welche auf eine indirekte Mitbeheizung des Neubaugebäudeteils nachweisen würde, getroffen werden.

Die Raumtemperatur wurde zwar nicht direkt gemessen, da die Bauteiltemperaturen im Betonkern der Bodenplatte und der Betondecke im Winter nie unter 20°C sinken und im Mittel bei 22°C bis 23°C liegen, ist von einer zufriedenstellenden Temperierung des Gebäudes und somit auf ein behagliches Raumklima im Winter auszugehen. Die Temperierung des Gebäudes im Sommerfall ist ebenfalls zufriedenstellend. Die Bauteiltemperaturen im Betonkern der Bodenplatte und der Betondecke liegen meist unter 26°C, mit seltenen Ausreißern auf maximal 28°C, was auf ein behagliches Raumklima im Sommer schließen lässt.

Beim Betriebsverhalten der Solaranlage konnte kein wesentliches Optimierungspotenzial gefunden werden. Eine regelmäßige Kontrolle des Anlagendrucks im Solarprimärkreis bzw. der Druckhalteanlage selbst ist zu empfehlen, da letztere zwischen Ende April und Anfang Mai 2019 defekt war. Dies führte zu häufigen Druckabfällen und damit bis zur Reparatur zu einem stark eingeschränkten Betrieb der Solaranlage und damit auch zu vermehrten Stagnationszuständen. Durch die steilere Aufstellung der Kollektoren (60°) und die Nutzung der Solarwärme für die Kältebereitstellung können im Sommer Stagnationszustände weitgehend vermieden werden. Zwischen der Heiz- und der Kühlperiode trat Stagnation hingegen erwartungsgemäß häufig auf.

7.2 Fuxsteiner & Heimberger OG, NÖ

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fuxsteiner & Heimberger OG
<u>Adresse:</u>	3107 Sankt Pölten
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Mikronetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Mikronetz zur Versorgung von 37 Wohneinheiten in einem Neubau mit drei Gebäudeteilen
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	108 m ² Flachkollektoren (IMMOSOLAR: IS-XL 2,7 S)
<u>Ausrichtung:</u>	130° Süd-Ost
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4 m ³ und 2 m ³ Pufferspeicher für Heizung und Warmwasserbereitung, 1.230 m ² Erdspeicher (einlagig verlegt)
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Stk. Sole/Wasser-Wärmepumpe IS-WP PRIME (30 kW und 60 kW), Gastherme (80 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	30 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	487 kWh/(m ² a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2019
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem Projekt „Fuxsteiner & Heimberger OG“ handelt es sich um ein im Jahr 2017 errichtetes Niedertemperatur-Mikronetz im Raum St. Pölten (siehe Abbildung 30). Haupttätigkeitsbereich des Unternehmens Fuxsteiner & Heimberger OG ist der Betrieb und die Errichtung von Wärmeversorgungsanlagen (als Contractor) auf erneuerbare Basis.

Das im Raum St. Pölten errichtete Niedertemperatur-Mikronetz versorgt drei Wohngebäude mit insgesamt 36 Wohneinheiten mit Wärme. Als Wärmeversorgungssystem kommen eine solarthermische Anlage, Sole-Wasser-Wärmepumpen (siehe Abbildung 33, links) mit einem Erdspeicher für saisonale Speicherung (siehe Abbildung 31) und eine Gastherme (siehe Abbildung 33, rechts) zum Einsatz.

Der Erdspeicher für die saisonale Speicherung wurde in die Sauberkeitsschicht unterhalb der gesamten Grundfläche aller drei Wohngebäude auf einer Fläche von rund 1.230 m² einlagig verlegt. Der schematische Aufbau des Erdspeichers ist aus Abbildung 32 ersichtlich.

Das Regelungskonzept des Mikronetzes sieht vor, dass der Raumheizbedarf in der Heizperiode mehrheitlich über die Wärmepumpen bzw. mittels der solarthermischen Anlage bereitgestellt wird. Sollten die Wärmepumpen und die Solaranlage bei hohem Raumheizbedarf den Wärmebedarf nicht abdecken können, werden die Spitzenlasten über die Gastherme gedeckt. Die Netzvorlauftemperaturen sollen ganzjährig unter 40 °C bleiben.

Die Warmwasserbereitung soll über die Solaranlage bzw. die benötigte Restmenge des Warmwasserbedarfs über die Gastherme bereitgestellt werden. Dabei werden die dezentralen 150 Liter Warmwasserspeicher in jeder Wohnung über Übergabestationen zwei Mal täglich aus dem zentralen Warmwasser-Pufferspeicher (4.000 Liter) mit Wärme (Vorlauftemperaturniveau 65 °C) versorgt. Die Versorgungszeiten werden auf die Zeitfenster 03:00 Uhr bis 5:00 Uhr und 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr begrenzt, um Wärmeverluste durch höhere Netztemperaturen zu verringern.



Abbildung 30: Ansicht der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ (Bildquelle: HEIFU Immobilien GmbH)



Abbildung 31: Erdspeicher während der Bauphase (Bildquelle: BES GmbH)

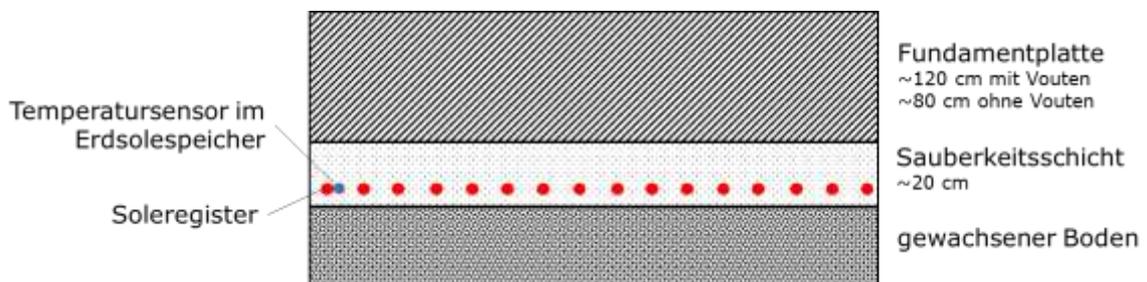


Abbildung 32: Schematischer Aufbau des Erdspeichers (Bildquelle: AEE INTEC)



Abbildung 33: Wärmepumpen (links), SCU-Solar Central Processing Unit (mitte) und Gastherme (rechts) im Heizraum (Bildquelle: AEE INTEC)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungs-system zur Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 34 dargestellt. Die solarthermische Anlage kann die gewonnene Wärme je nach Temperaturniveau in den Warmwasserspeicher (WW-Speicher), in den Raumheizungsspeicher (RH-Speicher) oder in einen etwa 1.230 m² großen Erdspeicher, mit dem Ziel der saisonalen Speicherung, einspeisen. Die Steuerung der Beladung erfolgt zentral mittels einer sogenannten SCU - Solar Central Processing Unit (siehe Abbildung 33, mitte). Darüber hinaus kann die Solarwärme auch direkt von den Wärmepumpenverdampfern als Quelle genutzt werden. Wie aus Abbildung 33 ersichtlich, können die Wärmepumpen ausschließlich zur Deckung des Raumheizbedarfes eingesetzt werden. Die Deckung des Warmwasserbedarfes mittels der Wärmepumpen ist nicht möglich.

Die Verteilung der Wärme für die drei Wohngebäude mit insgesamt 37 Wohneinheiten erfolgt über ein Mikronetz. Als Nachheizung neben der solarthermischen Anlage wurden zwei parallel-verschaltete Sole/Wasser-Wärmepumpen und eine Gastherme im Heizhaus installiert.

Das Monitoringkonzept umfasst 8 Wärmemengenzähler, 29 Temperatursensoren, einen gemeinsamen Stromzähler für die Wärmepumpen, einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene und einen Drucksensor im primären Solarkreis. Wie aus Abbildung 32 ersichtlich, wurde der Temperatursensor des Erdspeichers mittels einer Leerverrohrung und Kabelbindern direkt am Soleregister befestigt.

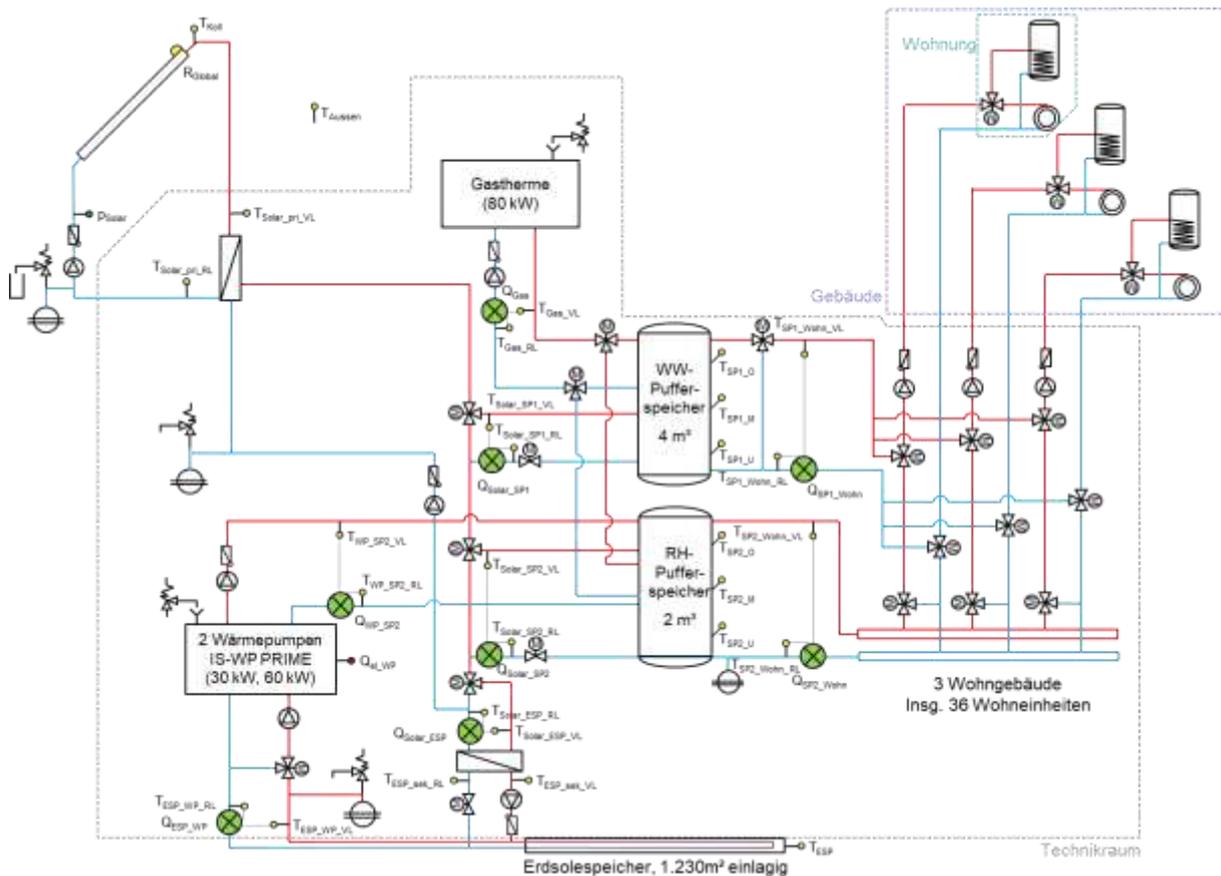


Abbildung 34: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ (grün: Volumenstromzähler und Drucksensoren; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren; rot: Stromzähler). Die Gebäudegrenzen sind strichliert dargestellt (Gebäude, Technikraum, Wohnungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

- R_{Global} Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
- p_{Solar} Drucksensor Primärkreis
- T_{Koll} Kollektortemperatur
- T_{Solar_pri_VL} Vorlauftemperatur primärer Solarkreis
- T_{Solar_pri_RL} Rücklauftemperatur primärer Solarkreis
- Q_{Solar_SP1} Wärmemengenzähler Solar in WW-Speicher
- T_{Solar_SP1_VL} Vorlauftemperatur Solar in WW-Speicher
- T_{Solar_SP1_RL} Rücklauftemperatur Solar in WW-Speicher
- Q_{Solar_SP2} Wärmemengenzähler Solar in RH-Speicher
- T_{Solar_SP2_VL} Vorlauftemperatur Solar in RH-Speicher
- T_{Solar_SP2_RL} Rücklauftemperatur Solar in RH-Speicher
- Q_{Solar_ESP} Wärmemengenzähler Solar in Erdspeicher
- T_{Solar_ESP_VL} Vorlauftemperatur Solar in Erdspeicher
- T_{Solar_ESP_RL} Rücklauftemperatur Solar in Erdspeicher

WW-Speicher

- T_{SP1_O} Pufferspeichertemperatur WW-Speicher oben
- T_{SP1_M} Pufferspeichertemperatur WW-Speicher mitte
- T_{SP1_U} Pufferspeichertemperatur WW-Speicher unten

RH-Speicher

T _{SP2_O}	Pufferspeichertemperatur RH-Speicher oben
T _{SP2_M}	Pufferspeichertemperatur RH-Speicher mitte
T _{SP2_U}	Pufferspeichertemperatur RH-Speicher unten

Mikronetzanbindung

Q _{SP1_Wohn}	Wärmemengenzähler Mikronetz WW
T _{SP1_Wohn_VL}	Vorlauftemperatur Mikronetz WW
T _{SP1_Wohn_VL}	Rücklauftemperatur Mikronetz WW
Q _{SP2_Wohn}	Wärmemengenzähler Mikronetz RH
T _{SP2_Wohn_VL}	Vorlauftemperatur Mikronetz RH
T _{SP2_Wohn_RL}	Rücklauftemperatur Mikronetz RH

Gastherme

Q _{Gas}	Wärmemengenzähler Gastherme
T _{Gas_VL}	Vorlauftemperatur Gastherme
T _{Gas_RL}	Rücklauftemperatur Gastherme

Wärmepumpen

Q _{WP_SP2}	Wärmemengenzähler Wärmepumpen Kondensator
T _{WP_SP2_VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpen Kondensator
T _{WP_SP2_RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpen Kondensator
Q _{el_WP}	Stromzähler Wärmepumpen
Q _{ESP_WP}	Wärmemengenzähler Wärmepumpen Verdampfer
T _{ESP_WP_VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpen Verdampfer
T _{ESP_WP_RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpen Verdampfer

Erdspeisespeicher

T _{esp}	Temperatur Erdspeisespeicher
T _{esp_sek_VL}	Vorlauftemperatur Erdspeisespeicher (sekundär)
T _{esp_sek_RL}	Rücklauftemperatur Erdspeisespeicher (sekundär)

Sonstiges

T _{Aussen}	Außentemperatur
---------------------	-----------------

7.2.3 Energiebilanz

In Abbildung 35 ist die Energiebilanz der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019 dargestellt. Erwartungsgemäß ist der Warmwasserbedarf (Q_{SP1_Wohn}) aller Monate annähernd konstant mit geringfügig erhöhten Werten in der Kernheizperiode. In der Übergangszeit und in den Sommermonaten werden bis zu zwei Drittel des Warmwasserbedarfes von dem Solarsystem (Q_{Solar_SP1}) gedeckt. Der Rest des Warmwasserbedarfes wird von der Gastherme (Q_{Gas}) bereitgestellt. Ein Betrieb der Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung wurde vom Bauträger in der Planungsphase aufgrund der nötigen Mehrinvestitionen in den Erdspeisespeicher (zur Steigerung des Speichervolumens), den erhöhten Strombedarf der Wärmepumpen, angesichts der höheren Temperaturdifferenzen, und der einfachen Zugänglichkeit der Gasversorgung nicht vorgesehen. Wie aus der Energiebilanz ersichtlich, ist der Wärmeinput der Gastherme v.a. in den Sommermonaten vergleichsweise hoch. Mögliche Maßnahmen bzw. Optimierungen zur Verringerung der

Betriebszeiten der Gastherme werden in der Detailbetrachtung (siehe Kapitel 0) näher behandelt.

Des Weiteren fällt auf, dass in den Sommermonaten das Solarsystem ($Q_{\text{Solar_SP2}}$) den Raumheizungsspeicher belädt, obwohl kein Raumheizbedarf ($Q_{\text{SP2_Wohn}}$) vorhanden ist. Dies stellt ein weiteres Optimierungspotenzial dar, welches ebenfalls in der Detailbetrachtung (siehe Kapitel 0) näher beleuchtet wird.

Die geringeren solaren Erträge im Juni sind auf die geringeren Globalstrahlungswerte von rund 15 % gegenüber den Monaten Mai und Juli zurückzuführen. In der Kernheizperiode und in der Übergangszeit, wenn die solaren Erträge nicht ausreichen, geht die Wärmepumpe ($Q_{\text{WP_SP2}}$) in Betrieb und deckt den Raumheizbedarf.

Die Beladung des Erdspeichers durch das Solarsystem wurde in Abbildung 35 nicht dargestellt, wird jedoch in der Detailbetrachtung (siehe Kapitel 0) näher beschrieben.

Neben den Monatswerten ist in Abbildung 35 auch die Energiebilanz der gesamten Messperiode dargestellt. Über das gesamte Jahr beläuft sich der Warmwasserverbrauch auf etwa 63 MWh und der Raumheizungsverbrauch auf etwa 60 MWh. Insgesamt ergibt das einen Gesamtwärmeverbrauch von etwa 123 MWh der gesamten Anlage. Das Solarsystem liefert rund 16 MWh in den WW-Pufferspeicher und rund 5 MWh in den RH-Pufferspeicher. Der restliche Wärmebedarf wird durch die Wärmepumpe mit etwa 60 MWh und der Gastherme mit etwa 54 MWh gedeckt. Zusammengefasst ergibt das eine Gesamtwärmeerzeugung von rund 135 MWh im Jahr.

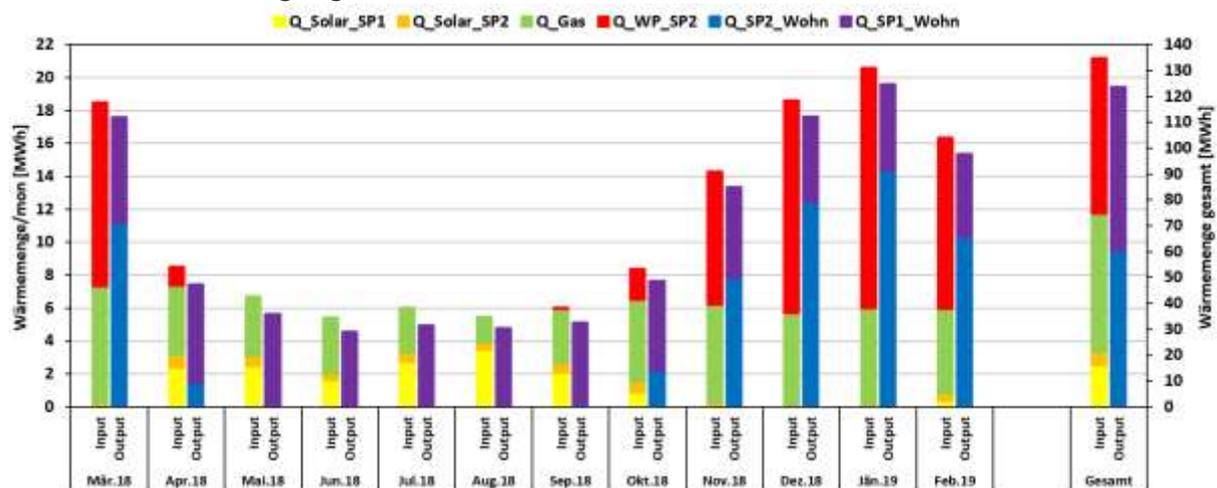


Abbildung 35: Energiebilanz der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

7.2.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse (zum Zeitpunkt der Einreichung) mit den Messergebnissen zu den relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag (SE), solarer Deckungsgrad (SD) sowie kumulierter Wärmeverbrauch. Da eine Abbildung des Erdspeichers mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen zum Zeitpunkt der Einreichung nicht möglich war, wurde dieser durch ein 1.300 m² großes Hallenbad angenähert.

Abbildung 36 zeigt einen Vergleich der gemessenen kumulierten spezifischen Solarerträge (Definition: Quotient aus Gesamt-Solarwärmeinput zur Aperturfläche) und den Globalstrahlungswerten mit den kumulierten Simulationswerten über die gesamte Dauer

der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019. Darüber hinaus sind in der Abbildung die gemessenen direkten spezifischen Solarerträge (Definition: Quotient aus Solarwärmeinput in den Warmwasser- und Raumheizungsspeicher zur Aperturfläche) dargestellt. Aufgrund eines Messdatenausfalles zwischen August und September wurden die Globalstrahlungswerte in diesen Monaten interpoliert. Die gemessenen und simulierten Globalstrahlungswerte sind bis November 2018 in guter Übereinstimmung. Ab Dezember 2018 weichen die gemessenen gegenüber den simulierten Globalstrahlungswerten merklich ab. Die gemessenen Solarerträge weichen ab Juli 2018 von den simulierten Werten ab. Erwartungsgemäß nehmen die gemessenen direkten Solarerträge aufgrund der höheren Globalstrahlungswerte in den Sommermonaten gegenüber der Übergangszeit und Kernheizperiode zu.

Der gemessene spezifische Jahressolarertrag beträgt $487 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{apertur}} \cdot \text{a})$ bei einer gemessenen Globalstrahlung in der Kollektorebene von $1.217 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Der gemessene direkte spezifische Jahressolarertrag beträgt $214 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{apertur}} \cdot \text{a})$ (entspricht ca. 44 % des Gesamtertrages).

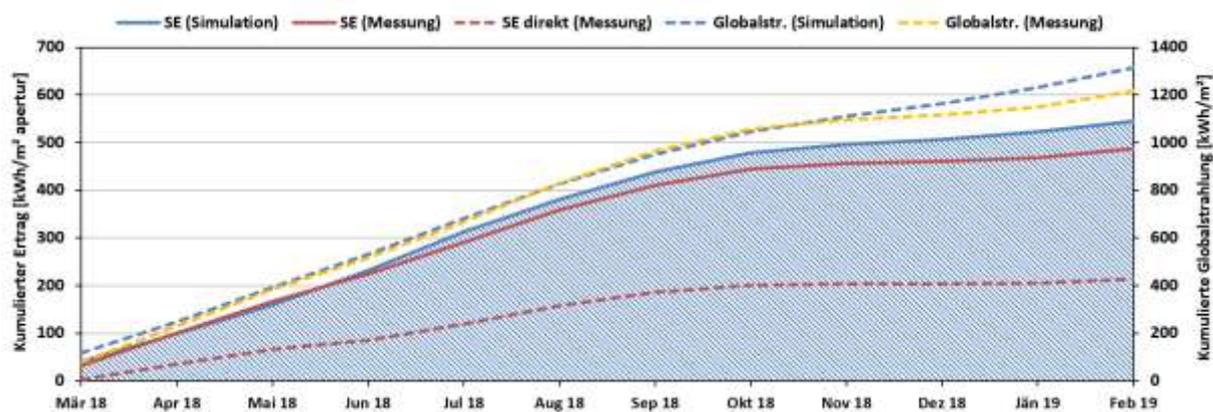


Abbildung 36: Vergleich der gemessenen kumulierten spezifischen Solarerträge und Globalstrahlungswerte mit den kumulierten Simulationenwerten (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

Abbildung 37 zeigt einen Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (Definition: Quotient aus Gesamt-Solarwärmeinput zum Gesamt-Wärmeinput) mit den Simulationenwerten über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019. Zusätzlich wurden in Abbildung 37 auch die direkten solaren Deckungsgrade (Definition: Quotient aus Solarwärmeinput in WW- und RH-Speicher zum Wärmeinput aus Solarwärme in WW- und RH-Speicher, Wärmepumpen und Gastherme) dargestellt. Die teilweisen großen Unterschiede zwischen den gemessenen und simulierten solaren Deckungsgraden können mit den vereinfachten Simulationsmodellen sowie den Verbrauchsabweichungen begründet werden. Die angestrebten 100 % solare Deckung im Juli konnten nicht erreicht werden. Die direkten solaren Deckungsgrade steigen aufgrund der höheren Globalstrahlungswerte in den Sommermonaten an. Der geringere direkte solare Deckungsgrad im Juli kann, wie schon zuvor erwähnt, auf die niedrigeren Globalstrahlungswerte in diesem Monat zurückgeführt werden. In den Wintermonaten tritt annähernd kein direkter solarer Deckungsgrad auf.

Insgesamt konnte ein gemessener Jahresdeckungsgrad von 30 % erreicht werden und liegt somit knapp über den prognostizierten Wert. Der direkte Jahresdeckungsgrad beläuft sich auf 13 %.

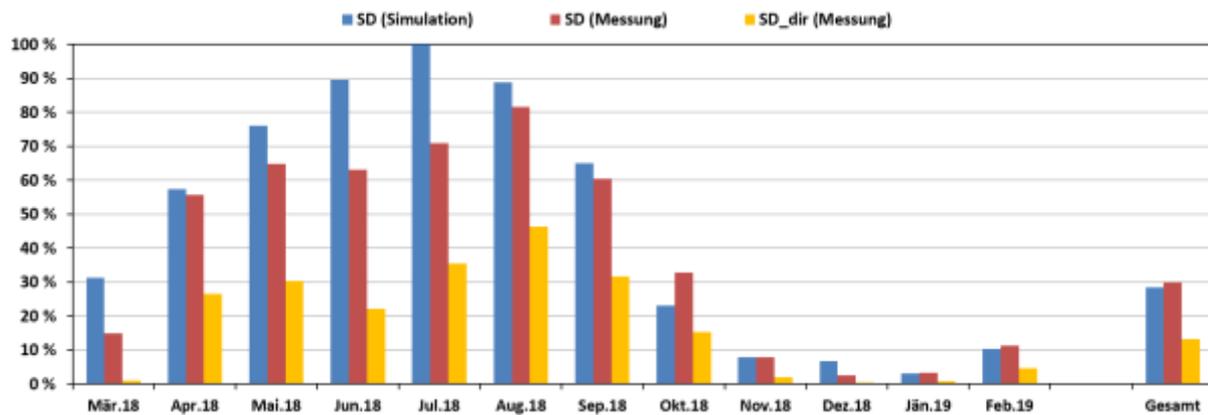


Abbildung 37: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade mit den Simulationen (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

In Abbildung 38 ist ein Vergleich der gemessenen kumulierten Wärmeverbräuche mit den Simulationen über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019 dargestellt. Wie aus der Abbildung ersichtlich, übersteigen ab Juni 2018 die Simulationen die gemessenen Verbräuche. Nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber sind diese auf veränderte Annahmen der Simulation gegenüber der tatsächlichen Realisierung zurückzuführen. Beispielsweise wurden die Fenster und die Wandaufbauten mit besseren Dämmeigenschaften ausgeführt als ursprünglich bei der Planung angenommen.

Der gemessene Jahreswärmeverbrauch beläuft sich auf rund 123 MWh.

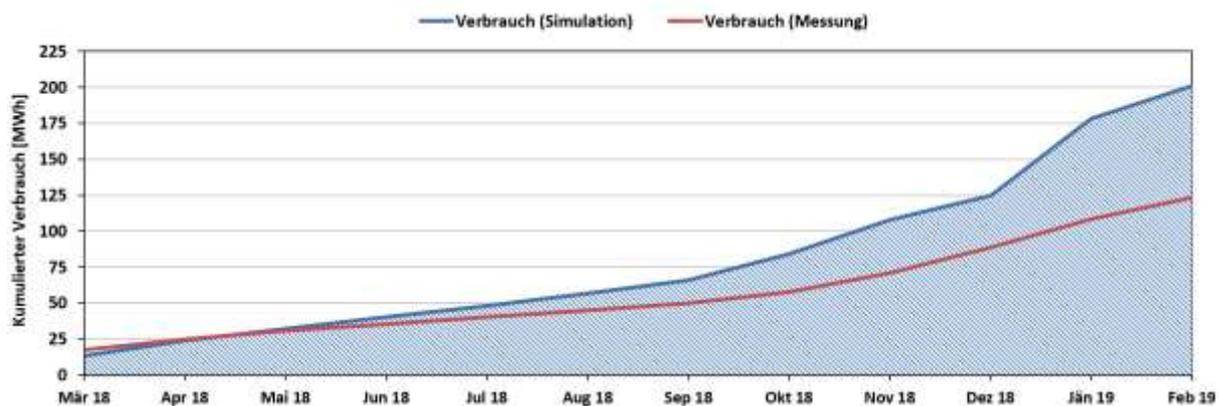


Abbildung 38: Vergleich der gemessenen kumulierten Wärmeverbräuche mit den Simulationen (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Im Folgenden wird die Betriebsweise der hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ basierend auf den installierten und erfassten Sensoren näher analysiert. Außerdem wird auf die im Betrachtungszeitraum erfassten Optimierungspotenziale eingegangen. Dabei gliedert sich das Kapitel thematisch nach den Anlagenkomponenten Solarsystem, Gastherme, Wärmepumpen und Erdspeisespeicher.

Abbildung 39 zeigt den zeitlichen Verlauf diverser Systemgrößen des Solarsystems an einem typischen Sommertag mit hoher solarer Einstrahlung. Zu Tagesbeginn erhöht sich die Kollektortemperatur (T_{Koll}) aufgrund der solaren Einstrahlung (R_{Global}). Nach Inbetriebnahme des primären Solarkreises ($T_{\text{Solar_pri_VL}}$) kommt es aufgrund des kälteren Rücklaufs ($T_{\text{Solar_pri_RL}}$) zunächst zu einer kurzzeitigen Abkühlung. Aufgrund der geringen Globalstrahlungsleistung am Beginn des Tages erfolgt zunächst die Beladung des Erdspeisespeichers ($V_{\text{d_Solar_ESP}}$) durch das Solarsystem für rund 2 Stunden. Nach

Abschalten der Beladung des Erdspeichers steigen T_{Koll} und $T_{\text{Solar_pri_VL}}$ aufgrund der anhaltenden solaren Einstrahlung an. Nach Überschreitung der unteren Speichertemperatur des WW-Speichers ($T_{\text{SP1_U}}$) beginnt die Beladung des WW-Speichers ($V_{\text{d_Solar_SP1}}$) durch das Solarsystem, welcher sich dabei entsprechend der Beladungstemperatur ($T_{\text{Solar_SP1_VL}}$) aufheizt. Im weiteren Verlauf kommt es trotz ausreichender Einstrahlung und Erreichen der benötigten Temperaturen zu einem kurzzeitigen Aussetzen der Beladung des WW-Speichers und stattdessen zu einer Beladung des RH-Speichers ($V_{\text{d_Solar_SP2}}$). Wie der Energiebilanz aus Abbildung 35 entnommen werden kann, stellt die Beladung des RH-Speichers in den Sommermonaten einen erheblichen Anteil da, obwohl in diesen Monaten kein Raumheizbedarf anfällt. Nach Erreichen der maximalen Speichertemperaturen von 60 °C des RH-Speichers wird erneut der WW-Speicher beladen. Das erneute Abfallen der Temperaturen des Solarsystems und des WW-Speichers kann mit der Beladung der Warmwasserspeicher in den einzelnen Wohneinheiten ($V_{\text{d_SP1_Wohn}}$) von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr begründet werden. Die abendliche Einstrahlung (T_{Koll} und $T_{\text{Solar_pri_VL}}$ auf rund 50 °C) wird für die Beladung des Erdspeichers genutzt.

Wie bereits zuvor erwähnt und der Energiebilanz (siehe Abbildung 35) entnommen werden kann, ist der Wärmeinput der Gastherme, v.a. in den Sommermonaten, vergleichsweise hoch. Dies kann einerseits auf die knappe Bemessung (Speichervolumen zentraler WW-Speicher: 4.000 l zu Speichervolumen Wohnungsspeicher: 5.400 l) des Speichervolumens im Vergleich zur Nachfrage der Warmwasserspeicher in den einzelnen Wohneinheiten (siehe Abbildung 41 und Abbildung 42) und andererseits auf verminderte solare Erträge zurückgeführt werden. Die verminderten solaren Erträge können zum einen mit der Beladung der RH-Speicher (ohne Raumheizbedarf) in den Sommermonaten und zum anderen mit der vergleichsweise langen Beladungsdauer (rund 2 Stunden) des Erdspeichers zu Beginn des Tages, trotz für die Warmwasserbereitung ausreichend hohe Globalstrahlungsleistungen, begründet werden.

Um die solaren Erträge zu erhöhen und die Betriebszeiten der Gastherme zu verringern wurden deshalb dem Anlagenbetreiber im Zuge einer Anlagenbesichtigung zwei Optimierungspotenziale vorgeschlagen. Zum einen sollte die Beladung des RH-Speichers in den Sommermonaten vermieden werden. Dieses Optimierungspotenzial wurde durch Anpassung der Anlagenregelung und Implementierung eines Sommer- und Winterbetriebs umgesetzt. Somit wird zukünftig die Beladung des RH-Speichers in den Sommermonaten gesperrt bzw. verhindert. Eine messtechnische Überprüfung dieser Maßnahme war innerhalb des Monitoringzeitraumes nicht mehr möglich.

Des Weiteren wurde vorgeschlagen, die Dauer der Beladung des Erdspeichers zu Beginn des Tages zu verkürzen bzw. vollständig darauf zu verzichten, um schneller höhere Temperaturen zur Beladung des WW-Speichers bereitstellen zu können. Diese Maßnahme wurde vom Anlagenbetreiber aufgrund regelungstechnischer Einschränkungen und der Befürchtung, dass sich der Erdspeicher dadurch nicht ausreichend regenerieren kann, nicht umgesetzt.

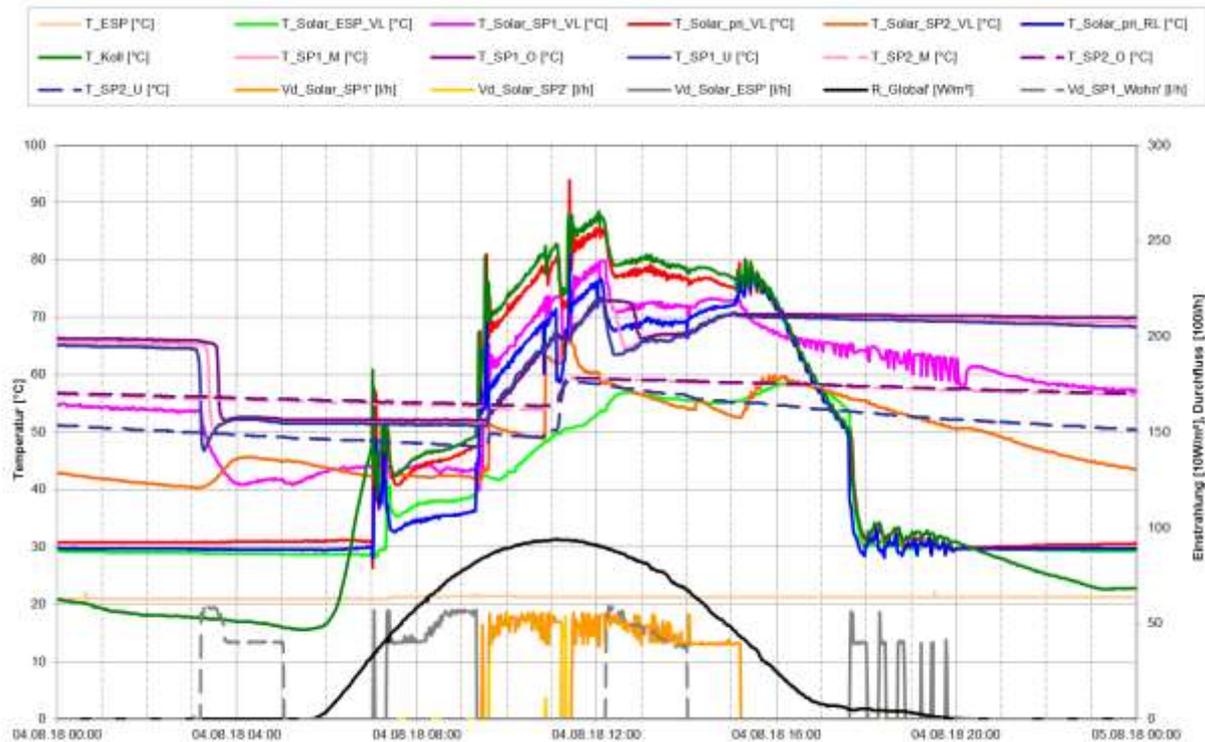


Abbildung 39: Zeitlicher Verlauf diverser Systemgrößen des Solarsystems (04.08.2018)

In Abbildung 40 ist ein Energie-Temperatur-Diagramm inklusive der gewichteten mittleren Temperaturen des Solarsystems für den Sommer 2018 (Juni bis August) dargestellt. Dieses zeigt mit welchen Temperaturniveaus die Beladung der einzelnen Speicher vom Solarsystem erfolgte. Bei Betrachtung der Temperaturniveaus der solaren Einspeisung in den RH-Speicher (Q_Solar_SP2_VL) wird deutlich, dass im Sommer ausreichend Solarenergie über 55 °C für die Warmwasserbereitung zur Verfügung stünde. Dies unterstreicht das zuvor erwähnte Optimierungspotenzial.

Wie aus dem Energie-Temperatur-Diagramm und den gewichteten mittleren Temperaturen des Solarsystems ersichtlich, stimmen die Temperaturniveaus mit den Temperaturverläufen aus Abbildung 39 überein.

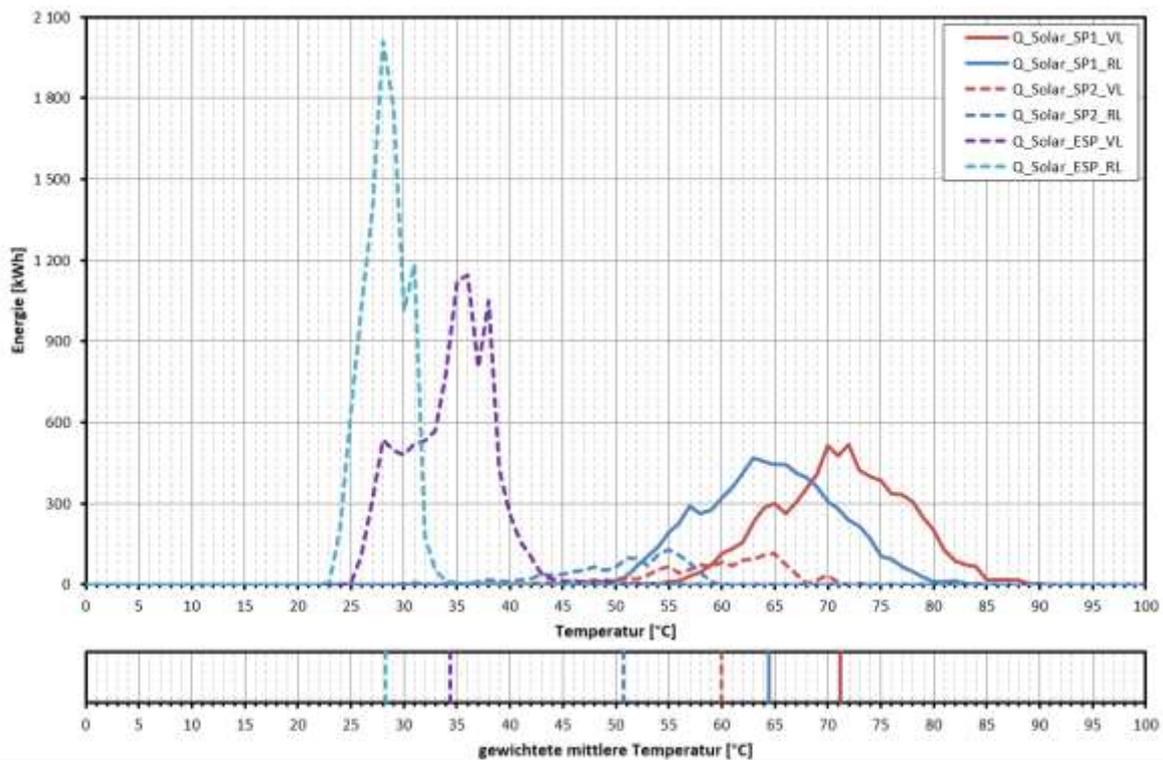


Abbildung 40: Energie-Temperatur-Diagramm inklusive gewichtete mittlere Temperaturen des Solarsystems (Juni bis August 2018)

Abbildung 41 zeigt den zeitlichen Verlauf diverser Systemgrößen der Gastherme und der Warmwasserbereitung exemplarisch für einen Tag in den Sommermonaten. Wie aus der Abbildung ersichtlich, erfolgt die Beladung der Warmwasserspeicher in den einzelnen Wohneinheiten (Vd_SP1_Wohn) gemäß der angestrebten Betriebsweise jeden Tag von 03:00 Uhr bis 5:00 Uhr und von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr. Fällt, wie aus dem ersten Beladungszyklus ersichtlich, während der Beladung die Temperatur des oberen Speichervolumens des WW-Speichers (T_{SP1_O}) unter 50 °C geht die Gastherme in Betrieb und hebt die Temperaturen des zentralen WW-Speichers wieder auf rund 70 °C an (Vd_Gas). Aufgrund der solaren Beladung des WW-Speichers (Vd_Solar_SP1) und den dadurch erhöhten Speichertemperaturen muss die Gastherme für den zweiten Beladungszyklus nicht in Betrieb gehen.

Abbildung 42 zeigt analog zu Abbildung 41 die Betriebsweise der Gastherme und der Warmwasserbereitung an fünf aufeinander folgenden Tagen in den Sommermonaten. Wie aus der Abbildung ersichtlich muss der zentrale WW-Speicher zu Beginn des Beladungszyklus der Wohnungsspeicher zumindest eine Temperatur von 70 °C aufweisen oder zeitgleich die solare Beladung stattfinden, damit die Gastherme nicht in Betrieb gehen muss. Nachdem das Solarsystem aufgrund der oben erwähnten Sachverhalte den zentralen WW-Speicher nicht höher aufheizen kann, muss somit die Gastherme auch in den Sommermonaten häufig in Betrieb gehen (siehe Energiebilanz, Abbildung 35). Darüber hinaus ist aus Abbildung 42 auch die eher knappe Bemessung des Speichervolumens des zentralen WW-Speichers ersichtlich, nachdem bei entsprechend niedrigen Temperaturen im Speicher gleich nach Inbetriebnahme der Beladung der Wohnungsspeicher auch die Gastherme in Betrieb gehen muss.

Neben den beiden oben erwähnten Optimierungspotenzialen zur Erhöhung der solaren Erträge wurde vom Anlagenbetreiber veranlasst, den für die Regelung der Gastherme relevanten Temperatursensor im WW-Speicher höher zu setzen. Dadurch soll einerseits das von der Gastherme aufzuheizende Speichervolumen verkleinert werden und andererseits mehr Speichervolumen für das Solarsystem zur Verfügung stehen. Eine Überprüfung dieser Maßnahme war innerhalb des Monitoringzeitraumes nicht möglich.

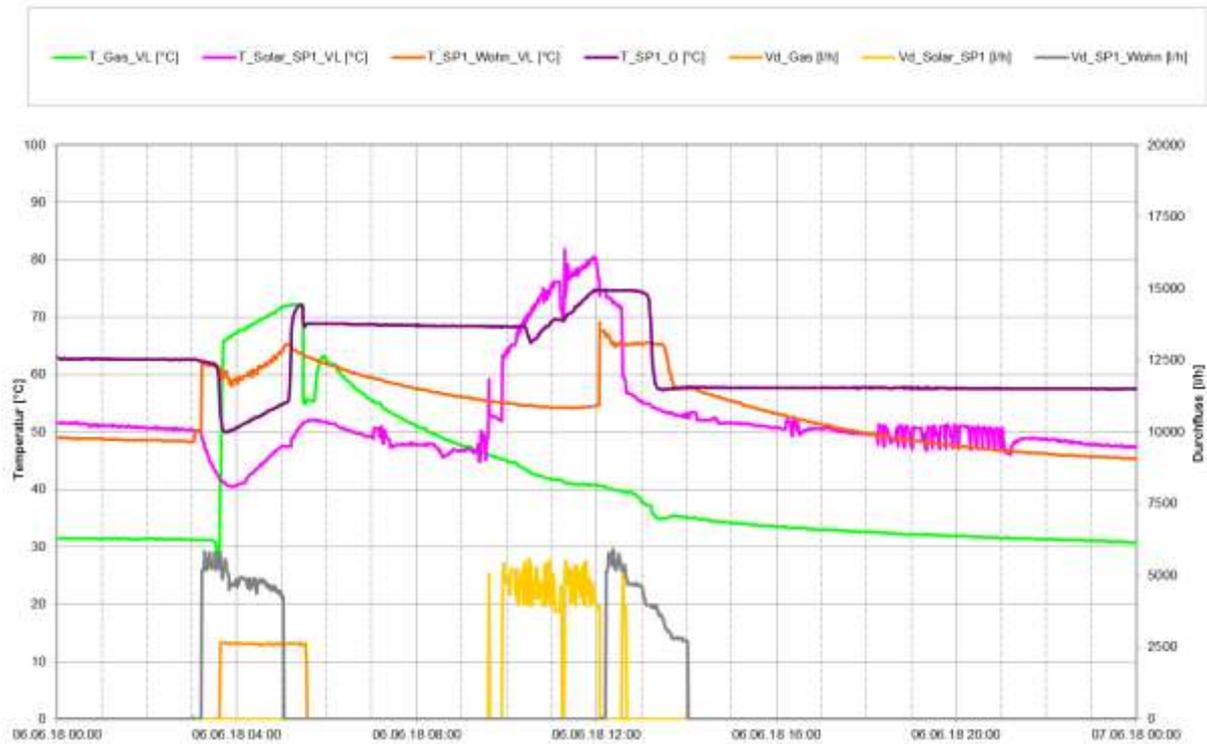


Abbildung 41: Zeitlicher Verlauf diverser Systemgrößen der Gasterme und der Warmwasserbereitung (06.06.2018)

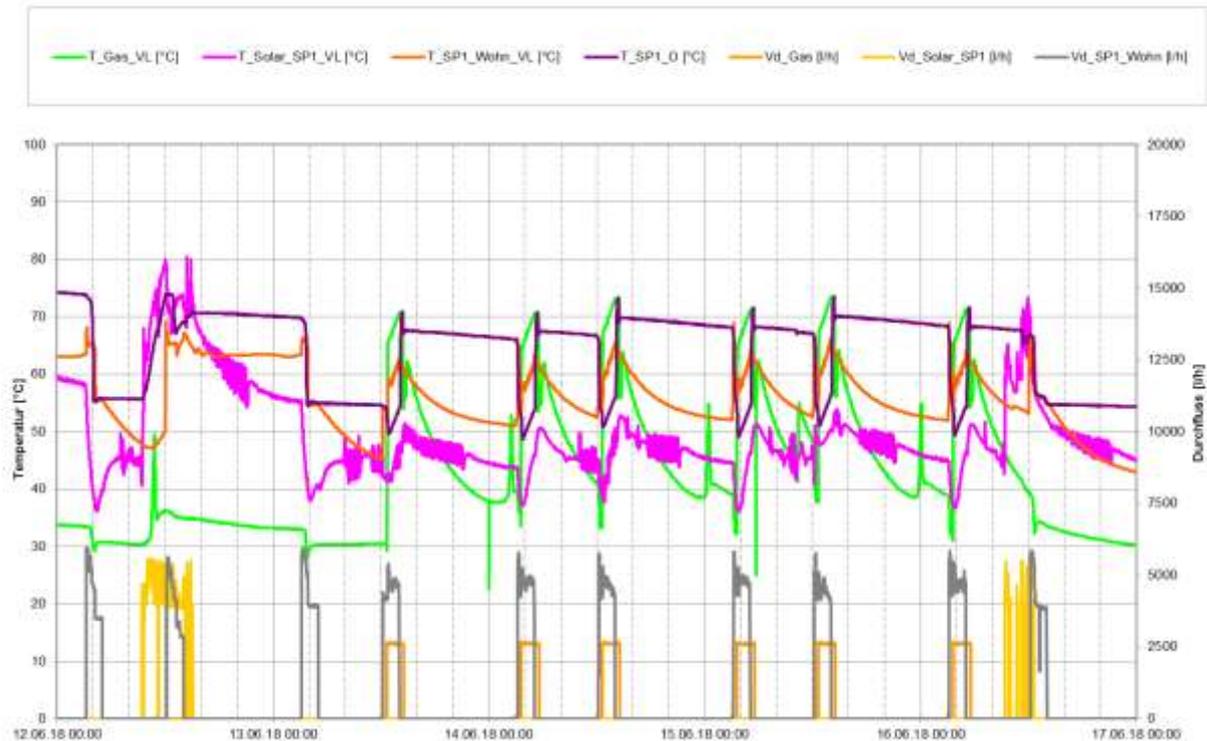


Abbildung 42: Zeitlicher Verlauf diverser Systemgrößen der Gasterme und der Warmwasserbereitung (12.06.2018 bis 17.06.2018)

Abbildung 43 zeigt die Anzahl der Einschaltvorgänge, Laufzeit und mittlere Laufzeit pro Einschaltvorgang der Wärmepumpen über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019. Nachdem, wie im Hydraulik- und Messkonzept (siehe Kapitel 0) angeführt, nur je ein Wärmemengenzähler im Verdampfer- und Kondensatorkreis sowie

ein Stromzähler für beide Wärmepumpen gemeinsam installiert wurde, konnte bei der Analyse nicht zwischen den beiden Wärmepumpen unterschieden werden. Die einzelnen Wärmepumpen werden nach einer Ein-Aus-Regelung geregelt. Im Verbund werden die Wärmepumpen lt. Anlagenbetreiber automatisch so geregelt, dass die beiden Wärmepumpen auf ähnliche Betriebszeiten kommen. Ein aktiver Eingriff oder eine Änderung dieser Regelung ist nicht möglich.

Nachdem in den Sommermonaten kein Raumheizbedarf vorliegt (siehe Abbildung 35) gehen die Wärmepumpen in den Sommermonaten nicht in Betrieb.

In der Kernheizperiode bzw. Übergangszeit weisen die Wärmepumpen eine hohe Laufzeit von bis zu über 300 Stunden pro Monat auf. Dabei kommt es auch zu häufigem Takten der Wärmepumpen, wie die Anzahl der Einschaltvorgänge von annähernd 450 (rund 15 Einschaltvorgänge pro Tag) bei einer mittleren Laufzeit pro Einschaltvorgang von rund 40 Minuten im Dezember 2019 widerspiegelt.

In Abbildung 44 sind zeitliche Verläufe diverser Systemgrößen der Wärmepumpen und Raumheizung für einen typischen Tag in der Kernheizperiode ohne solare Erträge dargestellt. Wie aus den Durchflüssen der Kondensatorseite ($V_d_WP_SP2$) und der Leistung der Wärmepumpen (P_WP_SP2) ersichtlich, kommt es während des gesamten Tages zu häufigem Takten der Wärmepumpen. Aufgrund der Nachfrage der Raumheizung von den einzelnen Gebäuden ($V_d_SP2_Wohn$) kommt es zu einem Abfall der Speichertemperatur des RH-Speichers (T_SP2_O). Daraufaufgehend gehen die Wärmepumpen in Betrieb, beladen den RH-Speicher und heben somit die Temperatur des oberen Speichervolumens auf rund 40 °C. Wie aus der Abbildung ersichtlich, wiederholt sich dieser Vorgang mehrmals während des gesamten Tages. Des Weiteren ist die zuvor erwähnte Regelung der Wärmepumpen im Verbund aus den Leistungsverläufen (P_WP_SP2) der Wärmepumpen ersichtlich.

Als Optimierungspotenzial wurde dem Anlagenbetreiber im Zuge einer Anlagenbesichtigung vorgeschlagen, die Wärmepumpen pro Einschaltvorgang länger zu betreiben, um auch das untere Speichervolumen (T_SP2_U) aufzuheizen. Dadurch könnten möglicherweise die häufigen Taktungen, beispielsweise zwischen 05:00 Uhr und 12:00 Uhr (siehe Abbildung 44), vermieden werden. Die verringerte Taktzahl würde stationärere Betriebsbedingungen und folglich einen effizienteren Betrieb (höhere SPF-Werte) der Wärmepumpen ermöglichen. Darüber hinaus kommt es zu einer geringeren Belastung der internen Wärmepumpenhydraulik aufgrund des häufigen Ein- und Ausschaltens. Diese Maßnahme konnte jedoch aufgrund von regelungstechnischen Einschränkungen vom Anlagenbetreiber nicht umgesetzt werden. Abweichend von den vorhandenen Messstellen für das Monitoring (3 Temperaturfühler im Speicher) steht für Regelung der Wärmepumpen nur ein Regeltemperaturfühler im RH-Speicher zur Verfügung. Dadurch ist eine entsprechende Anpassung der Regelung der Wärmepumpen und damit eine Aufheizung des unteren Speichervolumens nicht möglich.

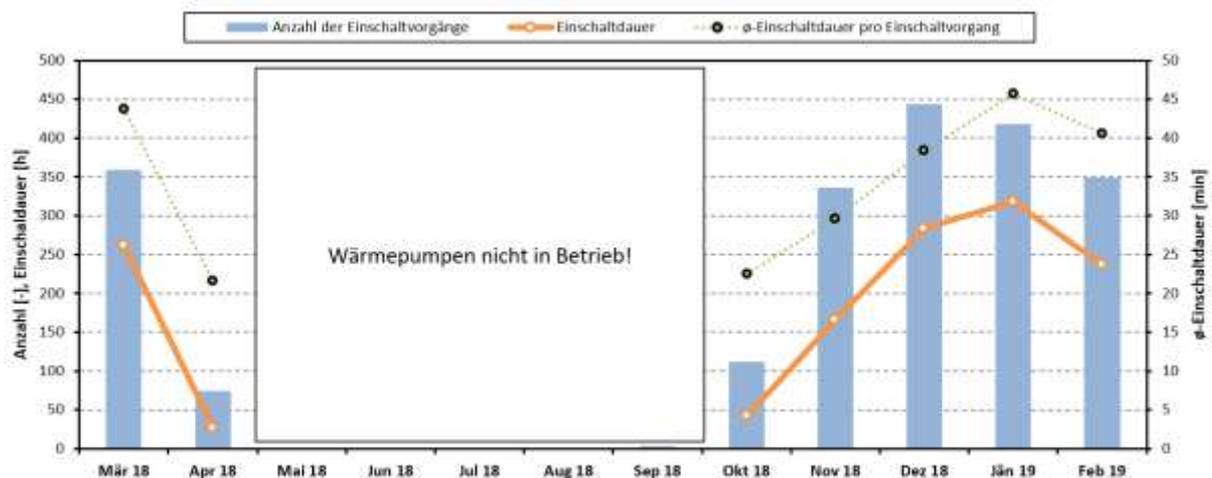


Abbildung 43: Anzahl der Einschaltvorgänge, Laufzeit und mittlere Laufzeit pro Einschaltvorgang der Wärmepumpen (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

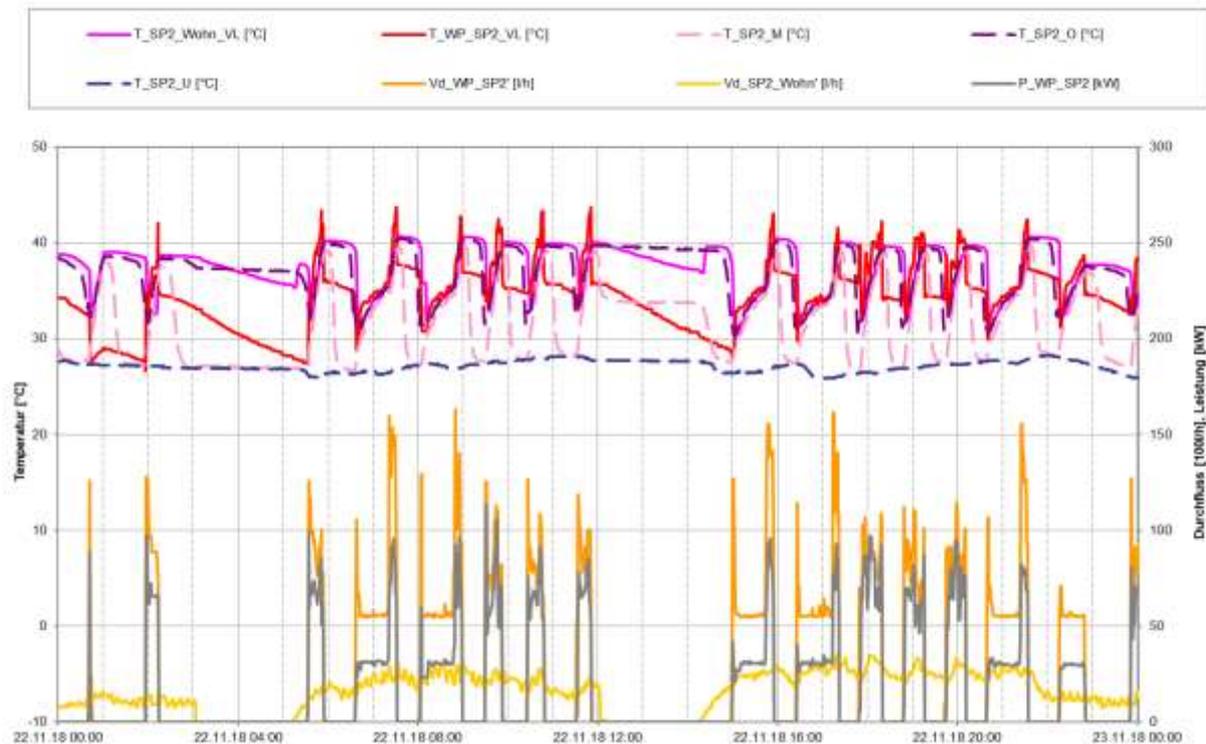


Abbildung 44: Zeitlicher Verlauf diverser Systemgrößen der Wärmepumpen und der Raumheizung (22.11.2018)

Abbildung 45 zeigt die gewichteten mittleren Temperaturen des Kondensator- und Verdampfer Vor- und Rücklaufs, als auch die mittleren Temperaturdifferenzen zwischen Verdampfer und Kondensator und die monatlichen SPF-Werte (Arbeitszahlen; Definition: Quotient aus Heiz- bzw. Kondensatorenergie zur eingesetzten elektrischen Energie) der Wärmepumpen über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019. Nachdem die Temperaturen auf der Verdampferseite der Wärmepumpen vor der Beimischschaltung gemessen werden, entsprechen die gewichteten mittleren Temperaturen des Verdampfervorlaufs ($T_{WP_Verd_VL}$) jener Temperaturen, welche aus dem Erdspeicherspeicher entnommen werden. Die Verdampfervorlauftemperaturen, welche den Wärmepumpen nach der Beimischung zugeführt werden, wurden im Rahmen des Monitorings nicht erfasst. Nachdem jedoch die angegebenen max. Quelleintrittstemperaturen (Verdampfervorlauftemperaturen) laut Hersteller bei 18 °C (30 kW-Wärmepumpe) bzw. 15 °C (60 kW-Wärmepumpe) liegen, kann davon ausgegangen werden, dass keine großen Mengen beigemischt wurden und die gemessenen Temperaturen vor der Beimischschaltung näherungsweise jenen nach der Beimischschaltung entsprechen.

Die gemessenen Wärmemengen auf der Verdampferseite der Wärmepumpe sind für März 2018, Jänner 2019 und Februar 2019 nicht plausibel. Als Ursache konnte hier der Temperatur-Messbereich des eingesetzten Wärmemengenzählers identifiziert werden. Bei Fluidtemperaturen unter 0 °C werden vom Messgerät die Wärmemengen nicht richtig erfasst, da die Messung der Temperaturen bei 0 °C begrenzt wird. Im erfassten Monitoringzeitraum trat dieser Fehler nur in den oben erwähnten Monaten auf. Ersten Abschätzungen zufolge liegt die nicht erfasste Wärmemenge im März 2018 bei rund 3,7 MWh, im Jänner 2019 bei rund 2,3 MWh und im Februar 2019 bei rund 2 MWh. Aufgrund des Messfehlers wurden in Abbildung 44 die entsprechenden Messwerte schwarz dargestellt. Dieser Messfehler wurde dem Anlagenbetreiber mitgeteilt und ein Tausch des

Wärmemengenzählers empfohlen. Laut Anlagenbetreiber wurde aus Kostengründen und aufgrund des geringen Einflusses der fehlerhaften Messung auf den Anlagenbetrieb dieser jedoch nicht getauscht.

Wie aus Abbildung 45 ersichtlich, liegen die erreichten SPF-Werte der einzelnen Monate zwischen 3,25 und 4,1. Vor allem der erreichte SPF-Wert von rund 3,3 im Oktober 2018 kann bei den erzielten mittleren gewichteten Kondensator- und Verdampfervorlauftemperaturen von rund 36 °C bzw. 17 °C als niedrig betrachtet werden. Dies wird durch den angegebenen COP-Wert (Leistungszahl; Definition: Quotient aus Heiz- bzw. Kondensatorleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung) laut Hersteller von über 6, bei einer Quelleintrittstemperatur (Verdampfervorlauftemperatur) von 10 °C und einer Senkenaustrittstemperatur (Kondensatorvorlauftemperatur) von 35 °C (B10/W35), unterstrichen. Über die gesamte Messperiode ergibt sich ein Jahres-SPF-Wert von 3,6 für beide Wärmepumpen.

Zur Folge der vorhandenen Messdaten lassen sich keine aussagekräftigen Zusammenhänge zwischen den SPF-Werten und den mittleren Temperaturdifferenzen zwischen Verdampfer und Kondensator (dT_{WP_mittel}) sowie den restlichen Betriebsparametern der Wärmepumpe aus Abbildung 43 und Abbildung 45 schließen. Gründe dafür sind die fehlerhafte Messung des Wärmemengenzählers im Verdampferkreis und die fehlende separate messtechnische Erfassung der beiden Wärmepumpen. Dennoch lässt sich als einer der potenziellen Gründe für die vergleichsweise niedrigen SPF-Werte die häufigen Taktungen der Wärmepumpen anführen. Wie schon zuvor erwähnt, sind jedoch Maßnahmen zur Verringerung der Taktzahl für diese Anlage aufgrund regelungstechnischer und messtechnischer Einschränkungen nicht möglich.

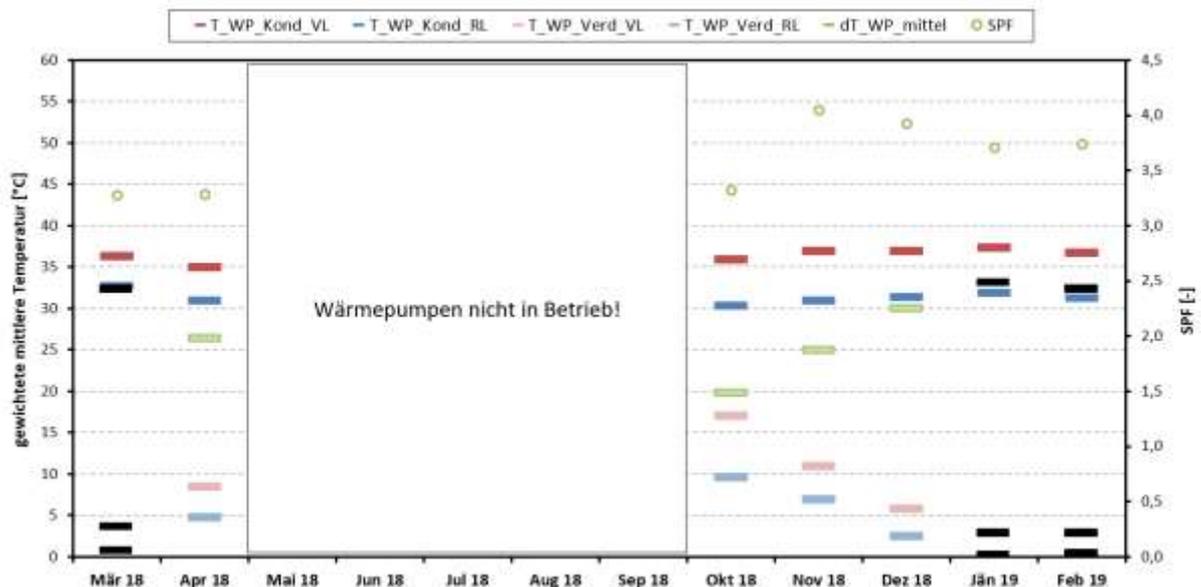


Abbildung 45: Gewichtete mittlere Temperaturen des Kondensator- und Verdampfer Vor- und Rücklaufs, mittlere Temperaturdifferenzen zwischen Verdampfer und Kondensator und monatliche SPF-Werte der Wärmepumpen (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

Abbildung 46 zeigt beispielhaft die Betriebsweise der Wärmepumpen und des Erdspeichers an einem Tag in der Kernheizperiode. Dabei wird bei der Beladung des Erdspeichers und dem anschließenden Bezug der Wärmepumpenverdampfer zwischen direkter und indirekter Solarwärmenutzung unterschieden. Am Beginn des Tages bei den ersten fünf Betriebszyklen der Wärmepumpen (Vd_ESP_WP) wird die Verdampferwärme aus dem Erdspeicher bezogen und somit die zuvor gespeicherte Solarwärme indirekt genutzt. Beim sechsten Betriebszyklus der Wärmepumpen findet gleichzeitig auch eine Beladung des Erdspeichers durch das Solarsystem (Vd_Solar_ESP) statt. Dadurch wird

die Verdampfvorlauftemperatur der Wärmepumpen ($T_{ESP_WP_VL}$) auf das Vorlauf-Temperaturniveau der Sekundärseite des Erdspeichers-Wärmetauschers ($T_{ESP_sek_VL}$) gehoben und somit die Solarwärme nicht im Erdspeicher zwischengespeichert, sondern direkt genutzt. Entsprechend der Betriebsweise bei direkter Solarwärmenutzung befinden sich auch der Verdampferücklauf der Wärmepumpen ($T_{ESP_WP_RL}$) und der Rücklauf zum Erdspeichers-Wärmetaucher ($T_{ESP_sek_RL}$) auf demselben Temperaturniveau. Bei den restlichen Betriebszyklen der Wärmepumpen an diesem Tag finden keine direkte Nutzung mehr statt.

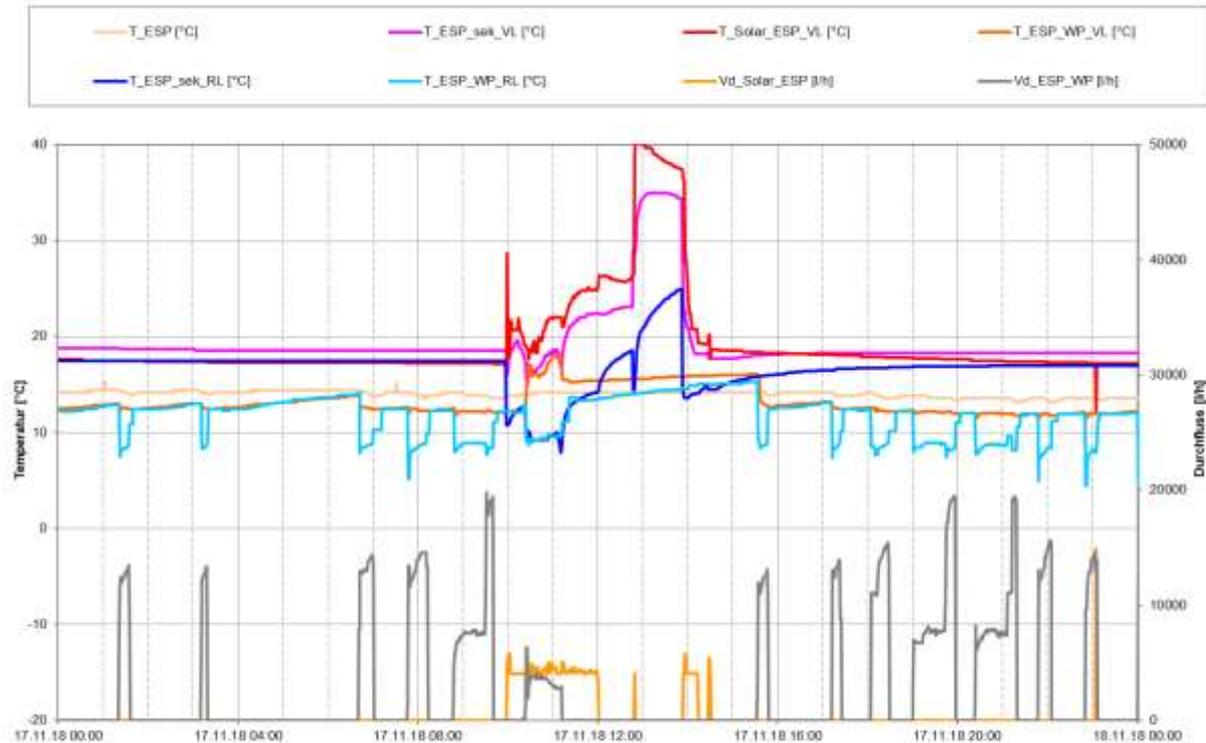


Abbildung 46: Zeitlicher Verlauf diverser Systemgrößen der Wärmepumpen und des Erdspeichers (17.11.2018)

In Abbildung 47 sind die Energiebilanz zwischen bezogene Verdampferwärme der Wärmepumpen (Q_{ESP_WP}) und Beladung des Erdspeichers durch das Solarsystem (Q_{Solar_ESP}) und die mittleren Temperaturen des Erdspeichers sowie die gewichteten mittleren Temperaturen des Verdampfvorlaufs der Wärmepumpen über die gesamte Dauer der Messperiode von März 2018 bis Februar 2019. Wie schon zuvor erwähnt, sind die Wärmemengen auf der Verdampferseite der Wärmepumpen, aufgrund der fehlerhaften Messung des Wärmemengenzählers, für März 2018, Jänner 2019 und Februar 2019 nicht plausibel. Deshalb wurden diese Monate in der Abbildung farblich hervorgehoben. Die Abweichungen zwischen Q_{Solar_ESP} (direkt) und Q_{ESP_WP} (direkt) in Abbildung 47 können einerseits auf die fehlerhafte Messung des Wärmemengenzählers und andererseits auf die notwendige manuelle Berechnung der Werte der direkten Solarwärmenutzung, aufgrund des fehlenden Wärmemengenzählers für die Beladung des Erdspeichers, zurückgeführt werden.

Erwartungsgemäß nimmt, aufgrund der fehlenden Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage, die indirekte Solarwärmenutzung (Q_{Solar_ESP} (indirekt)) einen wesentlich größeren Anteil als die direkte Nutzung (Q_{Solar_ESP} (direkt)) ein. Beispielsweise werden im April 2018 nur rund 5 % der eingespeisten Solarenergie direkt genutzt. Insgesamt

werden in der gesamten Messperiode rund 4 % der eingespeisten Solarenergie direkt genutzt.

Wie Abbildung 47 entnommen werden kann, wird in den Sommermonaten der Erdspeicher ausschließlich beladen und es findet kein Bezug der Wärmepumpen statt. Dagegen übersteigt während der Kernheizperiode aufgrund des auftretenden Raumheizbedarfs der Bezug der Wärmepumpenverdampfer die Beladung des Erdspeichers um ein Vielfaches.

Die mittlere Temperatur des Erdspeichers (T_{ESP_mittel}) steigt in den Sommermonaten aufgrund der Beladung durch das Solarsystem und aufgrund der Wärmeinträge des umliegenden Erdreichs auf bis zu 22 °C an. Im Gegensatz dazu kühlt der Erdspeicher in den Wintermonaten auf Temperaturen von rund 4 °C ab.

Wie zu erwarten, korrelieren die gewichteten mittleren Temperaturen des Verdampfervorlaufs der Wärmepumpen ($T_{WP_Verd_VL}$) mit den mittleren Temperaturen des Erdspeichers.

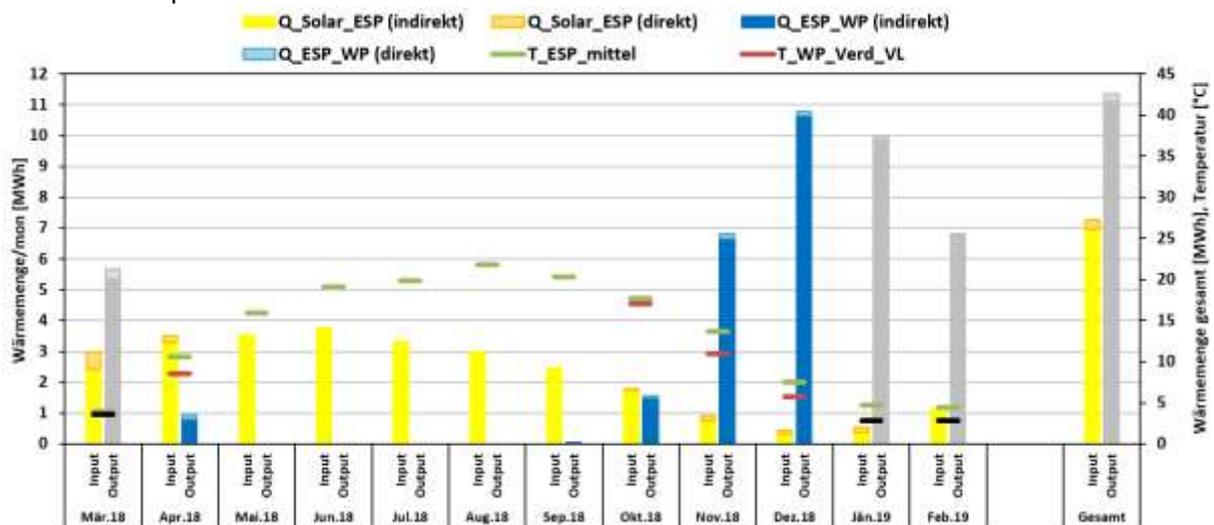


Abbildung 47: Energiebilanz und mittlere Temperaturen des Erdspeichers sowie gewichtete mittlere Temperaturen des Verdampfervorlaufs der Wärmepumpen (gesamte Messperiode - März 2018 bis Februar 2019)

Abbildung 48 zeigt den zeitlichen Verlauf der Außentemperatur und Globalstrahlung eines typischen Sommertages mit hoher solarer Einstrahlung. Bei Betrachtung des zeitlichen Verlaufs fällt auf, dass hohe Außentemperaturen (T_{Aussen}) von bis zu 50 °C auftreten. Der annähernde lineare Anstieg der Außentemperatur am Beginn des Tages ist auf die fortlaufende Aufheizung des Daches aufgrund der auftreffenden Globalstrahlung (R_{Global}) zurückzuführen. Der Peak kurz nach 17:00 Uhr ergibt sich aufgrund der nordwestlichen Ausrichtung und der darauffolgenden direkten Bestrahlung des Temperaturfühlers am Ende des Tages. Die geschilderten Erkenntnisse bezüglich des Temperaturverlaufes des Außentemperaturfühlers wurden dem Anlagenbetreiber mitgeteilt. Laut Anlagenbetreiber hat die fehlerhafte Messung trotz außentemperaturgeführter Fußbodenheizung in der letzten Heizperiode zu keinen großen regelungstechnischen Auswirkungen oder Beschwerden der Bewohner geführt und daher wurde eine Umpositionierung des Sensors für nicht notwendig befunden.

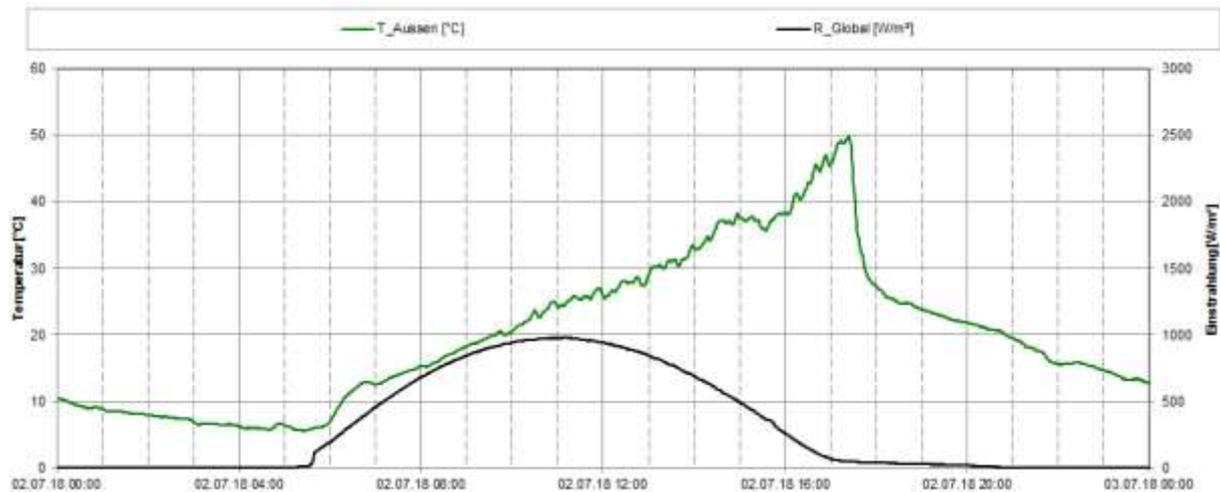


Abbildung 48: Zeitlicher Verlauf der Außentemperatur und Globalstrahlung (02.07.2018)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Im Allgemeinen kann die Betriebsweise der Anlage „Fuxsteiner & Heimberger OG“ als zufriedenstellend beurteilt werden, allerdings konnten gewisse Optimierungspotenziale gefunden werden.

Die Analyse des Solarsystems zeigte, dass die Regelung der Beladung der einzelnen Speicher (Warmwasserspeicher, Raumheizungsspeicher und Erdspeisespeicher) Optimierungspotenzial aufweist. Vor allem die Beladung des Raumheizungsspeichers trotz fehlenden Raumheizbedarfes in den Sommermonaten und die lange Beladung von rund 2 Stunden des Erdspeisespeichers am Beginn des Tages, trotz hoher Globalstrahlungsleistungen, sind dabei zu erwähnen. Die dadurch verminderten solaren Erträge, v.a. in den Sommermonaten, spiegeln sich auch in den hohen Betriebszeiten der Gastherme zur Deckung des Warmwasserbedarfes wider.

Die Wärmepumpen weisen während des Betriebes in der Kernheizperiode hohe Taktraten auf. Dies führt zu instationären Betriebsbedingungen und folglich ineffizienteren Betrieb. Dies erklärt auch u.a. die erzielten vergleichsweise niedrigen SPF-Werte der Wärmepumpen.

Der Betrieb des Wärmeverteilsystems erfolgt nach der angestrebten Betriebsweise. Die Beladung der Warmwasserspeicher in den einzelnen Wohneinheiten erfolgt zweimal täglich zu den geplanten Zeitintervallen und das Mikronetz für die Versorgung der Raumheizung in den Wohneinheiten wird mit den angestrebten niedrigen Temperaturen betrieben. Durch diese Betriebsweise werden erhöhte Wärmeverluste aufgrund erhöhter Temperaturen des Mikronetzes verhindert.

Bezüglich der Regelung des Solarsystems wurden dem Anlagenbetreiber als Optimierungspotenziale vorgeschlagen, die Beladung des Raumheizungsspeichers in den Sommermonaten auszusetzen und die Beladung des Erdspeisespeichers am Beginn des Tages zu verkürzen bzw. ganz darauf zu verzichten. Dadurch könnten höhere solare Erträge für die Warmwasserbereitung erreicht und somit die Betriebszeiten der Gastherme reduziert werden. Ersteres wurde vom Anlagenbetreiber umgesetzt. Zweites wurde aufgrund regelungstechnischer Einschränkungen und der Befürchtung, dass sich der Erdspeisespeicher dadurch nicht ausreichend regenerieren kann, nicht umgesetzt.

Des Weiteren wurde zur Verbesserung der Betriebsweise der Wärmepumpen vorgeschlagen diese pro Zyklus länger zu betreiben, um somit die häufigen Taktungen zu vermeiden. Dies würde nicht nur die Effizienz und die SPF-Werte der Wärmepumpen steigern, sondern auch die interne Wärmepumpenhydraulik würde geschont werden. Eine Umsetzung dieser Maßnahme war aufgrund mess- sowie regelungstechnischer Limitierungen der Anlagenhydraulik nicht möglich.

7.3 Gärtnerei Bach, W

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Gärtnerei Bach
<u>Adresse:</u>	1220 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Versorgung eines neuen Gewächshauses mittels Bauteilaktivierung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	126,54 m ² Flachkollektor (Gasokol, Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	90° <u>Neigung:</u>
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4 Wasser-Pufferspeicher à 5 m ³ (Bestand), 134 m ³ aktivierte Fundamentplatte (Beton) 65 m ³ aktivierte Speicherwand (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	2x 250 kW Pelletkessel (Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	52,5 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	411,2 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit Mai 2019 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das gegenständliche Projekt der Begleitforschung befasst sich mit der Wärmeversorgung eines neu errichteten Gewächshauses, in welchem Kräuter, Gemüsepflanzen und für den Genuss geeignete Blütenpflanzen vermehrt werden (Abbildung 49). Daran angebaut wurden eine 500 m² große Arbeitshalle, wo das Erntegut gewaschen und verpackt wird, sowie Sanitäranlagen, Umkleiden und ein Büro mit insgesamt 2.200 m² Brutto-Grundfläche. Eine ca. 126 m² große, fassadenintegrierte Solaranlage beheizt das neu errichtete Gewächshaus und die Arbeitshalle. Dabei soll die Solaranlage den Wärmebedarf des bauteilaktivierten Bereichs (Gewächshaus + Arbeitshalle) zu rund 50% abdecken. Die Nachheizung der Gewächshäuser erfolgt über zwei bestehende Pelletkessel mit je 250 kW. Als Speicher dient der Solaranlage die bauteilaktivierte Bodenplatte im Gewächshaus und der Arbeitshalle und eine 60 cm dicke aktivierte Speicherwand zwischen Gewächshaus und Arbeitshalle (September bis April). Wenn keine Beheizung des Gewächshauses und der Halle benötigt wird, speist die Solaranlage in die insgesamt 20 m³ (4x5 m³) fassenden Bestandspufferspeicher ein, welche das Bestandssystem (Sanitäranlagen, Büroräume, weitere Gewächshäuser) versorgen (Mai bis August). Am Dach ist zusätzlich eine PV-Anlage installiert.



Abbildung 49: Südansicht der Gärtnererei Bach. Im Vordergrund die mit Bauteilaktivierung beheizten Glashäuser. Die Solaranlage ist in die Fassade integriert. Am Dach ist eine PV-Anlage installiert (Quelle: Bauherr)



Abbildung 50: Die Nachheizung in den Gewächshäusern: Untertisch- (links) und Oberheizung (rechts) (Quelle: AEE INTEC)

Die Beheizung der Bodenplatten und der Speicherwand erfolgt ausschließlich über die Solaranlage. Für die Nachheizung der Gewächshäuser sind Ober- und Untertischheizungen angebracht (Abbildung 50), welche aus den Bestandspufferspeichern versorgt werden (Wärmequelle ist der Pelletkessel). Das Gewächshaus wird in ein Warmhaus (jüngere Pflanzen, Aufzucht) und ein Kalthaus (ältere, robustere Pflanzen) unterteilt. Die Untertischheizung ist nur im Warmhaus verbaut und sorgt insbesondere in der kalten Jahreszeit für optimale Temperaturen für den Keim- und Anwurzelprozess neuer Pflanzen. Die Oberheizung unterstützt zusätzlich von oben und wird auch im Kalthaus eingesetzt. Bei der Raumtemperatur des Gewächshauses handelt es sich um keine fixe Zielgröße, da im Pflanzenanbau die Umgebungstemperatur nicht unter 10 °C fallen und gleichzeitig nicht mehr als 30 K über der Außentemperatur liegen sollte.

In Abbildung 51 ist schematisch der Grundriss und der Aufriss des Neubaus dargestellt. Die Orange hinterlegten Flächen sind bauteilaktiviert und die ebenso aktivierte

Speicherwand ist rot markiert. Im Gewächshaus sind unter den Pflanzenaufzugstischen Versickerungsflächen verortet (straffierten Flächen), was bedeutet, dass diese Flächen nicht betoniert sind.

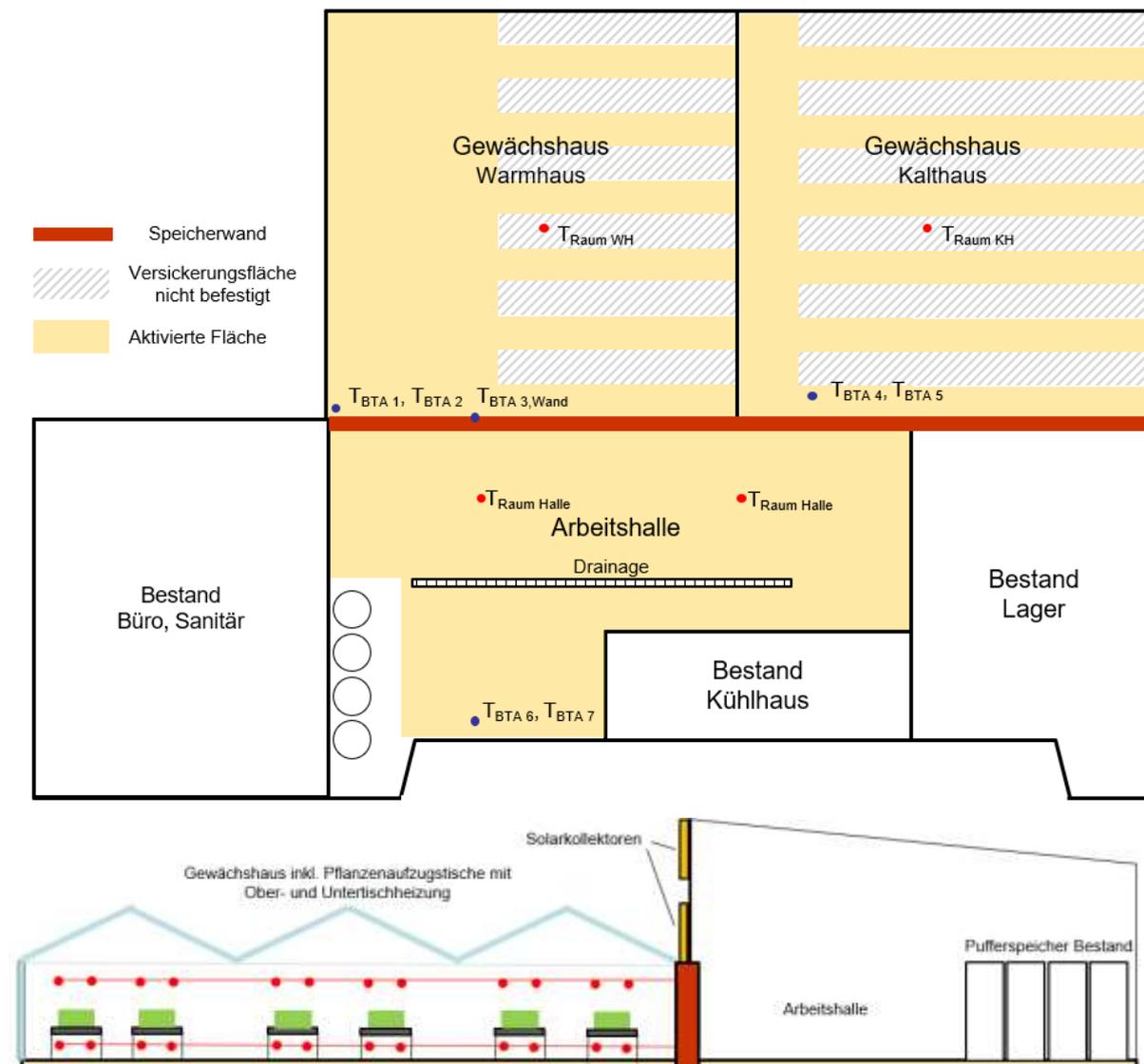


Abbildung 51: Schematische Darstellung des Gebäudegrundrisses (oben) und Gebäudeaufrisses (unten). Bauteilaktivierte Flächen sind orange und die Speicherwand ist rot dargestellt, die Position der Bauteilfühler ist blau und die der Raumfühler rot markiert (Quelle: Polierplan Fa. Schneider, eigene Darstellung)

Abbildung 52 zeigt schematisch den Aufbau der Bodenplatte. Die Rohrleitungen der Bauteilaktivierung sind auf der unteren Bewehrungsebene mit einem Abstand von rund 30 cm befestigt. Insgesamt hat die Bodenplatte im Mittel eine Stärke von 20 cm. Unterhalb der Bodenplatte wurden nach einer Sauberkeitsschicht von 10 cm rund 35 cm Glasschaumschotter als Dämmung eingesetzt. Sowohl in der Arbeitshalle, als auch im Gewächshaus gibt es keinen weiteren Fußbodenaufbau.

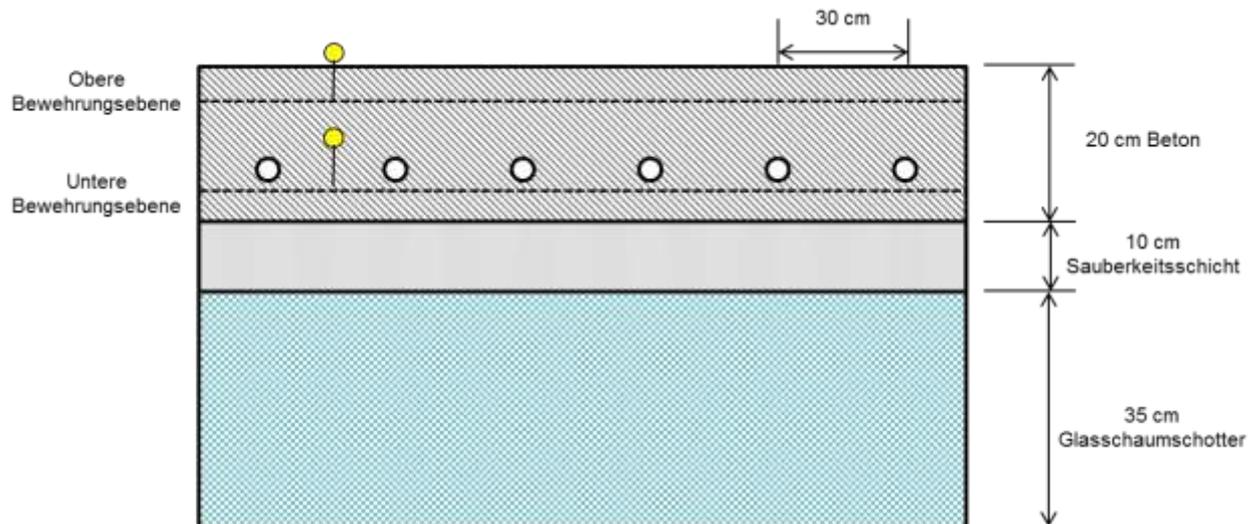


Abbildung 52: Schematische Darstellung des Fußbodenaufbaus inkl. Fühlerpositionen (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

Die Speicherwand ist 60 cm dick. Die Rohre der Bauteilaktivierung wurden ebenfalls in einem Abstand von rund 30 cm verlegt, befinden sich jedoch in der Mitte – also in rund 30 cm Tiefe – des Bauteils.

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Gärtnerei Bach“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 53 dargestellt, wobei der gegenständlich untersuchte Teil hervorgehoben ist.

Die Solaranlage liefert Wärme auf niedrigem Temperaturniveau direkt an die Bauteilaktivierung bzw. Beton-Speicherwand, welche ausschließlich von der Solaranlage beaufschlagt werden können. Falls notwendig kann das Gewächshaus über die Ober- und Untertischheizung aus den Bestandspufferspeichern nachgeheizt werden. In den Monaten Mai bis September besteht die Möglichkeit Solarenergie in die $4 \times 5 \text{ m}^3$ (insgesamt 20 m^3) Bestandspufferspeicher einzuspeisen. Aus diesen werden übers Jahr die Bestandsgebäude (Sanitär, Büro, weitere Gewächshäuser) und die Oberheizung und Untertischheizung des neuen Gewächshauses (Warmhaus und Kalthaus) versorgt.

Ein Beimischventil im Primärkreislauf der Solaranlagen verhindert einerseits Eisbildung am Wärmetauscher und begrenzt andererseits auch die Vorlauftemperatur für die Bauteilaktivierung auf maximal 45°C .

Die Positionen der Temperaturfühler in der Bauteilaktivierung sind in Abbildung 51 blau markiert. Die paarweise eingezeichneten Temperaturfühler sind immer jeweils auf der untersten bzw. obersten Bewehrungsebene im Bauteil montiert (vgl. Abbildung 52).

Das Monitoringkonzept umfasst 3 Wärmemengenzähler, 27 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 4 Ventilstellungen sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

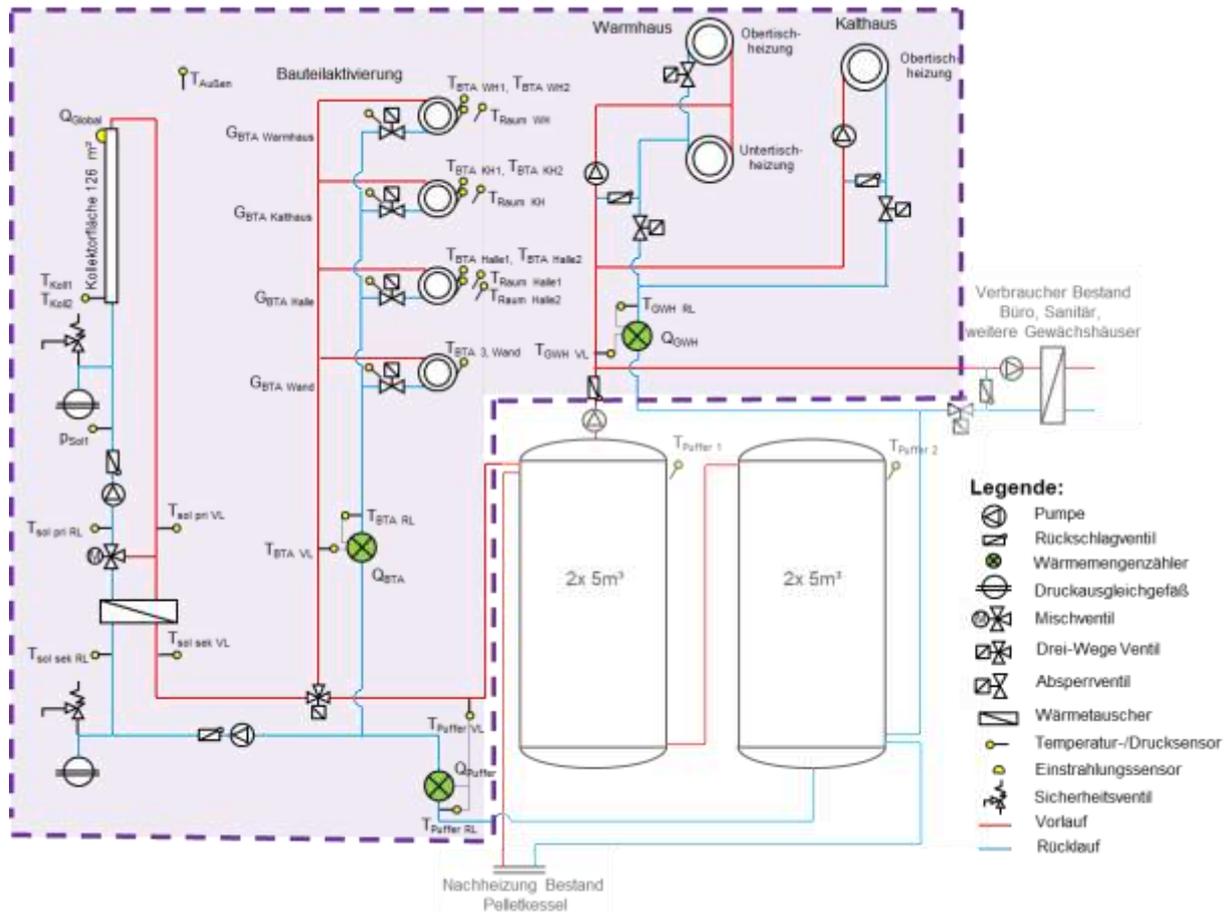


Abbildung 53: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Gärtnerei Bach (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

TKoll1	Kollektortemperatur
TKoll2	Kollektortemperatur
QGlobal	Einstrahlung in Kollektorebene
pSol1	Anlagendruck im Solar-Primärkreislauf
TSol_pri_RL	Rücklauf Temperatur im Solar-Primärkreislauf
TSol_pri_VL	Vorlauf Temperatur im Solar-Primärkreislauf
TSol_sek_RL	Rücklauf Temperatur im Solar-Sekundärkreislauf
TSol_sek_VL	Vorlauf Temperatur im Solar-Sekundärkreislauf
QBTA	Wärmemengenzähler Solar in Bauteilaktivierung
TBTA_VL	Vorlauf Temperatur Solar in Bauteilaktivierung
TBTA_RL	Rücklauf Temperatur Solar in Bauteilaktivierung
QPuffer	Wärmemengenzähler Solar in Bestandspuffer
TPuffer_VL	Vorlauf Temperatur Solar in Bestandspuffer
TPuffer_RL	Rücklauf Temperatur Solar in Bestandspuffer

Bauteilaktivierung

GBTA Warmhaus	Absperrventil Bauteilaktivierung Gewächshaus Warmhaus
TBTA_WH1	Bauteiltemperatur Gewächshaus Warmhaus oben
TBTA_WH2	Bauteiltemperatur Gewächshaus Warmhaus unten
TRaum WH	Raumtemperatur Gewächshaus Warmhaus
GBTA Kaltthaus	Absperrventil Bauteilaktivierung Gewächshaus Kaltthaus

T _{BTA_KH1}	Bauteiltemperatur Gewächshaus Kalthaus oben
T _{BTA_KH2}	Bauteiltemperatur Gewächshaus Kalthaus unten
T _{Raum KH}	Raumtemperatur Gewächshaus Kalthaus
G _{BTA_Halle}	Absperrventil Bauteilaktivierung Halle
T _{BTA_Halle1}	Bauteiltemperatur Halle oben
T _{BTA_Halle2}	Bauteiltemperatur Halle unten
T _{Raum Halle1}	Raumtemperatur Halle1
T _{Raum Halle2}	Raumtemperatur Halle 2
G _{BTA_Wand}	Absperrventil Bauteilaktivierung Speicherwand
T _{BTA_Wand}	Bauteiltemperatur Speicherwand

Gewächshaus Heizung

Q _{GWH}	Wärmemengenzähler Gewächshaus Oberheizung/Untertischheizung
T _{GWH_VL}	Vorlauftemperatur Gewächshaus Oberheizung/Untertischheizung
T _{GWH_RL}	Rücklauftemperatur Gewächshaus Oberheizung/Untertischheizung

Sonstiges

T _{Außen}	Außentemperatur
T _{Puffer1}	Temperatur Bestandspeicher 1 (oben)
T _{Puffer2}	Temperatur Bestandspeicher 2 (oben)

7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 54 zeigt die Input-Output-Bilanz über den Speicher „Bauteilaktivierung“ der Anlage „Gärtnerei Bach“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (Q-Solar, gelb) statt. Die Verbraucher können je nach Jahreszeit aufgeteilt werden. Im Winter und in der Übergangszeit speist die Solaranlage direkt in die Bauteilaktivierung (Q-BTA, rot) ein. Des Weiteren wird das Gewächshaus ausschließlich im Winter zusätzlich noch über eine Ober- und Untertischheizung (Q-Ober-/Untertischheizung Gewächshaus, blau) aus den Pufferspeichern versorgt, dessen Versorgung im Winter über einen nicht im Messkonzept integrierten Pelletkessel (Q-Nachheizung Gewächshaus, blau schraffiert) sichergestellt wird. Im Sommer und in der Übergangszeit (Mai bis September) kann überschüssige Solarenergie in die Bestandspufferspeicher eingespeist werden (Q-Puffer, grün schraffiert). Falls Wärmebedarf im Gewächshaus besteht, speist die Solaranlage ausschließlich in die Bauteilaktivierung und nicht in die Pufferspeicher ein.

Die Solaranlage belud bis in den Oktober 2018 die Pufferspeicher, wobei je nach Wärmebedarf und Außentemperatur ab September 2018 teilweise auch in die Bauteilaktivierung eingespeist wurde. Eine Nachheizung des Gewächshauses über die Ober- und Untertischheizung war ab Ende Oktober 2018 bis Anfang April 2019 notwendig. Insgesamt wurde im Monitoringzeitraum ca. 75% der Solarenergie in die Bauteilaktivierung gespeist und ca. 25% in die Pufferspeicher, aus welchen Sanitäreanlagen und die Heizung anderer Gewächshäuser versorgt werden.

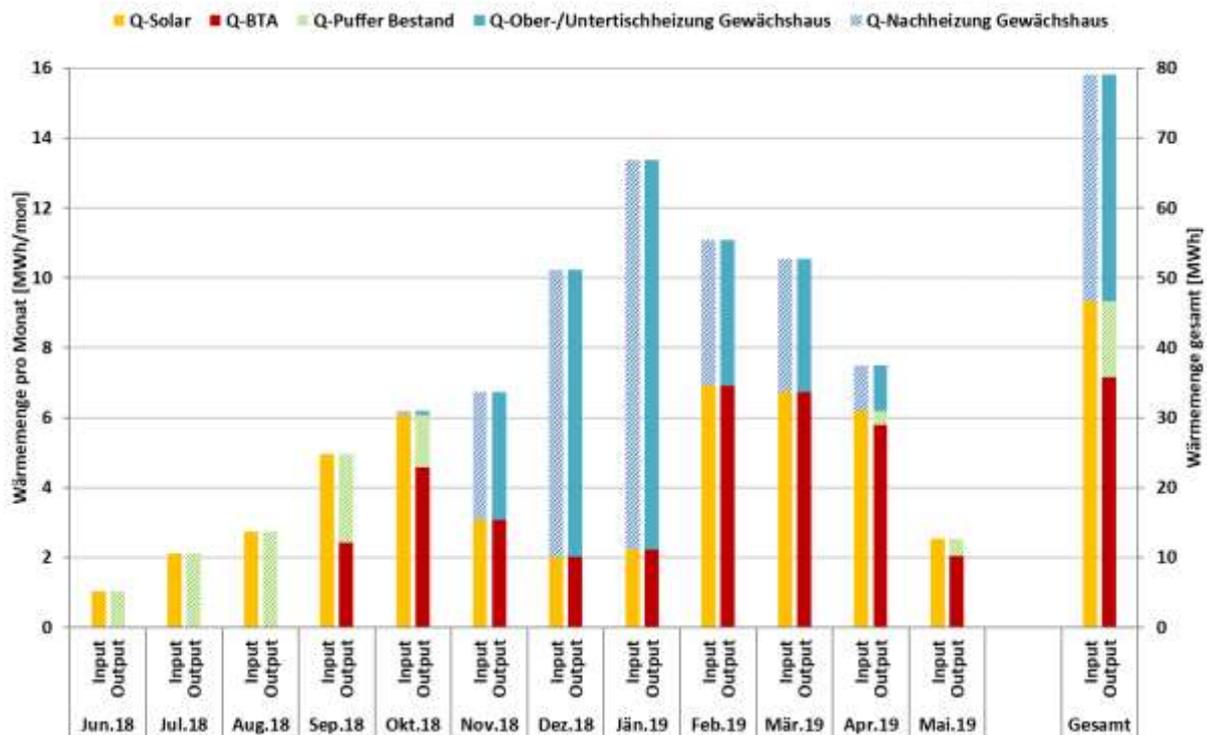


Abbildung 54: Energiebilanz der Anlage "Gärtnerei Bach" (Juni 2018 bis Mai 2019)

7.3.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 55 bis Abbildung 57) 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 der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch). Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 132 m³ (Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert. In Abbildung 55 ist der prognostizierte und gemessene spezifische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in der Kollektorebene angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von rund 418 kWh/m²a prognostiziert. Der gesamte gemessene Solarertrag liegt im Betrachtungszeitraum mit 411,2 kWh knapp unter den Erwartungen. In den Monaten Juni, Juli und August 2018 sowie Mai 2019, lag der gemessene Solarertrag jeweils beinahe 50% unter dem prognostizierten. Dies ist auf den niedrigeren Verbrauch zurückzuführen, da in den Sommermonaten und der Übergangszeit mehr Bedarf abseits der Bauteilaktivierung angedacht war.

Die gemessene Einstrahlung lag mit Ende der Monitoringperiode ca. 5% unter dem prognostizierten Wert.

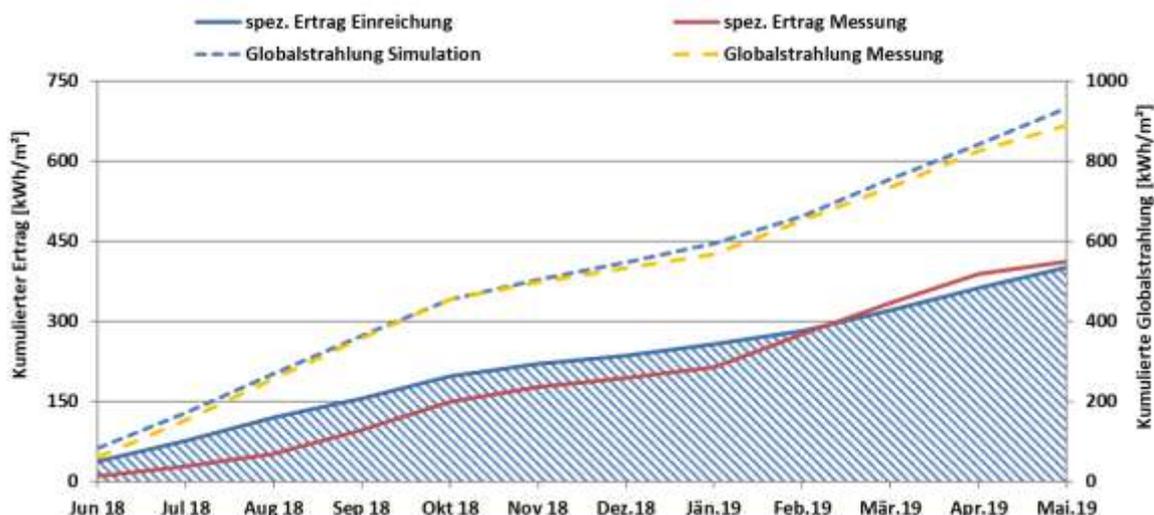


Abbildung 55: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Gärtnerei Bach“ (Juni 2018 bis Mai 2019)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad des bauteilaktivierten Bereichs wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 34,8 % angegeben. Abbildung 56 zeigt einerseits das Simulationsergebnis und andererseits den gemessenen solaren Deckungsgrad des bauteilaktivierten Bereichs (Definition: Input der Solaranlage (Bauteilaktivierung) dividiert durch Gesamtwärmeinput in das Gewächshaus (Bauteilaktivierung + Ober- und Untertischheizung)). Da in den Monaten Juni bis August 2018 das Gewächshaus weder über die Bauteilaktivierung noch über die Ober- und Untertischheizung beheizt wurde, ist in diesen Monaten kein solarer Deckungsgrad des Gewächshauses berechenbar. In den Monaten September bis Oktober 2018 sowie Mai 2019 konnten beinahe 100% solare Deckung des Gewächshauses erreicht werden. Abgesehen von den Monaten März und April 2019 lag der solare Deckungsgrad teilweise deutlich über den erwarteten Wert.

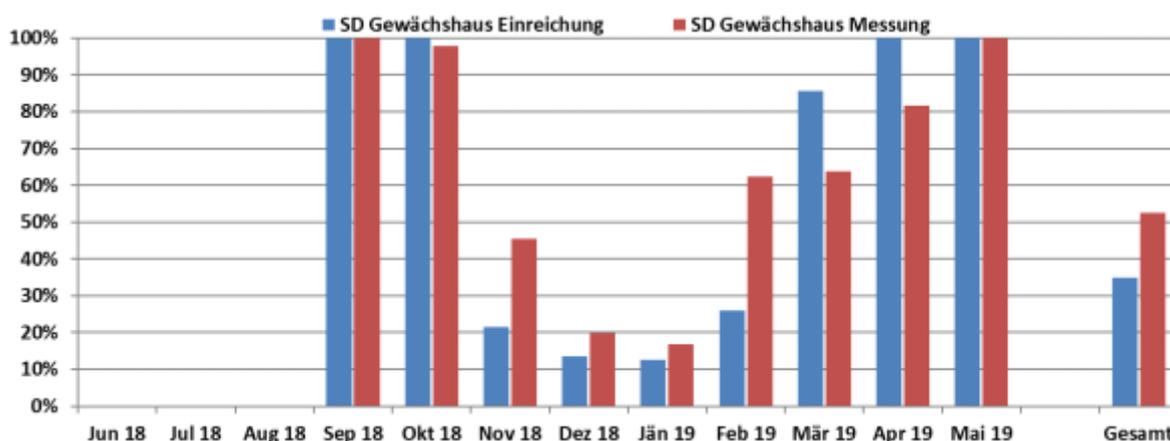


Abbildung 56: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Gewächshaus der Anlage „Gärtnerei Bach“ (Juni 2018 bis Mai 2019)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 57 zu entnehmen. Wie schon erwähnt, lag der Verbrauch in den Sommermonaten Juni bis August 2019 weit unter dem simulierten Wert. Das spiegelte sich auch im Solarertrag wieder. In den Monaten September bis Dezember 2018 lag der Verbrauch durchschnittlich 50% unter dem erwarteten Wert. In den Monaten Jänner bis April 2019 lag er durchschnittlich 90% über dem prognostizierten. Kombiniert mit den

verminderten Einstrahlungen in März und April 2019 erklärt dies auch die schlechteren solaren Deckungsgrade in diesen Monaten.

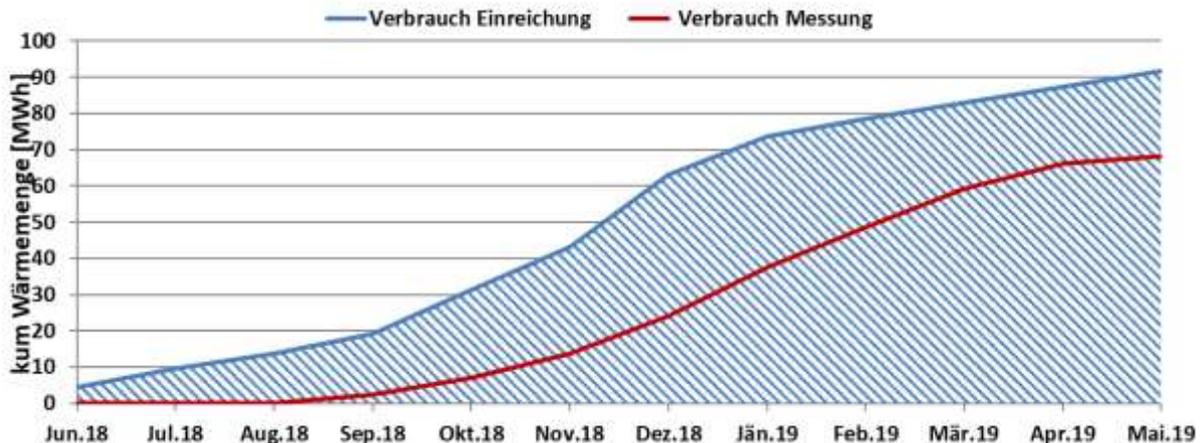


Abbildung 57: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Gärtnerei Bach“ (Juni 2018 bis Mai 2019)

7.3.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

Abbildung 58 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen und die Außentemperatur (oben), sowie die Temperaturverläufe und den Volumenstrom der Bauteilaktivierung (mitte) und die Raum- und Bodentemperaturen des Kalthauses (unten) eines einstrahlungsreichen Herbsttages (06.11.2018).

Die Pumpe der Solaranlage läuft von circa 8:30 bis 16:30 Uhr durchgehend mit einem durchschnittlichen Volumenstrom von 3,7 m³/h, also niedriger als im Pufferladebetrieb in den wärmeren Monaten Juli und August. Da nach dem Wärmetauscher keine Regelung der Vorlauftemperatur mehr möglich ist, wird die Vorlauftemperatur für die Bauteilaktivierung bereits im Primärkreis gemischt. Die sekundäre Vorlauftemperatur, welche dann direkt in die Bauteilaktivierung eingespeist (siehe Abbildung 58 mitte) wurde, lag hier zwischen 22 °C und 35 °C. Dadurch stieg die Kerntemperatur im Boden im Kalthaus von ca. 18,5 °C auf bis zu 22,5 °C an. Die Raumtemperatur schwankte aufgrund von passiver Einstrahlung und geringerer Dämmwirkung der Glaswände je nach Tageszeit stark.

Bei genauerer Betrachtung ist ersichtlich, dass beide Kollektortemperaturen deutlich unter der primären Vorlauftemperatur liegen (ca. 10 K). Erfahrungsgemäß sollte die Kollektortemperatur in etwa der primären Vorlauftemperatur entsprechen. Eine Rücksprache mit dem Betreiber ergab, dass die Kollektortemperaturfühler am Kollektoreintritt sitzen und daher die Rücklauftemperatur des Solarkreis-Fluids messen. Der Betreiber bemühte sich um eine Behebung, die fehlerhafte Position konnte jedoch innerhalb der Monitoringperiode nicht behoben werden.

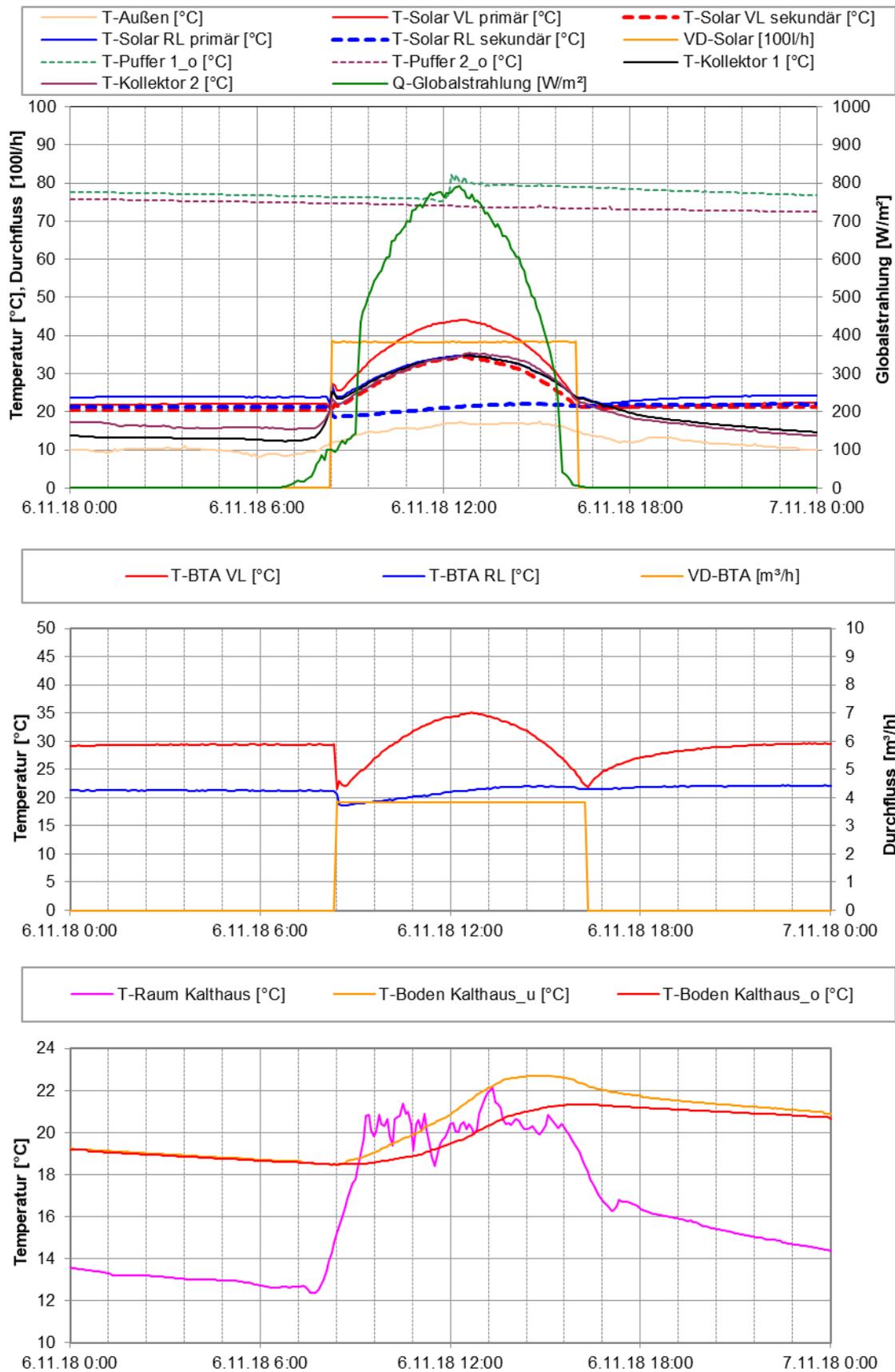


Abbildung 58: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, der Pufferspeichertemperaturen und der Außentemperatur (oben), Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms der Bauteilaktivierung (mitte) und Verlauf der Raum- und Bodentemperaturen im Kalthaus (unten) an einem einstrahlungsreichen Herbsttag (06.11.2018)

Abbildung 59 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarsekundärkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen und die Außentemperatur bei Sommerbetrieb (12.08.2018). In den Monaten Mai bis September speist die Solaranlage je nach Nachfrage und Temperaturniveau in die Bestandspufferspeicher ein. Die oberen Pufferspeichertemperaturen ($T_{\text{Puffer1_o}}$ und $T_{\text{Puffer2_o}}$) lagen zu diesem Zeitpunkt bei 65°C bis 70°C . Trotz des Wärmepotential der Pufferspeicher, schaltet sich die Solarpumpe erst ab 11:30 Uhr ein und schaltet nach einer Laufzeit von circa 10 Minuten die Pumpe immer wieder für 5 Minuten aus. Dieses Verhalten ist auf das Zusammenspiel von Puffertemperatur, der falschen Position des Kollektortemperaturfühlers und auf die Pumpe ohne Drehzahlregelung zurückzuführen. Durch den Einbau einer drehzahlgeregelten Pumpe bzw. durch eine Korrektur der Position des Kollektorfühlers, könnte dieses Verhalten bereinigt werden. Der durchschnittliche Volumenstrom liegt im Sommer bei circa $4,3 \text{ m}^3/\text{h}$.

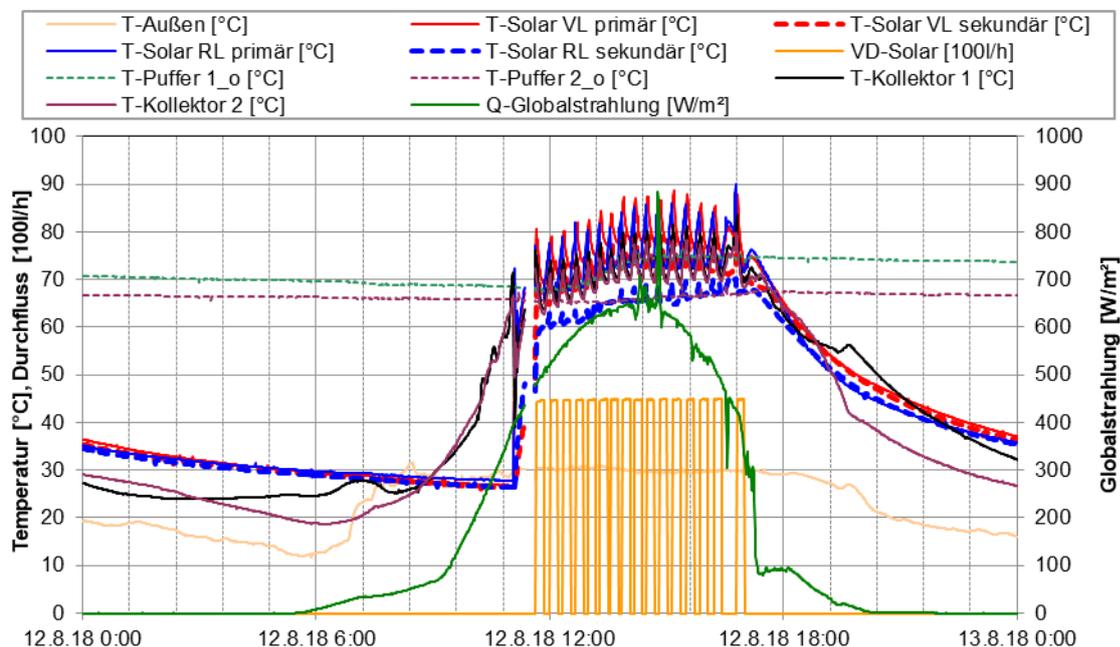


Abbildung 59: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, der Pufferspeichertemperaturen und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Sommertag (12.08.2018)

Abbildung 60 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarsekundärkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen und die Außentemperatur (oben), sowie die Temperaturverläufe und den Volumenstrom der Bauteilaktivierung (mitte) und die Raum- und Bodentemperaturen des Kalthauses (unten) eines einstrahlungsarmen Herbsttags (11.11.2018). An diesem Tag wurden Einstrahlungswerte von maximal 70 W/m^2 erreicht. Aufgrund des kühlen Bodens (unter 18°C) konnten diese kleinen Leistungen zur Beheizung der Bauteile genutzt werden. Die Vorlauftemperaturen im Bauteilaktivierungskreis lagen zwischen 18°C und 20°C (vgl. Abbildung 60 mitte), was ausreichte, um eine Erhöhung der Kerntemperatur zu erreichen ($17,1^{\circ}\text{C}$ auf $17,8^{\circ}\text{C}$).

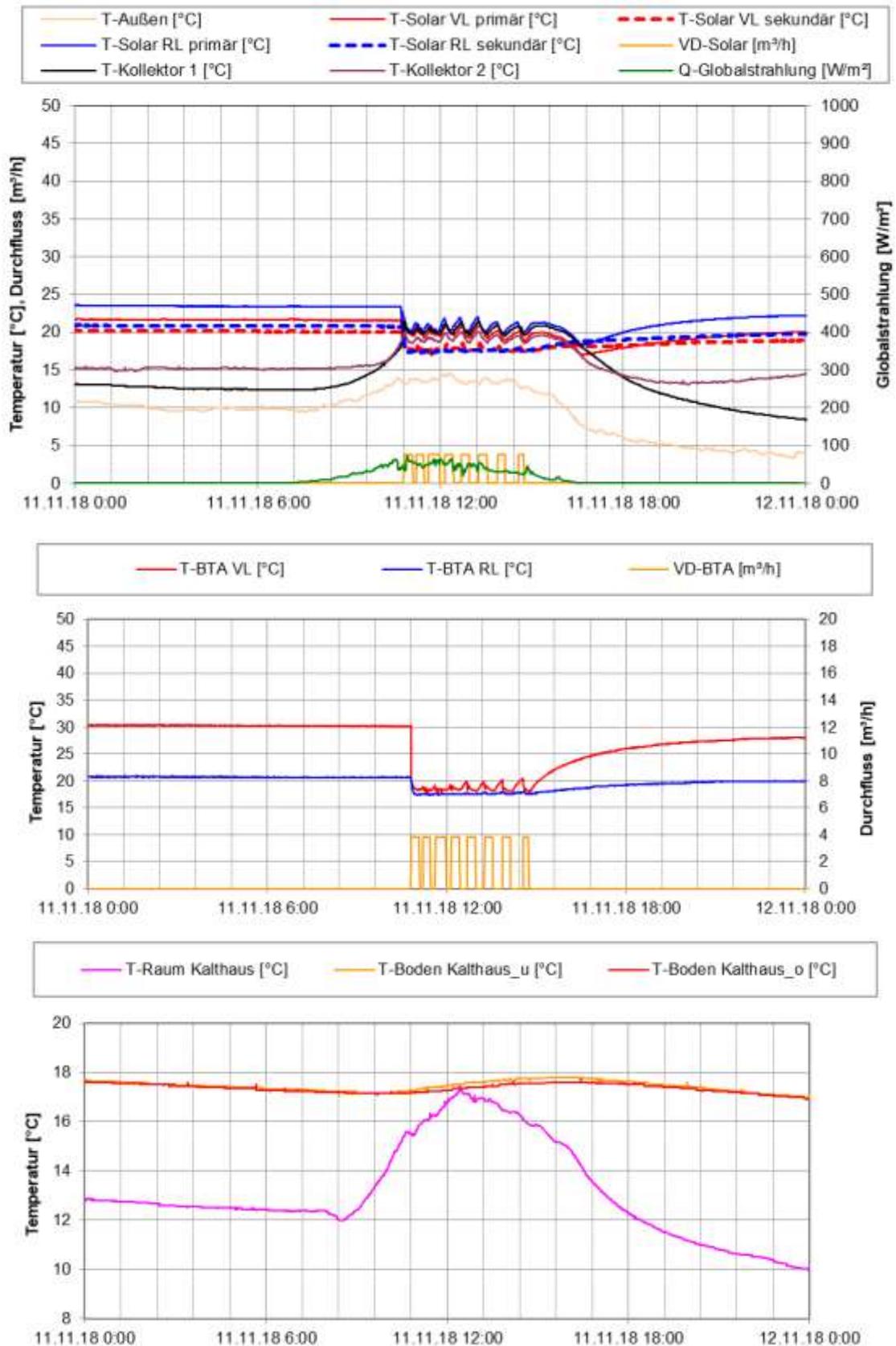


Abbildung 60: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, der Pufferspeichertemperaturen und der Außentemperatur (oben), Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms der Bauteilaktivierung (mitte) und Verlauf der Raum- und Bodentemperaturen im Kalthaus (unten) an einem einstrahlungsarmen Herbsttag (11.11.2018)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 61 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar-Puffer, Solar-Bauteilaktivierung und Ober-/Untertischheizung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Hier ist der Unterschied zwischen Sommer- und Winterbetrieb eindeutig erkennbar. Im Sommerbetrieb speiste die Solaranlage auf einem Vorlauf temperaturniveau (rot) zwischen 50 °C und 85 °C (gewichtetes Mittel bei 65 °C) in die Bestandspufferspeicher ein. Aus den Puffern wurden in den Sommermonaten hauptsächlich die Bestandssanitäranlagen versorgt (nicht vermessen). In den kälteren Monaten lag die Vorlauf temperatur des Solarkollektors (rot strichliert) zwischen 15 °C und 45 °C (gewichtetes Mittel bei 31 °C). Die Rücklauf temperatur der Bauteilaktivierung (blau strichliert) lag im gewichteten Mittel bei 21 °C, also um einiges niedriger als die Rücklauf temperatur bei solarer Pufferbeladung (gewichtetes Mittel 57 °C). Somit konnte bei Beheizung der Bauteilaktivierung über die Solaranlage der Kollektor effizienter betrieben werden.

Die Vorlauf temperatur der Ober- und Untertischheizung (T_GWH_VL/RL) lag im gewichteten Mittel bei 71 °C. Dieses Temperaturniveau wird fast ausschließlich vom Gaskessel über die Pufferspeicher zur Verfügung gestellt.

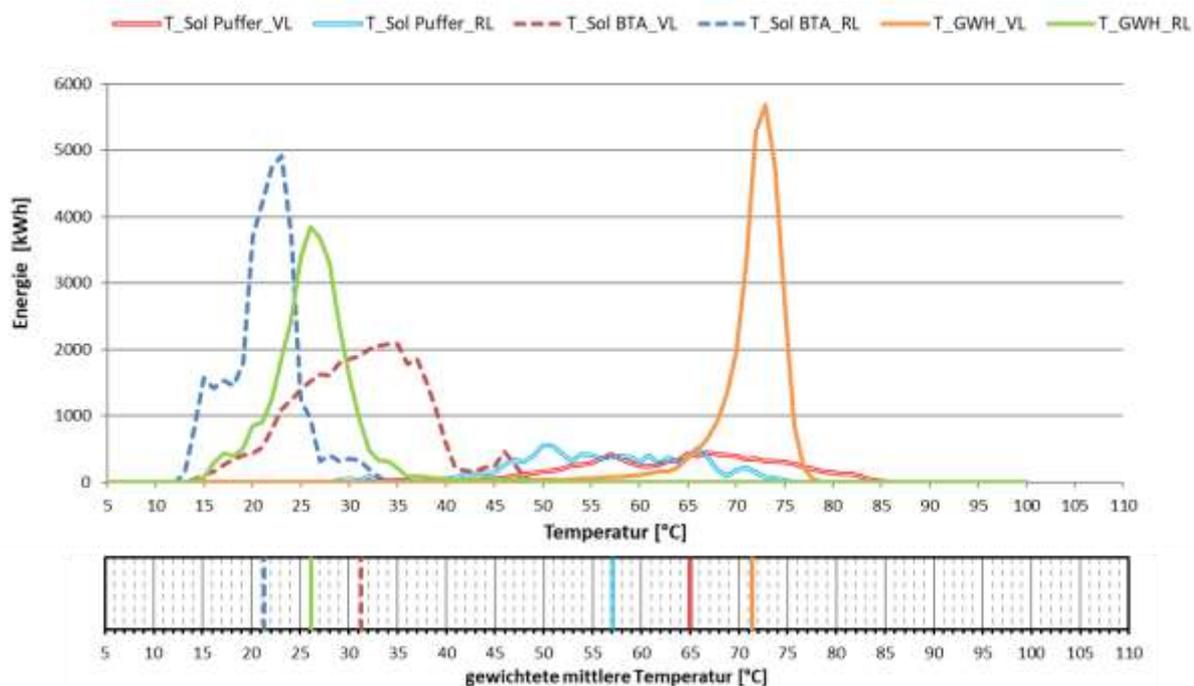


Abbildung 61: Darstellung der solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot bzw. Blau) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Betrachtungszeitraum Juni 2018 bis Mai 2019

7.3.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage der „Gärtnerei Bach“ arbeitet weitgehend ohne Probleme, mit einem – in Anbetracht des steilen Aufstellwinkels von 90° - sehr guten Solarertrag von 411,2 kWh/m²a.

Die Solaranlage versorgte in den kälteren Monaten ausschließlich die Bauteilaktivierung, wo im Betrachtungszeitraum keine Probleme aufgetreten sind. In den Sommermonaten führten die falsch positionierten Kollektorfühler und die Pumpe ohne Drehzahlregelung zu einem starken Takten der Solarpumpe. Das Problem wurde dem Anlagenbetreiber kommuniziert, welcher sich um eine Behebung des Fehlers bemühte. Innerhalb des Monitoringzeitraums konnte das Problem jedoch nicht gehoben werden. Auch wurde dem Betreiber eine drehzahlgeregelte Pumpe empfohlen, um einerseits das Takten der Pumpe im Sommer zu reduzieren und andererseits auch das Regeln der Vorlauftemperatur für die Bauteilaktivierung zu erleichtern.

In den Sommermonaten Juli und August wurden von der Solaranlage ausschließlich die Pufferspeicher beladen. Dabei konnte aufgrund des geringen sommerlichen Wärmeverbrauchs des Bestandsgebäudes (hauptsächlich Sanitär) weniger Solarertrag erzielt werden als in der Übergangszeit und im Winter.

Das Gewächshaus konnte bis Ende Oktober ausschließlich mit Solarenergie beheizt werden. Das bedeutet, dass die Ober- und Untertischheizung im Monitoringzeitraum praktisch nur im November bis April das Gewächshaus beheizten, wobei im gesamten Jahr immer noch ein solarer Deckungsgrad von über 50% erreicht wurde.

7.4 LME Produktionshalle, OÖ

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	LME Produktionshalle
<u>Adresse:</u>	4111 Walding
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung mit Zirkulationsleitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	103 m ² (37 Stk.) CPC-Flachkollektor (Solarfocus)
<u>Ausrichtung:</u>	135° (Südosten)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	15 m ³ Pufferspeicher, 1.200 m ² Rohrmatten (Harfen) als Erdspeicher unter dem Gebäude einlagig verlegt, 2 m ³ Kältespeicher
<u>Nachheizung</u>	Sole/Wasser-Wärmepumpe mit aktivem Kühlmodus (Heizleistung 114 kW bei B0/W35, 106 kW bei B0/W55; Kühlleistung 138 kW bei B30/W7, 186 kW bei B30/W15), Stückholzkessel (75 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	46 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	476 kWh/(m ² *a) (Messwert bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „LME Produktionshalle“ handelt es sich um die Einspeisung einer 103 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Produktionsbetriebes im Bundesland Oberösterreich, siehe Abbildung 62. LME stellt Komponenten für Heizsysteme her, wie beispielsweise Frischwassermodule, Zirkulationsmodule, Fußboden- und Radiatorenverteilstationen, aber auch Solarschichtlademodule und Mischergruppen.

Die Produktions- und Lagerhalle des Neubaus hat eine Grundfläche von rund 1400 m². Das anschließende Bürogebäude hat eine Nutzfläche von rund 470 m², verteilt auf zwei Etagen. Raumheizung und -kühlung erfolgen über die Fußböden. Im Bürogebäude kann zusätzlich auch über eine zentrale Lüftungsanlage sowie dezentrale Umluftkühler gekühlt werden. Die Warmwasserversorgung erfolgt über ein Frischwassermodul. Eine Zirkulationsleitung wird von einem zweiten Frischwassermodul kleinerer Leistung versorgt.

Das 103 m² große Kollektorfeld ist auf dem Dach der Produktionshalle montiert und nach Südosten orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Neben einer Einspeisung in den Pufferspeicher (15 m³ als Raumheizungspuffer und zur Versorgung für die Frischwassermodule) findet eine Übertragung solarer Wärme in das Erdreich unter dem Gebäude mit dem Ziel der saisonalen Energiespeicherung statt. Dieser Erdspeicher besteht aus 1.200 m² Registermatten, die in eine Sandschicht eingebettet sind. Darüber befindet sich eine 12 cm starke Wärmedämmschicht aus XPS-Hartschaum. Der Erdspeicher dient im Heizfall der umkehrbaren Sole/Wasser-Wärmepumpe als Wärmequelle. Neben der Solarenergie wird auch die Abwärme aus der Raumkühlung in den Erdspeicher eingespeist. Mit diesem Energiesystem soll die Wärmeversorgung zu rund 26 % direkt über Solarwärme erfolgen (Jahreswert aus der Simulationsberechnung). Die Nachheizung erfolgt über einen Stückholzkessel.



Abbildung 62: LME Produktionshalle mit Solarthermie-Kollektoren (im Bild links) und Photovoltaikmodulen (im Bild rechts). Quelle: LME

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept soll sowohl den Heiz- als auch den Kühlbedarf des Gebäudes decken. Um Energie saisonal speichern zu können, wurden unter der Bodenplatte des Gebäudes flächendeckend 1.200 m² Rohrmatten (Harfen) einlagig verlegt. Dieser Erdspeicher ist nur zur Bodenplatte hin wärmegeklämt, in die anderen Richtungen (seitlich und nach unten) ist keine Dämmung vorhanden.

Die Solaranlage kann je nach Temperaturniveau in drei unterschiedliche Bereiche des Pufferspeichers (15 m³) sowie in den Erdspeicherkreislauf einspeisen. Das oberste Viertel des Pufferspeichers wird neben der Solaranlage auch von der Sole/Wasser-Wärmepumpe (Heizleistung 114 kW bei B0/W35, 106 kW bei B0/W55) geladen, die als Wärmequelle den Erdspeicherkreislauf nutzt. Die Wärmepumpe verfügt über zwei Verdichter, die abwechselnd (Teillast) oder parallel (Vollast) in Betrieb sind. Jeder Verdichter verfügt über eine getrennte Stromzählung. Der Erdspeicherkreislauf kann von der Solaranlage und der Wärmepumpe zeitgleich genutzt werden (sowohl im Heiz- als auch im Kühlbetrieb). Ein Stückholzkessel (75 kW) dient als Backup, mit dem im Bedarfsfall überdies eine höhere Puffertemperatur als mit der Wärmepumpe, deren maximale Austrittstemperatur auf 55 °C begrenzt ist, erreicht werden kann.

Der Pufferspeicher wird von der Raumheizung und der Warmwasserbereitung samt Zirkulationsleitung entladen. Die Raumheizungskreise (104 kW; Fußböden und Heizregister in der zentralen Lüftungsanlage) nutzen das obere Drittel des Pufferspeichers. Das Frischwassermodul, das den Warmwasserverbrauch deckt (60 kW), nutzt das gesamte Puffervolumen. Das zweite Frischwassermodul, das die Zirkulationsleitung bedient (5 kW), nutzt nur das obere Drittel des Pufferspeichers.

Aus den Auslegungstemperaturen ergibt sich ein Verbesserungsvorschlag zum Hydraulikschema. Die Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher zum Heizungsverteiler wird von der Wärmepumpe auf etwa 50 °C gehalten (abhängig von der Außentemperatur). Auf diese Vorlauftemperatur ist nur das Heizregister der Lüftung ausgelegt. Die Auslegungstemperatur der beiden Fußbodenheizungskreise ist geringer und die Temperatur wird entsprechend heruntergemischt (Büro: 40 °C, Halle: 35 °C). Alle vier Raumheizungs-/kühlungskreise sind jedoch an einen Verteiler angeschlossen. Da sich die

geplanten Vorlauftemperaturen im Heizbetrieb um bis zu 14 K unterscheiden, sollte die Pufferentnahme aus verschiedenen Ebenen erfolgen. Die beiden Fußbodenheiz-/kühlkreisläufe und der Kühlkreislauf „Umluftkühler und Kühlregister Lüftung“ werden auf dem Heizungsverteiler belassen, der allerdings aus einer kühleren Schicht des Pufferspeichers versorgt wird. Das Heizregister der Lüftung wird vom Verteiler abgeschlossen und separat weiterhin aus dem obersten Bereich des Puffers versorgt. Dieser Eingriff in die Verrohrung würde die Einspeisung von Solarenergie begünstigen und die nötige Nachheizung reduzieren. Diesbezüglich wurde der Betreiber vom Team der Begleitforschung informiert, eine Änderung der hydraulischen Anschlüsse ist bislang ausgeblieben.

Im Kühlfall wird die Wärmepumpe umgekehrt betrieben (Kühlleistung 138 kW bei B30/W7, 186 kW bei B30/W15), sodass der Erdspeicher als Wärmesenke für die Kühllast dient. Die Raumwärme wird dabei über die Fußböden (42,5 kW), ein Kühlregister in der zentralen Lüftungsanlage sowie dezentrale Umluftkühler (12,5 kW) abgeführt. Die geplante Vorlauftemperatur im Kühlbetrieb beträgt 16 °C für die Fußböden und 10 °C für Lüftungsanlage und Umluftkühler. Ein Kältespeicher (2 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen.

Die Speicherung von Solarenergie und von Abwärme aus der Raumkühlung soll das Temperaturniveau im Erdspeicher längerfristig heben, um die Effizienz der Wärmepumpe im Heizfall zu erhöhen und so den Bedarf an elektrischer Energie zu minimieren.

Abbildung 63 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Acht Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 25 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Ventilstellungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

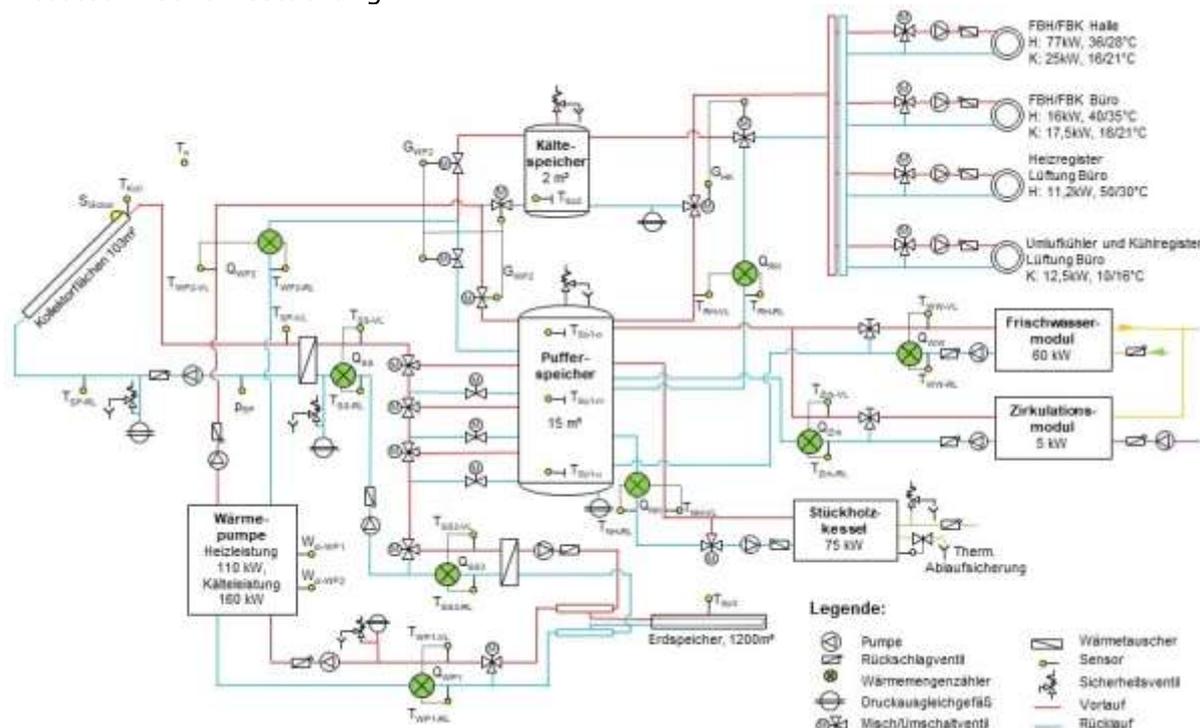


Abbildung 63: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „LME Produktionshalle“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S _{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T _a	Temperatur der Außenluft
T _{Koll}	Kollektortemperatur
p _{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
T _{SP-VL}	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
T _{SP-RL}	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis
Q _{SS}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
T _{SS-VL}	Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
T _{SS-RL}	Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
Q _{SS3}	Wärmemengenzähler Solarenergie an den Erdspeicherwärmetauscher
T _{SS3-VL}	Solarvorlauftemperatur zum Erdspeicherwärmetauscher
T _{SS3-RL}	Solarrücklauftemperatur vom Erdspeicherwärmetauscher

Speicher

T _{Sp1-o}	Temperatur im Pufferspeicher oben
T _{Sp1-m}	Temperatur in Pufferspeicher Mitte
T _{Sp1-u}	Temperatur im Pufferspeicher unten
T _{Sp2}	Temperatur im Kältespeicher
T _{Sp3}	Temperatur im Erdspeicher

Nachheizung bzw. Kühlung

Q _{WP2}	Wärmemengenzähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
T _{WP2-VL}	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
T _{WP2-RL}	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
Q _{WP1}	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpe und dem Erdspeicher
T _{WP1-VL}	Vorlauftemperatur (gemischt) vom Erdspeicher zur Wärmepumpe
T _{WP1-RL}	Rücklauftemperatur der Wärmepumpe zum Erdspeicher
W _{el-WP1}	Stromzähler des Verdichters 1 der Wärmepumpe
W _{el-WP2}	Stromzähler des Verdichters 2 der Wärmepumpe
G _{WP2}	Heiz- bzw. Kühlbetrieb der Wärmepumpe
Q _{NH}	Wärmemengenzähler Stückholzkessel
T _{NH-VL}	Vorlauftemperatur des Stückholzkessels
T _{NH-RL}	Rücklauftemperatur des Stückholzkessels

Raumheizung

Q _{RH}	Wärmemengenzähler Raumheizung
T _{RH-VL}	Vorlauftemperatur zum Raumheizungsverteiler
T _{RH-RL}	Rücklauftemperatur des Raumheizungsverteilers
G _{HK}	Heiz- bzw. Kühlbetrieb des Gebäudes

Warmwasserbereitung und Zirkulation

Q _{WW}	Wärmemengenzähler Frischwassermodul
T _{WW-VL}	Vorlauftemperatur (gemischt) zum Frischwassermodul
T _{WW-RL}	Rücklauftemperatur des Frischwassermoduls
Q _{Zirk}	Wärmemengenzähler Zirkulationsmodul
T _{Zirk-VL}	Vorlauftemperatur zum Vormischer des Zirkulationsmoduls
T _{Zirk-RL}	Rücklauftemperatur des Zirkulationsmoduls

7.4.3 Energiebilanzen

Die in Abbildung 64 dargestellte Energiebilanz des Projekts „LME Produktionshalle“ zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in den Pufferspeicher; dunkelrot: Nachheizung durch die Wärmepumpe; hellrot: Nachheizung durch den Stückholzkessel) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (gelb: Frischwassermodul; violett: Zirkulationsmodul; grün: Raumheizung). Der Erdspeicher wird in dieser Darstellung nicht mitbilanziert. Frischwasser- und Zirkulationsmodul wurden im Monitoringzeitraum kaum genutzt, daher ist ihr Energiebedarf im Diagramm nicht bis kaum erkennbar. Lediglich in den Sommermonaten ist ein Wärmeverbrauch für die Warmwasserzirkulation im Diagramm erkennbar. Der Stückholzkessel war nur in den Monaten März, April, Oktober sowie November in Betrieb und diente als Backup für die Wärmepumpe. Aufgrund von Speicher- und Leitungsverlusten müsste der Wärmeoutput immer größer als der Wärmeinput in den Pufferspeicher sein, was in den ersten drei Monaten des Monitoringzeitraums nicht der Fall war. Die Abweichung in diesen Monaten liegt im Bereich der Messunsicherheit der Wärmezähler, die bei Zählern der Klasse 2 zumindest 3 % beträgt (abhängig von den tatsächlichen Messwerten von Durchfluss und Temperaturdifferenz sind auch größere Unsicherheiten zulässig). Um mögliche Fehlerursachen sicher ausschließen zu können, wurde zusätzlich geprüft, ob die zulässigen Messbereiche von Durchfluss und Temperaturdifferenz eingehalten wurden. Die Durchflüsse jener Wärmezähler, die relevante Energiemengen gezählt haben, waren in den Monaten von Dezember 2016 bis Februar 2017 nur zu weniger als 1 % außerhalb ihres zulässigen Messbereichs. Allerdings waren die Temperaturdifferenzen der beiden Solarzähler (SS und SS3) sowie des Zählers auf der Nutzerseite der Wärmepumpe (WP2) in 6 bis 21 % der Betriebszeit unterhalb der mindestens geforderten Temperaturdifferenz. Dadurch erhöht sich die Messunsicherheit der Zähler (Klasse 2 wird vom Hersteller nicht mehr garantiert) und es kommt eher zu scheinbar physikalisch unmöglichen Energiebilanzen. Der Grund für die zu geringen Temperaturdifferenzen sind hohe Durchflüsse in allen Wärmeverteilkreisen. Dies führt einerseits zur oben beschriebenen Messbereichs-Problematik und andererseits zu unnötig hohen Pumpstromverbräuchen. Der Anlagenbetreiber wurde darauf hingewiesen, bis zum Ende des Monitoringzeitraums wurden bereits die Durchflüsse in den Solarkreisen angepasst.

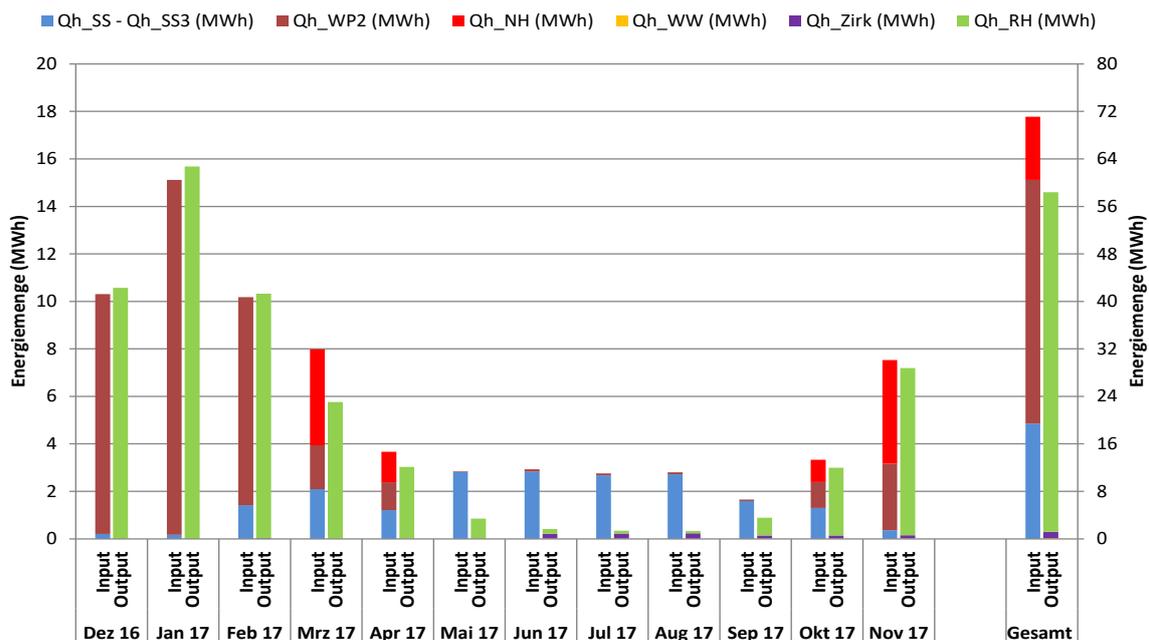


Abbildung 64: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

In Abbildung 65 sind die Inputs und Outputs aus Abbildung 3 zusammengefasst und gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Im Winter liegt die mittlere Pufferspeichertemperatur bei nur ca. 30 °C, im Sommer kommt es zu einer Temperaturerhebung auf 67 °C (Juli 2017). Die während des Sommers mit der Solaranlage in den Pufferspeicher eingespeiste Wärme wird bereits während der Monate September und Oktober vollständig entnommen. Die Temperaturspitzen im März und November werden durch die Verwendung des Stückholzkessels (siehe Abbildung 64) hervorgerufen (Überschuss an eingespeister Wärme ggü. entnommener Wärme).

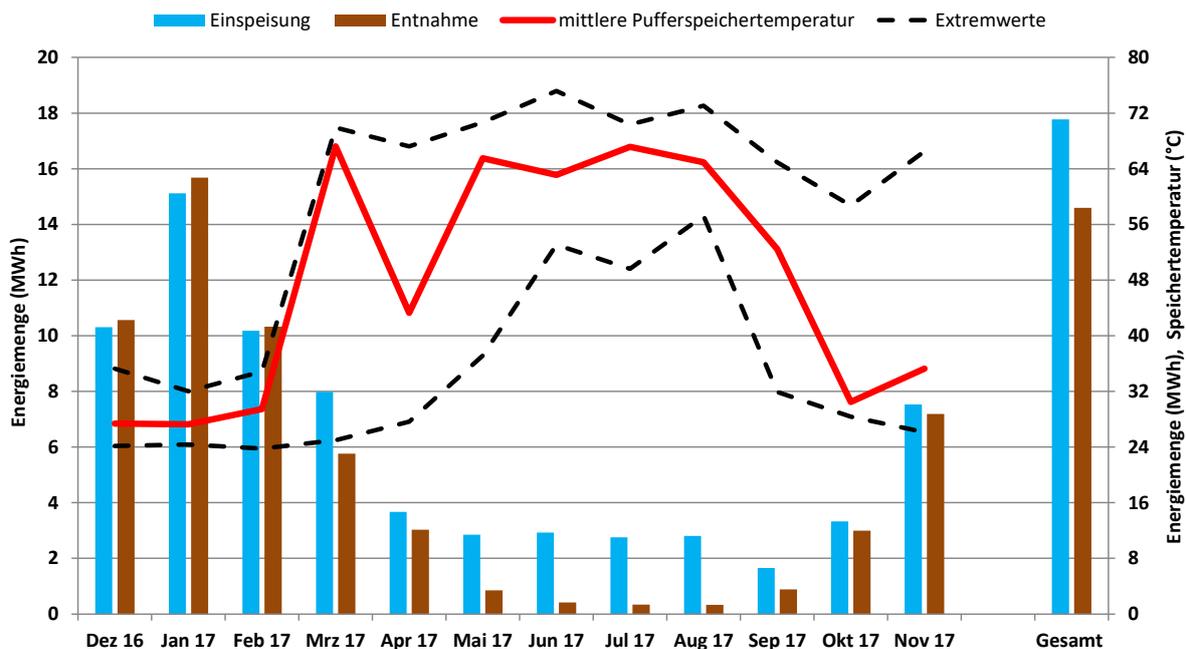


Abbildung 65: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „LME Produktionshalle“ vereinfacht und Pufferspeichertemperatur im Monitoringzeitraum

Die in Abbildung 66 dargestellten Energieströme an der Sole/Wasser-Wärmepumpe umfassen einerseits die den beiden Verdichtern zugeführte elektrische Energie (gelb: Stromzähler 1 (Wel_WP1); grün: Stromzähler 2 (Wel_WP2)) und andererseits den messbaren Nutzen (rot: in den Pufferspeicher während des Heizbetriebs eingespeiste Wärme (Q_h_{WP2}); lila: im Kühlbetrieb vom Kältespeicher abgeführte Wärme (Q_c_{WP2})). Wie im Diagramm gut ersichtlich ist, gibt es keine Überschneidungen beim Heiz- und Kühlbetrieb der Wärmepumpe. So wird in den Monaten Dezember bis April und Oktober bis November ausschließlich geheizt und in den Monaten Mai bis August ausschließlich gekühlt. Der im September gemessene Heiz- und Kühlbedarf ist vernachlässigbar klein, weswegen keine Zuordnung der Betriebsweise und Berechnung von Arbeitszahlen erfolgt ist. Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl (schwarzes Kreuz für Heizperiode, oranger Punkt für Kühlperiode). Die meisten monatlichen Arbeitszahlen liegen zwischen drei und vier, lediglich im Mai und Oktober liegt sie zwischen vier und fünf. Im Mai liegt die hohe Arbeitszahl (Kühlperiode) an der noch niedrigen Temperatur im Erdspeicher von ca. 18 °C (siehe Abbildung 68). Im Oktober wirkt sich die hohe Erdreichtemperatur von ca. 22 °C ebenfalls positiv auf die Arbeitszahl (Heizperiode) aus. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe für die Heizperiode beträgt 3,36. Für die Kühlperiode beträgt sie 3,87.

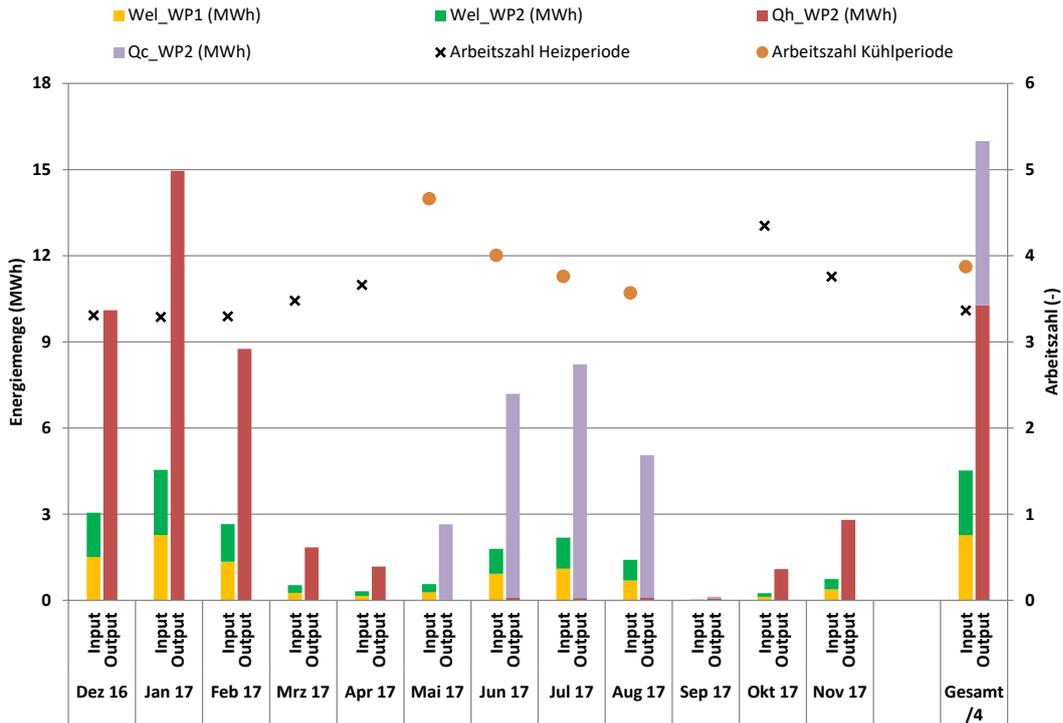


Abbildung 66: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an sowie Arbeitszahl der Wärmepumpe der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Abbildung 67 stellt die Energiebilanz des Erdspeichers dar. Die Inputs (gelb: Solaranlage; blau: bei der Kältebereitstellung durch die Wärmepumpe an den Erdspeicher abgeführte Abwärme) sind dem Output (rot: beim Heizen durch die Wärmepumpe dem Erdspeicher entnommene Erdwärme) gegenübergestellt. Es ist erkennbar, dass im Laufe eines Jahres mehr als doppelt so viel Wärme in den Erdspeicher eingespeist wird, als entnommen wird. Dies ist zum einen auf Wärmeflüsse zum umgebenden Erdreich zurückzuführen und zum anderen darauf, dass der Speicherladezustand am Ende des Monitoringzeitraumes höher war, als zu Beginn des Monitoringzeitraumes (siehe auch Abbildung 68).

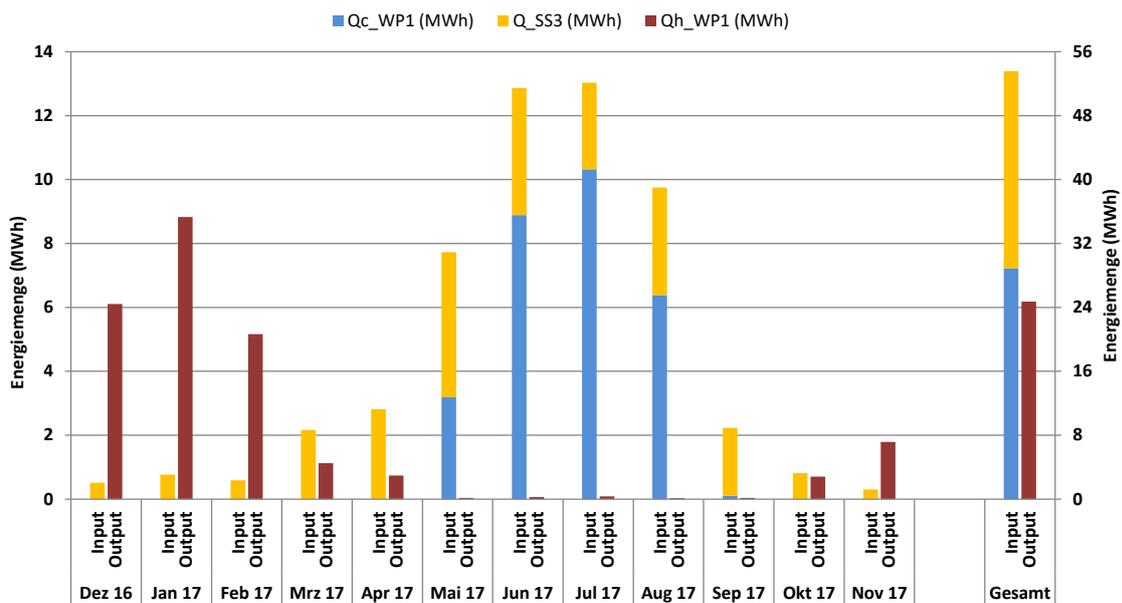


Abbildung 67: Energiebilanz des Erdspeichers der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

In Abbildung 68 ist die Energiebilanz des Erdspeichers erneut, jedoch vereinfacht, dargestellt, da die Inputs zusammengefasst wurden. Des Weiteren sind die Speichertemperatur (letzter Zeitschritt des jeweiligen Monats) und die maximalen bzw. minimalen gemessenen Temperaturwerte des jeweiligen Monats aufgetragen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Erdspeichertemperatur durch die Wärmeentnahme der Wärmepumpe im Jänner auf ein Jahres-Minimum von ca. 7,5 °C fällt. Durch die sinkende Wärmebereitstellung der Wärmepumpe und den gleichzeitig vermehrten solaren Eintrag steigt die Erdspeichertemperatur ab Februar wieder. Der signifikante Temperaturanstieg im Sommer ist einerseits auf den eingespeisten Solarertrag, andererseits auf die eingespeiste Abwärme der Kältebereitstellung durch die Wärmepumpe zurückzuführen. Die Erdspeichertemperatur beträgt am 30.11.2016 15,9 °C (im Diagramm nicht dargestellt) und am 30.11.2017 19,4 °C. Daraus ergibt sich am 30.11.2017 ein um 3,5 K höherer Speicherladezustand. Wie bereits oben ausgeführt, ist diese Einspeicherung plus Wärmeverluste die Ursache für die dargestellte Differenz zwischen Input und Output.

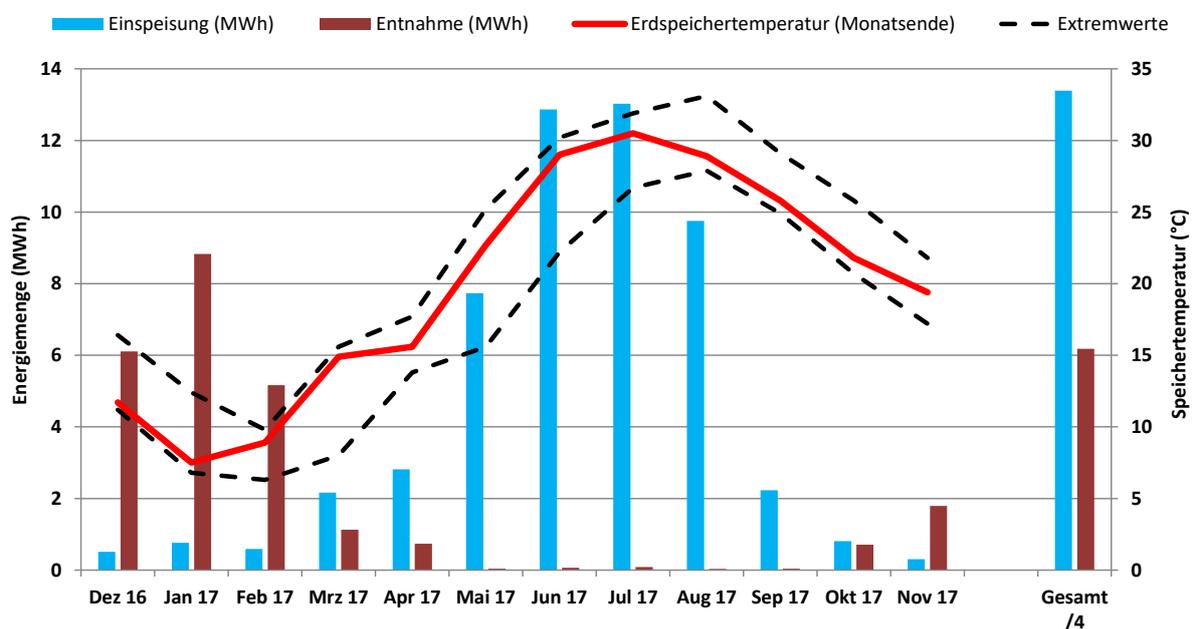


Abbildung 68: Energiebilanz des Erdspeichers der Anlage „LME Produktionshalle“ und Pufferspeichertemperatur im Monitoringzeitraum

7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag im Monitoringzeitraum 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. Im Gegensatz zur tatsächlichen Ausführung (südöstliche Ausrichtung) wurde in der Simulationsrechnung eine südwestliche Ausrichtung der Solarkollektoren angenommen. Abbildung 69 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde mit 579 kWh/(m²*a) angegeben. Die im Monitoring gemessene Einstrahlung (gelb gestrichelt) ist mit der Prognose (gelb durchgezogen) beinahe ident, der gemessene Solarertrag (rot) ist rund 20 % geringer als simuliert und ergibt sich zu 476 kWh/(m²*a). Der Grund für den geringeren Ertrag ist im niedrigeren Verbrauch im Vergleich zur Prognose zu suchen. Der gemessene Solarertrag in den Erdspeicher (rot strichliert) wurde mit etwa 210 kWh/(m²*a) gemessen.

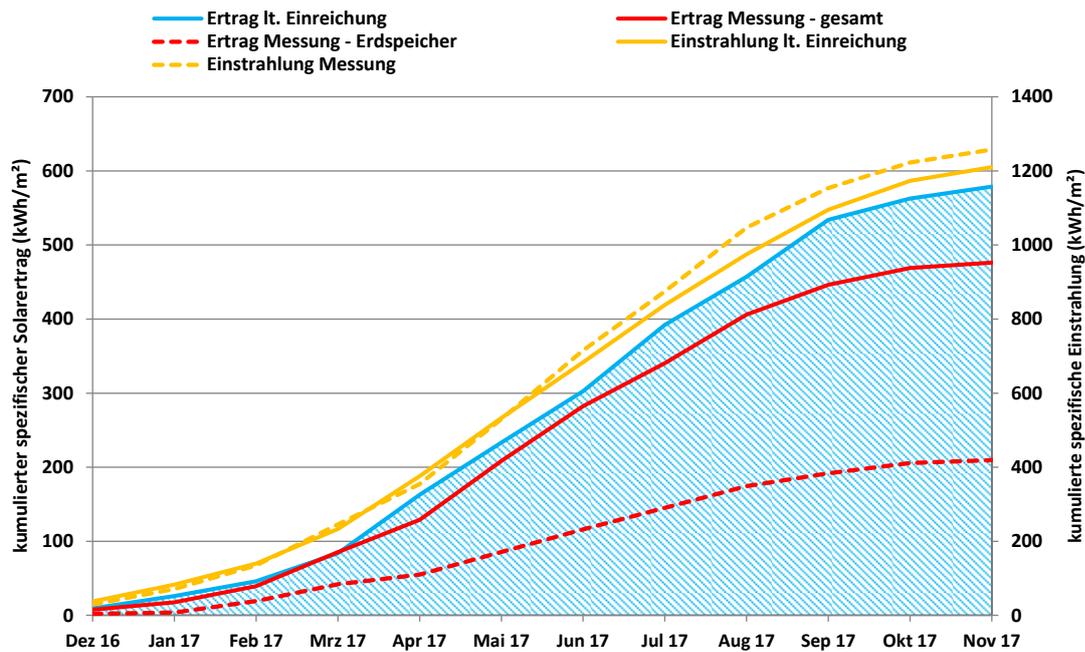


Abbildung 69: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Der Verbrauch laut Einreichung ist in Abbildung 70 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch kommt in den Einreichunterlagen auf 112 MWh. Der gemessene Verbrauch (rot) beträgt mit rund 60 MWh ca. 55 % des prognostizierten Werts (blau). Die Differenz ist voraussichtlich auf Abweichungen der für die Einreichung getroffenen Annahmen zur Berechnung des Heizwärmebedarfs von der tatsächlichen Situation zurückzuführen.

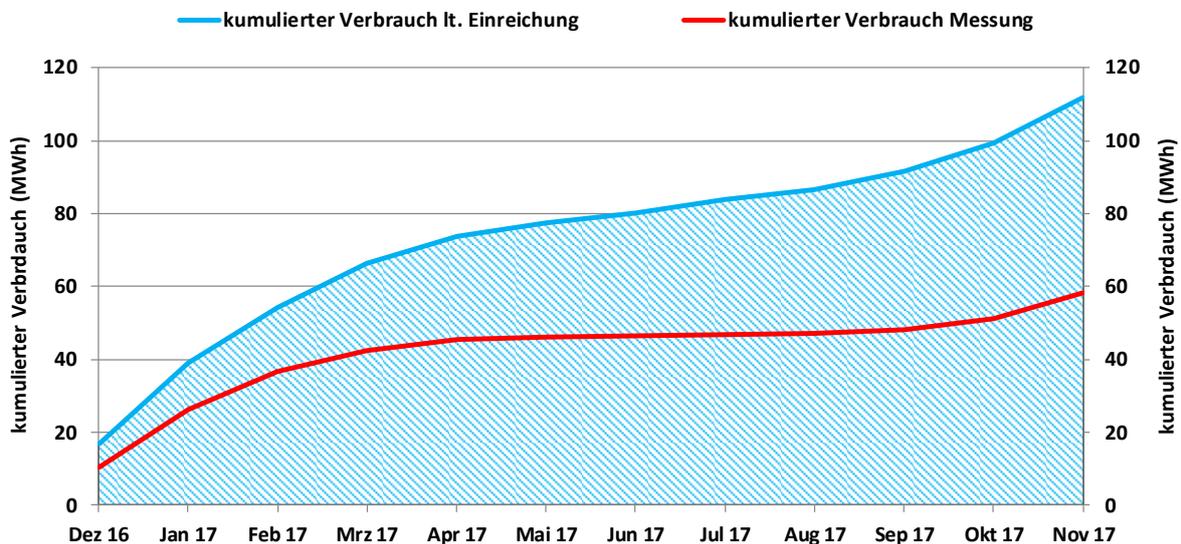


Abbildung 70: Verbrauch gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 71 dargestellt. Für den gemessenen solaren Deckungsgrad (kurz SD) wurde in der Abbildung einerseits der „SD Messung – gesamt“ (Definition: Wärmeinput der Solaranlage dividiert durch die Summe der Wärmeinputs der Solaranlage, der Wärmepumpe und des Stückholzkessels) sowie der „SD Messung – direkt“ (Definition:

Wärmeinput der Solaranlage in den Pufferspeicher dividiert durch die Summe der Wärmeinputs der Solaranlage, der Wärmepumpe und des Stückholzkessels) angeführt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition Prognose: Prognostizierter Wärmeinput der Solaranlage dividiert durch die Summe der Wärmeinputs aller in der Simulation enthaltener Wärmeerzeuger) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 22 % angegeben. Der gemessene „SD Messung – gesamt“ ist im Monitoringzeitraum mit 46 % deutlich höher als der Simulationswert.

Die Unterschiede zwischen den Einreichungsunterlagen und der Messung sind vor allem darauf zurückzuführen, dass der Erdspeicher in der Simulationsumgebung nicht wirklichkeitsgetreu abgebildet werden konnte. Der höhere gemessene solare Deckungsgrad und der geringere spezifische Solarertrag sind die Folgen von den Unterschieden zwischen der Anlagenkonfiguration in den Einreichunterlagen und der vermessenen Konfiguration.

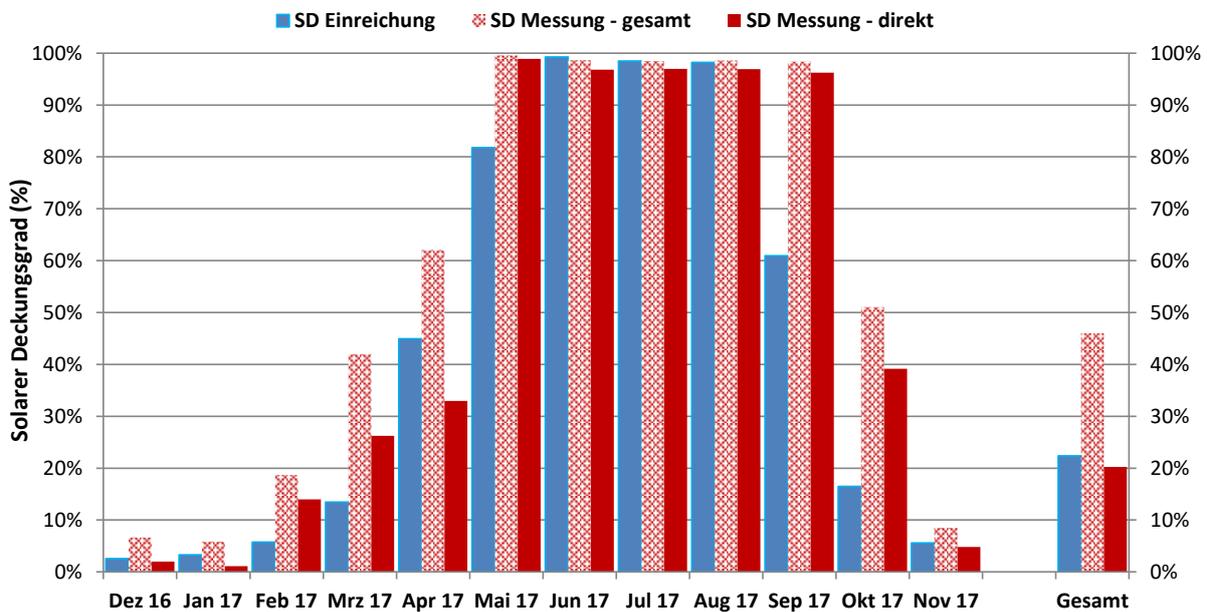


Abbildung 71: Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen (gesamt und direkt) der Anlage „LME Produktionshalle“

7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das Betriebsverhalten der Solaranlage wurde anhand den Abbildung 72 bis Abbildung 79 an je einem Tag im Winter, Frühling und Sommer untersucht. In Abbildung 72 sind die Temperaturen des Solarsystems und die Globalstrahlung für den 24.04.2017 dargestellt. Ergänzend zur Abbildung 72 zeigt Abbildung 73 die Leistungen im Solarsekundärkreislauf und die eingestrahelte Leistung auf die Solarkollektoren. Dabei ist erkennbar, dass die Solaranlage zwischen etwa 8:30 Uhr und 16:30 Uhr Wärme in den Pufferspeicher speist und ab etwa 16:30 Uhr bis etwa 19:00 Uhr Wärme in den Erdspeicher übertragen wird. Einstrahlung und Rücklauftemperatur des Solarsystems sind quasistationär, der Durchfluss im Solarsekundärkreis weist vor allem bei der Pufferbeladung ein übliches Regelverhalten auf, das nicht mit nennenswerten Nachteilen verbunden ist. Am dargestellten Tag ist die Auswirkung eine häufige Temperaturänderung der Kollektoren (10 K, etwa 10 Mal pro Stunde). Des Weiteren ist ersichtlich, dass die Temperaturdifferenz zwischen Primärkreis- und sekundärkreisvorlauf im Solarbetrieb bis zu 15 K erreicht, was auf einen fehlenden oder nicht korrekt erfolgten Abgleich der Durchflüsse in Primärkreis- und sekundärkreis hindeutet. Am 06.09.2017 wurde vom Anlagenbetreiber eine Anpassung der Durchflüsse anhand von Tacosettern durchgeführt, deren Auswirkung in Abbildung 78 ersichtlich sind.

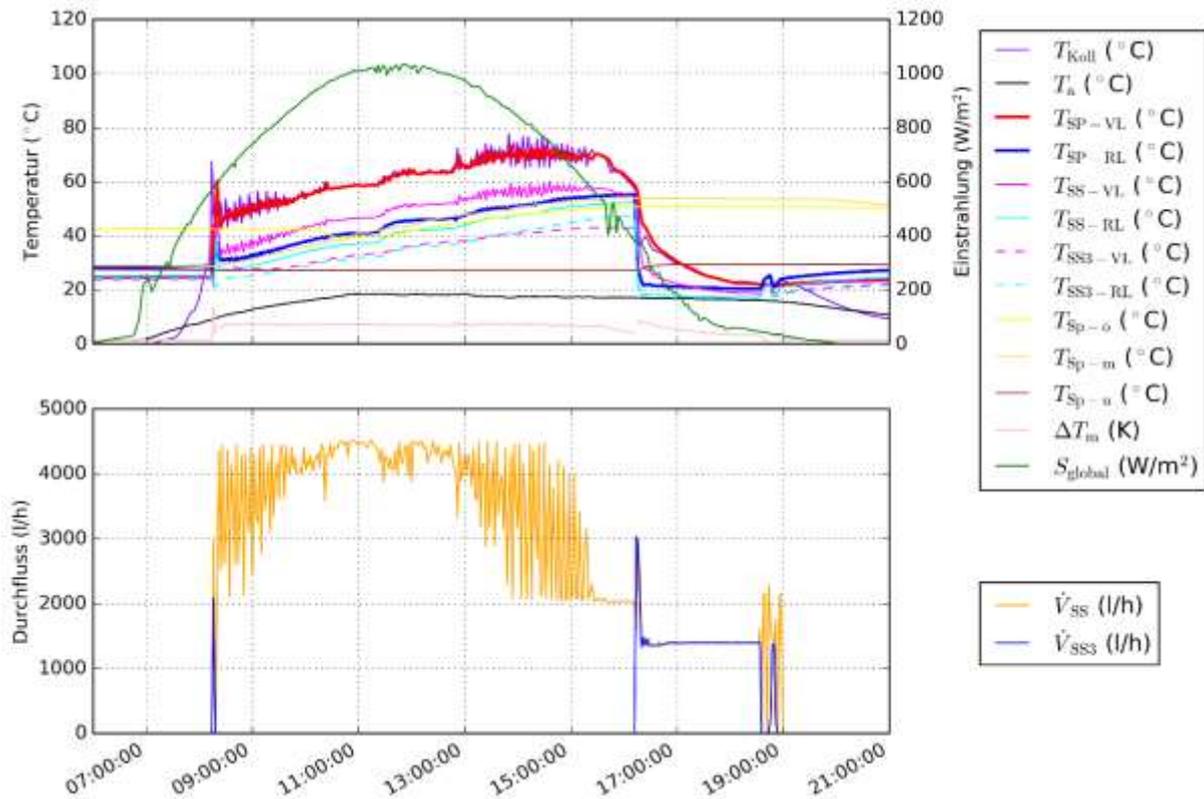


Abbildung 72: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. (24.04.2017)

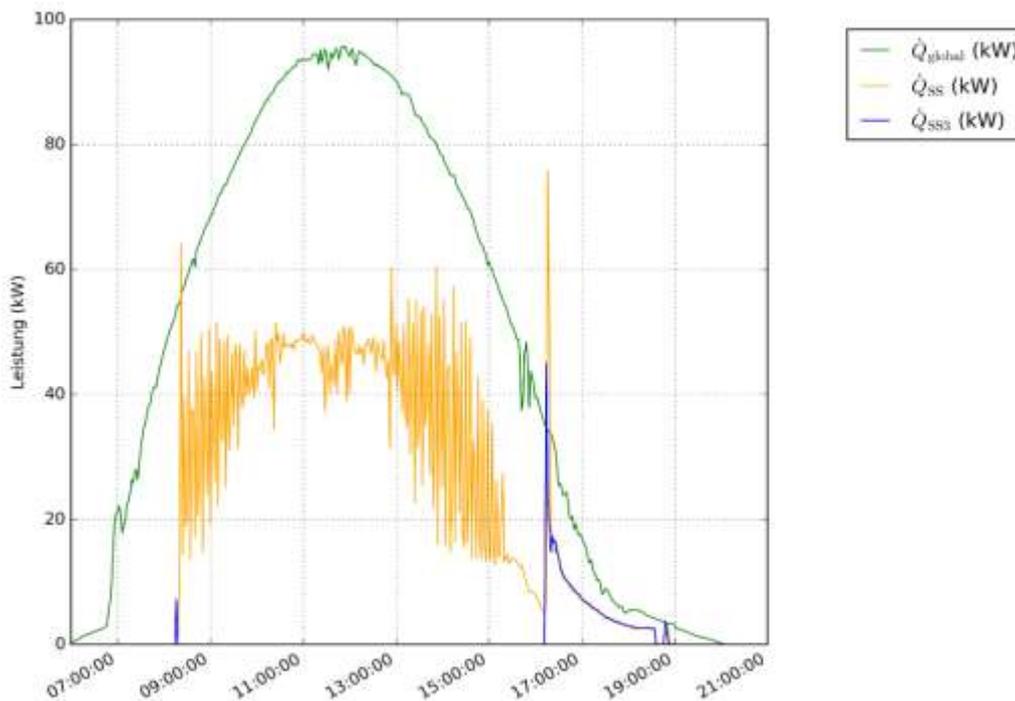


Abbildung 73: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (24.04.2017)

In Abbildung 74 und Abbildung 75 ist das Betriebsverhalten für den 26.01.2017 dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass an diesem sonnigen Wintertag die Solaranlage fast ausschließlich Wärme in den Erdspeicher einspeist. Lediglich um die Mittagszeit wird gegen 12:30 für ca.

10 Minuten auf Pufferbeladung umgeschaltet. Dabei weist die Kollektortemperatur einen Sprung von ca. 35 °C auf ca. 55 °C auf. Nach der Umschaltung auf Erdspeichereinspeisung entspricht das Betriebsverhalten wieder dem Zustand vor der Pufferbeladung. Auch an diesem Tag ist das oben beschriebene dynamische Regelverhalten erkennbar. Des Weiteren sind um ca. 9:30 und ca. 16:30 Entladungen des Pufferspeichers anhand des Absinkens der oberen Pufferspeichertemperatur um ca. 5 K erkennbar. Die Entladung ist in beiden Fällen auf den Betrieb der Raumheizung zurückzuführen. Durch den Betrieb der Wärmepumpe erreicht die obere Speichertemperatur bereits nach ca. zwei Stunden wieder ihren Ausgangswert von ca. 45 °C.

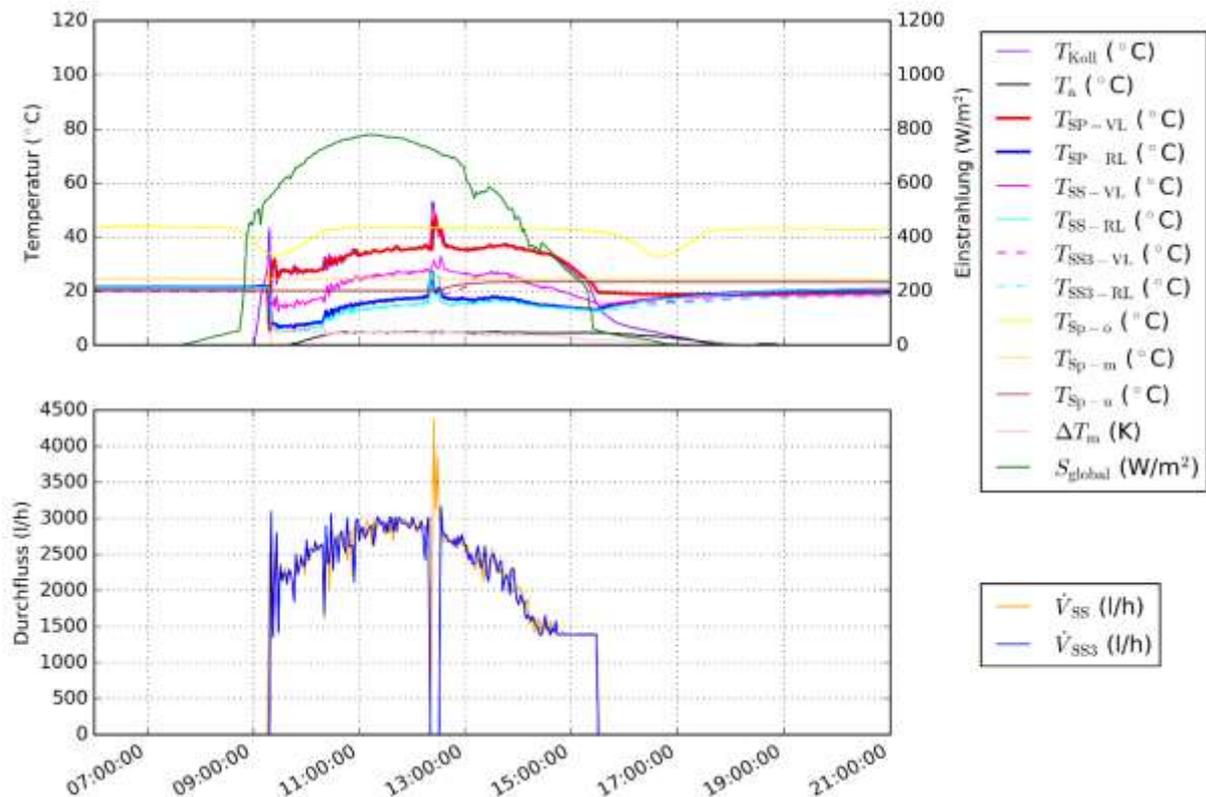


Abbildung 74: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. 26.01.2017)

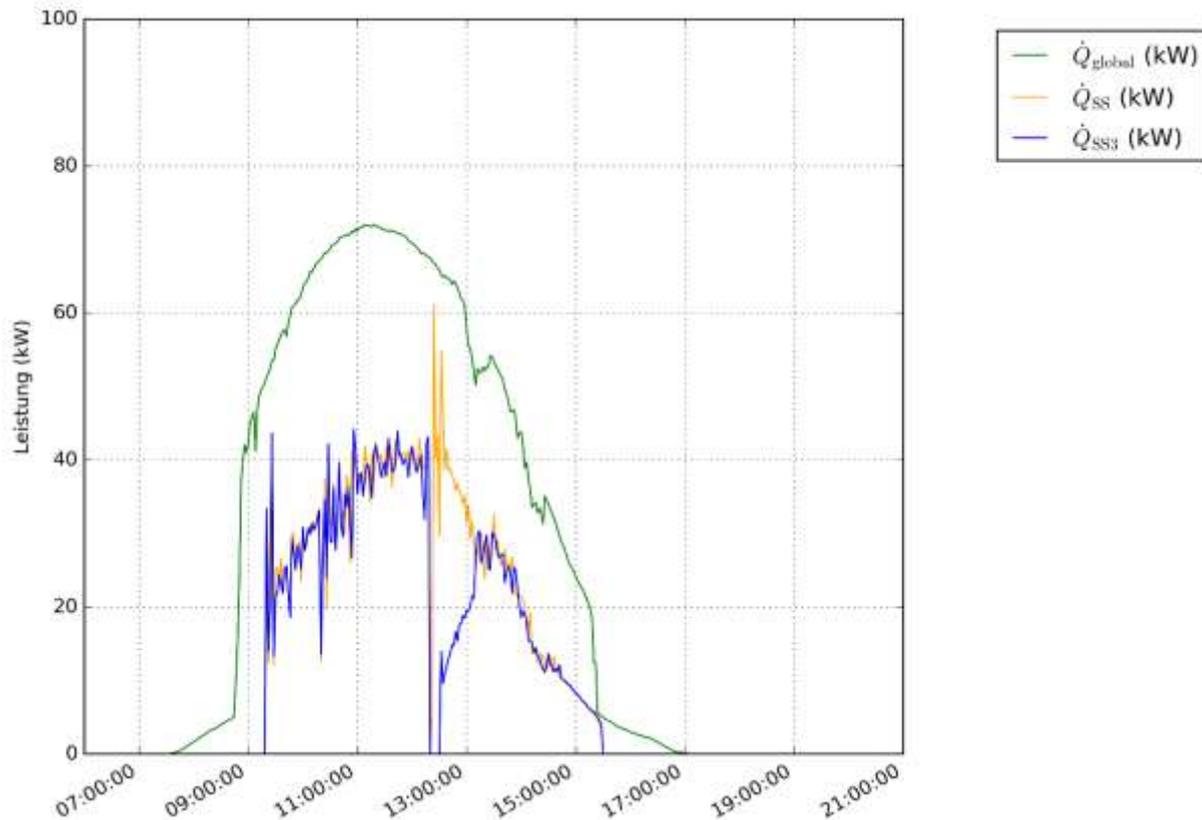


Abbildung 75: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (26.01.2017)

In Abbildung 76 und Abbildung 77 ist das Betriebsverhalten für den 06.07.2017 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass an diesem sonnigen Sommertag die Solaranlage um ca. 7:15 in Betrieb geht und bis 8:45 Wärme in den Erdspeicher einspeist. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt bis ca. 16:15 die Pufferbeladung, die am Vormittag jedoch zwei Mal für ca. 20 Minuten durch Erdspeichereinspeisungen unterbrochen wird.

Zu Beginn der Pufferbeladung (etwa 8:45 Uhr) steigt die untere Pufferspeichertemperatur von 50 °C auf 60 °C kontinuierlich an und bleibt ab 10:30 konstant. Ab diesem Zeitpunkt steigen die mittlere und obere Speichertemperatur von ca. 65 °C auf ca. 70 °C bzw. ca. 75 °C an. Die Pufferbeladung erfolgt bei Kollektortemperaturen zwischen ca. 55 °C und knapp unter 100 °C, die Einspeisung in den Erdspeicher erfolgt bei Kollektortemperaturen zwischen ca. 35 °C und ca. 55 °C.

Zwischen 16:15 und 19:30 erfolgt fünf Mal für jeweils ca. 20 Minuten eine Einspeisung in den Erdspeicher. Die Solaranlage wird in dieser Zeit durch eine Kombination aus Schaltuhr- und Temperaturregelung betrieben. Die wiederkehrenden Durchflüsse im Solarsystem (oranger Durchfluss im unteren Teil der Abbildung 76) ergeben sich aus der Schaltuhrregelung, diese ist nach dem Kalendermonat konfiguriert. Die Beladung des Erdspeichers (blauer Durchfluss im unteren Teil der Abbildung 76) ergibt sich aus der Temperaturregelung.

Wie an den beiden anderen exemplarisch untersuchten Tagen ist auch an diesem Tag ein dynamisches Regelverhalten erkennbar.

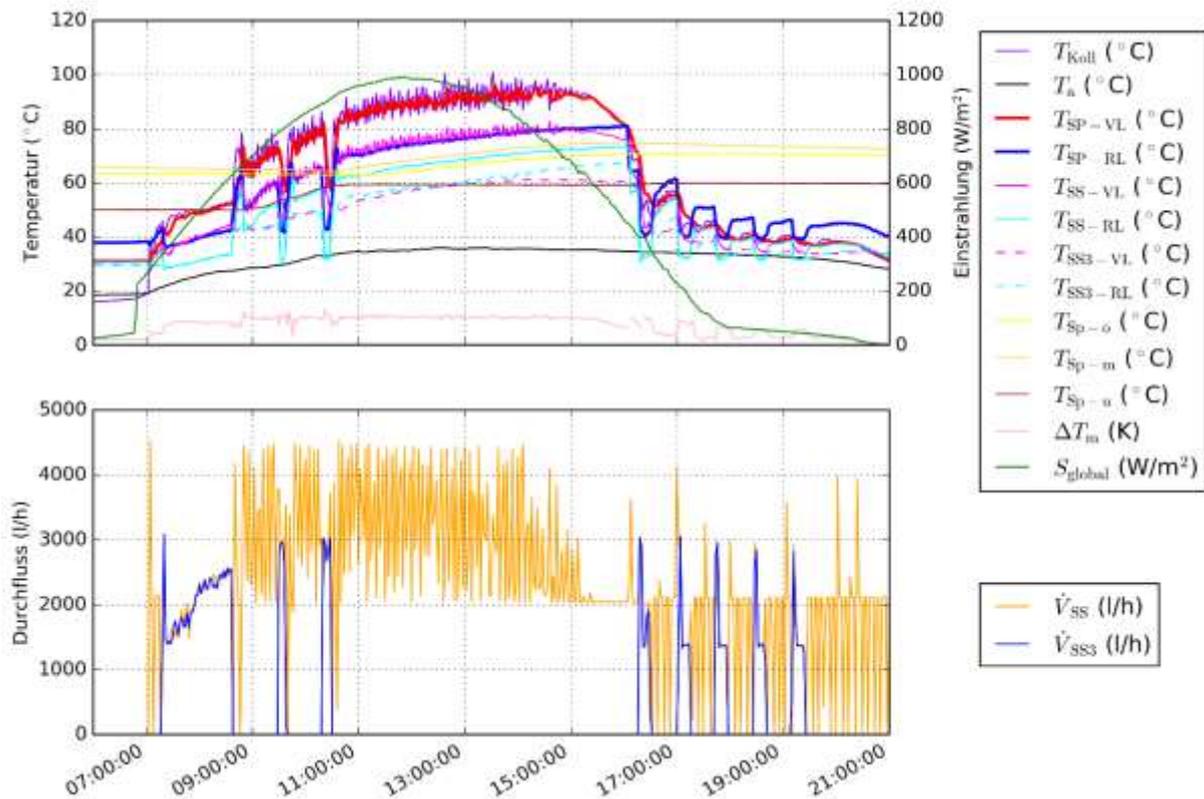


Abbildung 76: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. 06.07.2017)

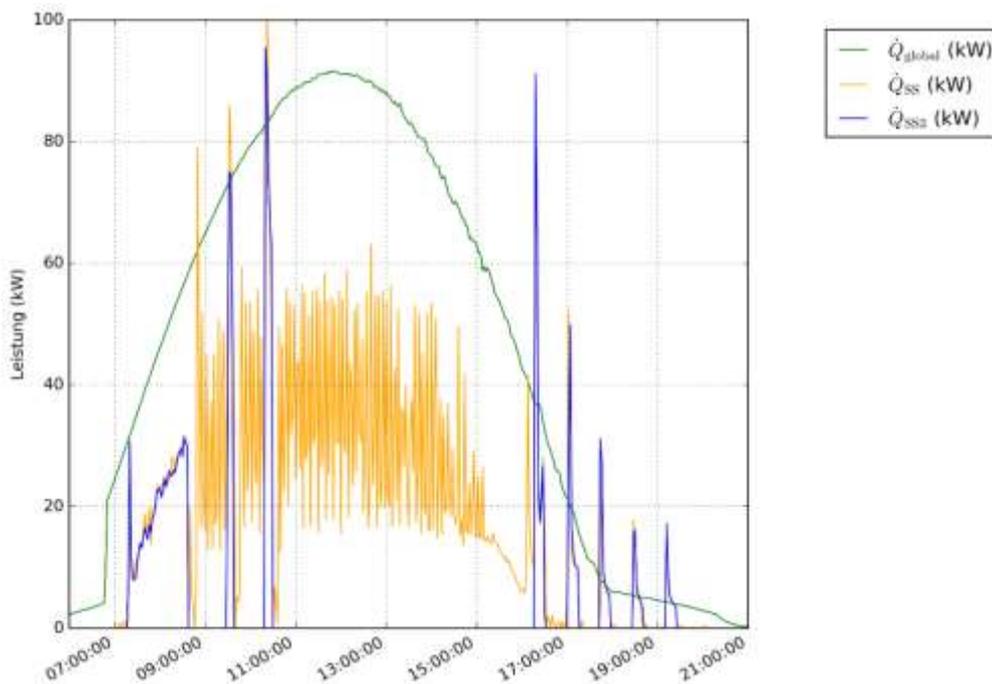


Abbildung 77: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (06.07.2017)

Zur Veranschaulichung der Auswirkung der Verbesserungsmaßnahme hinsichtlich der Durchflüsse der Solarkreise ist in Abbildung 78 das Betriebsverhalten der Solaranlage für den 08.09.2017 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Temperaturdifferenz zwischen Primärkreis- und Sekundärkreisvorlauf (ca. 10 K) nach der Optimierung deutlich geringer ist, als vor Umsetzung der Maßnahme.

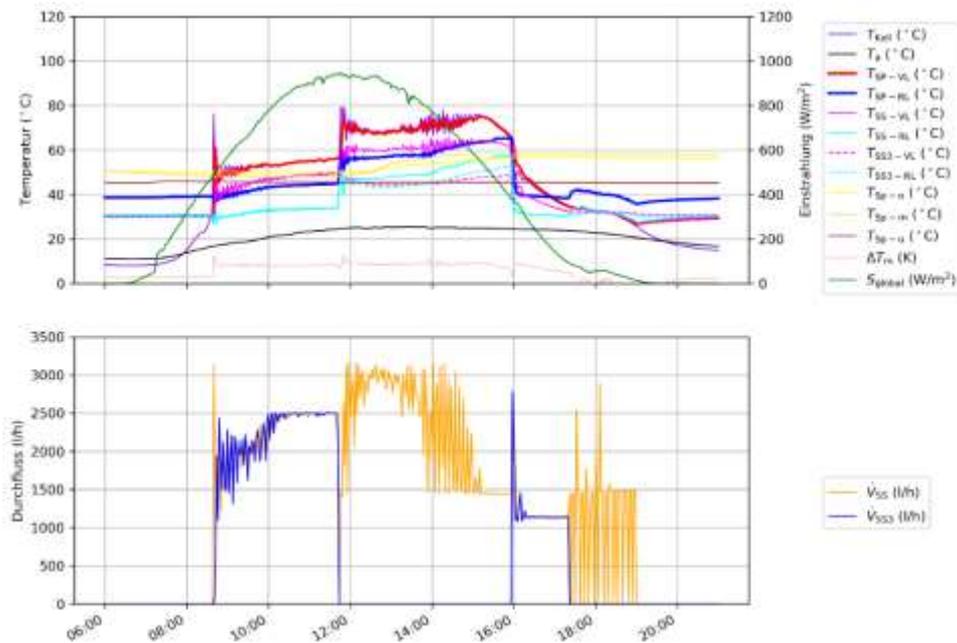


Abbildung 78: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (08.09.2017)

Den Betrieb der Wärmepumpe im Heizbetrieb zeigt Abbildung 79 exemplarisch für den 24.1.2017. Am Verlauf der Leistung ist die Umschaltung zwischen den beiden Stufen (Voll- und Teillast) der Wärmepumpe erkennbar. Je Betriebsphase der Wärmepumpe ist zu erkennen, dass die obere Speichertemperatur mit der Vor- und Rücklauftemperatur der Wärmepumpe ansteigt.

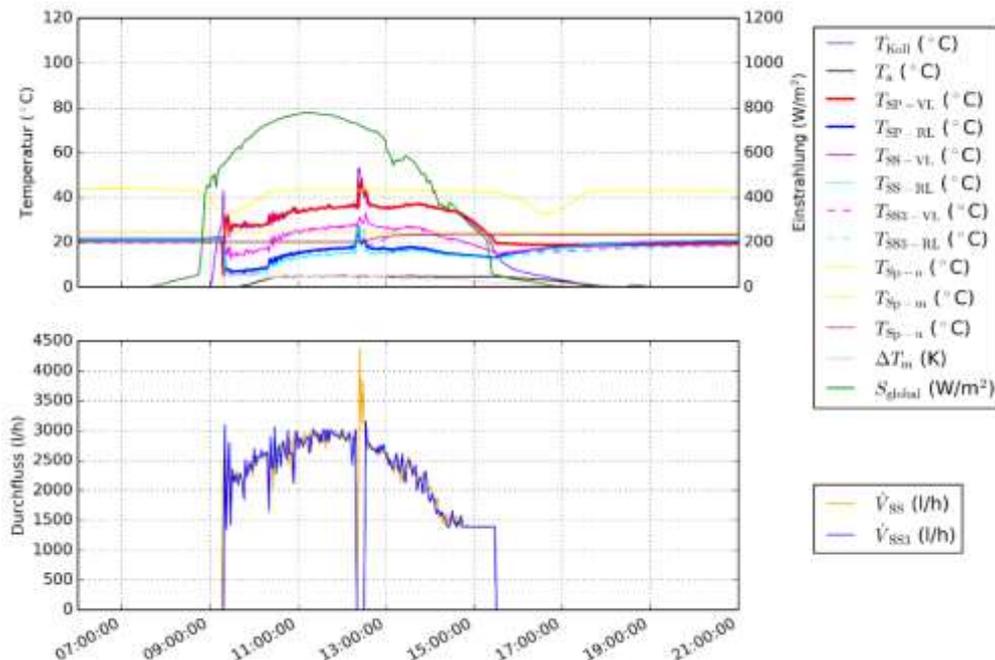


Abbildung 79: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe, Durchfluss und Leistung auf der Nutzerseite der Wärmepumpe und Globalstrahlung (24.1.2017)

Abbildung 80 zeigt die Aufteilung der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (SS abzüglich SS3, WP, NH) sowie den gesamten Energieverbrauch als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach dem Energieverbrauch absteigend sortiert (unten). Des Weiteren ist die Einschalthäufigkeit (Einschaltvorgänge je Tag) $n_{WP,Heizbetrieb}$ der Wärmepumpe im Heizbetrieb dargestellt. Eine detaillierte Betrachtung der Einschalthäufigkeit und der Laufzeiten je Schaltzyklus findet sich ab Abbildung 81. Anhand der Dauerlinie in Abbildung 80 zeigt sich, dass die Einschalthäufigkeit mit der durchschnittlichen Last der Verbraucher und damit mit den Energielieferungen der Wärmepumpe korreliert. Die im März und April vom Stückholzkessel hervorgerufenen engen Leistungsspitzen und der im August aufgetretene Datenverlust (Lücke ohne Solarerträge) deutlich zu erkennen.

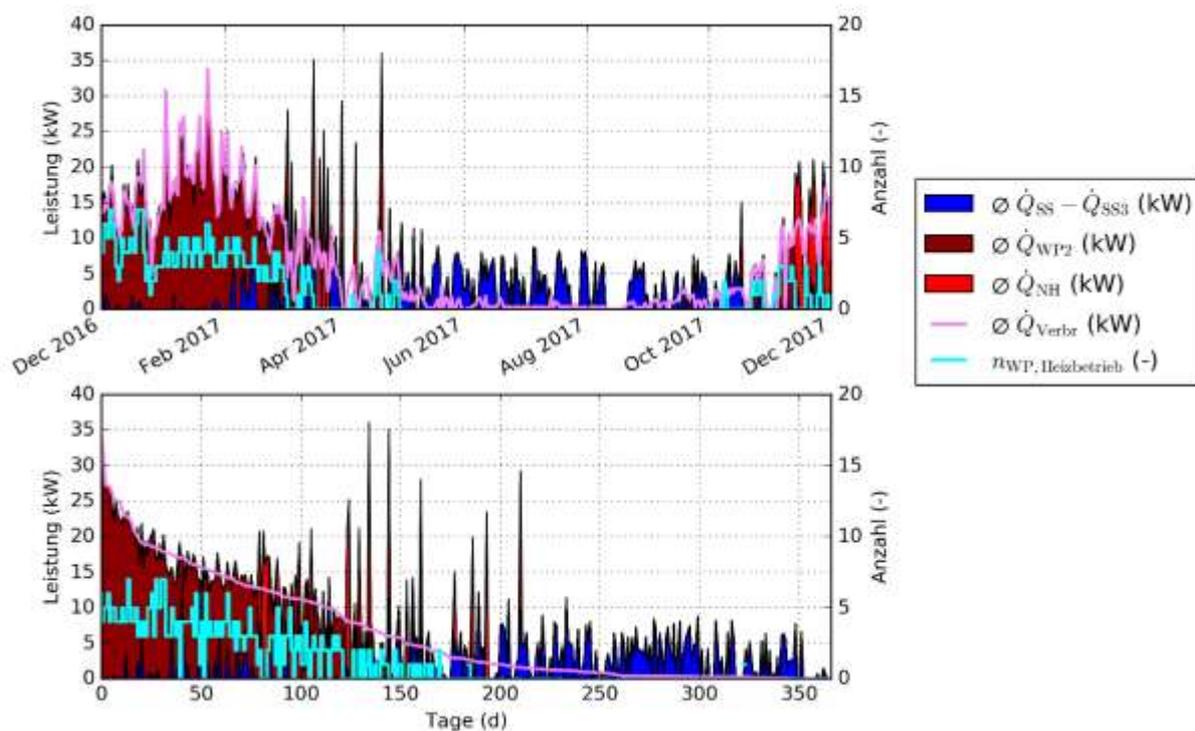


Abbildung 80: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher, sowie Anzahl der Einschaltvorgänge der Wärmepumpe und nach der Last absteigend sortierte Dauerlinie im Monitoringzeitraum

Abbildung 81 zeigt die Anzahl der Starts der Wärmepumpe pro Tag und die durchschnittliche Laufzeit je Start. Die roten Punkte beziehen sich auf den Heizbetrieb, die blauen Punkte auf den Kühlbetrieb. Im Heizbetrieb liegt die Anzahl der Starts je Tag zwischen eins und sieben und die durchschnittliche Laufzeit meist zwischen ca. 25 und 90 Minuten. Über die gesamte Heizperiode beträgt die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus ca. 60 Minuten. Im Kühlbetrieb ist die Anzahl der Starts je Tag viel breiter gestreut, als jene in der Heizperiode, an heißen Sommertagen kommt es etwa zu 15 Starts pro Tag. Die durchschnittliche Laufzeit liegt zwischen ca. 20 und 60 Minuten. Über die gesamte Kühlperiode beträgt die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus ca. 30 Minuten. Die Laufzeiten sind im Kühlbetrieb kürzer als im Heizbetrieb, da der Kältespeicher mit 2 m³ deutlich kleiner ist als der Pufferspeicher mit 15 m³.

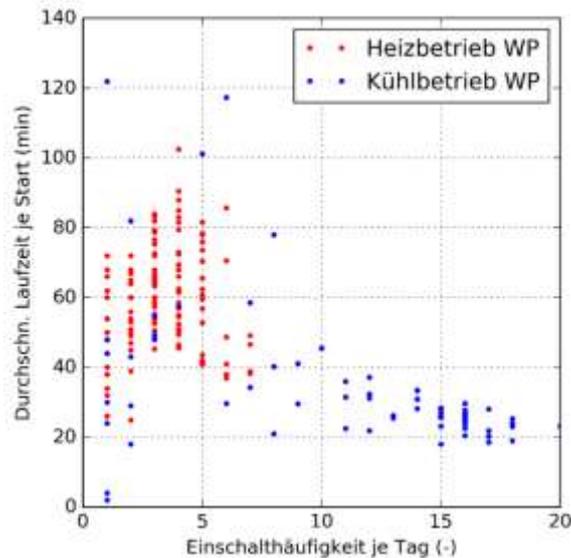


Abbildung 81: Einschalthäufigkeit je Tag und durchschnittliche Laufzeit je Start für den Heiz- und Kühlbetrieb der Wärmepumpe im Monitoringzeitraum

Für den Winterfall wurde der Monat Jänner anhand der Abbildung 82 genauer betrachtet. In dieser sogenannten „Heatmap“ sind die relative Laufzeit und die Schalzhäufigkeit der Wärmepumpe für jeden Tag des Monats im 15-Minuten-Raster dargestellt. Da im Jänner zeitweise Auslegungsbedingungen herrschen, sollte die Wärmepumpe bei optimaler Auslegung in diesen Zeiten annähernd durchgehend laufen. Tatsächlich liegen drei bis fünf Einschaltzyklen vor. Die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus beträgt im Jänner ca. 75 Minuten. Die Schalzhäufigkeit und Laufzeiten sind als akzeptabel anzusehen. Erfahrungsgemäß hat das dargestellte Betriebsverhalten keinen nennenswerten negativen Einfluss auf die Effizienz oder Lebensdauer der Wärmepumpe.

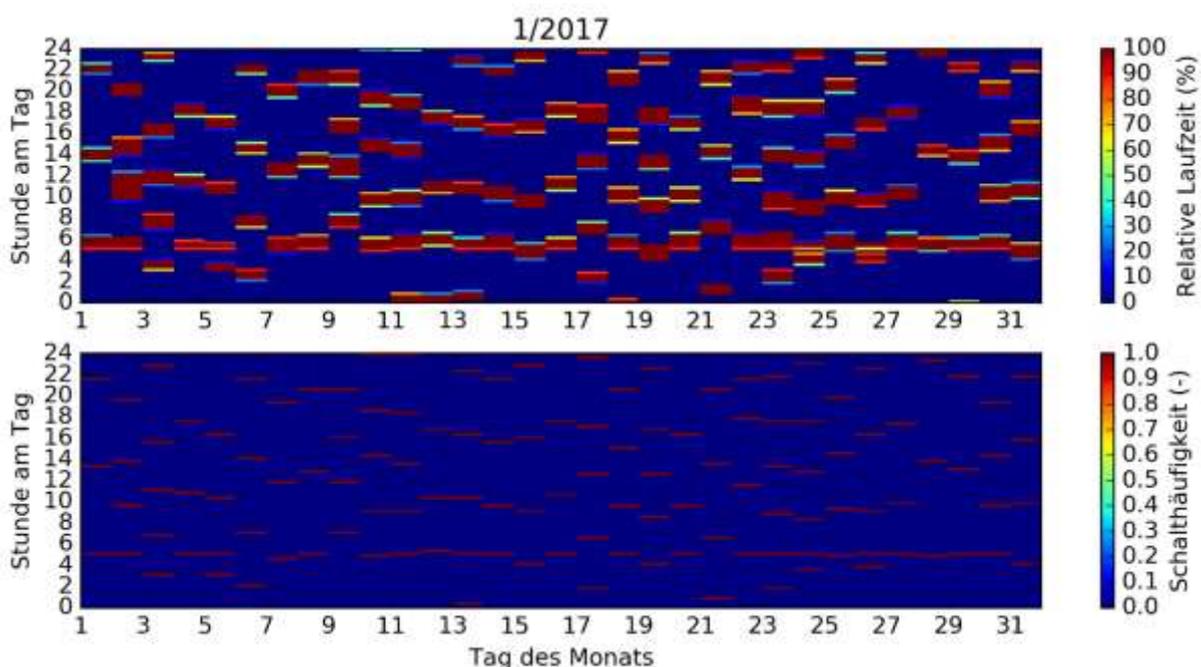


Abbildung 82: „Heatmap“ – Laufzeiten und Einschaltzyklen der Wärmepumpe (Jänner 2017)

Die Betrachtung der Abnehmer wurde anhand Abbildung 83 bis Abbildung 85 durchgeführt.

Abbildung 83 zeigt die Versorgung des Raumheizungsverteilers exemplarisch für den 2.2.2017. Die Rücklauftemperatur zum Pufferspeicher liegt zwischen 20 und 30 °C. Die Temperaturen im unteren und mittleren Pufferbereich liegen auf demselben Niveau. Auffällig ist die große Temperaturdifferenz zwischen dem Vorlauf und dem Rücklauf der Raumheizung. Die Vorlaufauftemperatur von bis zu 45 °C wird vor dem Eintritt in die Fußbodenheizungen in jedem Kreis durch Beimischung aus dem Rücklauf reduziert (vgl. Hydraulik in Abbildung 63).

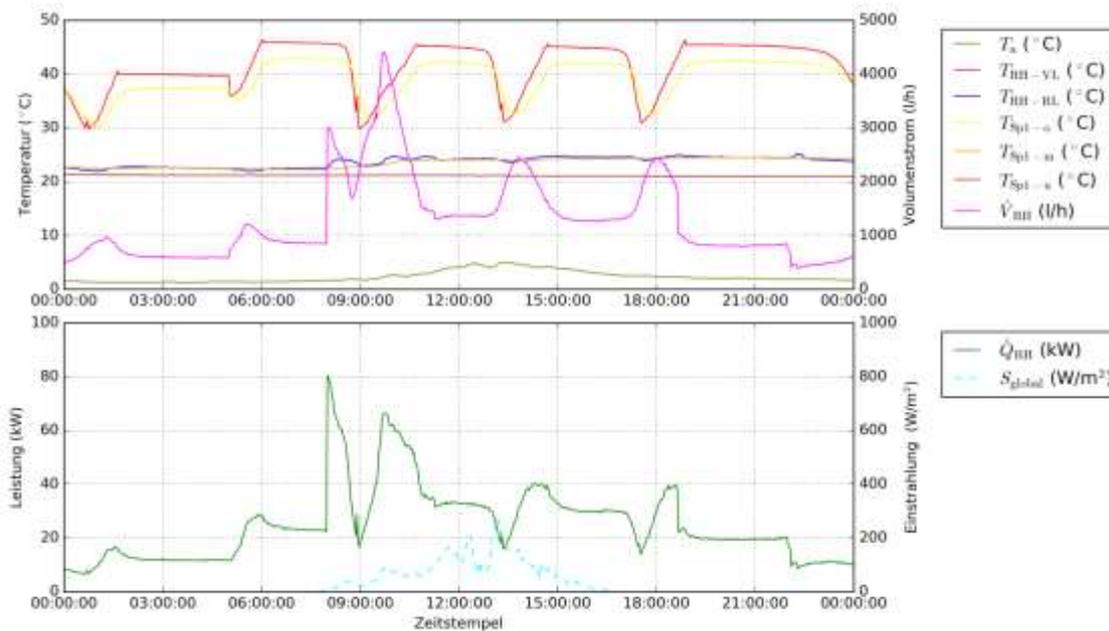


Abbildung 83: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Raumheizung, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

Abbildung 84 zeigt die Vor- und Rücklauftemperaturen und den Durchfluss der Warmwasserbereitung exemplarisch für den 02.02.2017. Die dargestellten Durchflussspitzen erreichen 1800 l/h.

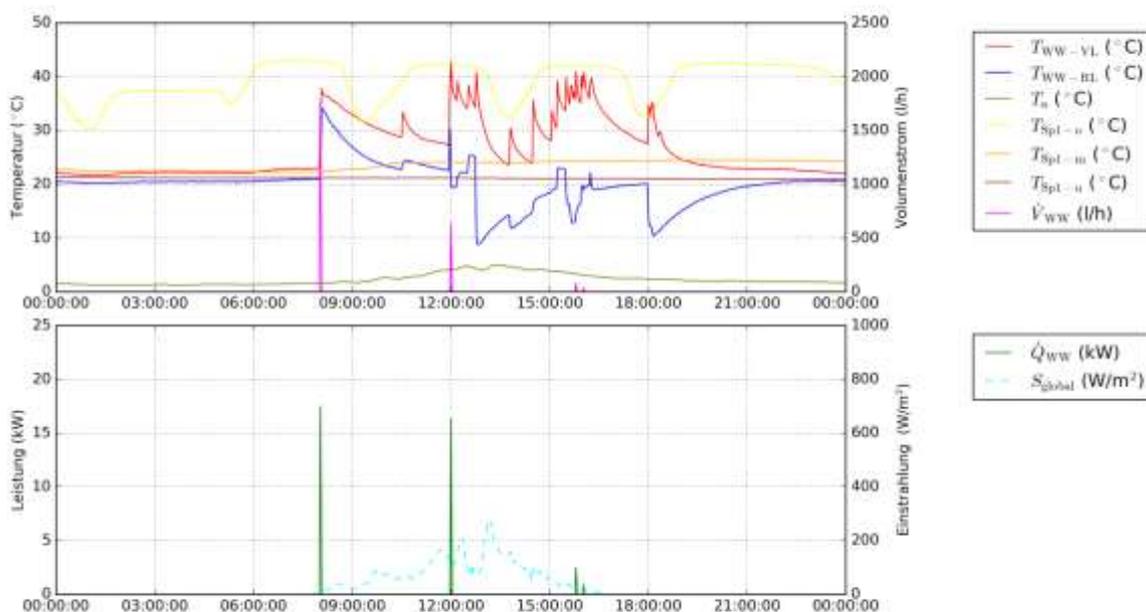


Abbildung 84: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Warmwasserbereitung, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

Abbildung 85 zeigt die Vor- und Rücklauftemperaturen und den Durchfluss der Warmwasserzirkulation exemplarisch für den 02.02.2017. Auch hier ist eine hohe Regeldynamik erkennbar. Bis auf den Zeitraum 01.02.2017 bis 05.02.2017 war im Winter die Warmwasserzirkulation durch den Anlagenbetreiber deaktiviert. Der Anlagenbetreiber begründet dies mit dem geringen Warmwasserbedarf und den kurzen Leitungswegen. Für den Sommer wurde die Warmwasserzirkulation vom Anlagenbetreiber aktiviert.

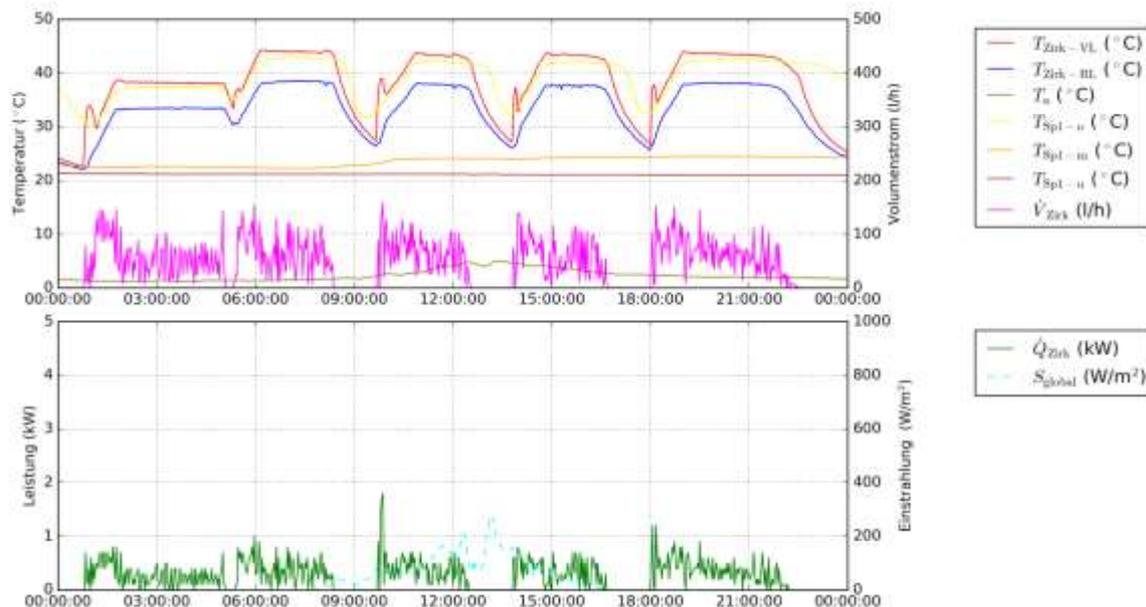


Abbildung 85: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Warmwasserzirkulation, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

7.4.6 Anlagen Status Quo

Das Monitoring der Anlage „LME Produktionshalle“ wurde im Zeitraum Dezember 2016 bis November 2017 durchgeführt. Die Anlage zeigt ein störungsfreies Betriebsverhalten, hinsichtlich Energieeffizienz und bestmöglicher Nutzung der Solarenergie konnte seit Beginn des Monitorings Optimierungspotential festgestellt werden. Dies betrifft das Hydraulikschema und die Durchflüsse in den Wärmeverteilkreisen. Die Optimierungsmöglichkeiten wurden dem Betreiber der Anlage kommuniziert und von diesem teilweise umgesetzt.

Bzgl. der Optimierung des Hydraulikkonzepts könnte die Versorgung des Heizregisters der Lüftung (50 °C Auslegungstemperatur) und die Versorgung der beiden Fußbodenheizungskreise (Vorlauftemperaturen zwischen 30 °C und 40 °C) getrennt erfolgen, wobei letztere aus einem tieferen und damit kühleren Speicherbereich versorgt werden würde.

Weitere Optimierungsmaßnahmen wären wegen den sich ergebenden Temperaturen im Pufferspeicher und in den Wärmeverteilungen eine niedrige Anschlusshöhe des Rücklaufs des Raumheizungsverteilers und eine höhere Anschlusshöhe des Vorlaufs der Nachheizung.

Diese Eingriffe in die Verrohrung würden die Einspeisung von Solarenergie und die Schichtung im Pufferspeicher begünstigen und die nötige Nachheizung reduzieren. Diese Optimierungspotenziale wurden vom Anlagenbetreiber zur Kenntnis genommen, jedoch bis Ende des Monitoringzeitraums noch nicht umgesetzt.

Die Durchflüsse des Solarprimär- und -sekundärkreises waren zu Beginn des Monitorings nicht aufeinander abgestimmt, was an den unterschiedlichen Temperaturdifferenzen der jeweiligen Vor- und Rücklauftemperaturen erkannt wurde. Nachdem der Anlagenbetreiber

informiert wurde, erfolgte eine Anpassung der Durchflüsse mittels Tacosettern, sodass das Problem als behoben angesehen werden kann.

In den Monaten Dezember 2016 bis Februar 2017 wurden aufgrund eines Messfehlers bei den Wärmeverbrauchern zu hohe Wärmemengen im Verhältnis zu jenen der Wärmeerzeuger gemessen. Die Messfehler wurden durch Messwertunterschreitungen bei den Temperaturdifferenzen zwischen den Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmeverteilkreise verursacht. Der Grund für die zu geringen Temperaturdifferenzen sind hohe Durchflüsse in allen Wärmeverteilkreisen. Dies führt einerseits zur oben beschriebenen Messbereichs-Problematik und andererseits zu unnötig hohen Pumpstromverbräuchen. Der Anlagenbetreiber wurde darauf hingewiesen, bis zum Ende des Monitoringzeitraums wurden bereits die Durchflüsse in den Solarkreisen angepasst.

7.5 Mikronetz St. Johann/Pongau, Sbg.

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Mikronetz St. Johann/Pongau
<u>Adresse:</u>	5600 St. Johann/Pongau
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	6. Ausschreibung – Solare Großanlagen 2015
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für 10 Wohnhäuser (76 Wohneinheiten)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	301,8 m ² auf 4 Häuser verteilt: 100,6 m ² , 60,36 m ² , 2x 70,42 m ² Flachkollektor (Sonnenkraft, GK10-HP)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	198° (18° aus Süden in Richtung Westen)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	30 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	2x 110 kW Pelletkessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	25,2 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	437 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit Oktober 2020 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau von insgesamt 10 Gebäuden, welche von zwei verschiedenen Wohnbauträgern im Laufe des Jahres 2018 errichtet wurden und über ein gemeinsames Mikronetz versorgt werden. Die insgesamt rund 300 m² große Solaranlage wurde auf die Dächer von vier Gebäuden aufgeteilt und soll rund 27 % des Wärmebedarfs von Warmwasser und Heizung decken. Als Nachheizung stehen zwei Pelletkessel à 110 kW zur Verfügung. Alle Wärmeerzeuger beliefern den zentralen 30 m³ Pufferspeicher, welcher sämtliche Verbraucher bedient. Alle Gebäude sind mit Fußbodenheizung ausgestattet. Die Warmwasserbereitung erfolgt über Wohnungsstationen im Durchlauf, wodurch die Vorlauftemperatur des Netzes ganzjährig auf rund 57°C gehalten werden muss. Insgesamt werden 76 Wohnungen über das Mikronetz versorgt. Abbildung 86 zeigt schematisch die neue Siedlung. Die Zuordnung der beiden Bauträger ist durch die blauen und roten Systemgrenzen dargestellt. In Abbildung 87 ist ein Eindruck des Gebiets dargestellt. Die Wärmeabnehmergruppen (vgl. Hydraulikschema in Abbildung 88) sind grün strichliert eingezeichnet. Die Technikzentrale (grüner Punkt) befindet sich in der Wärmeabnehmergruppe 2. Jeder Bauträger stellt zwei Dächer für die Solaranlage (gelb) zur Verfügung.

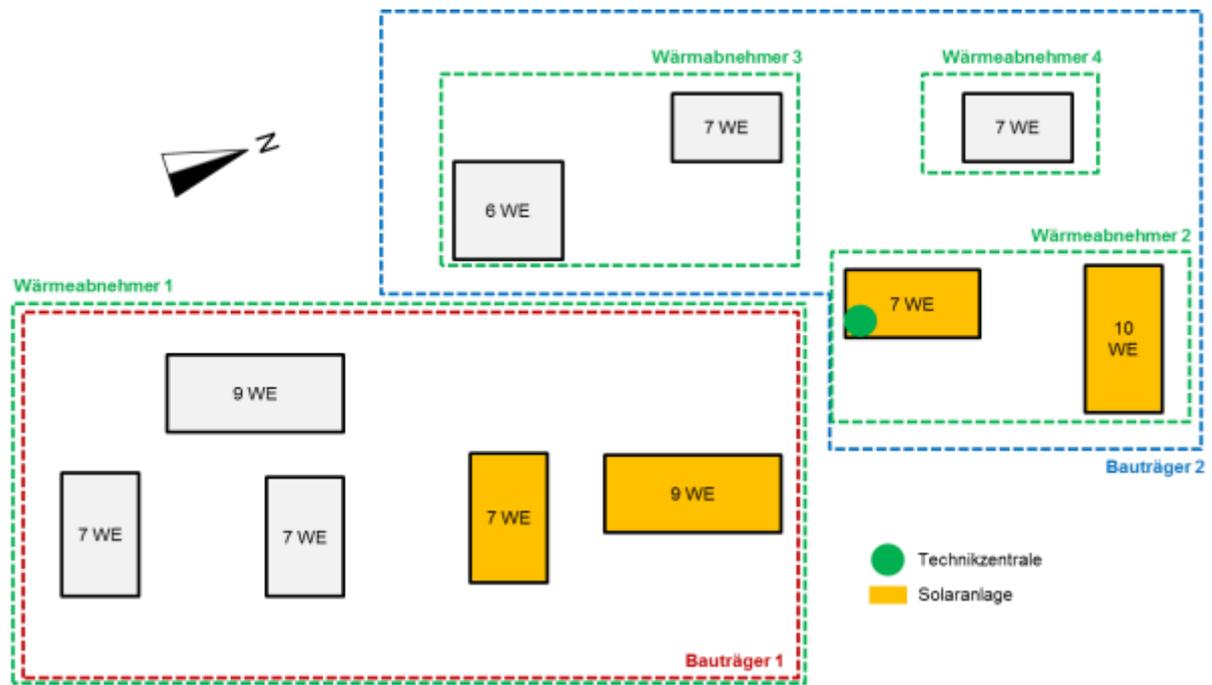


Abbildung 86: Prinzipdarstellung der neu errichteten Siedlung inklusive der Angabe der Wohneinheiten (WE) je Gebäude sowie Systemgrenzen der einzelnen Wärmenetzabnehmer und Bauträger (Quelle: Lageplan Ingenieurbüro HT Plan, eigene Darstellung)



Abbildung 87: Beispiel einer Solarthermieanlage am Dach eines Wohnhauses (links), Pufferspeicher mit 30 m³ Volumen während der Einbringung in die Heizzentrale (Mitte) und fertig eingebaut und gedämmt (rechts) (Quelle: ENGIE Energie GmbH)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungs-system zum Projekt „Mikronetz St. Johann/Pongau“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 88 dargestellt. Die Solaranlage beliefert über einen externen Wärmetauscher den zentralen Pufferspeicher. Die beiden Pelletkessel dienen der Nachheizung in einstrahlungsarmen Zeiten. Durch die Anschlüsse in unterschiedlichen Höhen, können die Pelletkessel einerseits nur den oberen Bereich des Pufferspeichers nachheizen und andererseits – mit Hilfe des unteren Rücklaufanschlusses – insbesondere in einstrahlungsarmen Zeiten den gesamten Pufferspeicher durchladen. Aus dem obersten Bereich des Pufferspeichers wird das Mikronetz betrieben, welches Wärme für Warmwasser

und Fußbodenheizung mit Hilfe von Wärmeübergabestationen den 76 angeschlossenen Wohneinheiten zur Verfügung stellt. Das Monitoringkonzept umfasst 5 Wärmemengenzähler, 21 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

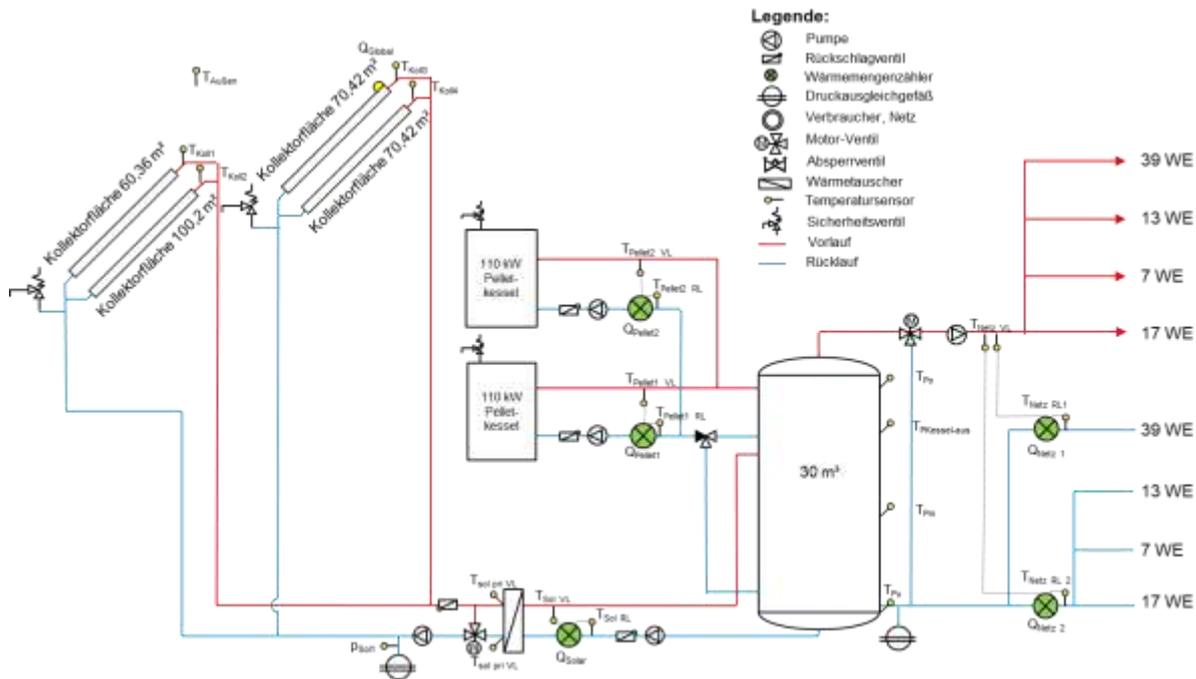


Abbildung 88: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Mikronetz St. Johann/Pongau

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

- T-Koll1 Kollektortemperatur
- T-Koll2 Kollektortemperatur
- T-Koll3 Kollektortemperatur
- T-Koll4 Kollektortemperatur
- Q-Global Einstrahlung in Kollektorebene
- p-Solar Anlagendruck
- T-Solar_pri_RL Rücklauftemperatur Solar Primärkreis
- T-Solar_pri_VL Vorlauftemperatur Solar Primärkreis
- Q-Solar Wärmemengenzähler Solar
- T-Solar_VL Vorlauftemperatur Solar Sekundärkreis
- T-Solar_RL Rücklauftemperatur Solar Sekundärkreis

Nachheizung

- Q-Pellet1 Wärmemengenzähler Pellet1
- T-Pellet1_VL Vorlauftemperatur Pellet1
- T-Pellet1_RL Rücklauftemperatur Pellet1
- Q-Pellet2 Wärmemengenzähler Pellet2
- T-Pellet2_VL Vorlauftemperatur Pellet2
- T-Pellet2_RL Rücklauftemperatur Pellet2

Puffer

- T-Po Puffertemperatur oben
- T-Pkessel-aus Puffertemperatur Regelungsfühler Kessel aus

T-Pm Puffertemperatur mitte
 T-Pu Puffertemperatur unten

Verbraucher

Q-Netz1 Wärmemengenzähler Netz 1
 T-Netz_VL Vorlauftemperatur Netz
 T-Netz1_RL Rücklauftemperatur Netz 1
 Q-Netz2 Wärmemengenzähler Netz 2
 T-Netz2_RL Rücklauftemperatur Netz 2

Sonstiges

T-Außen Außentemperatur

7.5.3 Energiebilanz

Abbildung 89 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Mikronetz St. Johann/Pongau“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und – zu beinahe gleichen Teilen - die beiden Pelletkessel (Kessel 1, 48% – grün, Kessel 2, 52% – orange) statt. Die erzeugte Wärme wird zu praktisch gleichen Teilen auf Netz 1 (violett, 51%) und Netz 2 (dunkelblau, 49%) aufgeteilt. Die Systemverluste liegen mit 3 % in einem sehr guten Bereich.

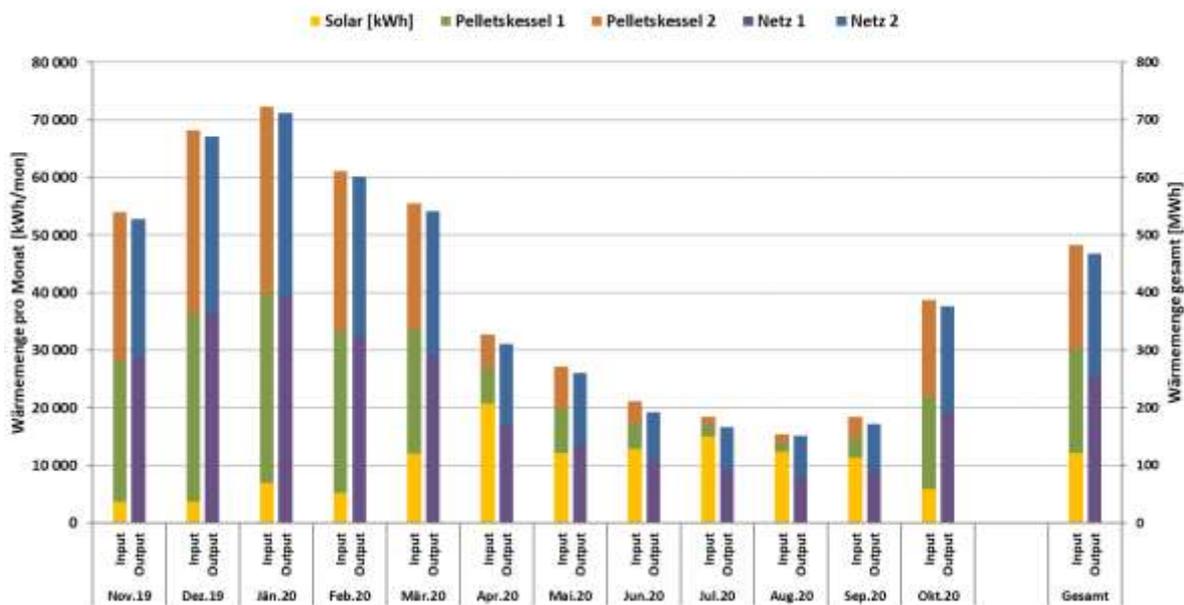


Abbildung 89: Energiebilanz der Anlage "Mikronetz St. Johann im Pongau"

7.5.4 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 90 bis Abbildung 92) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse und 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 „Mikronetz St. Johann/Pongau“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 562 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1.125 kWh/m²a prognostiziert. Die solare Einstrahlung lag im Betrachtungszeitraum um rund 15% über der Prognose, wobei hier primär der sehr schöne April 2020 und teilweise auch die erhöhte Einstrahlung aus den Monaten Juli bis September 2020 verantwortlich ist. Im Gegenzug dazu lag der gemessene spezifische Ertrag etwa 22 % hinter den Erwartungen zurück, obwohl der Wärmeverbrauch des Gesamtsystems im Bereich der Prognose lag. Die Gründe hierfür werden in der Detailanalyse näher betrachtet.

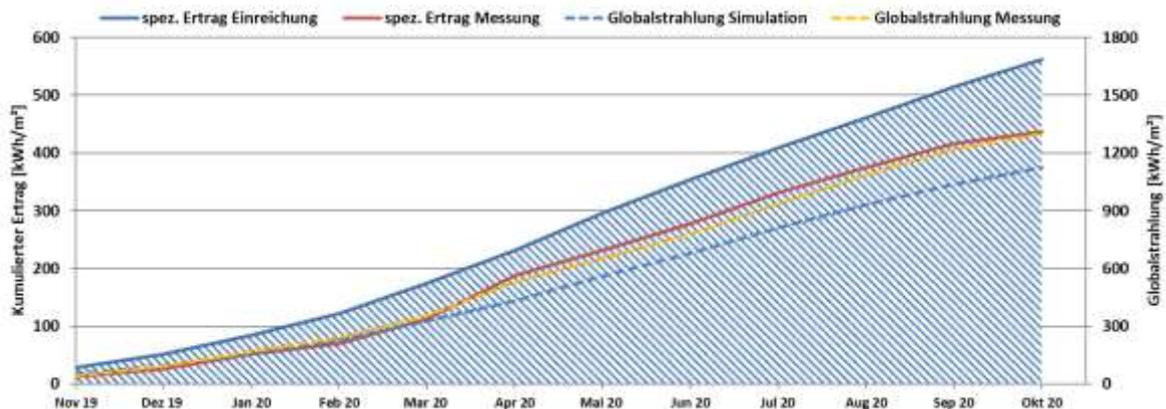


Abbildung 90: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Projekt Mikronetz St. Johann/Pongau

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 27% angegeben. Die Prognose konnte mit einem gemessenen solaren Deckungsgrad von 25% knapp unterschritten werden. Auch hier sticht wieder der April hervor, wo dank der exzellenten Einstrahlungswerte der Zielwert beträchtlich überschritten werden konnte (siehe Abbildung 91). Dem gegenüber steht jedoch ein deutlicher Einbruch des solaren Deckungsgrades gegenüber der Prognose im Februar und im Oktober 2020.

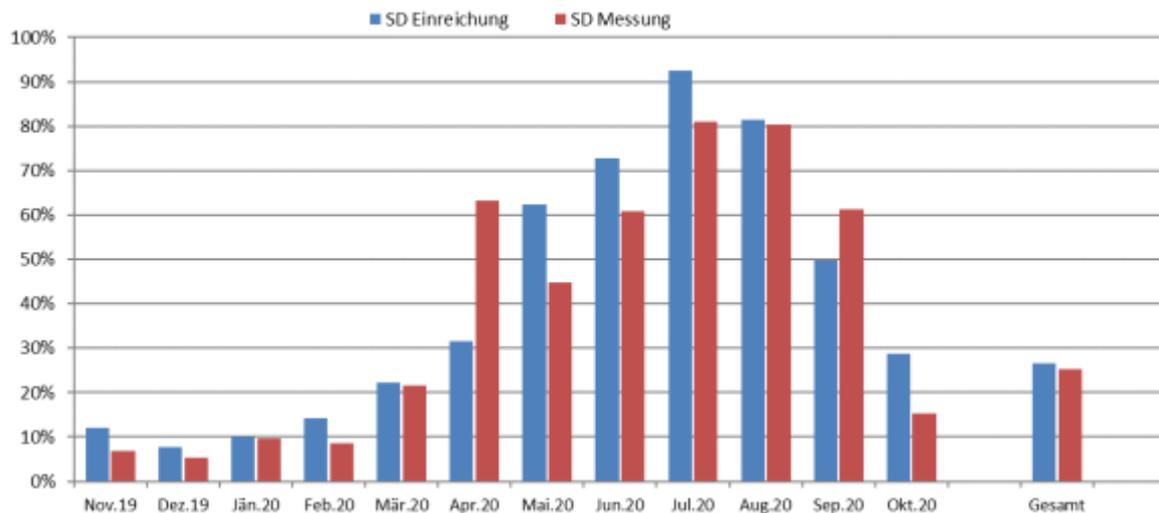


Abbildung 91: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt Mikronetz St. Johann/Pongau

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 576 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme, welche weitgehend im Bereich der Prognose liegt, ist Abbildung 92 zu entnehmen.

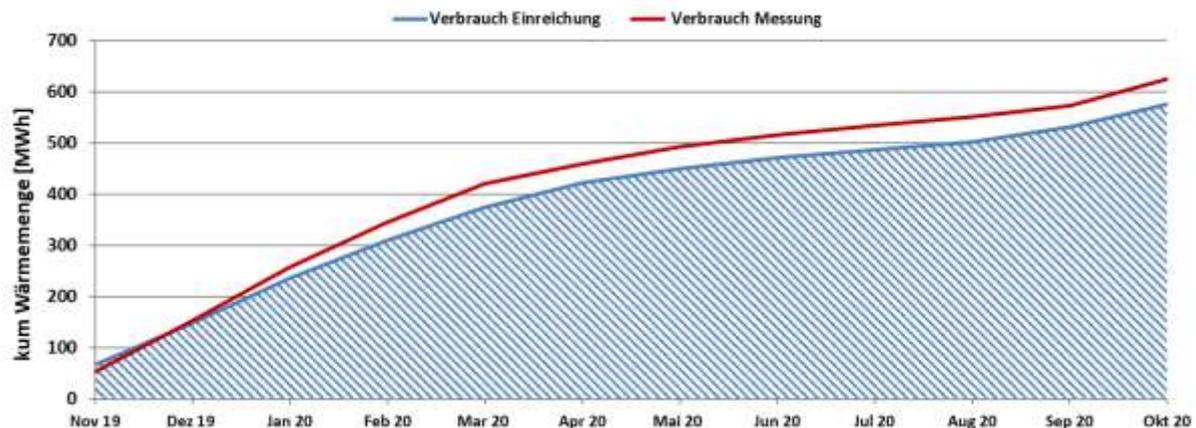


Abbildung 92: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekt Mikronetz St. Johann/Pongau

7.5.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

Im oberen Teil der Abbildung 93 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär = strichliert, sekundär=durchgezogen), im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt), in den Nachheizungskreisen (Pelletkessel 1 und 2) und im Netz sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für alle Erzeuger zuzüglich Netz 1 an zwei Tagen im Dezember 2019 dargestellt. Zunächst sei erwähnt, dass es zwar zwei Netzteile gibt, diese aber immer deckungsgleiche Versorgungstemperaturen haben. Daher werden im Folgenden stellvertretend nur für Netz 1 die Temperaturverläufe dargestellt. Die Durchflüsse der beiden Netzteile sind ebenfalls sehr vergleichbar. Es ist auffallend, dass in beiden Netzkreisen die Durchflüsse stark schwankend sind. Der Ursprung ist bei den Puffertemperaturen und dem Beimischventil nach dem Pufferspeicher zu suchen (vgl. Hydraulikschema in Abbildung 88): Die Zieltemperatur der Netze liegt offensichtlich bei rund 57 °C, der Pufferspeicher hat jedoch oben – wo die Entnahme für das Netz stattfindet

– zwischen 70 und 85 °C. Mit Hilfe des Mischventils wird also die aus dem Pufferspeicher entnommene Energie auf die Zieltemperatur gemischt, was zu den starken Durchflussschwankungen nach dem Mischventil führt. Dieser Betrieb könnte dahingehend optimiert werden, dass die Vorhaltetemperatur im Pufferspeicher auf eine niedrigere Temperatur beschränkt wird, sofern sie von den Pelletkesseln geliefert wird. Entsprechend dem dargestellten, repräsentativen Zeitraum könnte die Grenztemperatur im Pufferspeicher auf rund 70 °C gesenkt werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Dies könnte den Brennstoffverbrauch senken und gleichzeitig den Solarertrag – insbesondere in den Übergangszeiten – erhöhen.

Am zweiten, dargestellten Tag stand etwas solare Einstrahlung zur Verfügung, welche über einen Zeitraum von rund 3 Stunden als solare Wärme in den Pufferspeicher eingebracht werden konnte. In diesem Zeitraum konnte der Betrieb der Pelletkessel teilweise eingestellt werden.

Mit Ausnahme der oben erwähnten schwankenden Durchflüssen in den Netzkreisen ist das Betriebsverhalten unauffällig.



Abbildung 93: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des primären und sekundären Solarkreises, der Pelletkessel und im Netz und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Winter (23.-14.12.2019)

Im oberen Teil der Abbildung 94 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär = strichliert, sekundär=durchgezogen), im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen

strichliert dargestellt), in den Nachheizungskreisen (Pelletkessel 1 und 2) und im Netz sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für alle Erzeuger zuzüglich Netz 1 an zwei Tagen mit wechselnder Einstrahlung im Juni 2020 dargestellt. Auffallend sind die immer wieder auftretenden Durchflussspitzen, die wesentlich über den dargestellten Achsenbereich hinausschießen. Diese treten grundsätzlich ganzjährig, jedoch deutlich gehäuft zwischen April und Oktober auf. Es konnten keinerlei Zusammenhänge mit anderen Systemparametern gefunden werden. Daher ist davon auszugehen, dass es sich um Aufzeichnungsfehler an den Wärmezählern handelt und keinen Einfluss auf die Systemperformance haben.

Am 24.6.2020 gegen 9:30 Uhr startete Pelletkessel 1, da die Temperatur am Regelungsfühler im Pufferspeicher unter eine gewisse Grenztemperatur fiel. Anhand des Temperaturverlaufs der vorhandenen Pufferfühler kann davon ausgegangen werden, dass der Regelungsfühler nahe am Sensor T_Puffer_m (hellgrün punktiert) sitzt. Dort fiel die Temperatur unter die Netzzieltemperatur (orange). Zur Mittagszeit schaltete sogar noch Pelletkessel 2 hinzu. Dies ist am Verlauf der Vorlauftemperatur T_Pellet2_VL (dunkelrot strichliert) erkennbar – an diesem Tag fehlen die Messwerte für den Durchfluss von Kessel 2. Allerdings war im oberen Bereich des Pufferspeichers ausreichend Temperatur vorhanden, sodass der Kesselbetrieb nicht notwendig gewesen wäre (die Entnahme aus dem Pufferspeicher findet ganz oben statt).

Der 25.6.2020 war ein wechselhafter Tag mit generell eher wenig Einstrahlung. Dementsprechend war die Solaranlage nur in 2 kurzen Zeitfenstern aktiv. In beiden Betriebszeiten wurde durch die eher geringeren solaren Betriebstemperaturen das Temperaturniveau im Bereich von T_Puffer_m abgesenkt, während das Temperaturniveau im oberen Pufferbereich unbeeinträchtigt blieb. Der Pelletkessel wurde erst wieder abends gegen 18 Uhr aktiviert.

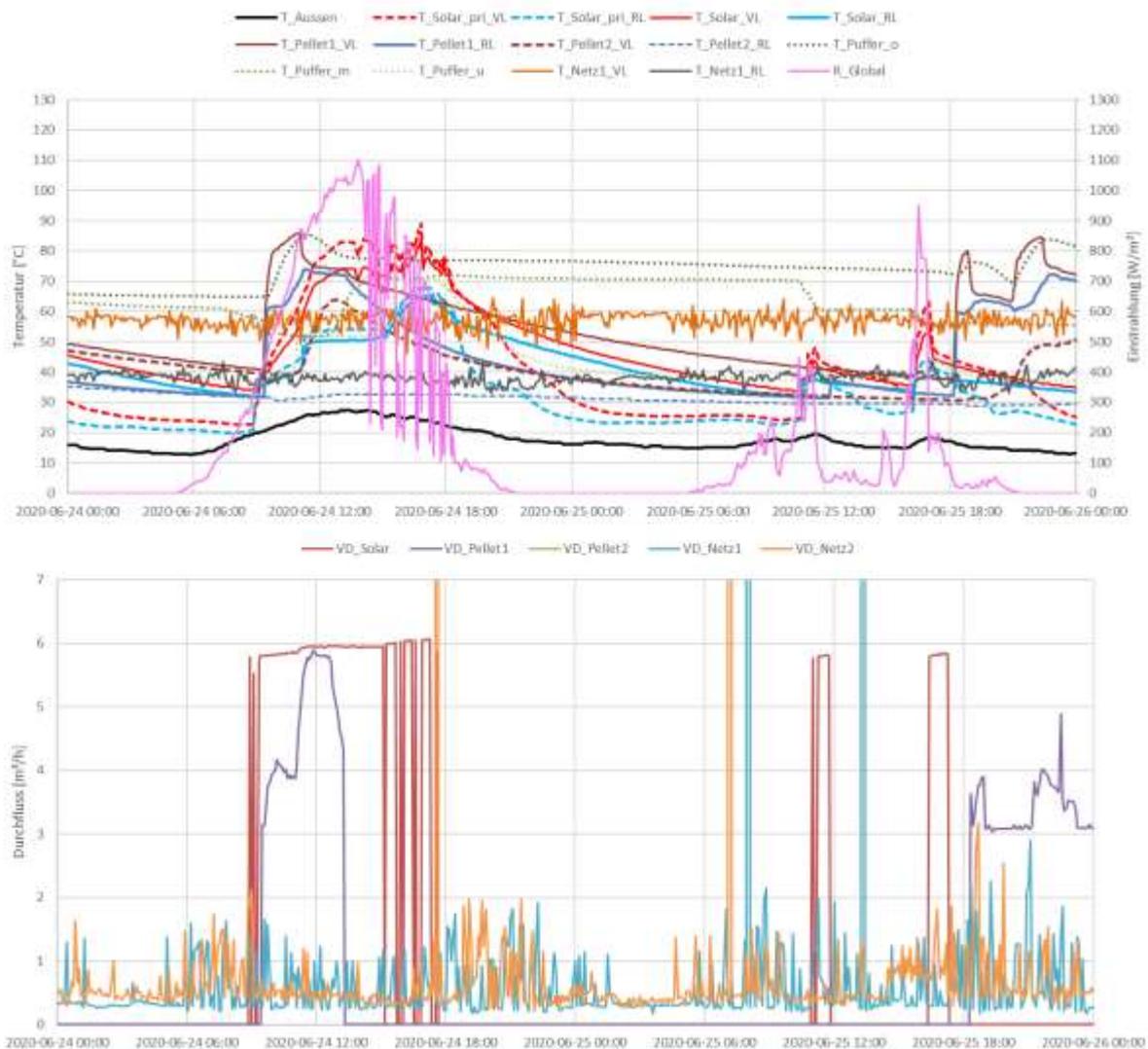


Abbildung 94: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des primären und sekundären Solarkreises, der Pelletkessel und im Netz und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Juni (24.-25.6.2020)

In Abbildung 95 sind sämtliche vorhandene Kollektortemperaturen für die beiden oben betrachteten Tage im Juni 2020 dargestellt. Die Ergebnisse sind jedoch exemplarisch für die gesamte Monitoringperiode. Die Temperaturverteilung über die Kollektorfelder HÖ sieht sehr gut aus, bei den Teilfeldern WB zeigt jedoch das Feld WB1 immer signifikant weniger Temperatur als die anderen Teilfelder. Gegen Ende der Monitoringperiode verändert sich die Temperaturverteilung noch dahingehend, dass die Kollektortemperaturen T_Koll_WB5 und T_Koll_WB6 einen signifikant anderen Verlauf als die anderen Kollektortemperaturen des gleichen Felds haben bzw. Teilfelder während des normalen Anlagenbetriebs offenbar in Stagnation gehen. Hier wird dringend empfohlen, die Einregulierung der Teilfelder zu überprüfen.



Abbildung 95: Vergleich der Kollektortemperaturen für die beiden Solaranlagen auf den unterschiedlichen Bauteilen für 2 Tage im Juni 2020

Im oberen Teil der Abbildung 96 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär = strichliert, sekundär=durchgezogen), im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt), in den Nachheizungskreisen (Pelletkessel 1 und 2) und im Netz sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für alle Erzeuger zuzüglich Netz 1 an zwei Tagen im Juli 2020 dargestellt. Das generelle Durchflussverhalten in den Netzen ist ähnlich wie im Dezember, allerdings findet es auf einem etwas niedrigeren Niveau statt, da im Sommer nur die Warmwasserversorgung sichergestellt werden muss.

An beiden Tagen konnte der Gesamtbedarf vollständig durch die Solaranlage gedeckt werden. Diese wird mit konstantem Durchfluss betrieben (unabhängig von Jahreszeit), was zu einem Vor- und Rücklaufemperaturverlauf weitgehend parallel zur Einstrahlung führt. Aufgrund des im Vergleich zum Winterbetrieb deutlich geringeren Netzbedarfs wird die solare Wärme zu einem Gutteil in den Pufferspeicher eingelagert, welcher während der Nachtstunden weiterhin den Bedarf abdecken kann. Es ist kein Betrieb der Pelletkessel notwendig.

Die Temperaturdifferenz zwischen dem solaren Primär- und Sekundärkreis liegt zeitweise bei rund 9 K, der Median der Temperaturdifferenz im stationären Betrieb an diesen zwei Tagen liegt jedoch bei 6,5 K. Der Solar-Wärmetauscher ist also korrekt ausgelegt.

Der dargestellte Sommerbetrieb ist unauffällig, es besteht kein Optimierungspotential.

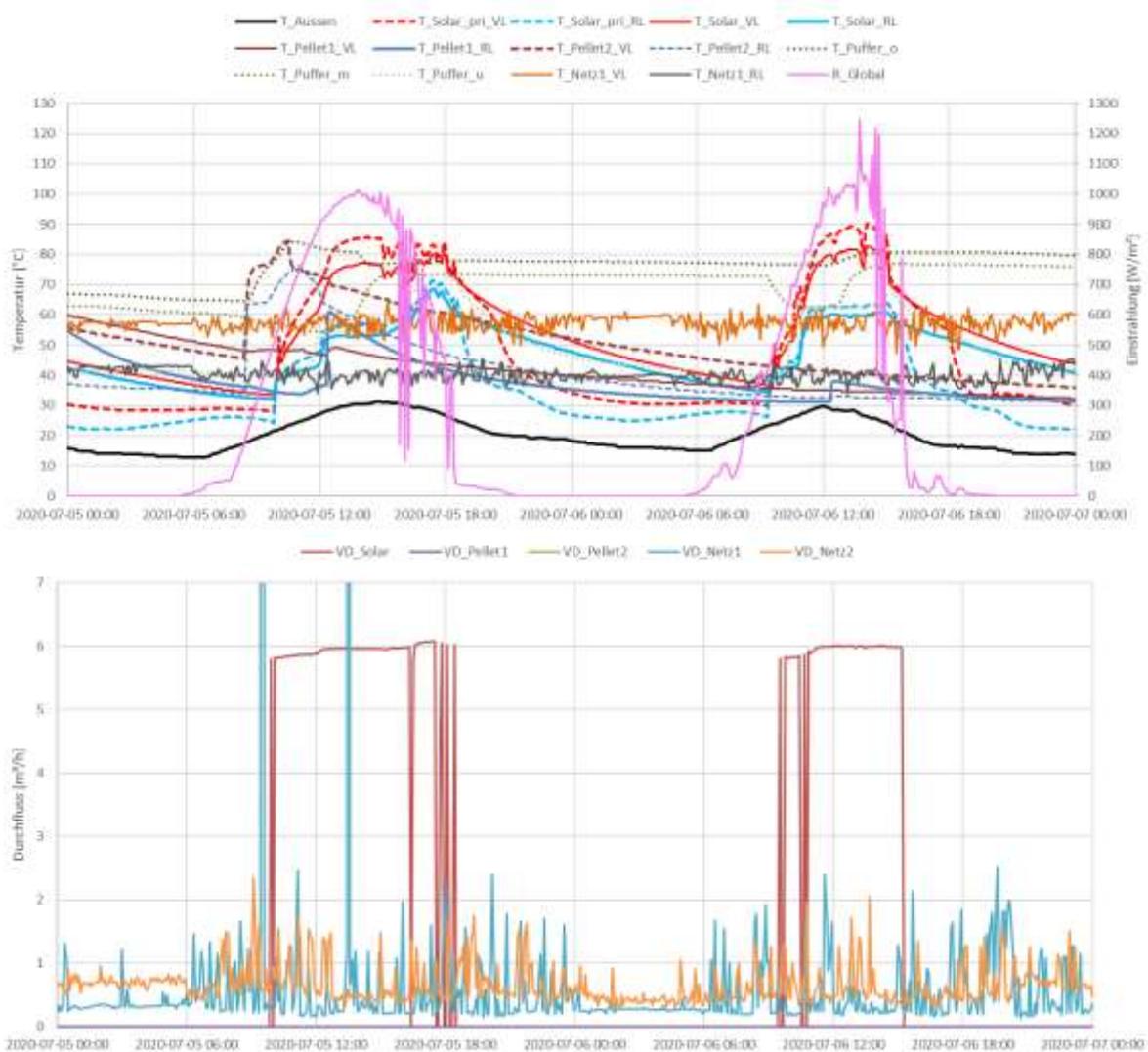


Abbildung 96: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des primären und sekundären Solarkreises, der Pelletkessel und im Netz und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Juli (5.-6.7.2020)

Im Zuge der Anlagenbesichtigung wurde festgestellt, dass sich im Westen der Wohnhausanlage ein Hügel befindet, der insbesondere in den Wintermonaten die Sonneneinstrahlung am frühen Nachmittag stark einschränkt. In Abbildung 97 ist die mittlere Einstrahlung in den Monaten Dezember (Winter), Juni (Sommer), März und September (Übergangszeit) über der Tageszeit dargestellt. Bei unverschatteter Südausrichtung wären die alle vier Kurven symmetrisch über der Mittagszeit, die Darstellung zeigt allerdings insbesondere in den einstrahlungsärmeren Monaten eine deutliche Verschiebung des Einstrahlungspeaks nach links. Es ist also die Verschattung durch den Hügel im Westen eindeutig feststellbar.

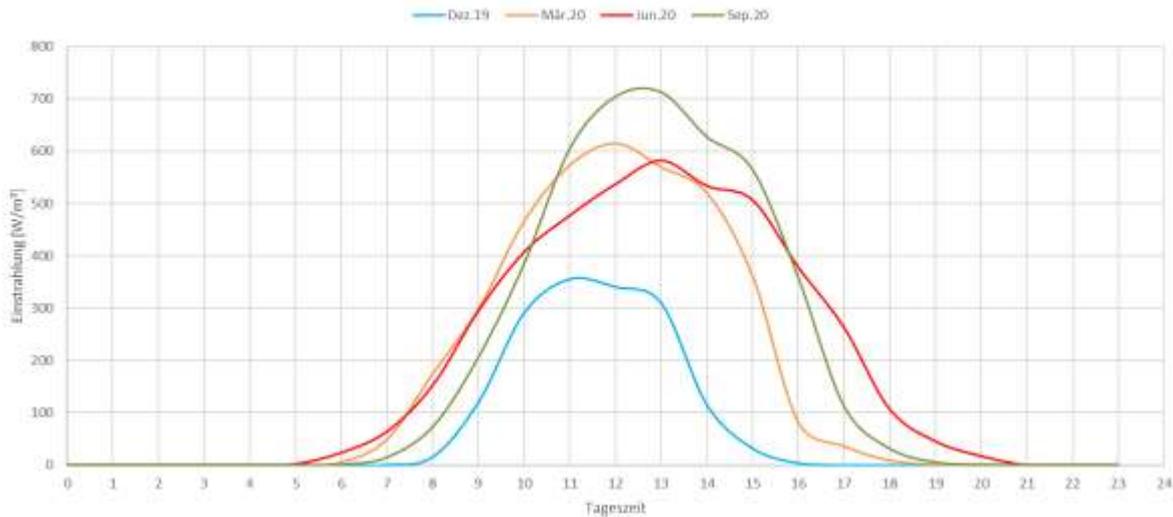


Abbildung 97: Mittlere Einstrahlung über Tageszeit im Winter, Sommer und Übergangszeit

Abbildung 98 zeigt die tatsächliche Horizontlinie am Standort, welche mit Hilfe des in der Bildbeschreibung verlinkten Tools erstellt wurde. Im Vergleich dazu ist in Abbildung 99 die in der Simulation verwendete Horizontlinie dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass der angesprochene Hügel in der Simulation nicht ausreichend berücksichtigt wurde. Dies erklärt den Minderertrag der Messung gegenüber den simulierten Werten aus der Einreichphase.

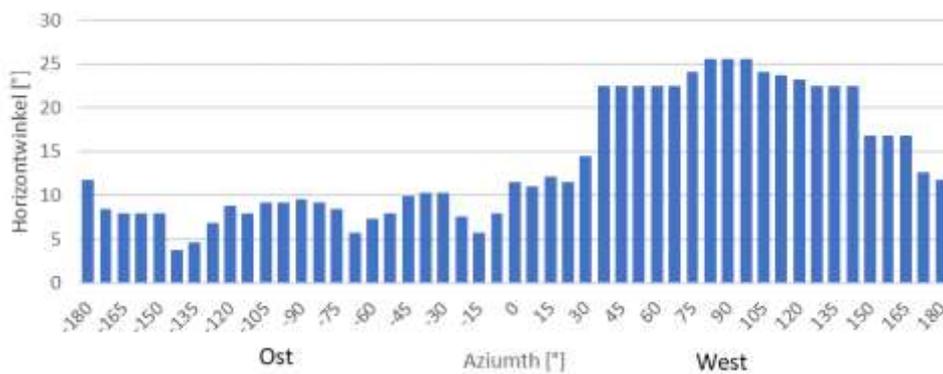


Abbildung 98: Horizontlinie am Standort lt. <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/horizon>

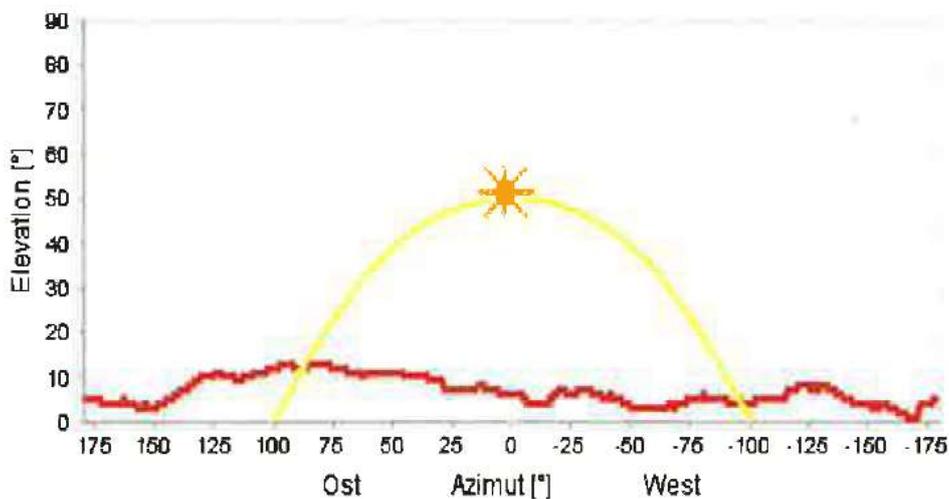


Abbildung 99: Horizontlinie lt. Polysun-Simulation in den Einreichunterlagen

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 100 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen der Erzeugungsanlagen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die beiden Pelletkessel lieferten auf praktisch identem Temperaturniveau (rund 75 °C im gewichteten Mittel) Wärme in den Pufferspeicher, wobei Pelletkessel 1 offenbar der primäre Kessel mit den höheren Laufzeiten ist. Durch die starre Durchflussregelung im Solarkreis ist der Beitrag der Solaranlage über den Temperaturbereich zwischen 40 und 90 °C verteilt, im gewichteten Mittel liegt die Vorlauftemperatur bei 61 °C. Der Betrieb ist unauffällig, wobei eine Drehzahlregelung der Solarpumpe insbesondere in der Übergangszeit höhere Vorlauftemperaturen und damit eine bessere Ausnutzung der Solaranlage ermöglichen würde.

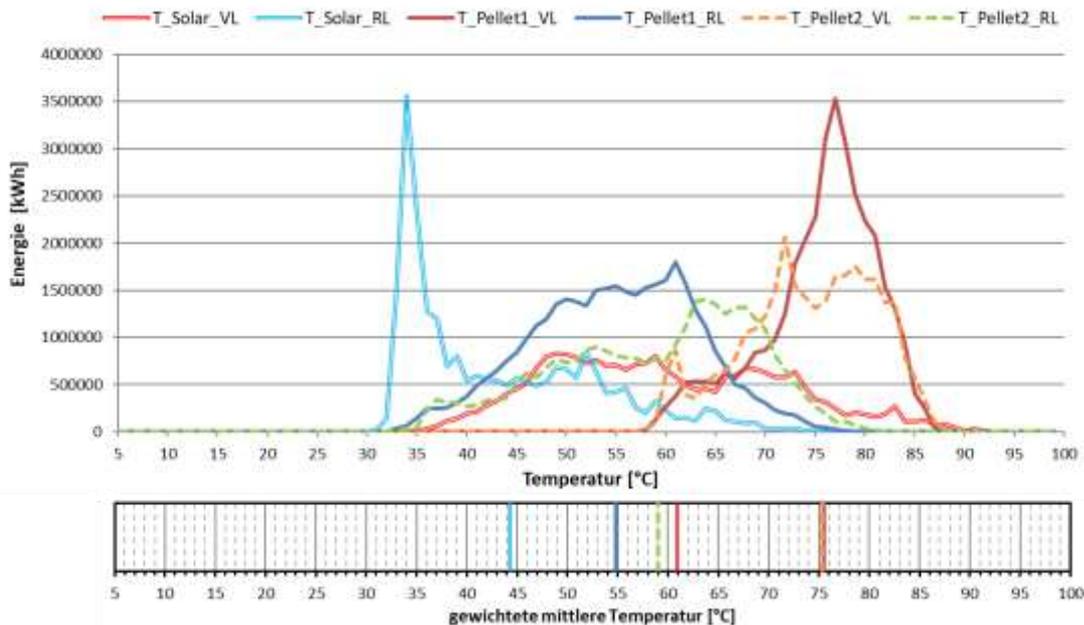


Abbildung 100: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Solaranlage sowie Pelletkessel 1 und 2 während der Monitoringperiode November 2019 bis Oktober 2022

In Abbildung 101 ist im gleichen Betrachtungszeitraum der Betrieb der beiden Netze dargestellt. Wie bereits weiter oben angemerkt, laufen beide Netze auf dem gleichen Temperaturniveau, wobei die Abnahme von Netz 1 geringfügig höher war als von Netz 2. Die Netzvorlauftemperatur liegt im gewichteten Mittelwert rund 20 K unter dem gewichteten Mittelwert der Pelletkessel. Wie bereits in den Detailbetrachtungen erwähnt, könnte eine Laufzeitreduktion der Pelletkessel angedacht werden, wodurch sich auch der Beitrag der Solaranlage erhöhen könnte.

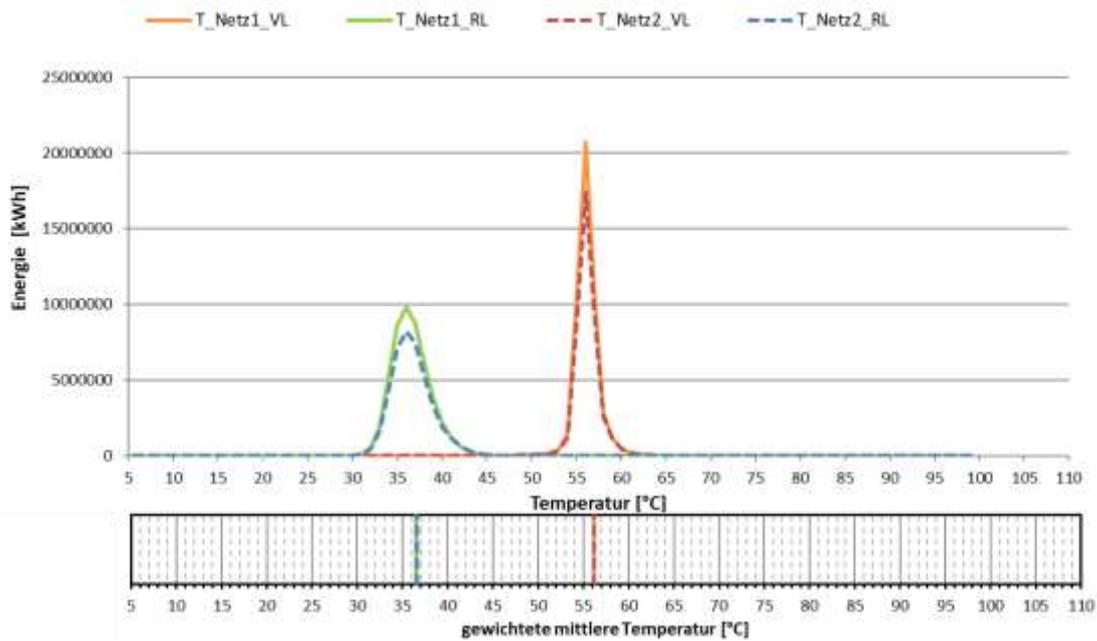


Abbildung 101: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Netz 1 und 2 während der Monitoringperiode November 2019 bis Oktober 2022

7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Mikronetz St. Johann im Pongau“ ist über weite Strecken als stabil einzustufen. Der gemessene Verbrauch lag geringfügig über und die gemessene solare Deckung lag geringfügig unter der Prognose. Während die solare Einstrahlung 15 % über den prognostizierten Werten lag, blieb der solare Ertrag mit -22 % spürbar hinter den Erwartungen zurück. Als Ursache hierfür konnte einerseits ein nicht ganz optimaler Betrieb der Pelletkessel identifiziert werden, welche teilweise trotz guter Einstrahlung und ausreichenden Temperaturen im Pufferspeicher in Betrieb gingen. Ein zweiter Grund für den reduzierten Ertrag ist ein Hügel im Westen der Anlage, welcher in der Auslegungssimulation zu wenig berücksichtigt wurde. Dadurch fehlen insbesondere im Winter und in der Übergangszeit einige Sonnenstunden am Nachmittag.

Neben der Optimierung der Kesselaufzeiten konnte ein weiteres Optimierungspotential im Bereich der Solaranlage WB identifiziert werden. Für das Kollektorfeld stehen sechs Kollektortemperaturen zur Verfügung, welche über die Monitoringperiode hinweg sehr unterschiedliche Verläufe zeigen. Über weite Teile ist T_Koll_WB1 deutlich unter den restlichen Kollektortemperaturen, gegen Ende der Monitoringperiode sind es dann T_Koll_WB5 und T_Koll_WB6. An einzelnen Tagen suggerieren die Kollektortemperaturen auch, dass Teilfelder in Stagnation sind während die anderen einen kontinuierlichen Betrieb zeigen. Hier ist eine neue Einregulierung dringend anzuraten.

7.6 Neue Volksschule Hallwang, S

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Neue Volksschule Hallwang
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für die neue Volksschule Hallwang
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	283,52 m ² gesamt 177,20 m ² am Dach 106,32 m ² in der Fassade Flachkollektor (Gasokol, Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	70° (Dach) 90° (Fassade)
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4x 5 m ³ Pufferspeicher, 1.000 m ³ Bauteilaktivierung von Fundamentplatte und Zwischendecke (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe
<u>Kühlung:</u>	32 kW Adsorptionskältemaschine (SorTech ST-G-40) Passives Kühlmodul Wärmepumpe
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	65,1 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	337 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit Juli 2019 beendet

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau der Volksschule Hallwang. Im April 2016 wurde der gesamte Schulbetrieb in temporäre Containergebäude verlegt, das alte Schulgebäude samt Turnhalle und ehemaligem Schulleiterwohnhaus abgerissen und in Folge mit dem Neubau begonnen. Der Schulneubau hat eine Brutto-Grundfläche von 2860 m² und eine Heizlast von 120 kW. Der ebenso neu errichtete und an den Schulbau angeschlossene Turnsaal hat eine Brutto-Grundfläche von 1450 m² und eine Heizlast von 114 kW. Eine insgesamt 280 m² große Solaranlage und eine 30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe mit vier je 125 m tiefen Erdsonden als Quelle stellen die Wärmeversorgung von Schule und Turnsaal sicher. Etwa 180 m² der Solaranlage wurden am Dach aufgeständert und weitere rund 100 m² wurden in die Südfassade integriert. Alle Wärmeerzeuger beliefern insgesamt vier Pufferspeicher à 5.000 Liter (gesamt 20 m³). Als weiterer Speicher stehen rund 1.000 m³ Bauteilaktivierung (Fundamentplatte und Zwischendecke) zur Verfügung, die im Winter als Wärme- und im Sommer als Kältespeicher genutzt werden kann (Aufbau in Abbildung 104). Der Wärmebedarf für Warmwasser (Ganzjahresbetrieb), Lüftung (Winterbetrieb) und Raumheizung von Schulgebäude und Turnhalles des Gebäudes soll zu 65% von der Solaranlage abgedeckt werden.

Solare Überschüsse können in Richtung Kindergarten verschoben werden. Im Sommer kann mit der solaren Überschusswärme eine Adsorptionskältemaschine für die Bereitstellung von Gebäudekühlung betrieben werden.

Vor Abriss des alten Schulgebäudes wurde die vorhandene 18 kWp PV-Anlage abmontiert. Diese wurde gemeinsam mit einer neuen 20 kWp PV-Anlage wieder am Flachdach montiert. Abbildung 102, zeigen ein Drohnfoto des Schulgebäudes sowie die Kollektoren am Dach und in der Fassade.



Abbildung 102: Südost Ansicht der Volksschule Hallwang – die Fassadenkollektoren sind neben den Fenstern montiert, das Dach wurde sowohl für die Solarthermie- als auch für eine Photovoltaik-Anlage genutzt (Quelle: Gemeinde Hallwang)



Abbildung 103: Aufstellung der Flachkollektoren am Dach (70°, links) und Integration der Kollektoren in die Fassade (90°, rechts) (Quelle: AEE INTEC)

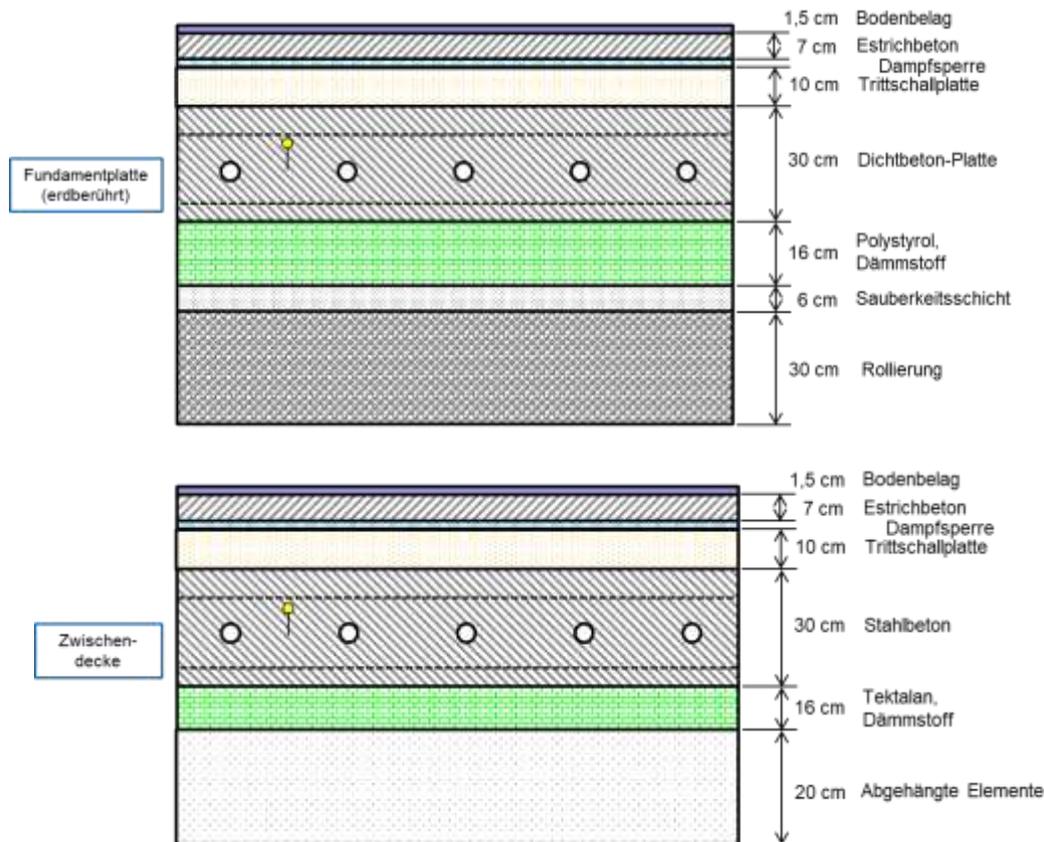


Abbildung 104: Aufbau der bauteilaktivierten Fundamentplatte (oben) und der Zwischendecke (unten)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Neue Volksschule Hallwang“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 105 dargestellt. Die Solaranlage beliefert die drei Hochtemperaturspeicher (HT) für Warmwasser, Adsorptionskältemaschine und Lüftung sowie den Niedertemperaturspeicher (NT) für die Bauteilaktivierung (BTA). Solare Überschüsse werden, wenn Bedarf besteht, an den benachbarten Kindergarten geliefert, um dort den fossilen Energieträger Gas zu substituieren. Die Wärmepumpe dient als Nachheizung aller Pufferspeicher in einstrahlungsarmen Zeiten. Mit Hilfe von Absperrventilen bei Wärmepumpe und Solaranlage können die einzelnen Puffer gezielt mit dem entsprechenden Temperaturniveau beladen werden.

Die Bodenplatte des Turnsaals sowie die Zwischendecke von Erdgeschoss und Obergeschoss im Schulgebäude sind thermisch aktiviert.

Die Gebäudekühlung im Sommer kann einerseits mittels passiver Kühlung über die Tiefensonden oder mit Hilfe der solarthermisch angetriebenen Adsorptionskältemaschine (eCoo2.0 30 kW) gefahren werden. Im Falle der aktiven Kühlung dient der Niedertemperatur-Pufferspeicher in den Sommermonaten als hydraulische Weiche.

Das Monitoringkonzept umfasst 16 Wärmemengenzähler, 63 Temperatursensoren und zwei Drucksensoren im Solarprimärkreislauf, 4 Ventilstellungen, 3 Stromzähler sowie zwei Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene.

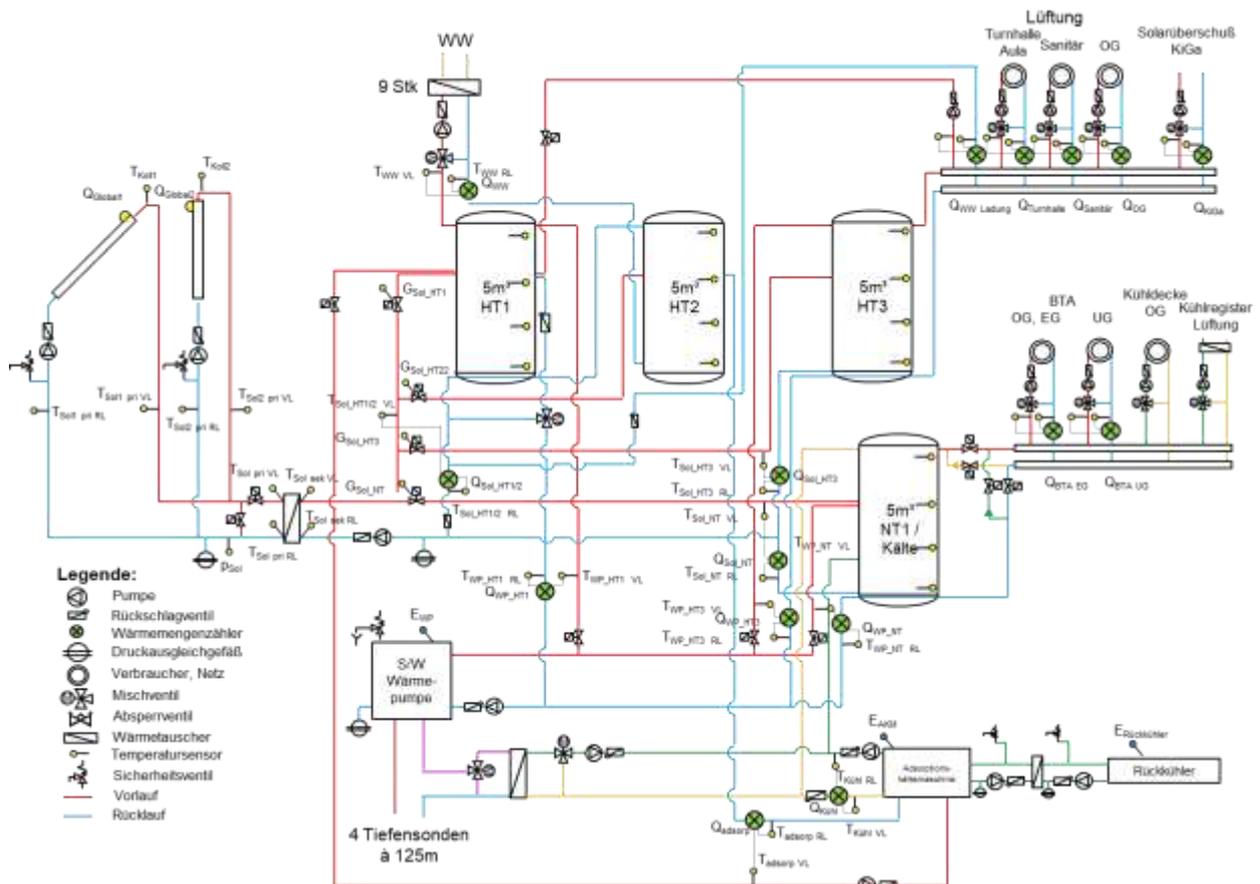


Abbildung 105: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Volksschule Hallwang (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar 1

- T_{Koll1} Temperaturfühler Kollektorfeld Dach
- $Q_{Global1}$ Globalstrahlungssensor Dach
- P_{Sol1} Anlagendruck Solar Dach
- $T_{Sol1\ pri\ RL}$ Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Dach
- $T_{Sol1\ pri\ VL}$ Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Dach

Solar 2

- T_{Koll2} Temperaturfühler Kollektorfeld Fassade
- $Q_{Global2}$ Globalstrahlungssensor Fassade
- P_{Sol2} Anlagendruck Solar Fassade
- $T_{Sol2\ pri\ RL}$ Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Fassade
- $T_{Sol2\ pri\ VL}$ Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Fassade

Solar Gesamt

- $T_{Sol\ pri\ RL}$ Rücklauftemperatur Solarprimärkreis gesamt
- $T_{Sol\ pri\ VL}$ Vorlauftemperatur Solarprimärkreis gesamt
- $T_{Sol\ sek\ RL}$ Rücklauftemperatur Solarsekunärkreis gesamt
- $T_{Sol\ sek\ VL}$ Vorlauftemperatur Solarsekunärkreis gesamt

Q _{Sol HT1/2}	Wärmezähler Solarsekundärkreis Puffer HT1/2, Warmwasser, Adsorptionskältemaschine
T _{Sol HT1/2 RL}	Vorlauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer HT1/2, Warmwasser, Adsorptionskältemaschine
T _{Sol HT1/2 VL}	Rücklauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer HT1/2, Warmwasser, Adsorptionskältemaschine
Q _{Sol HT3}	Wärmezähler Solarsekundärkreis Puffer HT3, Lüftung, Solarüberschuss Kindergarten
T _{Sol HT3 RL}	Vorlauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer HT3, Lüftung, Solarüberschuss Kindergarten
T _{Sol HT3 VL}	Rücklauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer HT3, Lüftung, Solarüberschuss Kindergarten
Q _{Sol NT}	Wärmezähler Solarsekundärkreis Puffer NT, BTA
T _{Sol NT RL}	Vorlauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer NT, BTA
T _{Sol NT VL}	Rücklauftemperatur Solarsekunärkreis Puffer NT, BTA
G _{Sol HT1}	Ventilstellung Solar Puffer HT1
G _{Sol HT2}	Ventilstellung Solar Puffer HT2
G _{Sol HT3}	Ventilstellung Solar Puffer HT3
G _{Sol NT}	Ventilstellung Solar Puffer NT

Nachheizung

Q _{WP HT1}	Wärmezähler Wärmepumpe Puffer HT1, Warmwasser
T _{WP HT1 VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Puffer HT1, Warmwasser
T _{WP HT1 RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Puffer HT1, Warmwasser
Q _{WP HT3}	Wärmezähler Wärmepumpe Puffer HT3, Lüftung
T _{WP HT3 VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpe HT3, Lüftung
T _{WP HT3 RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpe HT3, Lüftung
Q _{WP NT}	Wärmezähler Wärmepumpe Puffer NT, BTA
T _{WP NT VL}	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Puffer NT, BTA
T _{WP NT RL}	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Puffer NT, BTA

Pufferspeicher

T _{P HT1 o}	Puffertemperatur Warmwasser 1 oben
T _{P HT1 mo}	Puffertemperatur Warmwasser 1 mitte-oben
T _{P HT1 mu}	Puffertemperatur Warmwasser 1 mitte-unten
T _{P HT1 u}	Puffertemperatur Warmwasser 1 unten
T _{P HT2 o}	Puffertemperatur Warmwasser 2 oben
T _{P HT2 mo}	Puffertemperatur Warmwasser 2 mitte-oben
T _{P HT2 mu}	Puffertemperatur Warmwasser 2 mitte-unten
T _{P HT2 u}	Puffertemperatur Warmwasser 2 unten
T _{P HT3 o}	Puffertemperatur Lüftung oben
T _{P HT3 mo}	Puffertemperatur Lüftung mitte-oben
T _{P HT3 mu}	Puffertemperatur Lüftung mitte-unten
T _{P HT3 u}	Puffertemperatur Lüftung unten
T _{P NT1 o}	Puffertemperatur BTA oben
T _{P NT1 mo}	Puffertemperatur BTA mitte-oben
T _{P NT1 mu}	Puffertemperatur BTA mitte-unten
T _{P NT1 u}	Puffertemperatur BTA unten

Warmwasser

Q_{WW}	Wärmezähler WW
$T_{WW\ VL}$	Vorlauftemperatur WW
$T_{WW\ RL}$	Rücklauftemperatur WW
$Q_{WW\text{-Ladung}}$	Wärmezähler WW-Ladung
$T_{WW\text{-Ladung}\ VL}$	Vorlauftemperatur WW-Ladung
$T_{WW\text{-Ladung}\ RL}$	Rücklauftemperatur WW-Ladung

Lüftung

$Q_{Turnhalle}$	Wärmezähler Turnhalle
$T_{Turnhalle\ VL}$	Vorlauftemperatur Turnhalle
$T_{Turnhalle\ RL}$	Rücklauftemperatur Turnhalle
$Q_{Sanitär}$	Wärmezähler Sanitärgruppen
$T_{Sanitär\ VL}$	Vorlauftemperatur Sanitärgruppen
$T_{Sanitär\ RL}$	Rücklauftemperatur Sanitärgruppen
Q_{OG}	Wärmezähler Obergeschoß
$T_{OG\ VL}$	Vorlauftemperatur Obergeschoß
$T_{OG\ RL}$	Rücklauftemperatur Obergeschoß
Q_{KiGa}	Wärmezähler Solarüberschuss Kindergarten
$T_{KiGa\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarüberschuss Kindergarten
$T_{KiGa\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarüberschuss Kindergarten

Bauteilaktivierung

$Q_{BTA\ EG}$	Wärmezähler Bauteilaktivierung EG, OG
$T_{BTA\ EG\ VL}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung EG, OG
$T_{BTA\ EG\ RL}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung EG, OG
$T_{BTA\ EG\ Kern}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung EG
$T_{BTA\ OG\ Kern}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung OG
$Q_{BTA\ UG}$	Wärmezähler Bauteilaktivierung UG, EG Verwaltung
$T_{BTA\ UG\ VL}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung UG, EG Verwaltung
$T_{BTA\ UG\ RL}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung UG, EG Verwaltung
$T_{BTA\ UG\ Kern}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung UG
$T_{BTA\ EGV\ Kern}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung EG Verwaltung

Kühlung

Q_{adsorp}	Wärmezähler Solarenergie Adsorptionskältemaschine
$T_{adsorp\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarenergie Adsorptionskältemaschine
$T_{adsorp\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarenergie Adsorptionskältemaschine
$Q_{kühl}$	Wärmezähler Kühlung Adsorptionskältemaschine
$T_{kühl\ VL}$	Vorlauftemperatur Kühlung Adsorptionskältemaschine
$T_{kühl\ RL}$	Rücklauftemperatur Kühlung Adsorptionskältemaschine

Sonstiges

$T\text{-Außen}$	Außentemperatur
E_{WP}	Stromzähler Wärmepumpe
E_{AKM}	Stromzähler Adsorptionskältemaschine
$E_{Rückkühler}$	Stromzähler Rückkühler

7.6.3 Energiebilanz

Abbildung 106 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Neue Volksschule Hallwang“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (hellrot, gelb, orange) und die Wärmepumpe (türkis, violett, dunkelblau) statt. Bei Solaranlage und Wärmepumpe wird die gesamte Wärmemenge jeweils aufgeteilt in den Teil für die Warmwasserbereitung (und im Sommer Wärme für die Adsorptionskältemaschine, gelb-Solar, violett-Wärmepumpe), den Teil für die Lüftung und den Kindergarten (orange-Solar, dunkelblau-Wärmepumpe) sowie den Teil für die Bauteilaktivierung (hellrot-Solar, türkis-Wärmepumpe). Als Verbraucher treten die Bauteilaktivierung (hellblau), die Warmwasserbereitung (dunkelrot), die thermische Antriebsleistung für die Adsorptionskältemaschine (hellgrün), die Lüftung (blau) und der Kindergarten (grün) auf. In den Sommermonaten August und September wird der Großteil der Solarenergie für die Adsorptionskältemaschine verwendet. Die Warmwasserzirkulation ist jeden Tag von ca. 06:00 bis 22:00 Uhr in Betrieb. Dadurch entsteht jeden Monat ein ähnlich hoher Warmwasserverbrauch. Ab Oktober kann der Wärmebedarf der Bauteilaktivierung nicht mehr zur Gänze von der Solaranlage gedeckt werden. Eine Einspeisung der Solarenergie in den Kindergarten fand nur selten in der Übergangszeit (September und Oktober 2018 bzw. Februar und März 2019) statt.

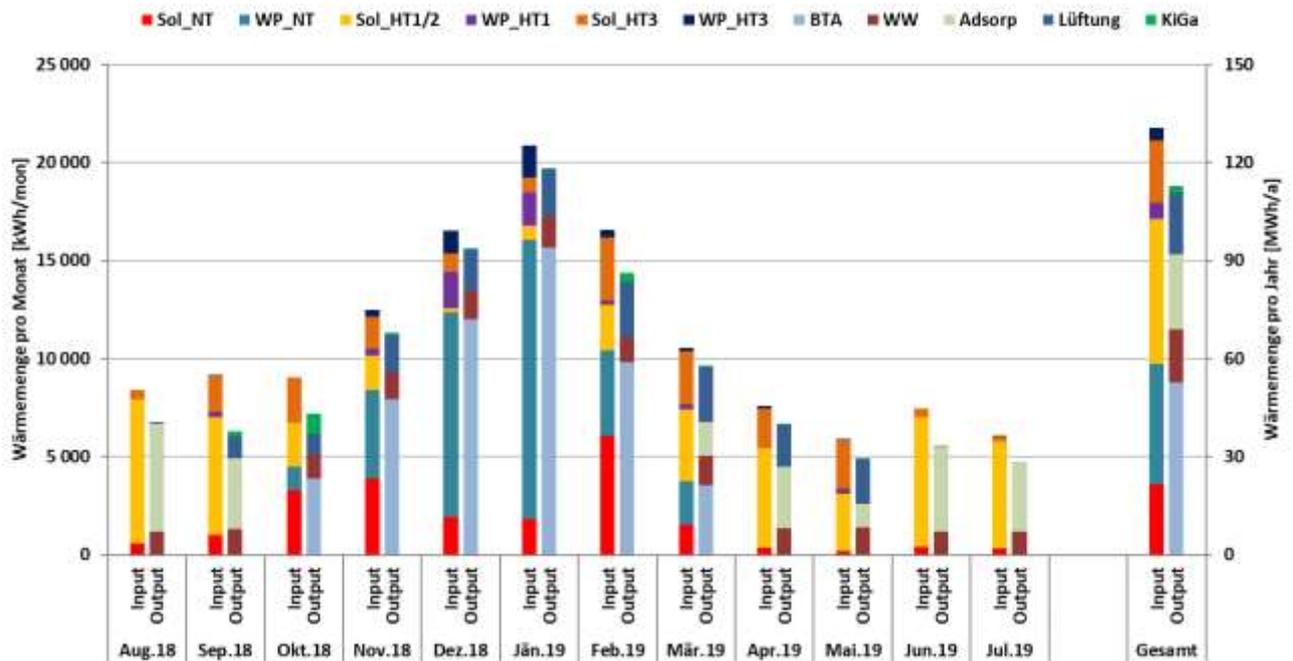


Abbildung 106: Energiebilanz der Anlage „Neue Volksschule Hallwang“ (August 2018 bis Juli 2019)

7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 107 bis Abbildung 109) 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 der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Neue Volksschule Hallwang“. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 490 m³ (Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

In Abbildung 107 ist der prognostizierte und der gemessene spezifische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in Kollektorebene angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 381,6 kWh/m²a prognostiziert. Der gemessene Solarertrag lag im Betrachtungszeitraum mit 337 kWh/m²a ca. 11% unter dem erwarteten Wert. Dies kann auf die Kombination von einem durchschnittlich um 32% kleineren Verbrauch bei gleichzeitig um rund 30 % höherer Einstrahlung gegenüber der Prognose zurückgeführt werden. Die gemessene Einstrahlung war in allen Monaten mit Ausnahme von Dezember 2018, Jänner 2019 und Mai 2019 über den erwarteten Werten.

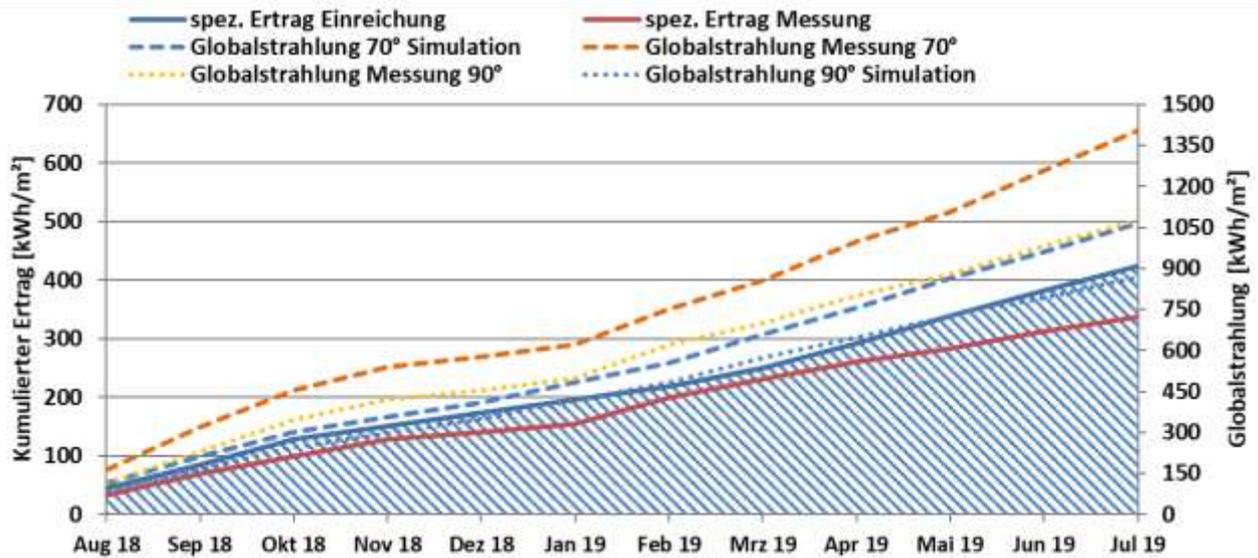


Abbildung 107: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Projekt „Neue Volksschule Hallwang“ (August 2018 bis Juli 2019)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 64,6 % angegeben. Abbildung 108 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und die Ergebnisse aus der Messung (rot). Der solare Deckungsgrad lag in den Monaten Oktober 2018, Dezember 2018 sowie Jänner 2019 und Mai 2019, hauptsächlich aufgrund von schlechter Einstrahlung, unter dem erwarteten Wert. In den restlichen Monaten wurde der prognostizierte Deckungsgrad erreicht oder übertroffen. Insgesamt lag der gemessene solare Deckungsgrad mit 65,1% leicht über dem erwarteten Wert.

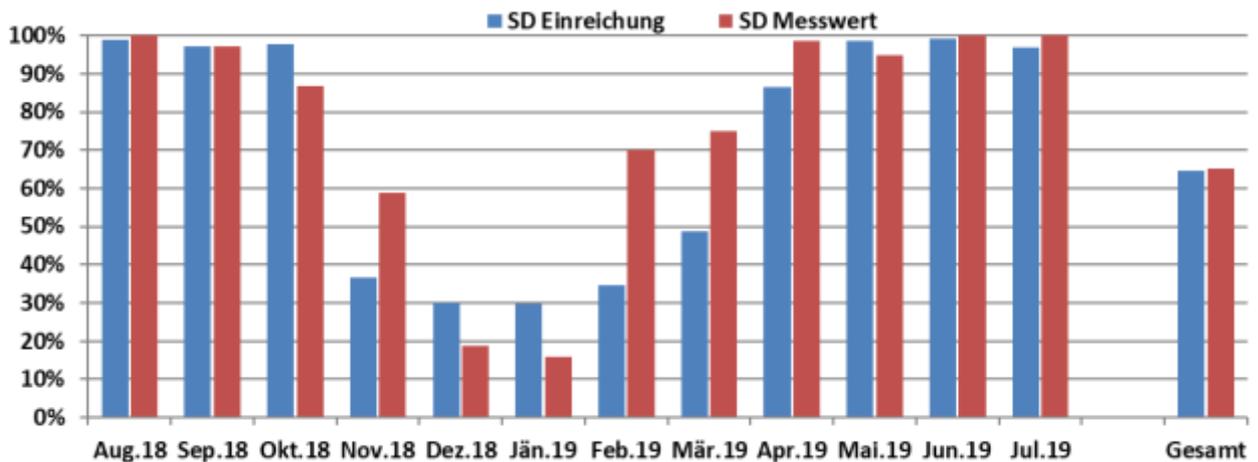


Abbildung 108: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Neue Volksschule Hallwang“ (August 2018 bis Juli 2019)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme (inkl. Wärmebereitstellung für den Betrieb der Adsorptionskältemaschine) durch die Verbraucher ist Abbildung 109 zu entnehmen. Der gemessene Verbrauch lag mit 112,7 MWh ca. 32% unter dem prognostizierten Wert. Speziell in den Sommermonaten (August 2018, Mai, Juni und Juli 2019) wurde weniger Verbrauch gemessen als ursprünglich während der Einreichphase angenommen.

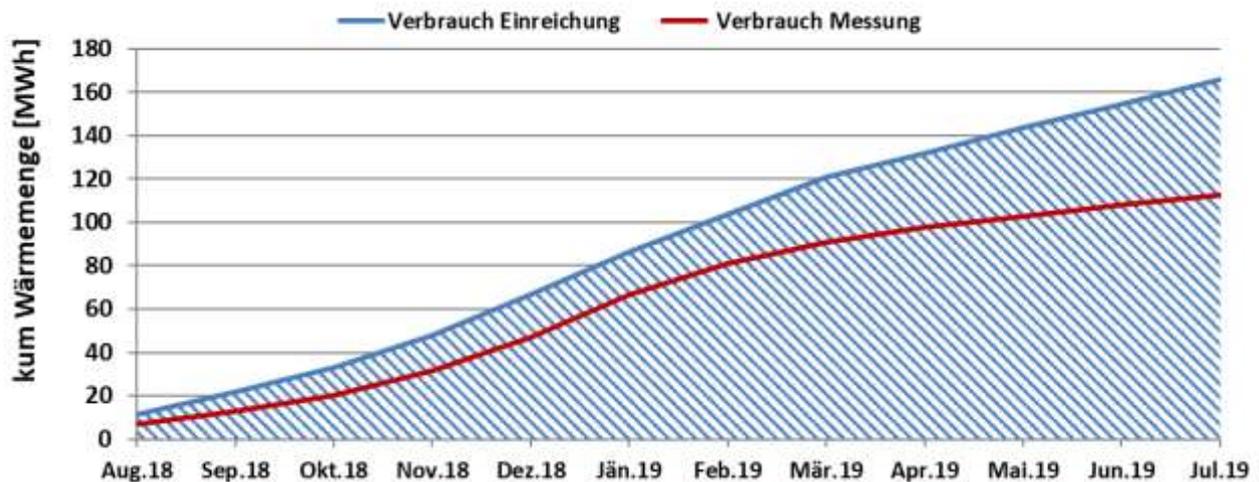


Abbildung 109: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „Neue Volksschule Hallwang“ (August 2018 bis Juli 2019)

7.6.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel im Gesamtsystem durchgeführt. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage und der Wärmepumpe mit der Bauteilaktivierung als interessant angesehen werden.

Abbildung 110 bis Abbildung 114 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen, die Temperaturverläufe und die Volumenströme der Adsorptionskältemaschine und der Bauteilaktivierung sowie die Betonkerntemperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag. Während der Nachtstunden wird der Niedertemperaturpufferspeicher und in Folge die Bauteilaktivierung mit einer Vorlauftemperatur von ca. 21 °C durch passive Kühlung über die Tiefensonden versorgt (Abbildung 113 und Abbildung 114, blauer Bereich). Im Sommer wird die solare Wärme hauptsächlich zur Versorgung der Adsorptionskältemaschine verwendet. Die Solaranlage versorgte an diesem Tag die Adsorptionskältemaschine (vgl. Abbildung 110, Abbildung 111 und Abbildung 112) direkt über die seriell verschalteten Hochtemperaturpufferspeicher 1 und 2. Dabei wurde das Temperaturniveau des solaren Vorlaufs von 65 °C bis 78 °C über den Pufferspeicher direkt von der Adsorptionskältemaschine übernommen. Der kühle Vorlauf der Kältemaschine von ca. 22°C bis 19 °C wurde über den Niedertemperaturpufferspeicher als hydraulische Weiche in die Bauteilaktivierung gespeist (vgl. Abbildung 113, gelber Bereich). Abbildung 114 zeigt die Kühlung der Bauteilaktivierung über den Niedertemperaturpufferspeicher (blauer Bereich = passive Kühlung, gelber Bereich = aktive Kühlung).

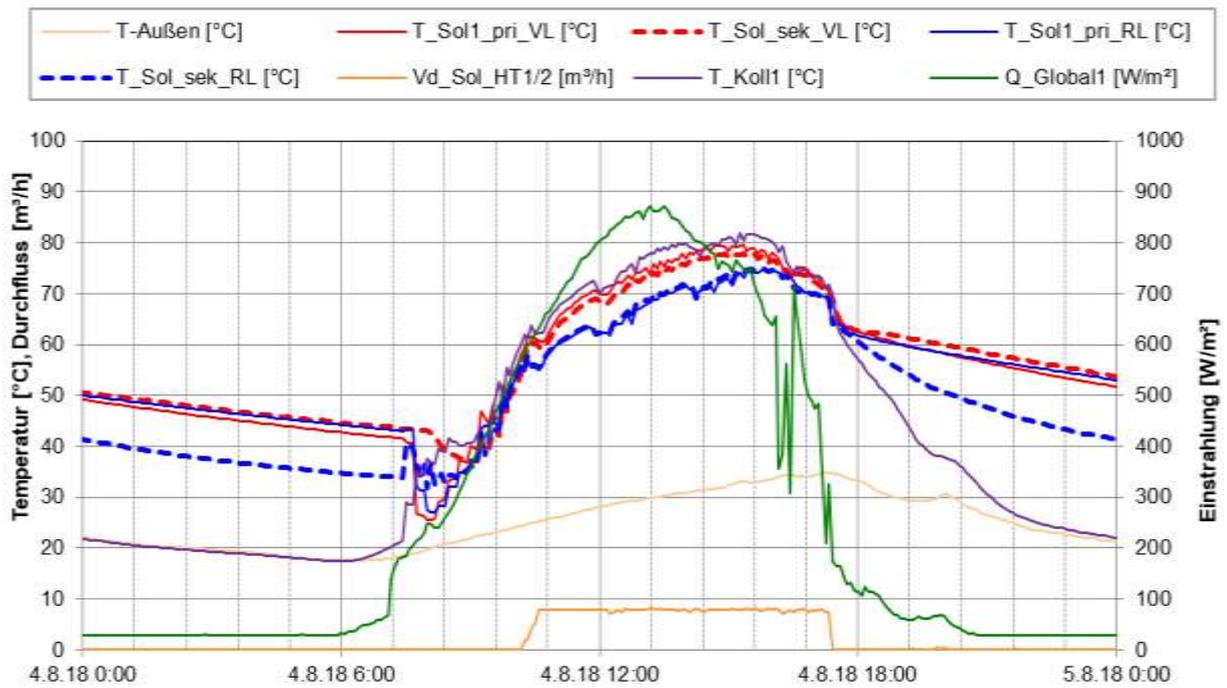


Abbildung 110: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis (Warmwasser/Kühlung) zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2018)

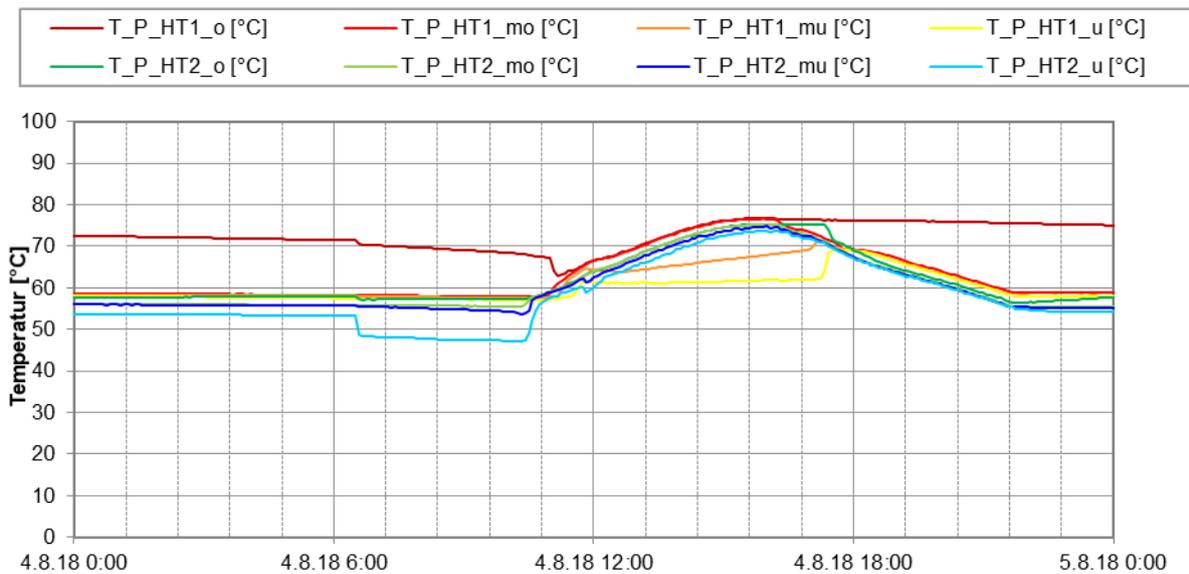


Abbildung 111: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen in Puffer HT1 (rot/gelb) und Puffer HT2 (grün/blau) an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2018)

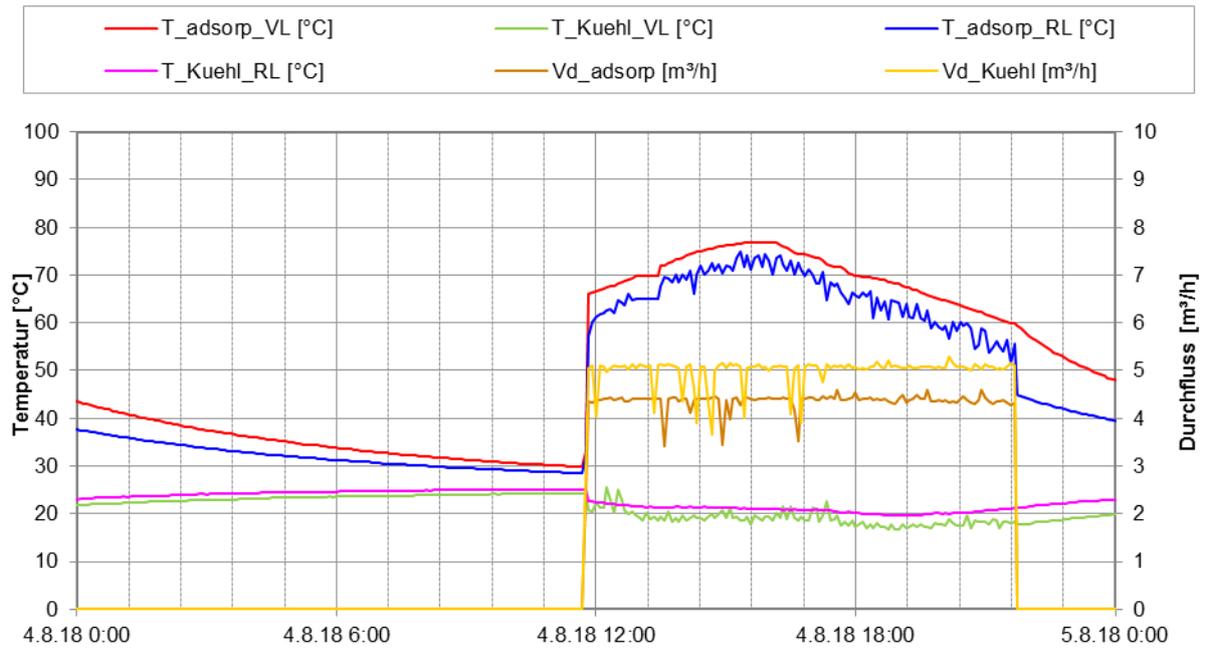


Abbildung 112: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms der Adsorptionskältemaschine an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2018)

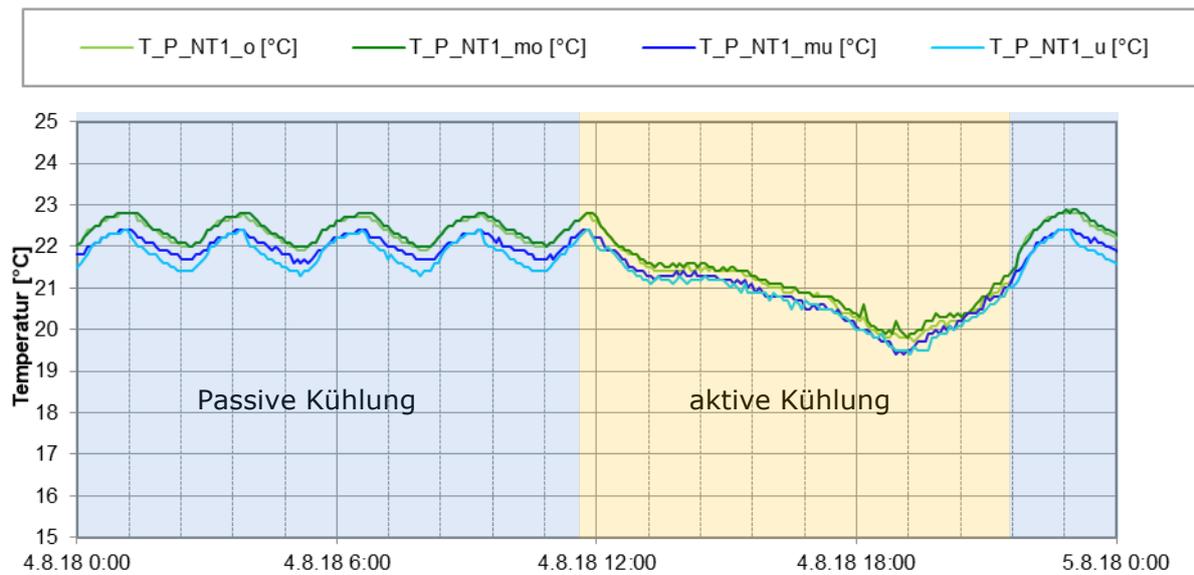


Abbildung 113: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen im Niedertemperaturpuffer an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2018)

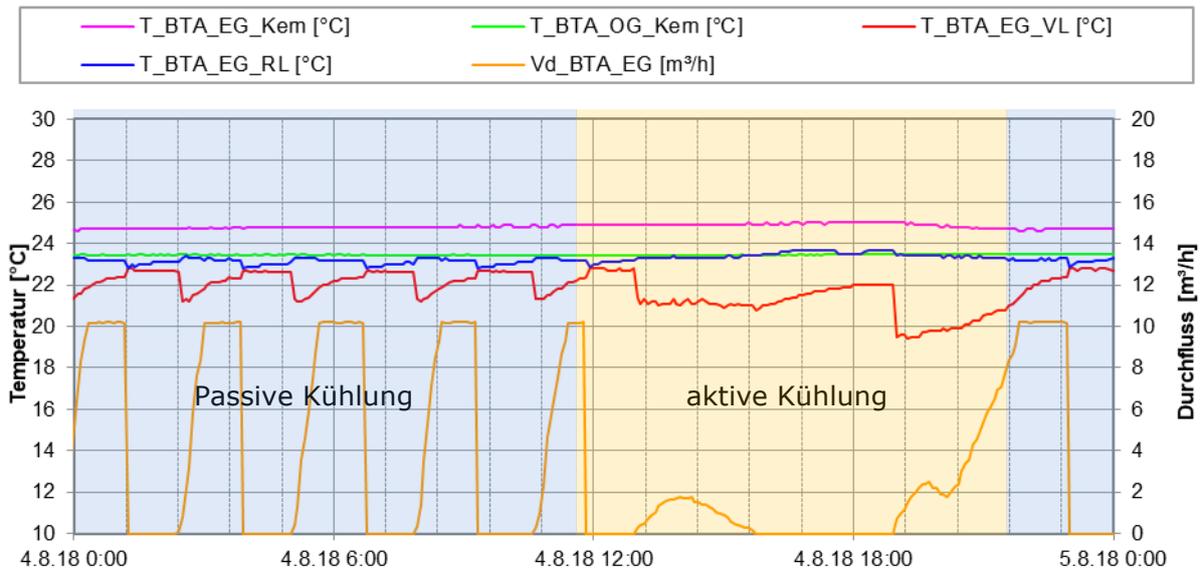


Abbildung 114: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Bauteilaktivierungskreislauf zuzüglich Bodentemperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2018)

Abbildung 115 bis Abbildung 118 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen, Temperaturverläufe und Volumenstrom der Warmwasserladung durch die Wärmepumpe und des Warmwasserkreislaufes. Bei dem dargestellten Tag handelt es sich um einen Tag mit wechselhafter Einstrahlung im November (05.11.2018). Nach Einschalten der Solaranlage wurde zunächst aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus des Kollektors mit einer Vorlauftemperatur von 30 °C bis 40 °C in den Niedertemperaturpufferspeicher für die Versorgung der Bauteilaktivierung gespeist (Volumenstrom BTA – schwarz) und in den Pufferspeicher 3 (HT 3) zur Versorgung der Lüftung bzw. des Kindergartens (Volumenstrom Lüftung/Kindergarten – braun). Danach wurde ab 11:30 aufgrund der höheren Kollektortemperatur, der Pufferspeicher für die Warmwasserversorgung mit einer Vorlauftemperatur von 55 °C bis 70 °C gespeist. Da für die Warmwasserzirkulation (ab 06:30) Vorlauftemperaturen von 50 °C benötigt werden, wird der Warmwasserpufferspeicher (HT 1) über die Wärmepumpe nachgeheizt (vgl. Abbildung 116 bis Abbildung 118). Der Pufferspeicher wird dabei mit einer Vorlauftemperatur von 55 °C von der Wärmepumpe versorgt, wobei der Speicher von der Wärmepumpe nur knapp über 50°C gehalten wurde. Dies hatte ein häufiges Ein- und Ausschalten der Wärmepumpe zur Folge. Ein Aufheizen des Pufferspeichers auf ca. 60°C wird vom Team der Begleitforschung empfohlen. Während der Nachheizung über die Wärmepumpe steigt aufgrund der niedrigeren Warmwasservorlauftemperatur der Volumenstrom am Frischwassermodul an.

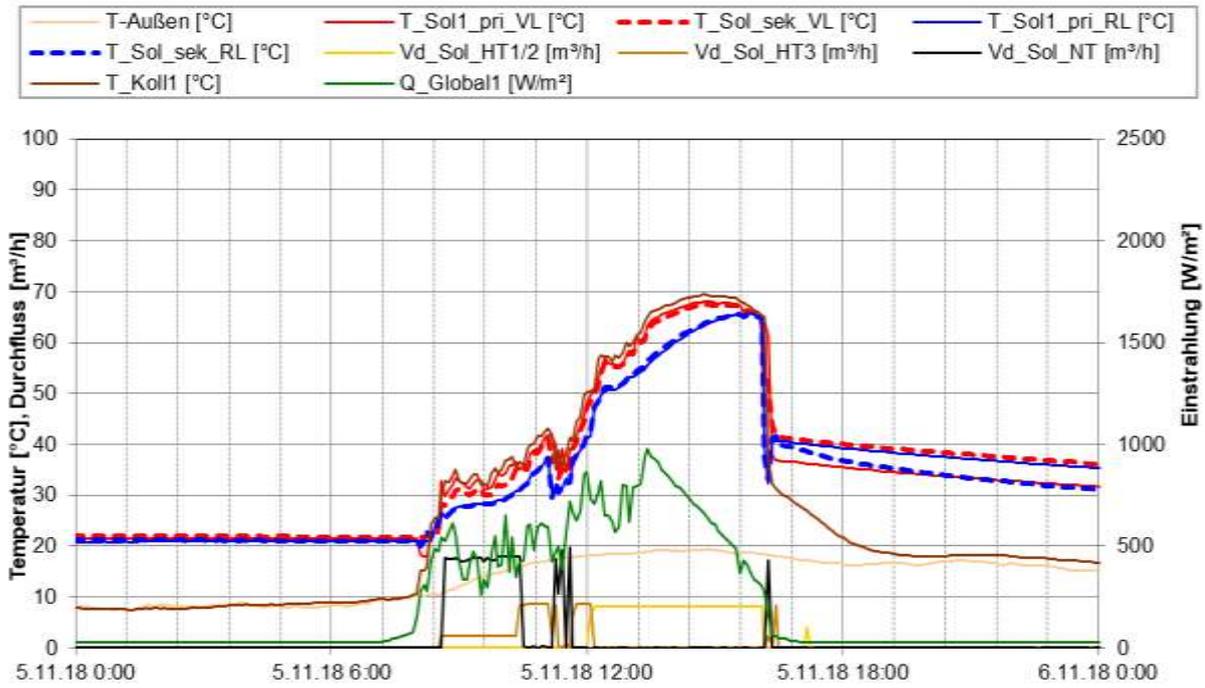


Abbildung 115: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (05.11.2018)

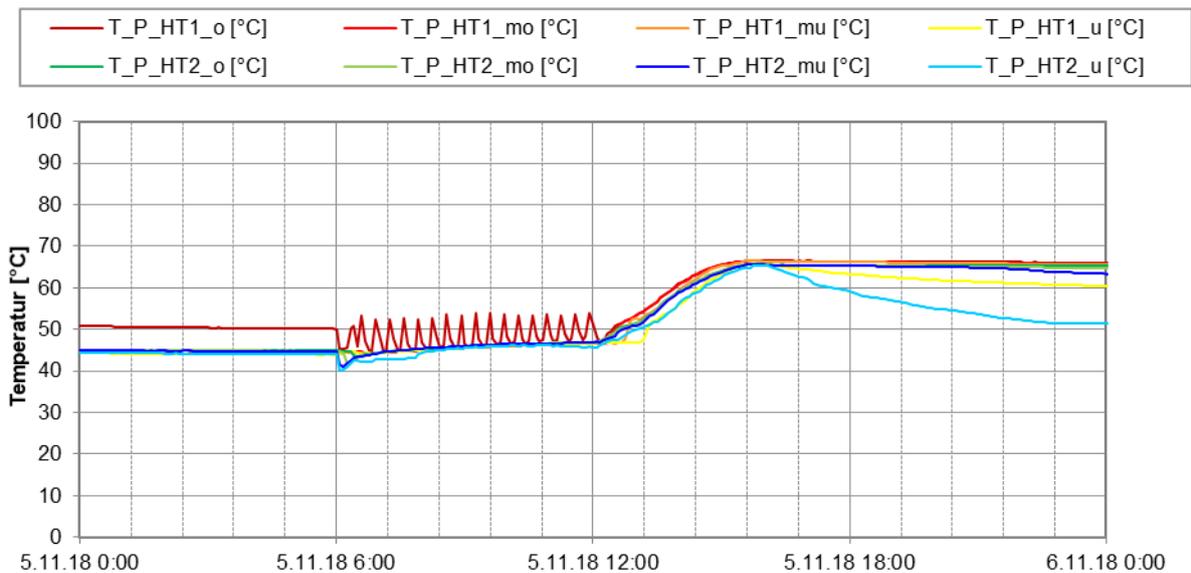


Abbildung 116: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen in Puffer HT1 (rot/gelb) und Puffer HT2 (grün/blau) (05.11.2018)

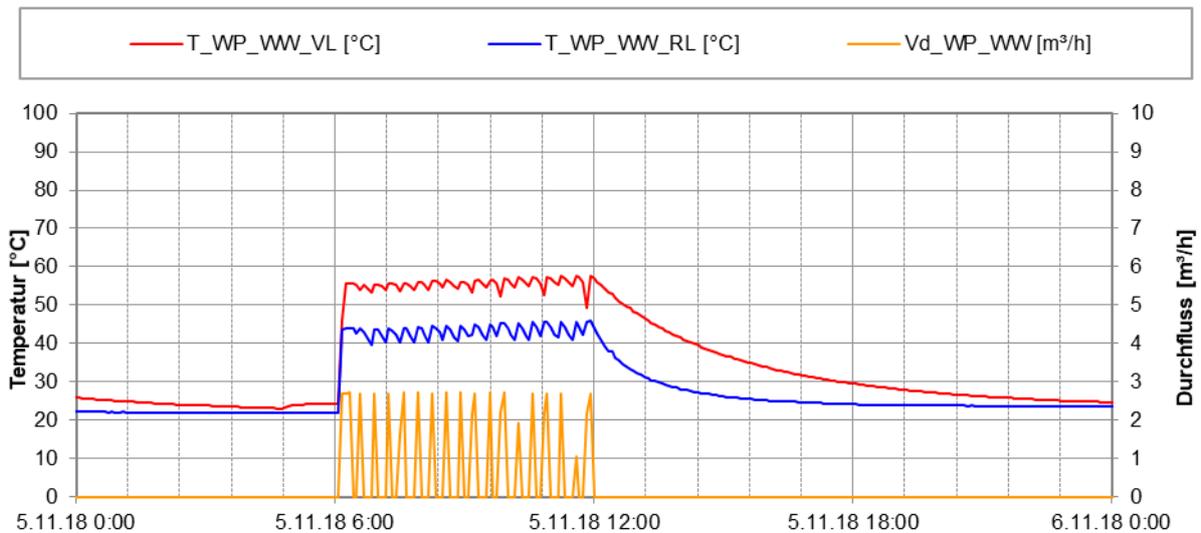


Abbildung 117: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms der Wärmepumpe Warmwasser (05.11.2018)

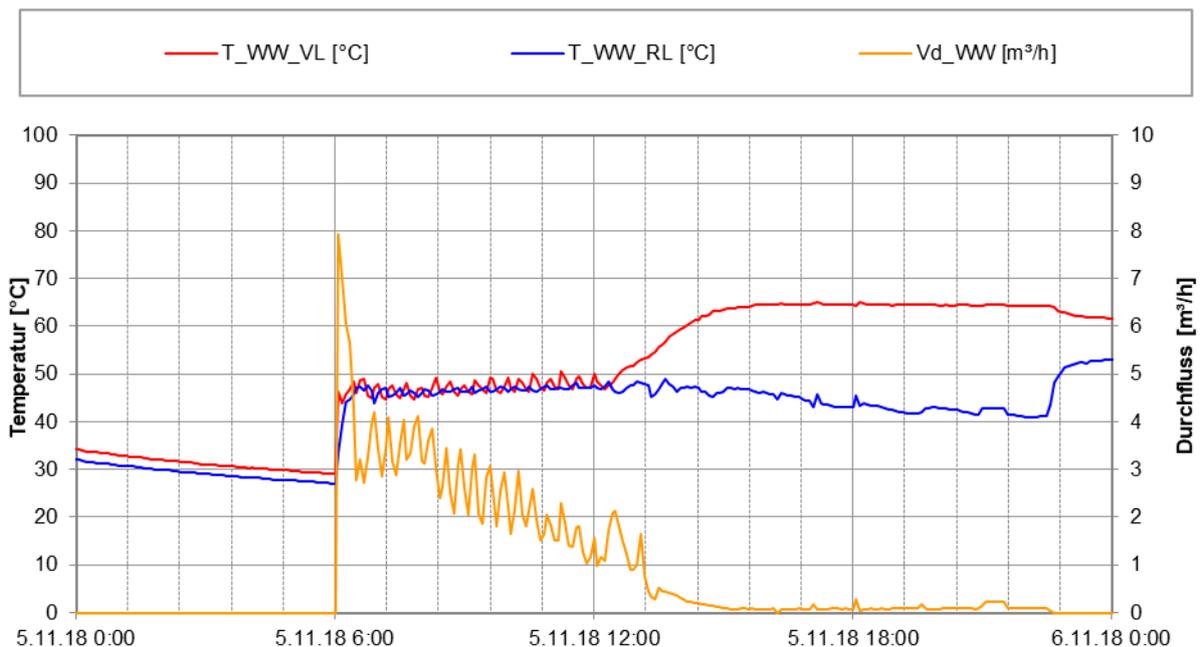


Abbildung 118: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms Warmwasserversorgung (05.11.2018)

Abbildung 119 bis Abbildung 121 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs und der Bauteilaktivierung, sowie die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte und die Pufferspeichertemperaturen. Bei dem dargestellten Tag handelt es sich um einen sonnigen Herbsttag (12.11.2018) und um ein beispielhaftes Verhalten der Bauteilaktivierung bei Solareintrag. Da im Pufferspeicher ausreichend Wärme vorhanden war, wurde die Bauteilaktivierung im Untergeschoß dauerhaft mit einem niedrigen Volumenstrom versorgt. Um 08:30 Uhr startete die Solaranlage und belud den Niedertemperaturpufferspeicher. Nach Einschalten der Solaranlage, wurde auch das Erdgeschoß beheizt. Die Vorlauftemperaturen zwischen 50 °C und 60 °C werden vor der Beimischung gemessen. Ab einer Puffertemperatur von 60 °C (vgl. Abbildung 120) wurde auf die Beladung des Warmwasserpufferspeichers umgeschaltet.

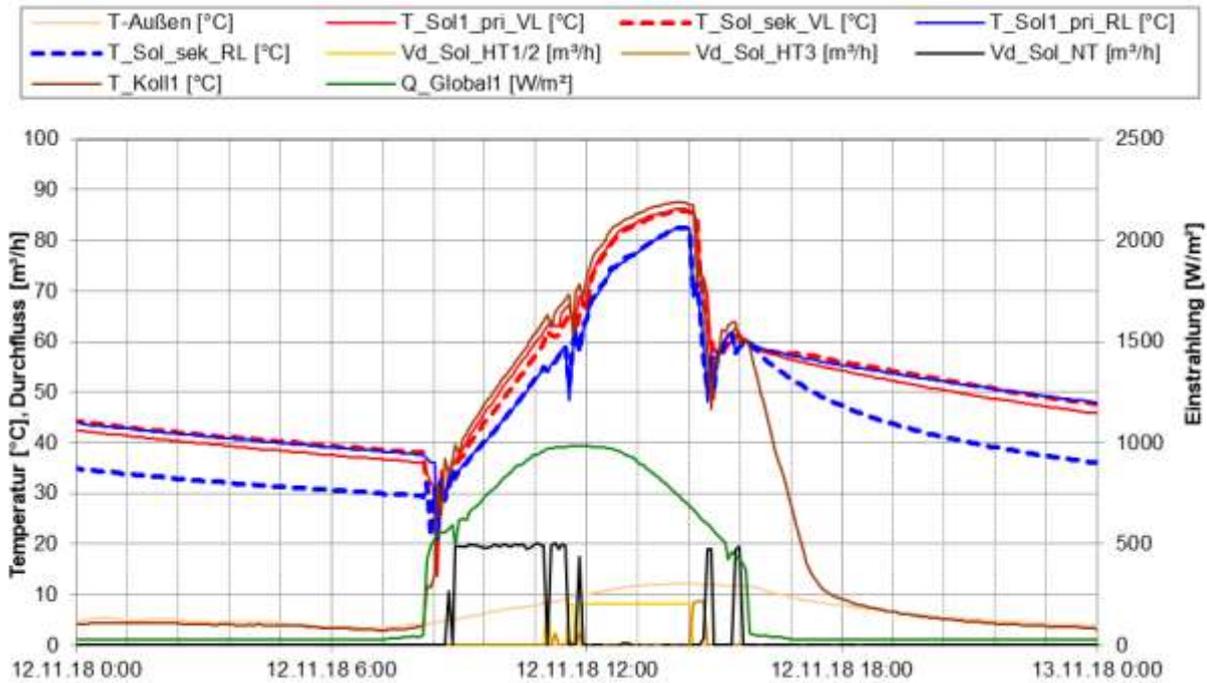


Abbildung 119: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag im November (12.11.2018)

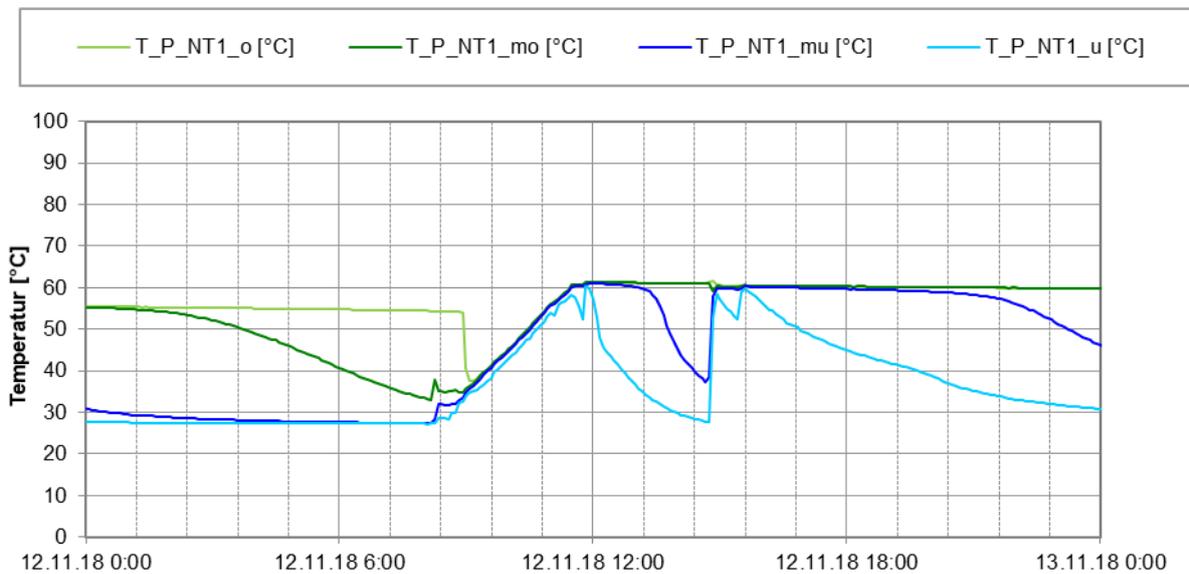


Abbildung 120: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen im Niedertemperaturpuffer an einem einstrahlungsreichen Tag im November (12.11.2018)

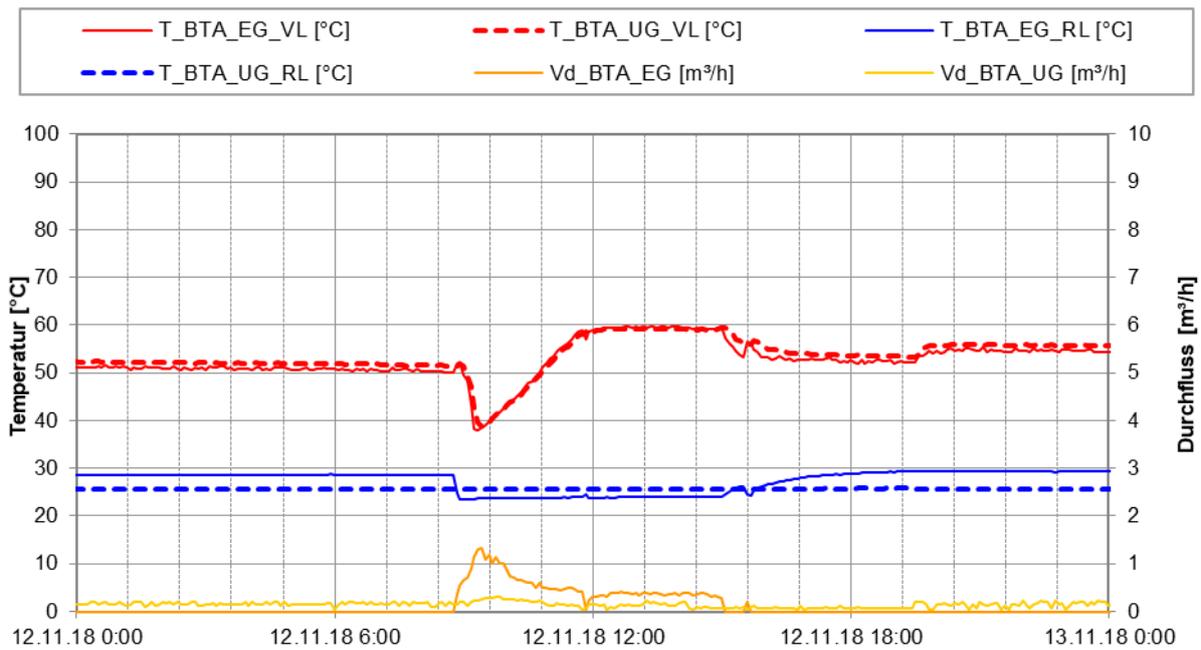


Abbildung 121: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Bauteilaktivierungskreislauf an einem einstrahlungsreichen Tag im November (12.11.2018)

Abbildung 122 bis Abbildung 124 zeigen die Temperaturverläufe und Volumenstrom der „Wärmepumpe Bauteilaktivierung“ und des Bauteilaktivierungskreises sowie die Pufferspeichertemperaturen. Beim dargestellten Tag handelt es sich um einen einstrahlungsarmen Herbsttag (21.11.2018). Wie in Abbildung 123 ersichtlich, war der Niedertemperaturpuffer für die Bauteilaktivierung zu diesem Zeitpunkt komplett entleert. Um den Wärmebedarf der Bauteilaktivierung zu decken, wurde über die Wärmepumpe (Abbildung 122) nachgeheizt. Der Schaltzyklus war hier sehr viel niedriger als bei Beheizung des Warmwasserpufferspeichers. Die Wärmepumpe heizte den Pufferspeicher mit einer Vorlauftemperatur von ca. 34 °C ca. eine Stunde auf. Das Untergeschoß konnte damit ca. 5 Stunden lang mit einer Vorlauftemperatur von ca. 30 °C versorgt werden (vgl. Abbildung 124).

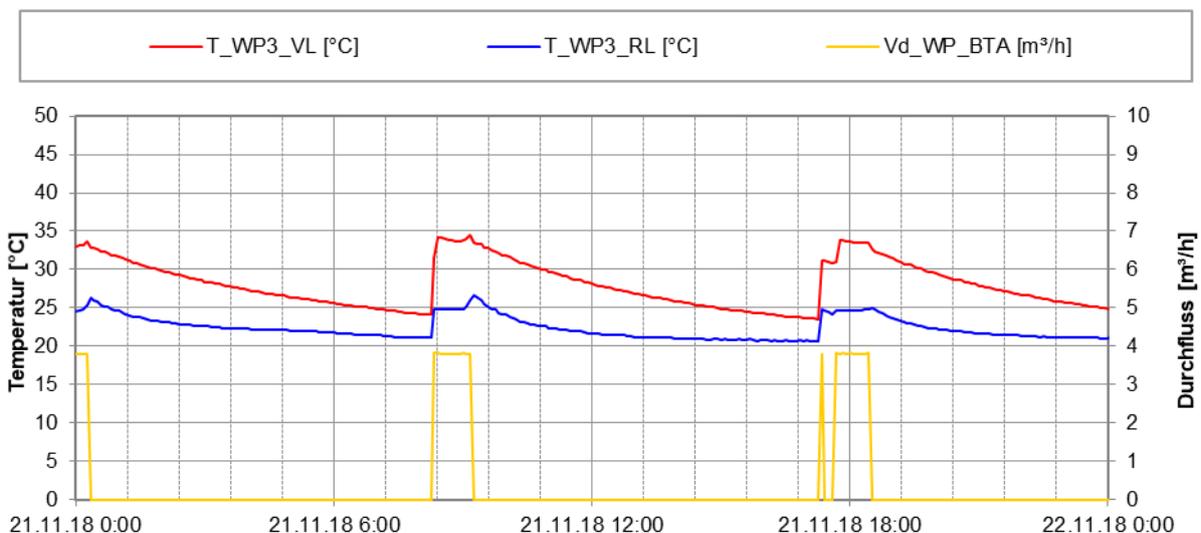


Abbildung 122: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms der Wärmepumpe Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsarmen Tag (21.11.2018)

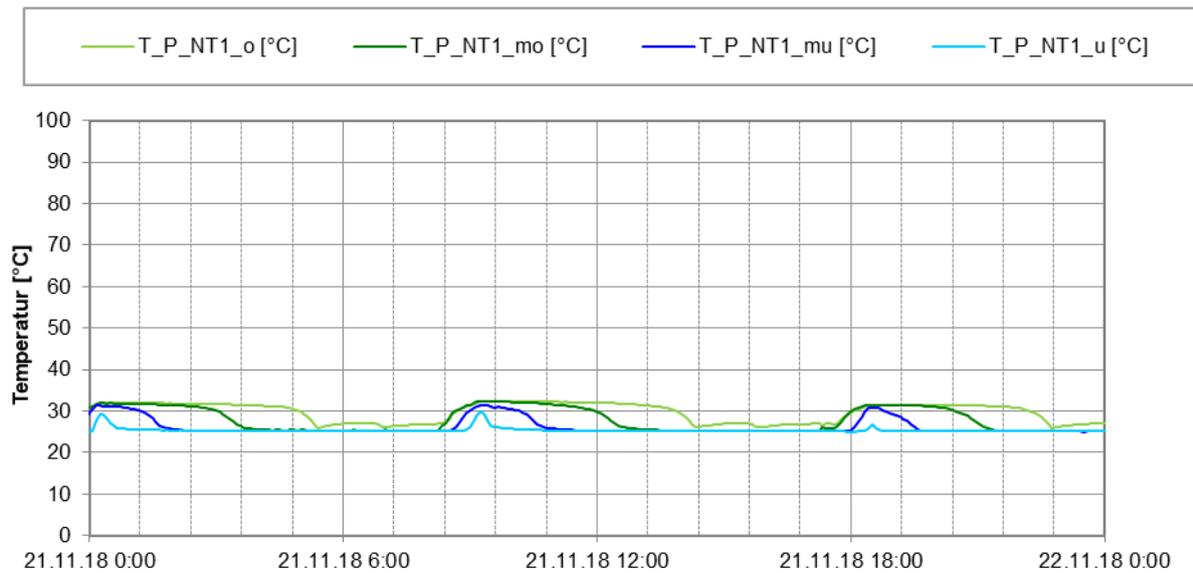


Abbildung 123: Beispielhafter Temperaturverlauf der Pufferspeichertemperaturen im Niedertemperaturpuffer an einem einstrahlungsarmen Tag (21.11.2018)

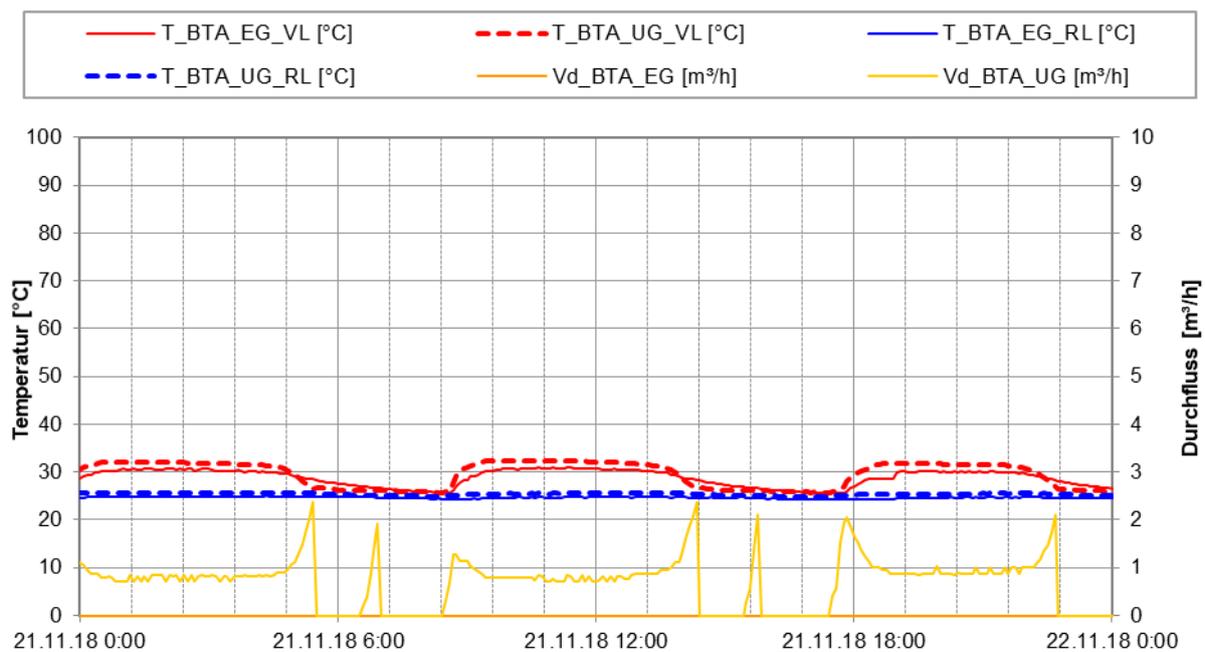


Abbildung 124: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Bauteilaktivierungskreislauf an einem einstrahlungsarmen Tag (12.11.2018)

Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Tiefensonde), die Wärmemengen und der Stromverbrauch als auch die durchschnittlichen Abgabetemperatur der Wärmepumpe in den unterschiedlichen Betriebsmodi „Nachheizung Puffervolumen Warmwasser“ (durchgezogene Linien), „Nachheizung Puffervolumen Bauteilaktivierung“ (strichlierte Linien), „Nachheizung Puffervolumen Lüftung“ (hellrote/-blaue Linien) sind in Abbildung 125 dargestellt. Im Betrachtungszeitraum konnte eine Gesamtarbeitszahl über alle Modi von 5 gemessen werden. In Monaten wo nur die Wärmepumpe nur die Warmwasserbereitung versorgte (September 2018) wurde eine Arbeitszahl von 4 und im Monaten wo nur die Bauteilaktivierung versorgt wurde, eine Arbeitszahl von 5,9 bis 6,1 gemessen.

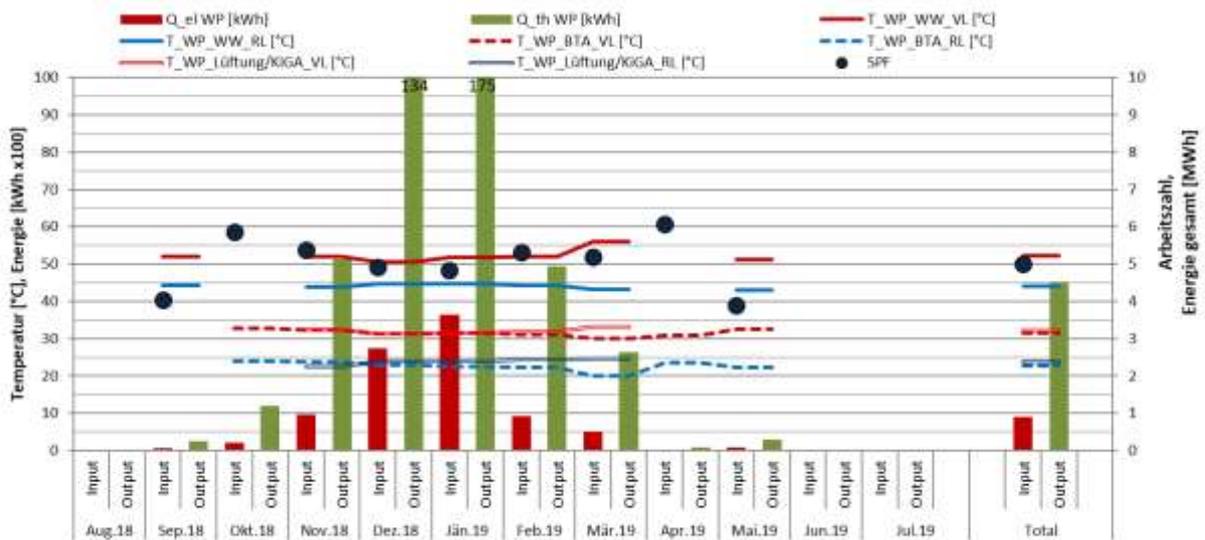


Abbildung 125: Detailanalyse der Wärmepumpe durch Bestimmung der Betriebsmodi hinsichtlich Temperaturniveaus und Berechnung der Arbeitszahl

Die Arbeitszahlen der Adsorptionskältemaschine, die Wärmemengen und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen des Heißwasser-Kreislaufes $Q_{Adsorber}$ (durchgezogene Linien) und des Kaltwasser-Kreislaufes $Q_{Kühl}$ (strichlierte Linien) sind in Abbildung 126 dargestellt. Die Kältemaschine war in den Monaten August und September 2018 sowie März bis Juli 2019 im Betrieb und erreichte Arbeitszahlen bis 0,5. Laut Datenblatt der Maschine liegt der thermische COP im Nennarbeitspunkt bei 0,54 (85/75 °C Heißwasser-Kreislauf, 19/15 °C Kaltwasser-Kreislauf). Die Messwerte zeigen, dass Kältemaschine bisher beinahe im Nennarbeitspunkt betrieben wurde.

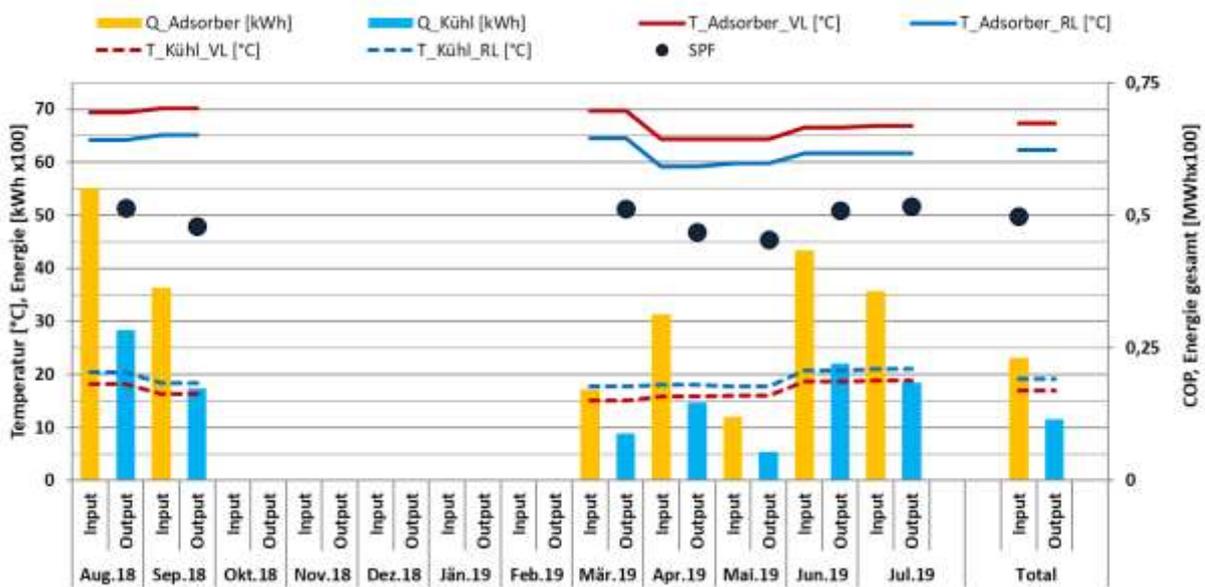


Abbildung 126: Detailanalyse der Adsorptionskältemaschine durch Bestimmung der Betriebsmodi hinsichtlich Temperaturniveaus und Berechnung der Arbeitszahl

Als weiterführende Analyse sind in Abbildung 127 bis Abbildung 132 Darstellungen der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf Temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt.

Die Solaranlage arbeitet auf 3 Temperaturniveaus: Warmwasser (Sol HT1/2; 69/61 °C), Lüftung (Sol HT2; 52/40 °C) und Bauteilaktivierung (Sol NT; 42/20 °C). Der Temperaturbereich für die solare Beladung der Warmwasser-Pufferspeicher (HT1 und HT2) stimmt gut überein mit den Temperaturen der Warmwasserbereitung (62/41 °C) in Abbildung 131 bzw. mit der thermischen Antriebsenergie der Adsorptionskältemaschine (67/62 °C) in Abbildung 132. Pufferspeicher HT3 (Solar Lüftung) wird in einem sehr breiten Temperaturbereich von 25 °C bis 100 °C beladen. Als Senke stehen die Lüftungskreise (vgl. Abbildung 130; mittlere VL-Temperaturen von 39 °C für das OG, 40 °C für die Turnhalle und 33 °C für den Sanitärbereich) sowie der Kindergarten zur Verfügung. Letzterer wird nur bei solarem Überschuss bedient (81/53 °C). Der Niedertemperaturspeicher (NT1) für die Bauteilaktivierung wird hauptsächlich zwischen 20 °C bis maximal 60 °C solar beladen.

Die Wärmepumpe (Abbildung 128) speiste hauptsächlich in Pufferspeicher NT1 zur Versorgung der Bauteilaktivierung auf einem Temperaturniveau von 32/23 °C ein.

Die Bauteilaktivierung wurde im Heizfall auf einem Temperaturniveau von 29/23 °C (EG) bzw. 33/25 °C (UG) in guter Übereinstimmung mit den von der Wärmepumpe bereitgestellten Temperaturen betrieben.

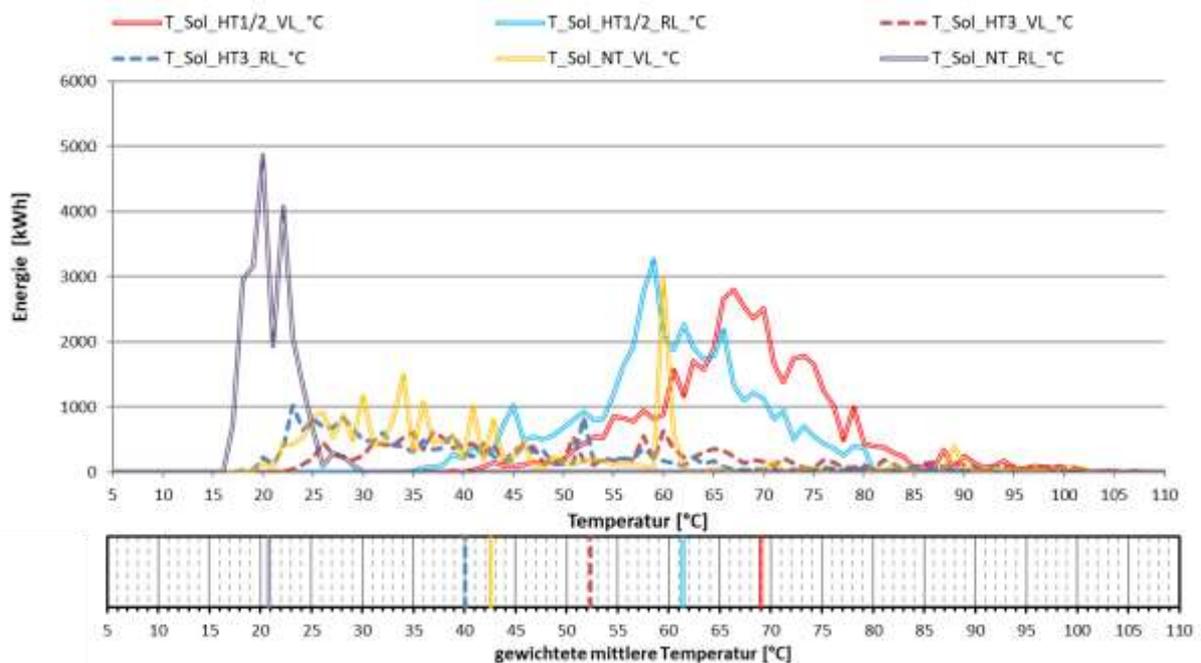


Abbildung 127: Darstellung der solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau im Betrachtungszeitraum

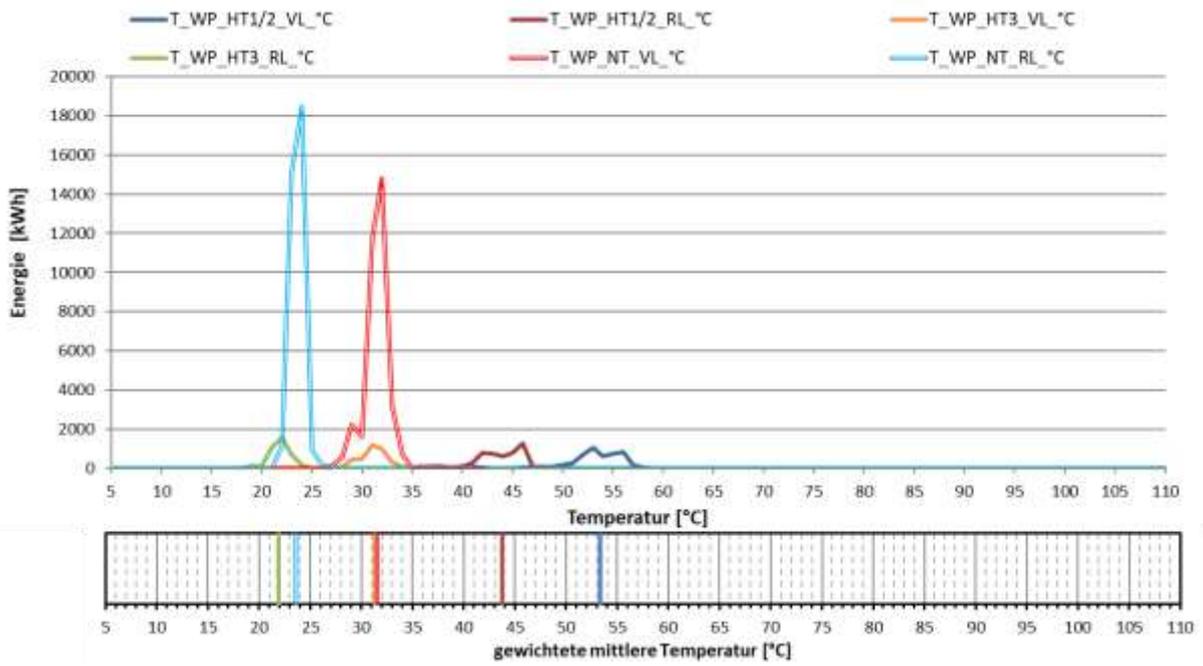


Abbildung 128: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Wärmepumpe im Betrachtungszeitraum

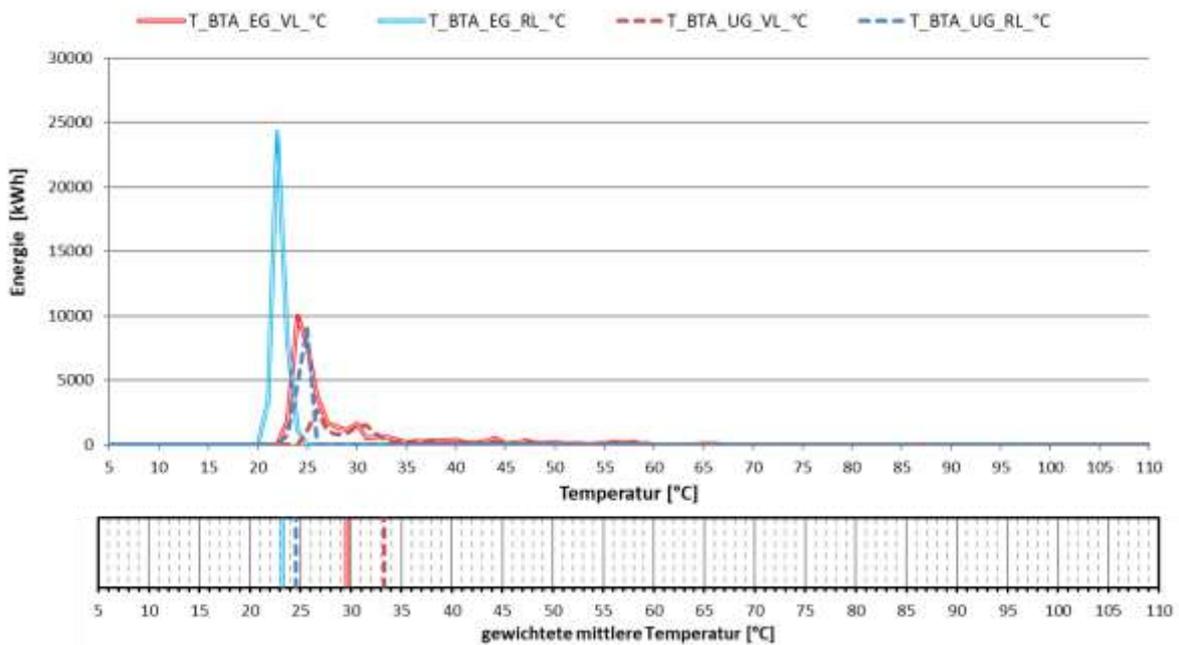


Abbildung 129: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Bauteilaktivierung im Betrachtungszeitraum

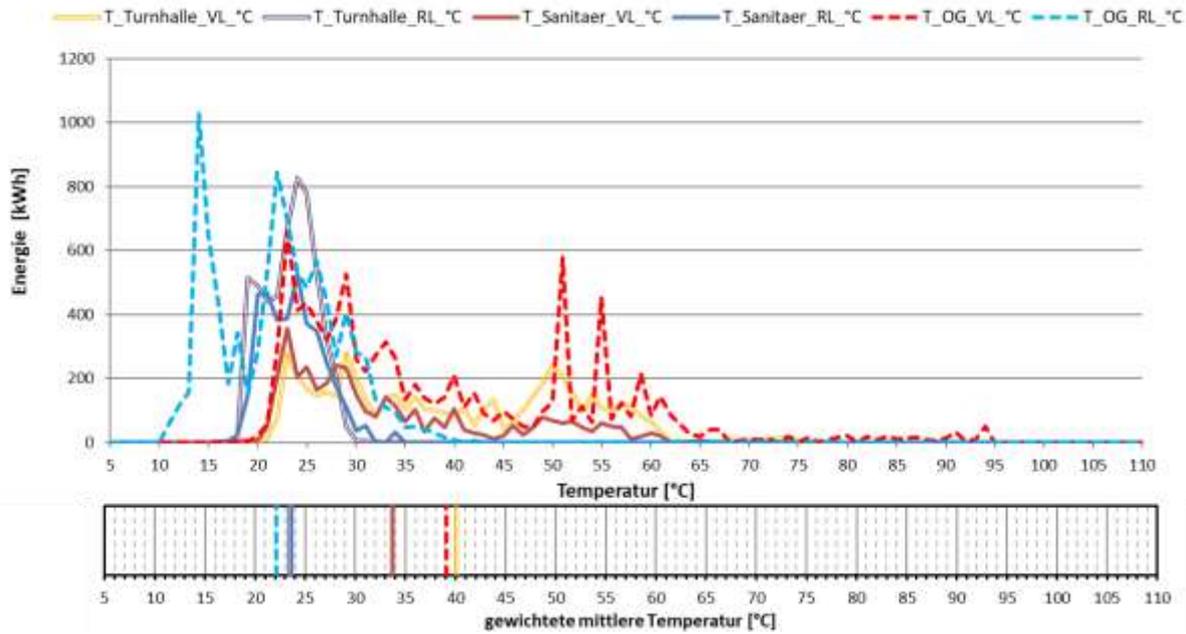


Abbildung 130: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Lüftungskreise im Betrachtungszeitraum

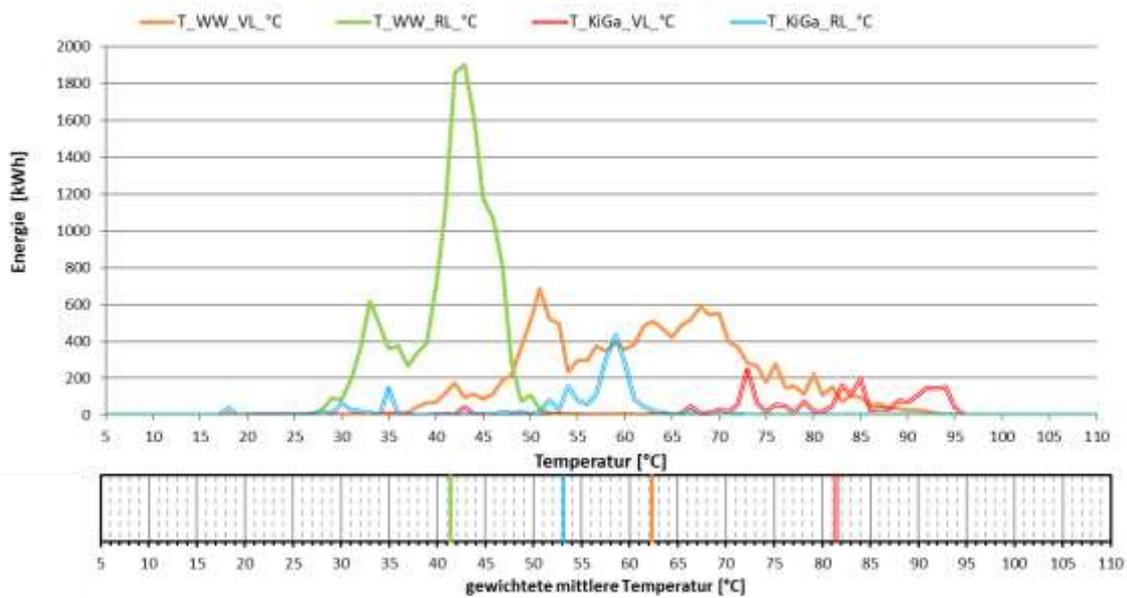


Abbildung 131: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Warmwasserbereitung und der solaren Überschussnutzung im Kindergarten im Betrachtungszeitraum

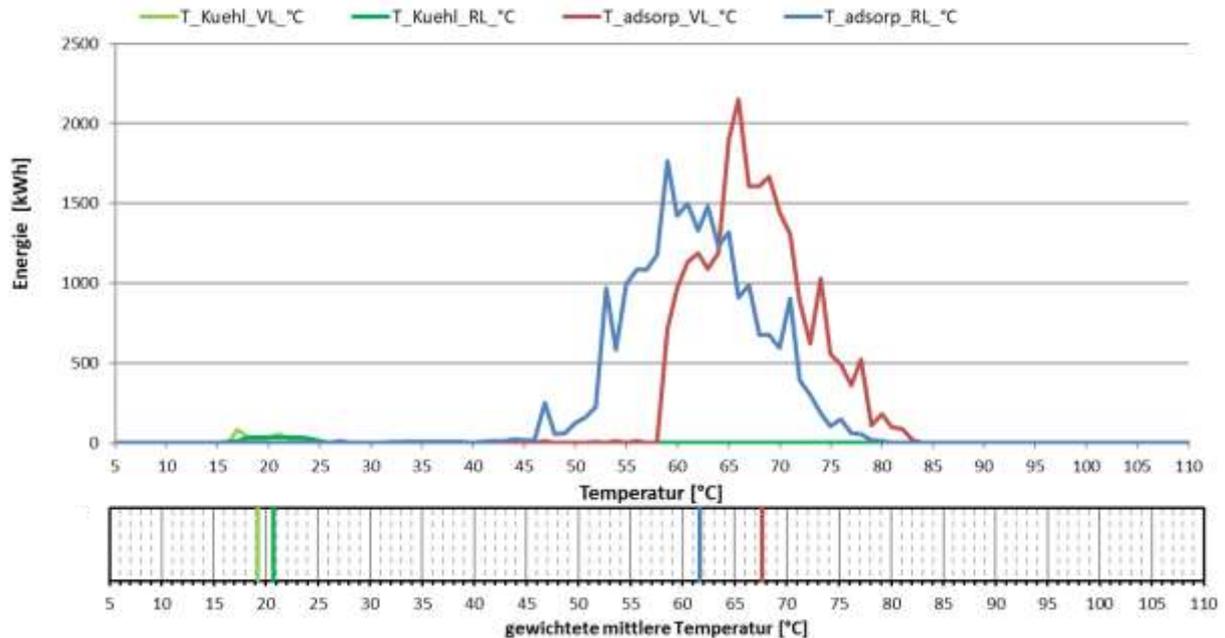


Abbildung 132: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Adsorptionskältemaschine für Antriebsenergie (adsorb) und Kühlenergie (Kuehl) im Betrachtungszeitraum

7.6.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bezeichnet werden. Der gemessene spezifische Solarertrag von 337 kWh/(m²a) lag in der Monitoringperiode aufgrund der Kombination von weniger Ertrag aber besserer Einstrahlung leicht unter dem erwarteten Wert. Insgesamt konnte ein guter solarer Deckungsgrad von 65,1 % erreicht werden.

Beim Betrieb der Bauteilaktivierung konnte Optimierungspotential festgestellt werden. Der Niedertemperaturspeicher wurde von der Solaranlage auf bis zu 60 °C aufgeheizt. Aus diesem Speicher wurde dann solange wie möglich die Bauteilaktivierung bedient. Das wiederum erfordert ein Heruntermischen der Vorlauftemperatur. Eine Möglichkeit wäre, den Pufferspeicher nur als hydraulische Weiche zu verwenden und die gewonnene Solarenergie so ohne Zwischenspeichern direkt in die Bauteile zu speisen. Diese Möglichkeit wurde mit dem Anlagenbetreiber diskutiert.

Wurden die Bauteile über die Wärmepumpe versorgt, beheizte die Wärmepumpe die Bauteile auf einem niedrigen Temperaturniveau (Vorlauftemperatur zwischen 30 °C und 35 °C) über den Pufferspeicher als hydraulische Weiche. Stand also keine Solarenergie zur Verfügung. Somit kam dieses Konzept bei Betrieb der Wärmepumpe bereits zum Einsatz. Für die Warmwasserbereitung werden Frischwassermodule verwendet. Wenn die geforderte Temperatur für die Zirkulation weder im Pufferspeicher noch am Kollektor gegeben war, wurde diese über die Wärmepumpe bereitgestellt. Durch die enge Hysterese schaltete die Wärmepumpe innerhalb einer Stunde oft mehrmals EIN/AUS. Dieses Verhalten wurden dem Anlagenbetreiber kommuniziert.

Prinzipiell wurde die Beladung der einzelnen Pufferspeicher gut geregelt. War die Kollektortemperatur niedrig, wurde der Niedertemperaturpuffer (BTA) beladen. Stieg im Laufe des Tages die Temperatur an, wurde stattdessen der Hochtemperaturpufferspeicher (WW) gespeist.

In den Sommermonaten wurde der Großteil der Solarenergie für die Adsorptionskältemaschine verwendet. Immer wenn Solarenergie zur Verfügung stand,

wurde die Kältemaschine damit versorgt. In der Nacht wurde zusätzlich noch passiv über die Tiefensonden der Wärmepumpe gekühlt. Die Kühlung über die Adsorptionskältemaschine war nicht immer notwendig, jedoch wurde die Adsorptionskältemaschine als Stagnationsschutz der Solaranlage geführt. Somit ging die Solaranlage in der Monitoringperiode kein einziges Mal in Stagnation.

7.7 Röm.-Kath. Pfarre St. Martin, S

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Pfarrhof St. Martin
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bauteilaktivierung für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Warmwasserversorgung Nachbargebäude
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	59,7 m ² Flachkollektor
<u>Ausrichtung:</u>	Ca. 25° nach Westen
<u>Neigung:</u>	90° Fassade, 35° auf dem Dach
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2000 l Pufferspeicher Warmwasser, 1000 l Pufferspeicher Heizung, 300 l Warmwasserspeicher (im Bestand), 40 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Nachheizung</u>	7 kW Gastherme (Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	69 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	228 kWh/m ² (Messung)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring mit April 2020 abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei der Anlage Pfarrhof St. Martin handelt es sich um eine Erweiterung zum bestehenden Pfarrhof in der Gemeinde Hallwang im Nordwesten von Salzburg mit dem Anspruch ein energetisches Vorzeigeprojekt zu bauen. Neben dem Pfarrhaus wurde an der Längsseite zum Kinderspielplatz ein ebenerdiges Erweiterungsbauwerk in Vollholzbauweise und Niedrigstenergiestandard errichtet (siehe Abbildung 133 und Abbildung 134). Mit einer beheizten Bruttogeschossfläche (BGF) von 264 m² wird der Wärmebedarf für den Neubau so weit wie möglich solar gedeckt werden. Überschüsse aus der thermischen Solaranlage dienen zur Wärmeversorgung des bestehenden Pfarrhauses. Dadurch wird der fossile Energieträger Gas im Bestandsgebäude teilweise substituiert.

Die Wärmeverteilung erfolgt über den Wärmespeicher Beton in der Bodenplatte sowie in der Decke. Zusätzlich wird ein 2000l Schichtspeicher für das Warmwasser, ein 1000l Schichtspeicher für die Heizung im Erweiterungsbau und ein 300 l Speicher für den Warmwasserbedarf im Bestand eingesetzt.

Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (69 % laut Messung) durch solarthermische Flachkollektoren mit einer gesamten Bruttokollektorfläche von 59,7 m², von denen 9,86 m² am Dach montiert und 49,82 m² in der Fassade integriert sind. Die Azimut-Ausrichtung ist ca. 25° nach Westen mit einer Neigung von 35° für die Kollektoren am Dach und 90° für die fassadenintegrierten Kollektoren (siehe Abbildung 135).

Die Anlagentechnik ist auf zwei Räume aufgeteilt (siehe Abbildung 136). Als Nachheizsystem wird die im Bestandsgebäude installierte Gastherme mit 7 kW Leistung verwendet.



Abbildung 133: Ansicht des Erweiterungsbaus Pfarrhof St. Martin (Quelle: AIT)



Abbildung 134: Innenansicht des Erweiterungsbaus Pfarrhof St. Martin (Quelle: AIT)



Abbildung 135: Ansicht des Erweiterungsbaus (rechts) Pfarrhof St. Martin mit Bestandsgebäude (links)(Quelle: AIT)



Abbildung 136: Ansicht Technikraum Neu (links) und Bestand (rechts) Pfarrhof St. Martin (Quelle: AIT)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für den Pfarrhof St. Martin ist in Abbildung 137 dargestellt. Die Solaranlage (60 m² Bruttokollektorfläche) belädt über einen externen Wärmeübertrager je nach Ladezustand den Heizungs-Pufferspeicher (1000 l, kurz RH-Pufferspeicher), den Warmwasser-Pufferspeicher (2000 l, kurz WW-Pufferspeicher) oder den 300 l Warmwasser-Speicher (kurz WW-Speicher) im Bestand. Zur Nachheizung erwärmt die Gastherme aus dem Bestand (7 kW) den RH-Pufferspeicher. Die Raumwärme wird über Bauteilaktivierung der Fußböden oder Decken bereitgestellt, wobei der Vorlauf aus dem obersten Bereich des RH-Pufferspeichers entnommen wird. Der Rücklauf der Bauteilaktivierung wird in den untersten Bereich des RH-Pufferspeichers eingeleitet. Der WW-Speicher im Bestand kann aus dem obersten Bereich des WW-Pufferspeichers gespeist werden, dessen Rücklauf in den untersten Bereich des WW-Pufferspeichers zurückgeleitet wird. Der Wärmeaustausch erfolgt über verschiedene erdverlegte Leitungen zwischen Neubau und Bestand.

Das Messkonzept umfasst sieben Wärmemengenzähler, 33 Temperatursensoren, sechs Ventilstellungen, einen Druckfühler und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

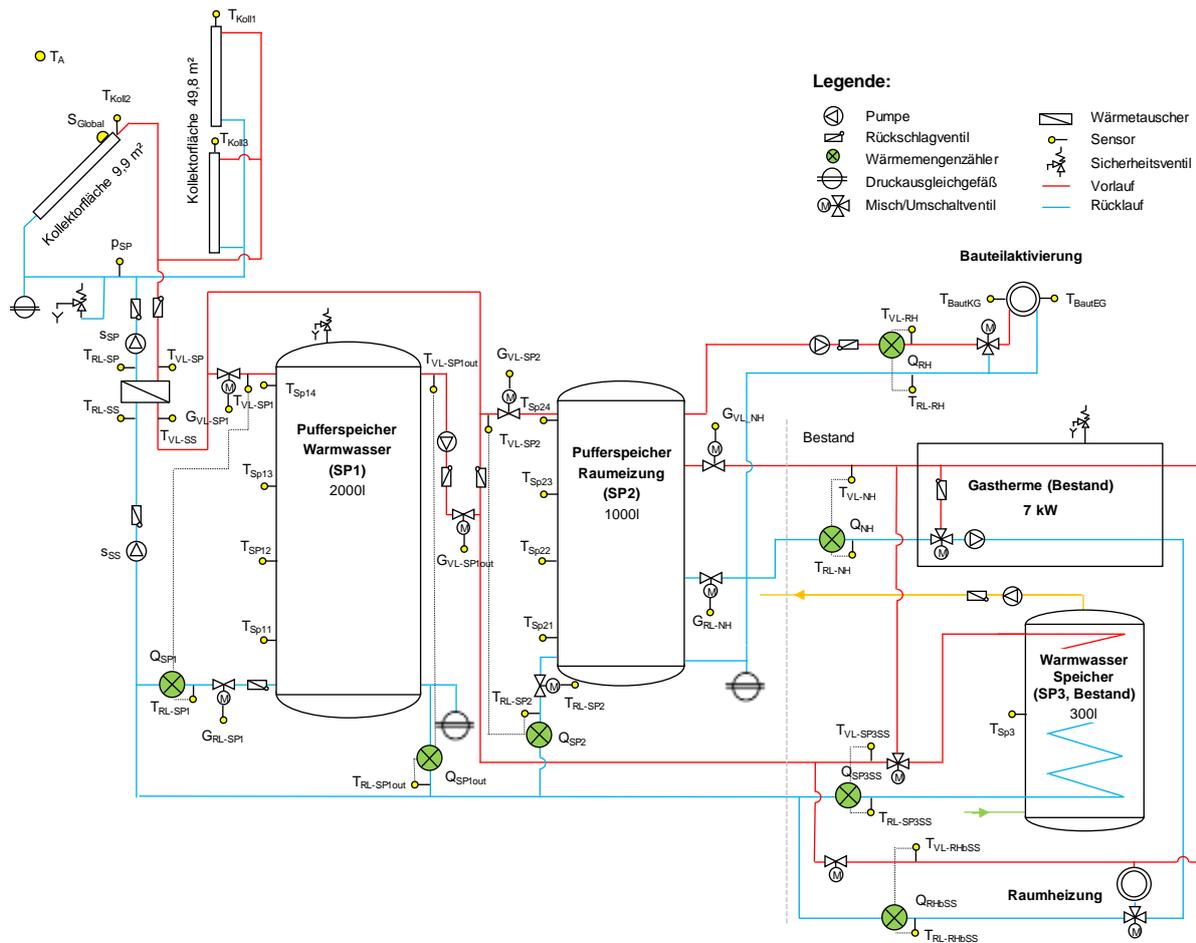


Abbildung 137: Schema Wärmeversorgungssystem für den Pfarrhof St. Martin

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solkreis

- S_{Global} Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- T_{Koll1} bis T_{Koll3} Kollektortemperaturen der drei Kollektorfelder
- P_{SP} Druckfühler im Solarprimärkreis
- T_{VL-SP} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
- T_{RL-SP} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
- T_{VL-SS} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
- T_{RL-SS} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
- G_{VL-SP1} VL Stellung des Ventils in den WW-Pufferspeicher
- G_{VL-SP2} VL Stellung des Ventils in den RH-Pufferspeicher
- G_{RL-SP1} RL Stellung des Ventils in den WW-Pufferspeicher
- G_{RL-SP2} RL Stellung des Ventils in den RH-Pufferspeicher

Pufferspeicher (SP1, SP2, SP3)

- T_{VL-SP1} Vorlauftemperatur Wärmehähler WW-Pufferspeicher
- T_{RL-SP1} Rücklauftemperatur Wärmehähler WW-Pufferspeicher
- Q_{SP1} Wärmehähler WW-Pufferspeicher
- $T_{VL-SP1out}$ Vorlauftemperatur Wärmehähler WW-Pufferspeicher Entnahme
- $T_{RL-SP1out}$ Rücklauftemperatur Wärmehähler WW-Pufferspeicher Entnahme
- Q_{SP1out} Wärmehähler WW-Pufferspeicher Entnahme
- T_{VL-SP2} Vorlauftemperatur Wärmehähler RH-Pufferspeicher

T _{RL-SP2}	Rücklauftemperatur Wärmezähler RH-Pufferspeicher
Q _{SP2}	Wärmezähler RH-Pufferspeicher
T _{Sp11}	Temperatur unten im WW-Pufferspeicher
T _{Sp12}	Temperatur Mitte unten im WW-Pufferspeicher
T _{Sp13}	Temperatur Mitte oben im WW-Pufferspeicher
T _{Sp14}	Temperatur oben im WW-Pufferspeicher
T _{Sp21}	Temperatur unten im RH-Pufferspeicher
T _{Sp22}	Temperatur Mitte unten im RH-Pufferspeicher
T _{Sp23}	Temperatur Mitte oben im RH-Pufferspeicher
T _{Sp24}	Temperatur oben im RH-Pufferspeicher
T _{VL-SP3SS}	Vorlauftemperatur Wärmezähler WW-Speicher
T _{RL-SP3SS}	Rücklauftemperatur Wärmezähler WW-Speicher
Q _{SP3SS}	Wärmezähler RH-Pufferspeicher
T _{Sp3}	Temperatur Mitte im WW-Speicher

Gastherme Bestand (Nachheizung)

T _{VL-NH}	Vorlauftemperatur Gastherme
T _{RL-NH}	Rücklauftemperatur Gastherme
Q _{NH}	Wärmezähler Gastherme
G _{VL-NH}	VL Stellung des Ventils von Nachheizung in RH-Pufferspeicher
G _{RL-NH}	RL Stellung des Ventils in Nachheizung aus RH-Pufferspeicher
T _{VL-RHbSS}	Vorlauftemperatur Gastherme
T _{RL-RHbSS}	Rücklauftemperatur Gastherme
Q _{RHbSS}	Wärmezähler Gastherme

Bauteilaktivierung

T _{BautKG}	Temperatur im Betonkern Kellergeschoss
T _{BautEG}	Temperatur im Betonkern Erdgeschoss
T _{VL-RH}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
T _{RL-RH}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
Q _{RH}	Wärmezähler Bauteilaktivierung

Umgebung

T _A	Außenlufttemperatur
----------------	---------------------

7.7.3 Energiebilanz

Die Energiebilanzen des Pfarrhof St. Martin sind in Abbildung 138 und Abbildung 139 dargestellt, wobei Abbildung 139 von Abbildung 138

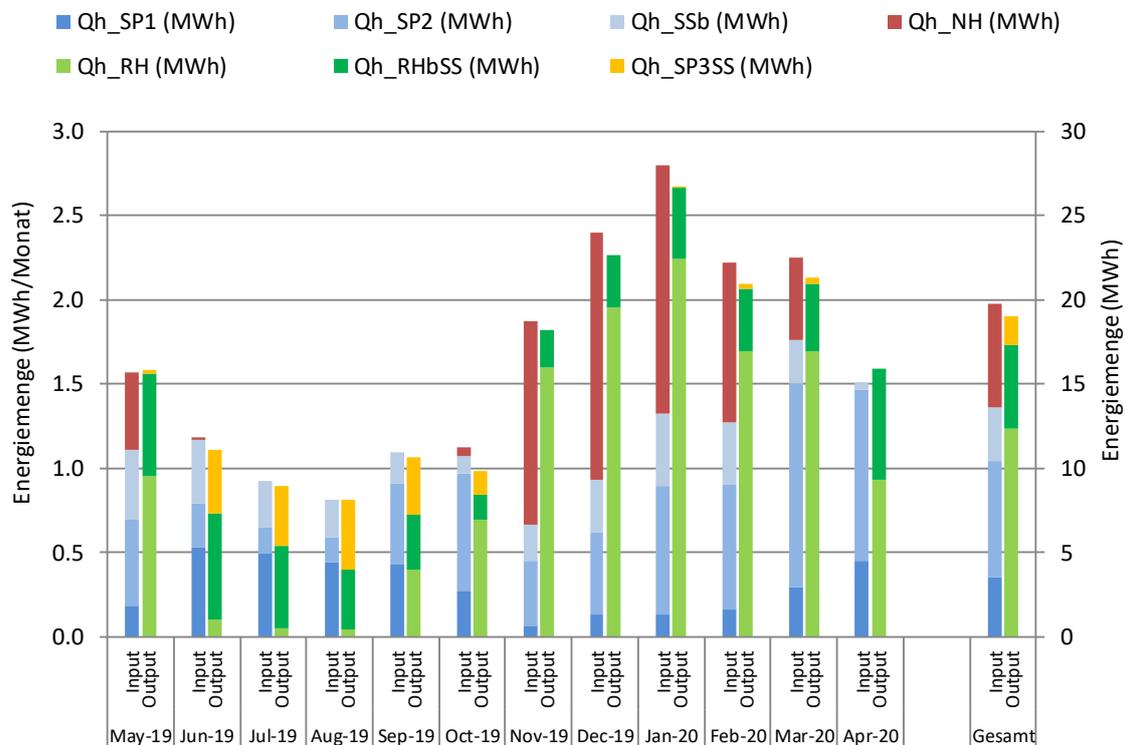


Abbildung 138 um die mittlere Puffertemperatur zum Monatswechsel und die minimalen und maximalen Speichertemperaturen des jeweiligen Monats erweitert wurde. Das Monitoring wurde im Mai 2019 begonnen und endet mit April 2020. Die in Abbildung 138 dargestellte Energiebilanz des Pfarrhof St. Martin zeigt einerseits die vier Wärmeinputs in das Gesamtsystem (dunkelblau: Solarwärme an WW-Pufferspeicher; blau: Solarwärme an RH-Pufferspeicher; hellblau: Solarwärme an Bestand; rot: Nachheizung durch Gastherme) und andererseits die Wärmemengen der Verbraucher (hellgrün: Bauteilaktivierung; grün: Raumheizungskreis Bestand; orange: WW-Speicher Bestand). Im Monat Mai ist der Wärmeeintrag in das System fast gleich wie die Wärmenutzung, es gibt daher sehr geringe Verluste. In den Monaten Juni bis September kommt es zu sehr niedrigen Durchflüssen im Wärmemengenzähler der Bauteilaktivierung. Diese Durchflüsse liegen unterhalb der unteren Grenze des Messbereichs der Wärmemengenzähler, wodurch diese Messung eine erhöhte Ungenauigkeit aufweist.

Da die mittlere Temperatur der Pufferspeicher im Mai unter 30°C liegt und die Pufferspeicher sogar leicht entladen werden (siehe Abbildung 139), weist dies nicht auf eine Fehlfunktion hin. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und -output ergibt sich für den Berichtszeitraum ein Systemverlust (Rohrleitungs- und Speicherverluste) von etwa 4 %. Dies ist verhältnismäßig wenig, allerdings plausibel wenn man die niedrige mittlere Temperatur im Raumheizungsspeicher betrachtet.

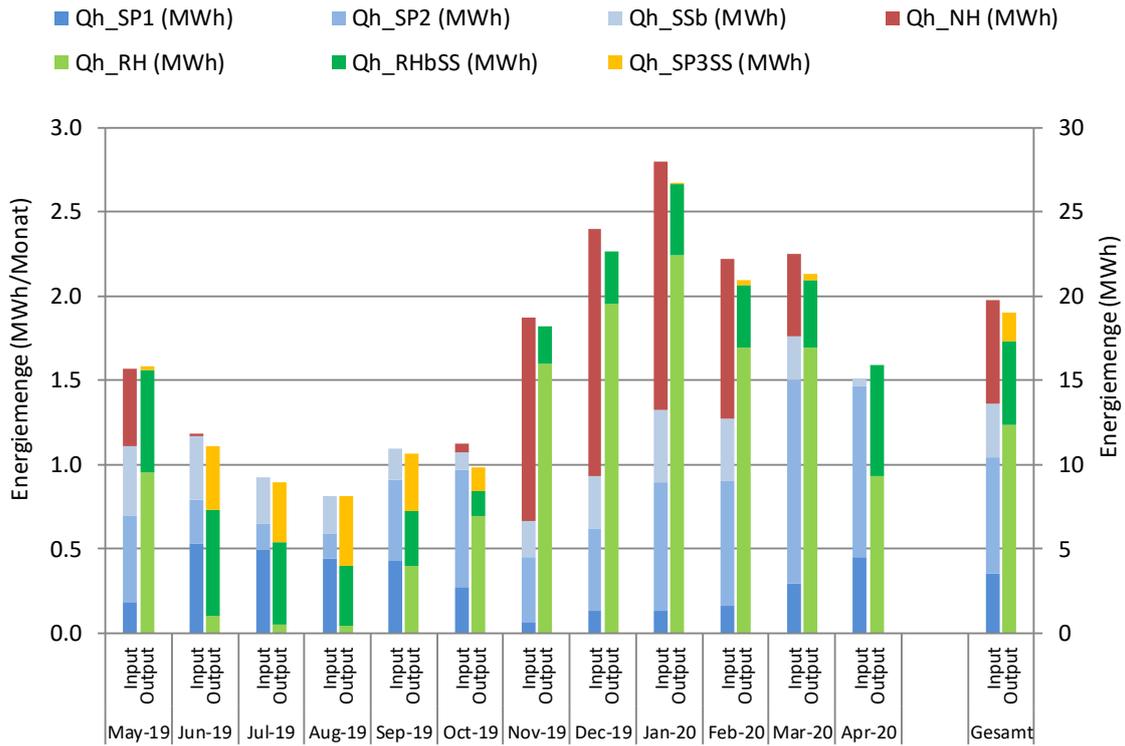


Abbildung 138: Energiebilanz Pfarrhof St. Martin

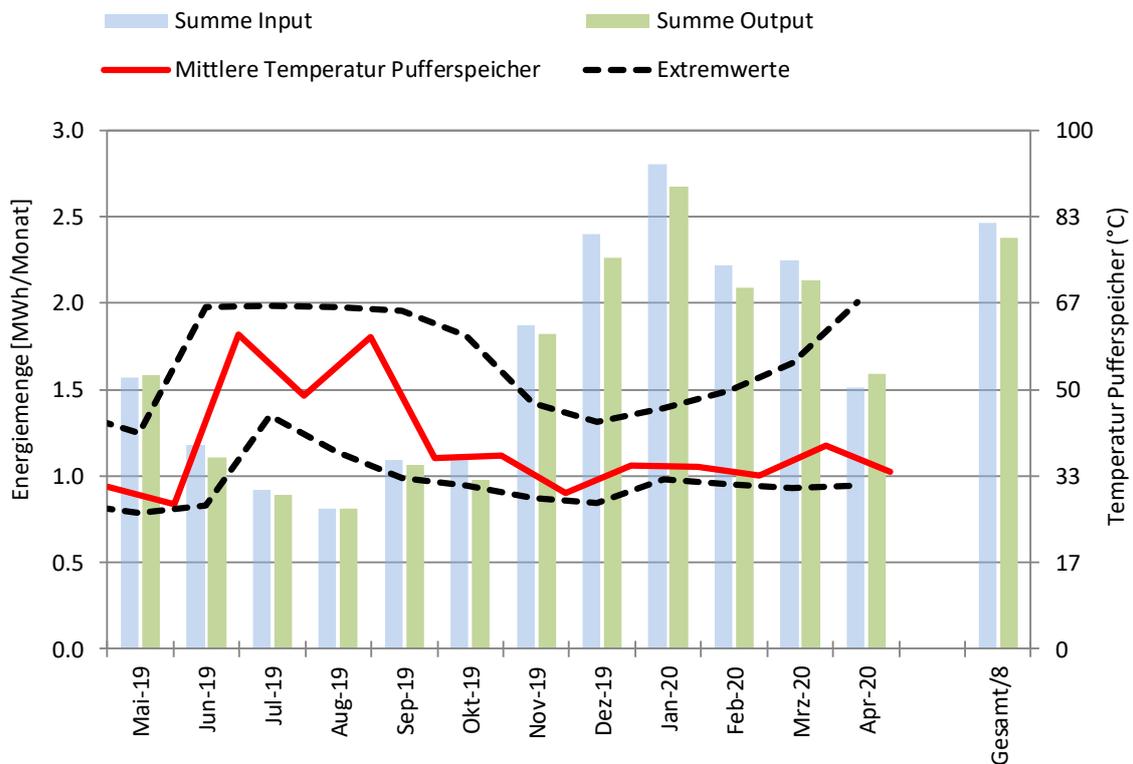


Abbildung 139: Energiebilanz Raumheizungsspeicher Pfarrhof St. Martin

7.7.4 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 140 bis Abbildung 142) stellen die Messergebnisse den bei der Einreichung der Förderung angegebenen Simulationsergebnissen gegenüber. Im Rahmen des einjährigen Monitorings werden die Simulationsergebnisse mit den

Messergebnissen anhand von relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, Wärmeverbräuche sowie solarer Deckungsgrad) verglichen. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings wurden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System bei der Einreichung unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 50 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut Simulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein spezifischer Jahressolarertrag von 406 kWh/(m²a) erwartet. Der gemessene spezifische Jahressolarertrag ist mit 228 kWh/(m²a) um 44 % niedriger, obwohl die gemessene Einstrahlung mit der prognostizierten Einstrahlung gut übereinstimmt. Der simulierte als auch der gemessene Ertrag hat im Jahresverlauf (siehe Abbildung 140) eine nahezu kontinuierliche Steigung u.a. bedingt durch die relativ steile Neigung (90°) des Großteiles der Kollektoren.

Der Grund für den niedrigen gemessenen Ertrag liegt einerseits in dem niedriger als prognostizierten Verbrauch (siehe Abbildung 142) aber vor allem in einer auftretenden Verschattung der Kollektoren (siehe Detailbetrachtungen).

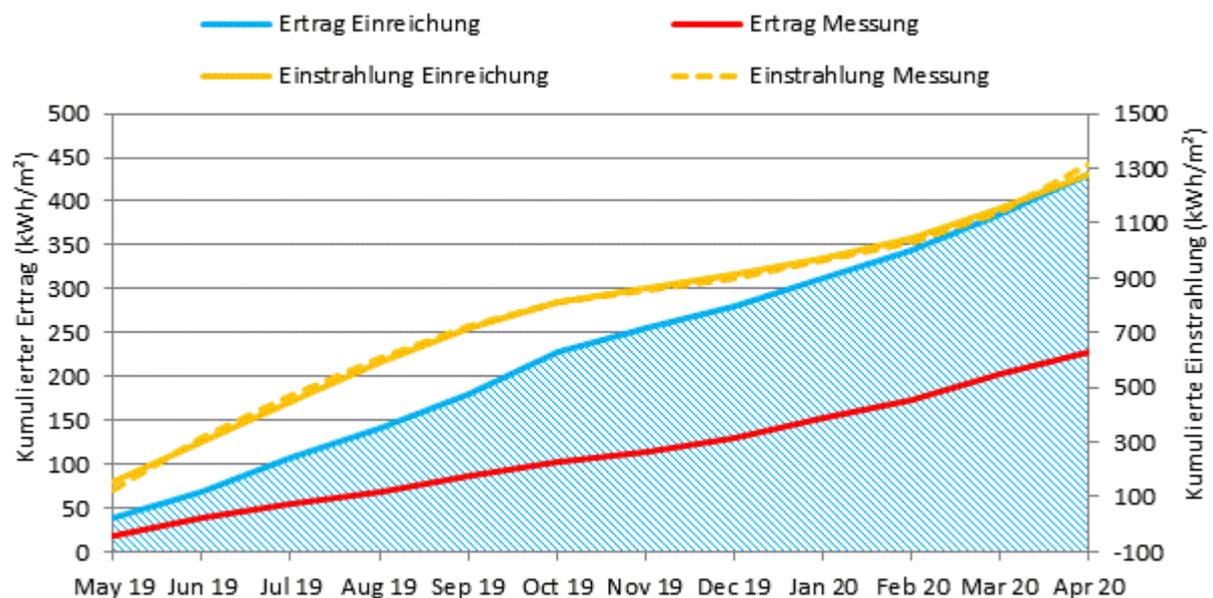


Abbildung 140: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag (bezogen auf Aperturfläche) gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung für den Pfarrhof St. Martin

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag bezogen auf den Gesamtwärmeinput) beträgt im Monitoringjahr 69 % und ist damit höher als in der Simulationsrechnung des Betreibers mit 66,4 % (siehe Abbildung 141).

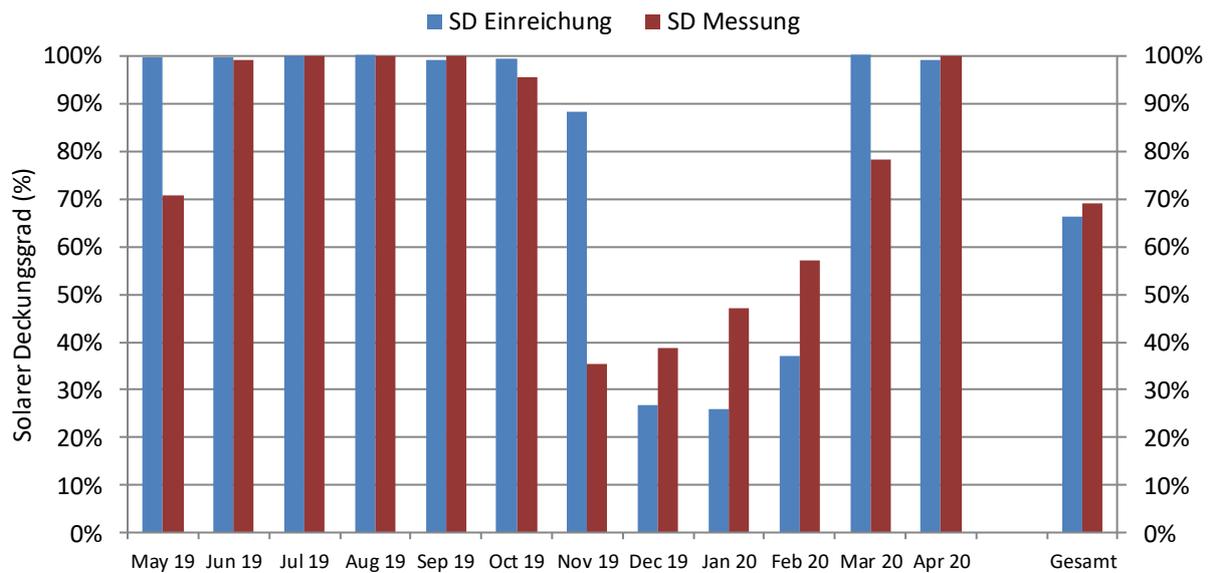


Abbildung 141: Solarer Deckungsgrad (Einreichung und Messung) Pfarrhof St. Martin

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 35,1 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 142 zu entnehmen. Dabei ist auch der Überschussverbrauch des Bestandgebäudes des Pfarrhofs enthalten, das in den Monaten April bis September den gesamten Solarüberschuss aufnehmen kann. Der Verbrauch wurde bedingt durch die Raumheizung durch die Bauteilaktivierung in den Monaten November und Dezember als relativ hoch angenommen, ist allerdings gemessen relativ gleichbleibend und in Summe mit 19 MWh um 46 % niedriger als angenommen (siehe Abbildung 142).

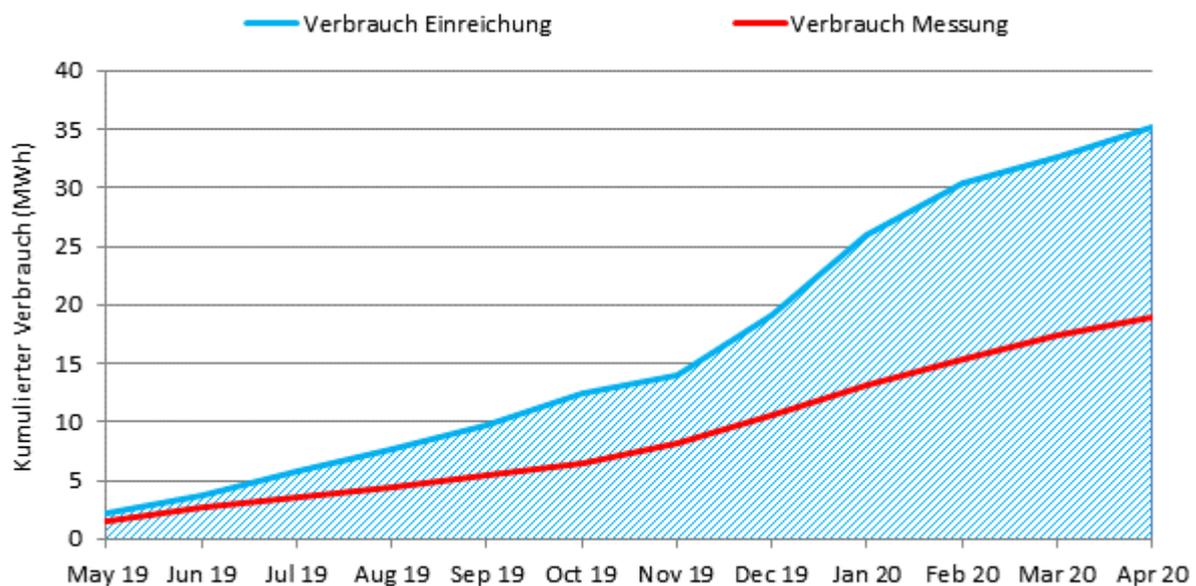


Abbildung 142: Kumulierter Verbrauch (Einreichung und Messung) Pfarrhof St. Martin

7.7.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

In den Detailbetrachtungen werden einzelne, repräsentative Tage ausgewählt, um das Verhalten der Anlage zu beschreiben. Es wurde zur Bewertung der Solaranlage jeweils ein repräsentativer Tag im Sommer und im Winter gewählt.

An dem Beispieltag für den Sommerbetrieb (siehe Abbildung 143 und Abbildung 144, 18.08.2018) herrscht eine starke Einstrahlung von bis zu 1030 W/m^2 . Die Einstrahlung weist durch die Orientierung in Richtung Westen eine leicht schiefe Verteilung in den Nachmittag und weist zusätzlich Reflektionseffekte zur Mittagsspitze auf. An diesem Tag weisen die Pufferspeicher freie Kapazitäten auf, die auch zum Tagesende nicht erschöpft sind. Ab 10:20 Uhr schaltet die Solarprimärpumpe und der Solarsekundärpumpe ein, wodurch es zu einer Temperaturerhöhung im WW-Pufferspeicher (T_{Sp11} und T_{Sp14}) von $48,9 \text{ °C}$ auf $68,6 \text{ °C}$ kommt (obere Temperatur T_{Sp14}). Ab 15:45 wird nicht mehr in den WW-Pufferspeicher sondern in den RH-Pufferspeicher eingespeist (T_{Sp21} und T_{Sp24}), was die obere Puffertemperatur T_{Sp24} von $58,8 \text{ °C}$ auf $69,2 \text{ °C}$ erhöht. Ab 17:20 fällt die Einstrahlung auf unter $59,5 \text{ W/m}^2$ wodurch die Einspeisung beendet wird. Die Kollektortemperaturen erreichen Temperaturen bis zu 83 °C und der Vorlauf im Solarprimärkreis bis zu 74 °C . Ab 19:20 finden weiters mehrere Entladungen in den Bestand aus dem WW-Pufferspeicher (T_{Sp14}) statt.

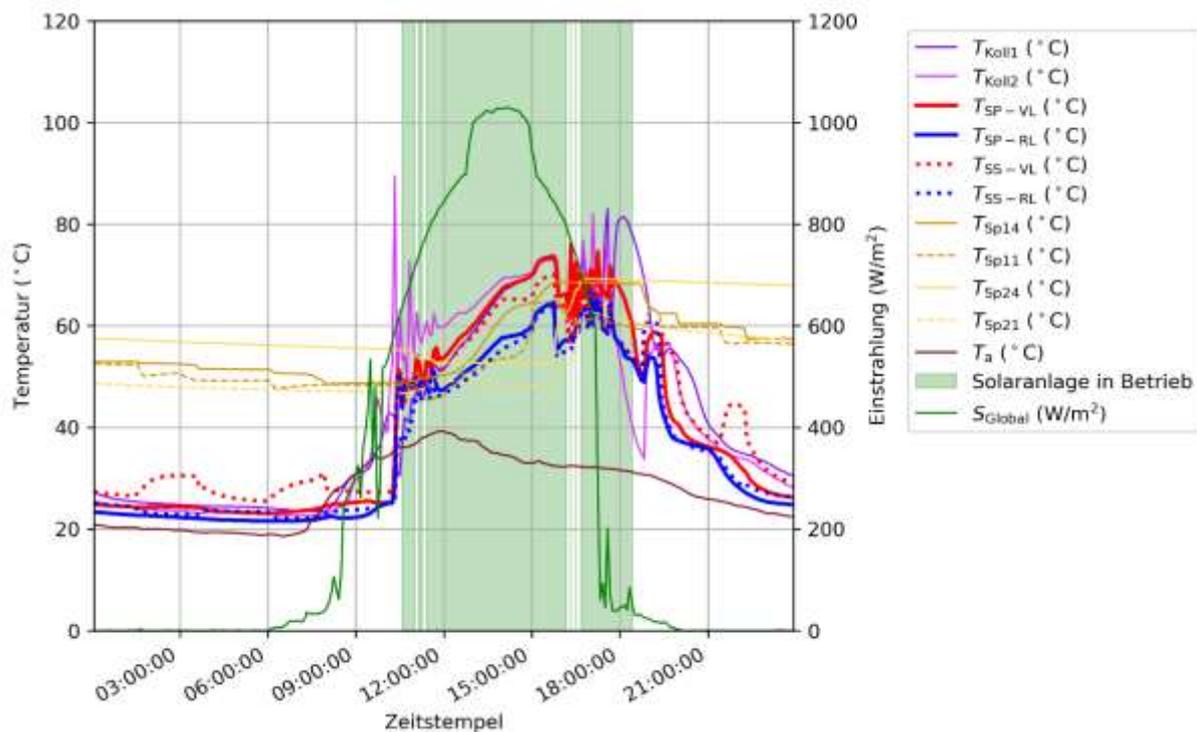


Abbildung 143: Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperatur des Solarprimärkreises, Vor- und Rücklauftemperatur des Solarsekundärkreises, Temperaturen im WW- und RH-Pufferspeicher, Außentemperatur, Betriebszustand der Solaranlage sowie Globalstrahlung (18.08.2019)

Bedingt durch die steile Einstrahlung im Sommer auf die 90° geneigten Kollektoren (die den Großteil der Anlage ausmachen) ergibt sich ein Wirkungsgrad der Solaranlage zwischen 13 % bis 28 % in den WW-Pufferspeicher während des kontinuierlichen Betriebs (siehe Abbildung 144).

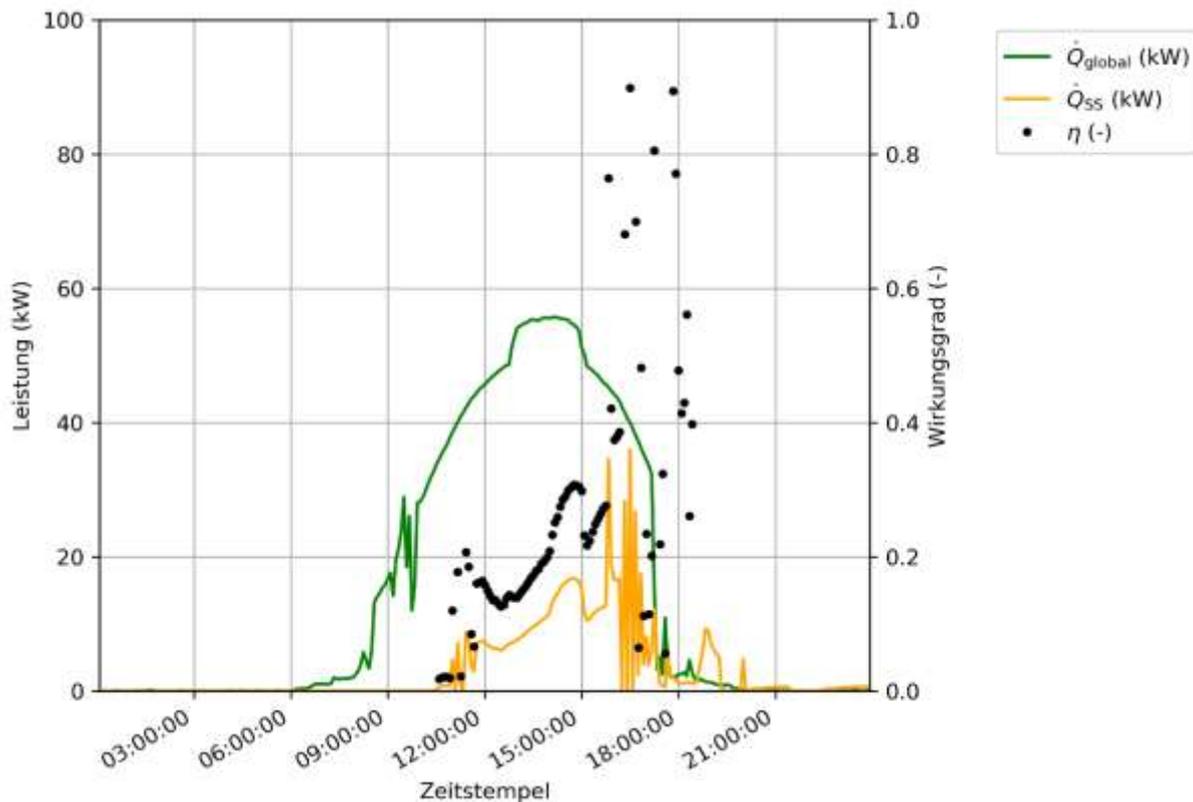


Abbildung 144: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren, Leistung in die Pufferspeicher, Wirkungsgrad in die Pufferspeicher (18.08.2019)

In Abbildung 145 ist das Betriebsverhalten im Winter für den 08.01.2020 dargestellt. Dieser Tag ist durch eine weniger intensive Einstrahlung geprägt. An diesem Tag wird ab 11:20 Uhr ausschließlich der RH-Pufferspeicher ($T_{\text{Sp}21}$ und $T_{\text{Sp}24}$) beladen. Die Beladung der RH-Pufferspeichers endet um 12:35 Uhr mit einer oberen RH-Pufferspeichertemperatur von 40,8 °C auf Grund mangelnder Einstrahlung. Die Kollektortemperaturen reichen an diesem Tag nicht aus um den WW-Pufferspeicher zu beladen. Außerhalb des Solaranlagenbetriebs sind RH-Pufferspeicherladungen durch die Nachheizung erkennbar.

An diesem Wintertag ist die Verschattung der untersten Kollektorreihe zur Mittagszeit ersichtlich (siehe Abbildung 146). Zu diesem Zeitpunkt liegen die Temperaturen der Kollektorfelder zwischen 40,6 - 46,5 °C (40,6 °C auf dem Dach, 46,5 °C oberer Fassadenkollektor und 41,9 °C unterster Fassadenkollektor). Bedingt durch die Parallelschaltung der Kollektoren ergibt sich somit eine Mischtemperatur am Wärmetauscher. Ursache für diese Verschattung liegt auf dem Nachbargrundstück durch Gestrüpp und eine Gartenhütte (siehe auch Abbildung 135), ein Umstand der innerhalb des Beobachtungszeitraums durch die Begleitforschung nicht behoben werden konnte.

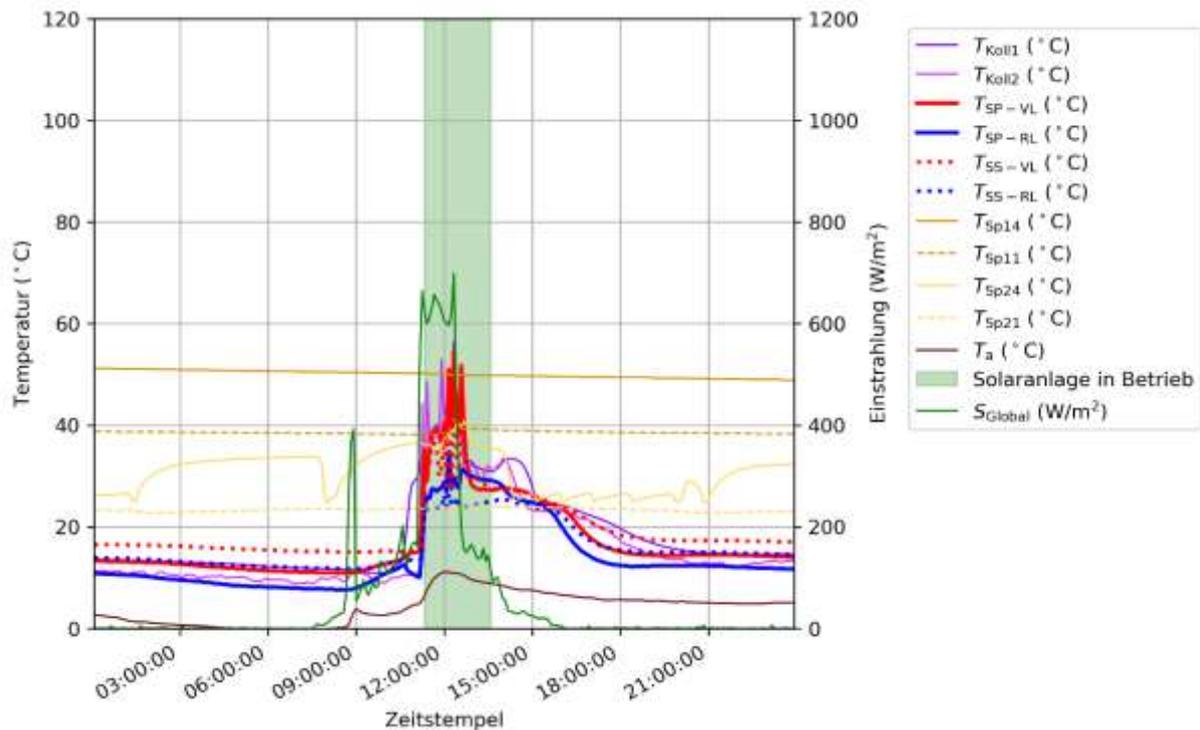


Abbildung 145: Kolleortemperaturen, Vor- und Rücklauf­temperatur des Solarprimärkreises, Vor- und Rücklauf­temperatur des Solarsekundärkreises, Temperaturen im WW- und RH-Pufferspeicher, Außentemperatur, Betriebszustand der Solaranlage sowie Globalstrahlung (08.01.2020)



Abbildung 146: Verschattung der Fassadenkollektoren, 8.1.2020 12:04 (Quelle: GRT GmbH)

Die Gastherme im Bestand dient zur Nachheizung, wenn die Solarwärme nicht ausreicht bzw. wenn der RH-Pufferspeicher nicht genügend beladen ist um den Pfarrhof durch die Bauteilaktivierung zu beheizen. Der Betrieb der Nachheizung ist wie zu erwarten generell ab November zu beobachten. Abbildung 147 zeigt einen Tag mit Betrieb der Gastherme beginnend um 1:35 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt ist die obere Temperatur im RH-Pufferspeicher auf 25 °C gesunken, was nicht mehr zum Betrieb der Bauteilaktivierung ausreicht. Da gleichzeitig zur Nachheizung die Bauteilaktivierung betrieben wird, kann

keine nennenswerte Erhöhung im RH-Pufferspeicher beobachtet werden. Mit dem Betrieb der Solaranlage ab 11:20 wird das Nachheizen durch die Gastherme beendet.

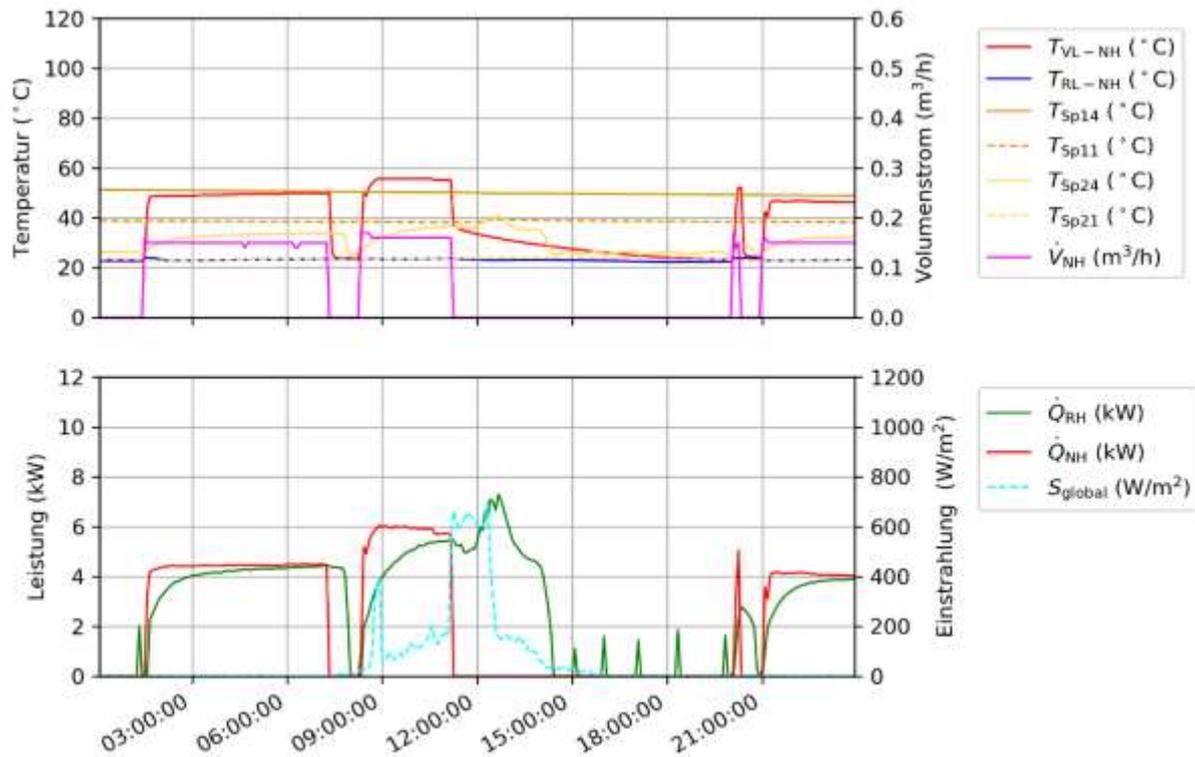


Abbildung 147: Vor- und Rücklauftemperaturen der Nachheizung, Temperaturen in den Pufferspeichern, Durchfluss der Nachheizung; Unten: Leistungen der Bauteilaktivierung und der Nachheizung sowie Globalstrahlung (08.01.2020)

In Abbildung 148 ist der detaillierte Betrieb der Bauteilaktivierung ersichtlich. An diesem Tag sinkt durch Außentemperaturen von 7,7 °C in der Nacht die Bauteiltemperatur im EG auf 24,2 °C und im KG auf 23,3 °C. Ab 9:45 Uhr wird die Bauteilaktivierung in Betrieb genommen und belädt die Bauteile mit 1,5 bis 10,9 kW, abhängig hauptsächlich von der Vorlauftemperatur in die Bauteile da der Durchfluss mit maximal 0,4 m³/h gleichbleibend ist. Die Vorlauftemperatur vor dem Mischer erreicht Werte bis 51,2 °C die aus dem RH-Pufferspeicher entnommen werden (T_{Sp24}). Ab 19:30 wird die Bauteilaktivierung deaktiviert. Der Effekt der Bauteilaktivierung ist eine Erhöhung der Bauteiltemperatur im EG auf 25,4 °C und im KG auf 24,2 °C also im Durchschnitt um 1,1 K.

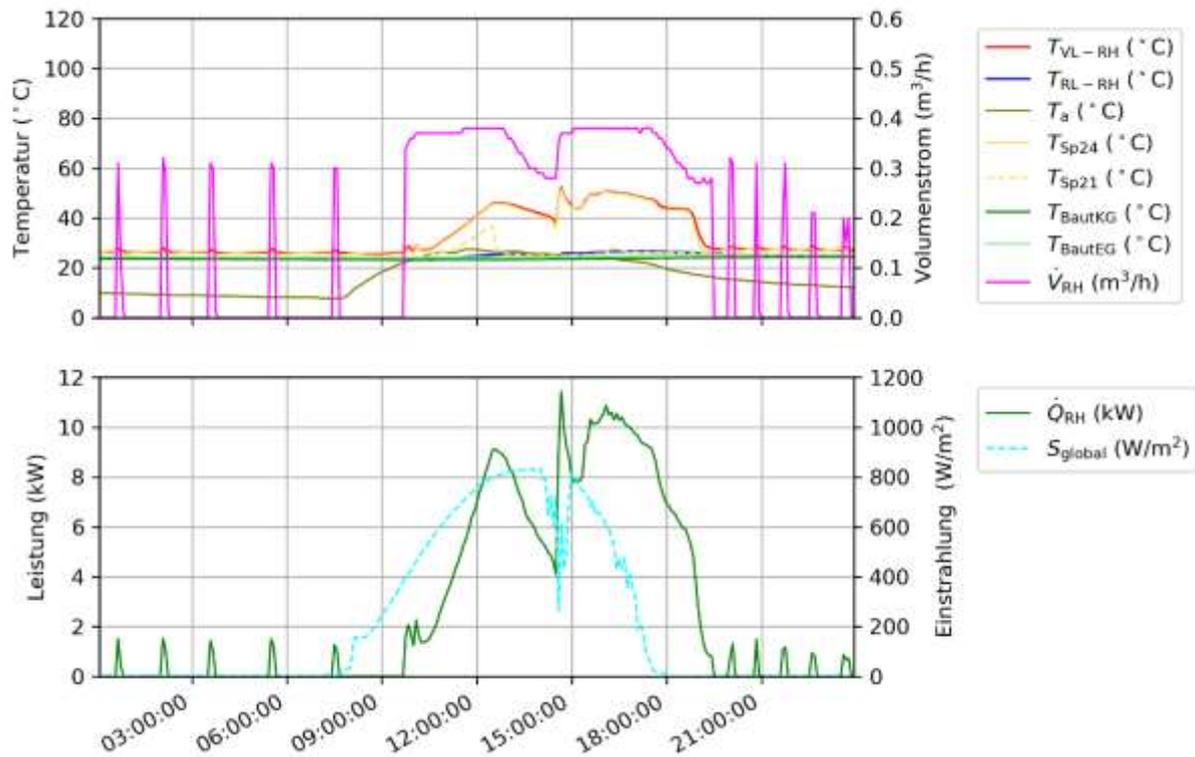


Abbildung 148: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen der Bauteilaktivierung, Außenlufttemperatur, Temperaturen des RH-Pufferspeichers oben und unten, Bauteiltemperaturen EG und KG, Durchfluss der Bauteilaktivierung; Unten: Leistung der Bauteilaktivierung sowie Globalstrahlung (12.10.2019)

In Abbildung 149 sind die Betriebstemperaturen der Pufferbeladung und der eingebrachten Wärme der Solaranlage im Berichtszeitraum ersichtlich. Im Vorlauf und Rücklauf ist wie erwartet eine Verschiebung der Temperaturniveaus zueinander ersichtlich (Temperaturdifferenz der Einspeisung). Die mittlere Betriebstemperatur hat zwei ausgeprägte Spitzen der Energie (um 26°C und bei 60 °C) was sich mit der Regelung für die Bauteilaktivierung und Warmwasser erklären lässt. In der untersten Teilabbildung wird die Temperaturdifferenz der mittleren Solarsekundärtemperatur und der Außentemperatur dargestellt. Diese bewegt sich mit 0 K bis 46 K und einer Spitze von 1100 kWh bei 20 K bei auffällig niedrigen Temperaturdifferenzen. Auch diese Beobachtung ist mit der Verschattung des unteren Kollektorfeldes in der Fassade zu erklären, da diese ein Mischen der Einspeisetemperatur auf ein niedriges Niveau bewirkt.

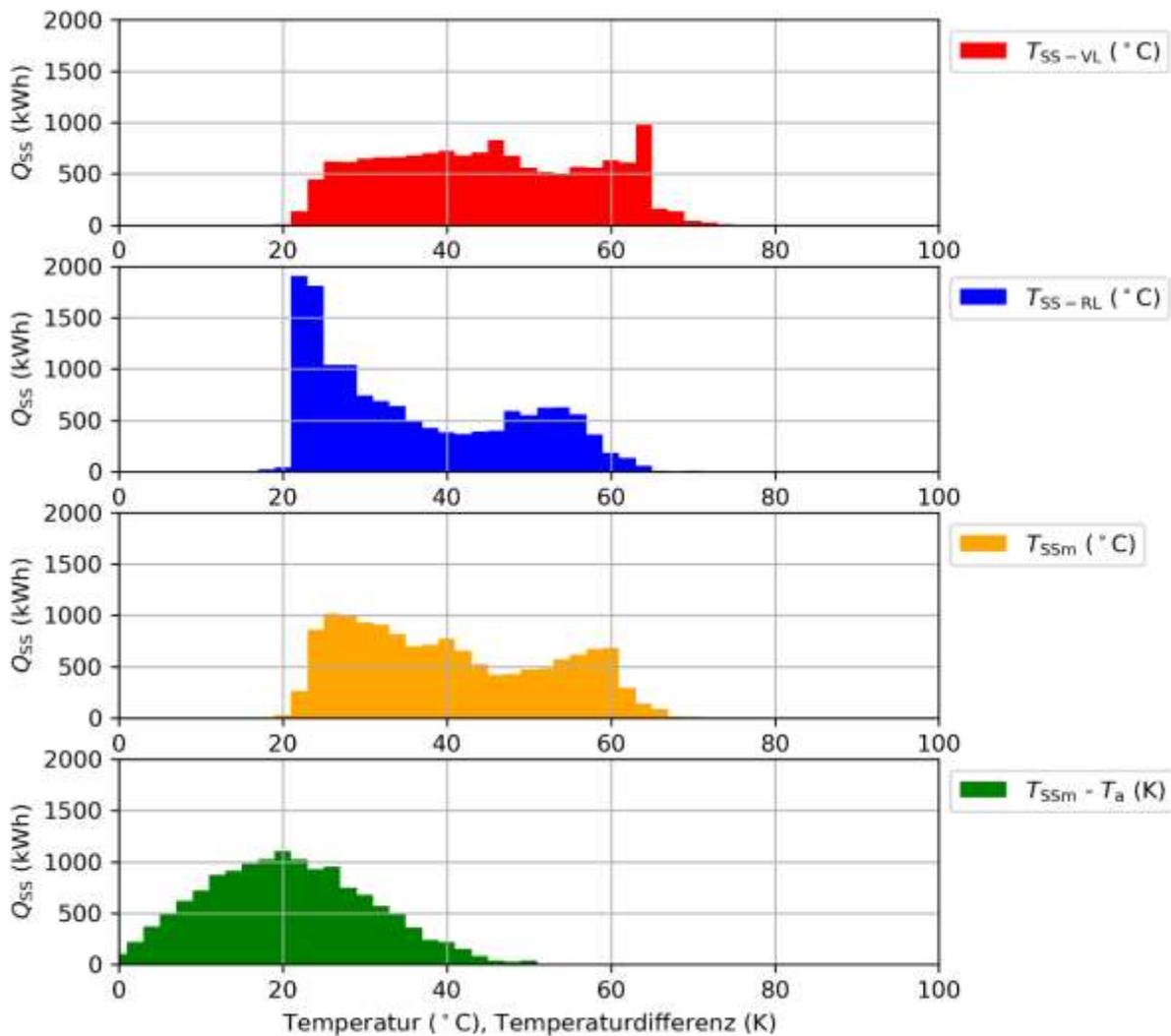


Abbildung 149: Betriebstemperaturen der Pufferbeladung (SS) für Erweiterungsbau Pfarrhof St. Martin; Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, mittlere Betriebstemperatur, Temperaturdifferenz mittlere Betriebstemperatur zur Außenluft

Abbildung 150 zeigt die mittleren Leistungen der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (SS und NH) sowie die gesamte Verbrauchsleistung als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach der Verbrauchsleistung absteigend sortiert (unten). Der dargestellte Solarertrag (Q_{SS}) entspricht dem gesamten Solarertrag in WW-Pufferspeicher, RH-Pufferspeicher und Bestand. Übers Jahr kann der Verbrauch in der meisten Zeit durch die Solaranlage gedeckt werden, erst ab November steigt die mittlere Verbrauchsleistung, die durch die Gastherme (Nachheizung) wie vorgesehen gedeckt wird.

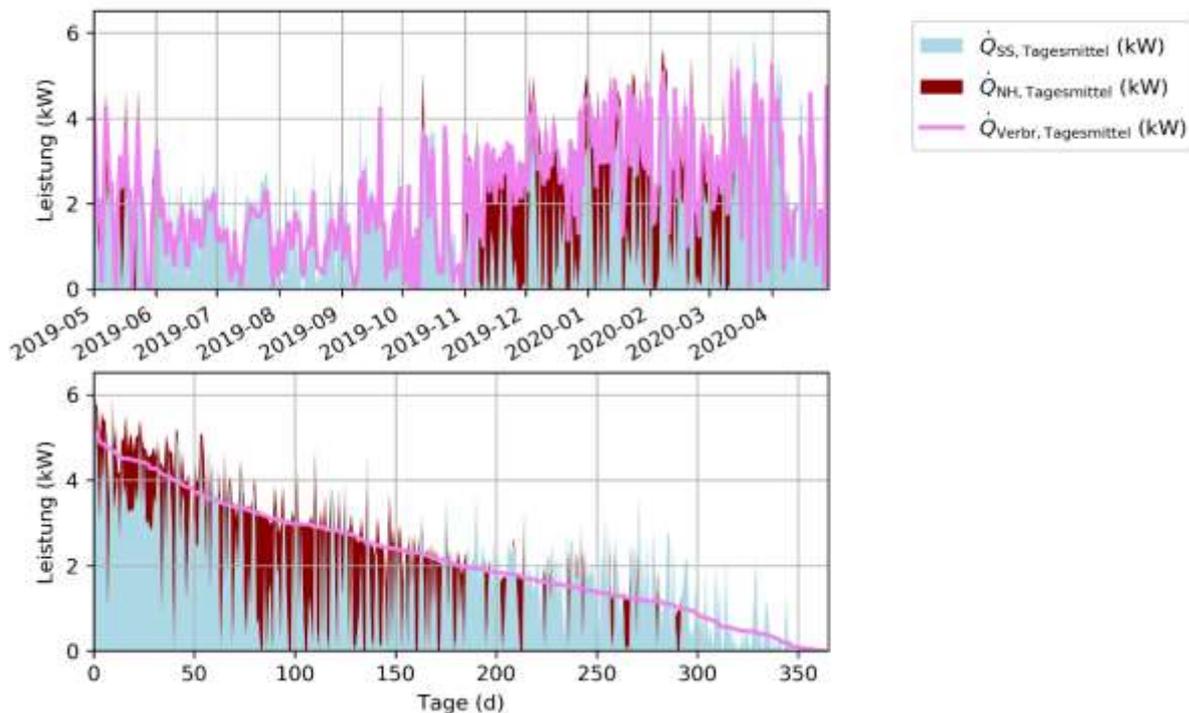


Abbildung 150: Mittlere Leistung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher im Zeitverlauf (oben) und nach der Last absteigend sortierte Dauerlinie (unten) im Monitoringzeitraum des Pfarrhof St. Martin

7.7.6 Anlagen Status Quo

Grundsätzlich erfüllt die Anlage ihre Anforderungen zufriedenstellend mit Potential zur Verbesserung. Mit einem spezifischen Solarertrag von 228,2 kWh/(m²a) weicht der Pfarrhof St. Martin allerdings von seinen Planwerten ab. Die gemessene Einstrahlung stimmt mit 1312 kWh/m² der prognostizierten Einstrahlung von 1282 kWh/m² gut übereinstimmt. Der niedrige Ertrag ist durch die teilweise Verschattung der Solarkollektoren in der Fassade zu erklären (siehe Abbildung 146), eine grobe Fehlfunktion der Solaranlage konnte ausgeschlossen werden. Der Urheber der Verschattung liegt auf dem Nachbargrundstück und ist daher in der Behebung auf Kooperation angewiesen, ein Prozess, der bis nach dem Zeitraum der Begleitforschung fällt. Ein temporäres Stilllegen des untersten und damit am stärksten von der Verschattung betroffenen Kollektorfeldes wurde dem Fördernehmer vorgeschlagen, wodurch das Gesamtsystem voraussichtlich höhere Temperaturen erreichen könnte, allerdings zu Lasten des Ertrages, hier ist abzuwägen.

Der niedrige Ertrag wird von einem um 46 % niedrigeren Verbrauch von 19 MWh kompensiert. Dadurch kann dennoch eine solare Deckung von 69 % erreicht werden. Auffällig an der Anlage sind die geringen Systemverluste (Rohrleitungs- und Speicherverluste) von 4 % bedingt durch die niedrige mittlere Temperatur im Raumheizungsspeicher. Die Bauteilaktivierung als auch die Nachheizung durch die Gastherme im Bestand funktionieren erwartungsgemäß.

7.8 SST Holding GmbH, V

7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	SST Holding GmbH
<u>Adresse:</u>	6820 Nenzing
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für eine Produktionsstätte inkl. Büroräumlichkeiten
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	276 m ² gesamt, 193 m ² in der SW- und 84 m ² in der SO-Fassade Flachkollektor (SST Eco)
<u>Neigung:</u>	90°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	216° SSW (36° aus Süden in Richtung Westen), 126° SO (36° aus Süden in Richtung Osten)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Pufferspeicher, 300 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Nachheizungssystem:</u>	50 kW Holzvergaserkessel, 13 kW Pelletsraumofen
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	84,9% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	313 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode abgeschlossen mit Dezember 2019
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um Büroräumlichkeiten (rund 600 m²) mit angehängter Produktionshalle (rund 1.200 m²), wo solarthermische Kollektoren und Unterkonstruktionen für Flachdach-Photovoltaikanlagen produziert werden. Das Objekt wurde 2016 von den beiden Unternehmen SST Solar GmbH und Aerocompact GmbH errichtet (Abbildung 151). Als primäre Wärmequelle dient eine in die Südwest- und Südost-Fassade integrierte Solaranlage. Ein Holzvergaserkessel und ein Pellets-Raumofen fungieren als Nachheizung in einstrahlungsarmen Zeiten. Alle Wärmeerzeuger beliefern den 5 m³ großen, zentralen Pufferspeicher, welcher seinerseits die Bauteilaktivierung, die Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung mit Wärme versorgt. Des Weiteren kann solare Wärme direkt – ohne Umweg über den Pufferspeicher – in die 300 m³ Bauteilaktivierung eingebracht werden. Die Beheizung der Produktions- und Lagerflächen geschieht über die Bodenplatte mittels Bauteilaktivierung. Die Büroflächen werden mittels Fußbodenheizung mit Wärme versorgt. In der Produktionshalle ist eine Zieltemperatur von 12°C und in den Büroräumlichkeiten ist eine Zieltemperatur von 20°C geplant.



Abbildung 151: Ansicht des Neubaus von SST Solar GmbH – südwestliche Solaranlage in der Fassade sichtbar (Bildquelle: AEE INTEC)

Abbildung 152 zeigt schematisch den Aufbau der Bodenplatte. Die Rohrleitungen der Bauteilaktivierung sind auf der unteren Bewehrungsebene mit einem Abstand von rund 30 cm befestigt.

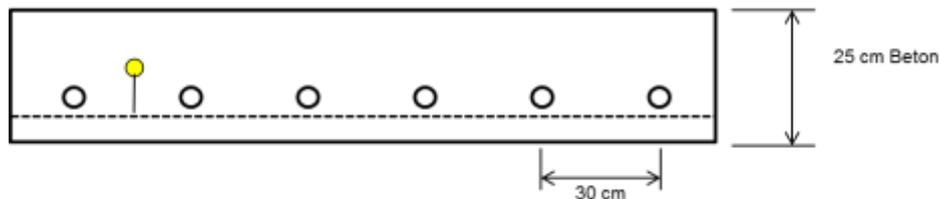


Abbildung 152: Schematische Darstellung des Fußbodenaufbaus inkl. Fühlerpositionen

Die Bodenplatte ist an den Seiten bis in 4 Meter Tiefe mit XPS gedämmt, unterhalb der Bodenplatte befindet sich ein Kieskoffer. Durch thermische Beladung der Bodenplatte soll der Kieskoffer darunter erwärmt und so in der kalten Jahreszeit die Wärmeverluste gegen den Boden reduziert werden.

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „SST Holding GmbH“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 153 dargestellt. Solare Wärme aus den beiden Kollektorfeldern wird über einen gemeinsamen Sammler temperaturabhängig in unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher eingelagert oder direkt in die Bauteilaktivierung geliefert. Holzvergaserkessel und Pellets-Raumofen speisen beide ausschließlich in den Pufferspeicher ein, wobei der unterste Pufferbereich immer der Solaranlage vorbehalten bleibt. Aus dem Pufferspeicher werden die Wärmeabnehmer Warmwasserbereitung, Fußbodenheizung und Bauteilaktivierung versorgt.

Das Monitoringkonzept umfasst sieben Wärmemengenzähler, 16 Temperatursensoren und 2 Drucksensoren im Solarprimärkreislauf sowie 2 Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene der beiden Kollektorfelder.

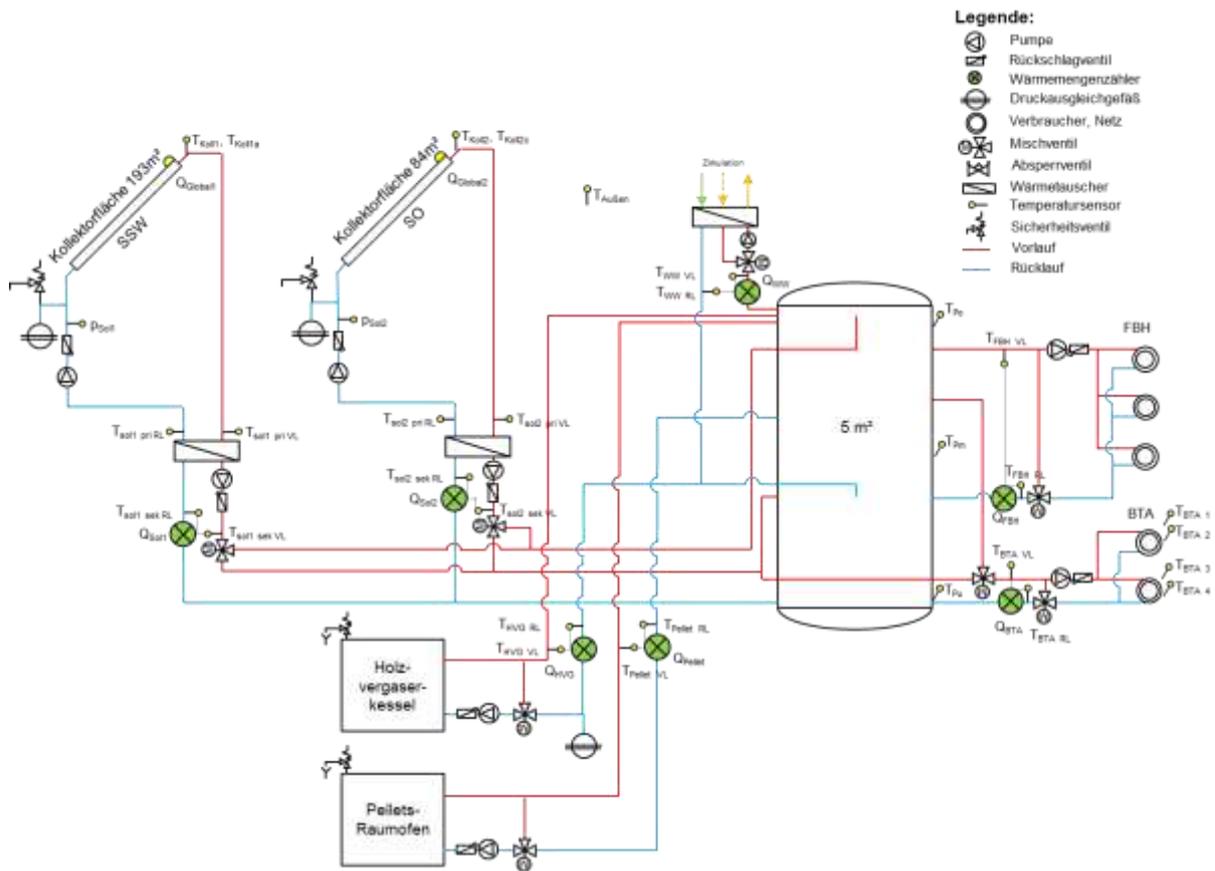


Abbildung 153: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „SST Holding GmbH“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar Süd

- T_{Koll1} Temperaturfühler Kollektorfeld Süd 1
- T_{Koll1a} Temperaturfühler Kollektorfeld Süd 2
- Q_{Global1} Globalstrahlungssensor Süd
- p_{Sol1} Anlagendruck Solar Süd
- T_{Sol1 pri RL} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Süd
- T_{Sol1 pri VL} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Süd
- Q_{Sol1} Wärmehändler Solarkreis Süd
- T_{Sol1 sek VL} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Süd
- T_{Sol1_sek_RL} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Süd

Solar Ost

- T_{Koll2} Temperaturfühler Kollektorfeld Ost 1
- T_{Koll2c} Temperaturfühler Kollektorfeld Ost 2
- Q_{Global2} Globalstrahlungssensor Ost
- p_{Sol2} Anlagendruck Solar Ost
- T_{Sol2 pri RL} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Ost
- T_{Sol2 pri VL} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Ost
- Q_{Sol2} Wärmehändler Solarkreis Ost
- T_{Sol2 sek VL} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Ost
- T_{Sol2_sek_RL} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Ost

Nachheizung

Q_{HVG}	Wärmezähler Holzvergaser
$T_{HVG\ VL}$	Vorlauftemperatur Holzvergaser
$T_{HVG\ RL}$	Rücklauftemperatur Holzvergaser
Q_{Pellet}	Wärmezähler Pellets-Raumofen
$T_{Pellet\ VL}$	Vorlauftemperatur Pellets-Raumofen
$T_{Pellet\ RL}$	Rücklauftemperatur Pellets-Raumofen

Pufferspeicher

T_{Po}	Puffertemperatur oben
T_{Pm}	Puffertemperatur mitte
T_{Pu}	Puffertemperatur unten

Warmwasser

Q_{WW}	Wärmezähler WW
$T_{WW\ VL}$	Vorlauftemperatur WW
$T_{WW\ RL}$	Rücklauftemperatur WW

Raumheizung

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

Bauteilaktivierung

Q_{BTA}	Wärmezähler Bauteilaktivierung
$T_{BTA\ VL}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{BTA\ RL}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{BTA\ 1}$	Bauteiltemperatur 1 - Oberfläche
$T_{BTA\ 2}$	Bauteiltemperatur 1 - Kern
$T_{BTA\ 3}$	Bauteiltemperatur 2 - Oberfläche
$T_{BTA\ 4}$	Bauteiltemperatur 2 - Kern

Sonstiges

$T_{Außen}$	Außentemperatur
-------------	-----------------

7.8.3 Energiebilanz

Abbildung 154 zeigt die Energiebilanz von SST Solar während der Monitoringperiode. Der Wärmeeintrag findet über die beiden Solaranlagen (gelb und orange), den Holzkessel (rot) und geringfügig durch den Wohnraumofen (grün) statt. Die Aufteilung zwischen Nachheizung und Solaranlage entspricht den Erwartungen. Als Verbraucher treten primär die Bauteilaktivierung (violett) sowie in deutlich geringerem Maße die Fußbodenheizung (dunkelblau) sowie kaum wahrnehmbar die Warmwasserbereitung (hellblau) auf. Auffallend ist der ganzjährige Betrieb der Bauteilaktivierung. Wie bereits in der Anlagenbeschreibung erwähnt, soll dadurch der Kieskofer unter der Fundamentplatte gezielt erwärmt werden, um in der kalten Jahreszeit die Wärmeverluste nach unten zu reduzieren. Eine Überwärmung der Produktionshalle wird durch gezieltes Querlüften über die großen Tore verhindert.

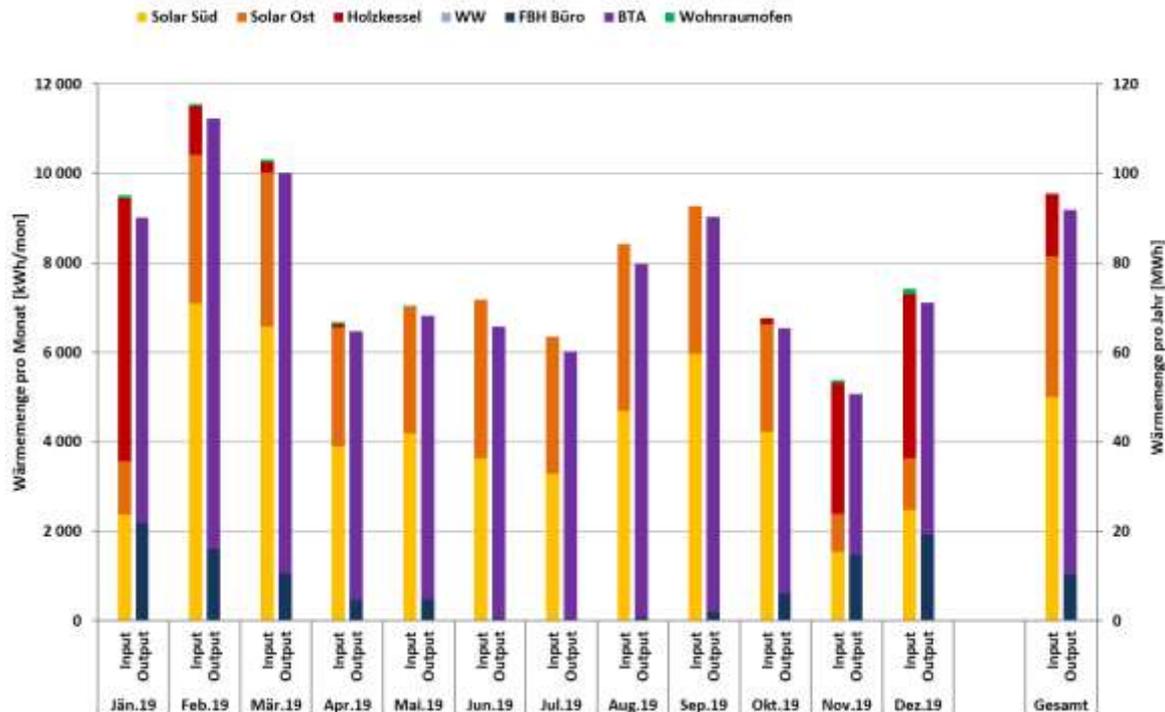


Abbildung 154: Energiebilanz der Anlage „SST Solar“

7.8.4 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 155 bis Abbildung 158) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „SST Holding GmbH“. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 155 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 288 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1.166 kWh/m²a prognostiziert, wobei das Kollektorfeld in der Simulation ausschließlich in südsüdwestlicher Richtung angenommen wurde.

Im Monitoringzeitraum liegt die gemessene Globalstrahlung auf die beiden Kollektorfelder (gelb strichliert = SSW, orange strichliert = SO) deutlich unter dem Prognosewert (blau strichliert). Dies liegt wesentlich im sehr nebelreichen Standort begründet. Ein monatlicher Vergleich der prognostizierten und gemessenen Einstrahlung ist Abbildung 156 zu entnehmen. Der gemessene Solarertrag (rot) liegt rund 9 % über dem Prognosewert.

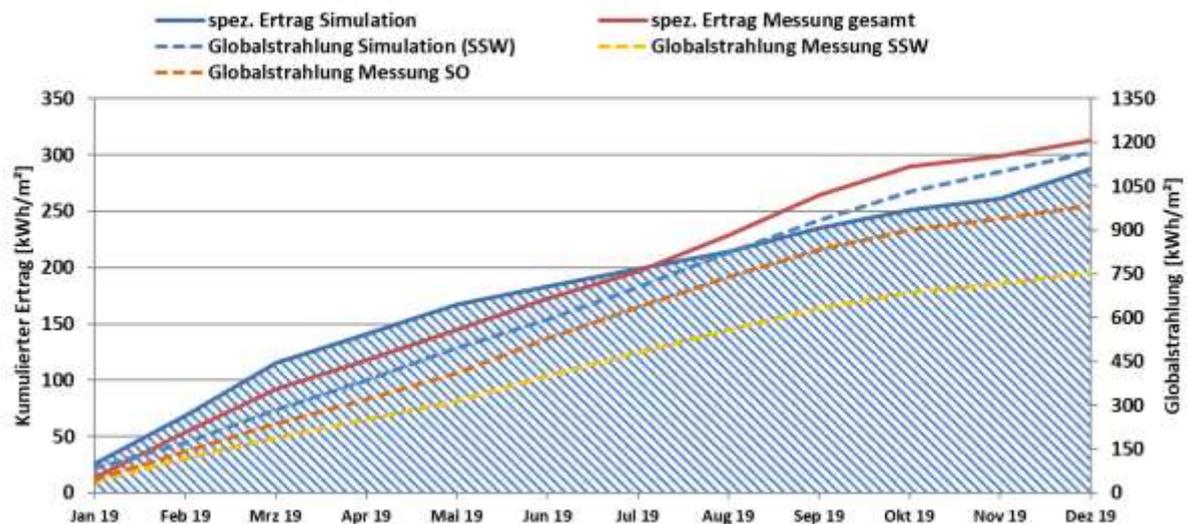


Abbildung 155: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „SST Holding GmbH“

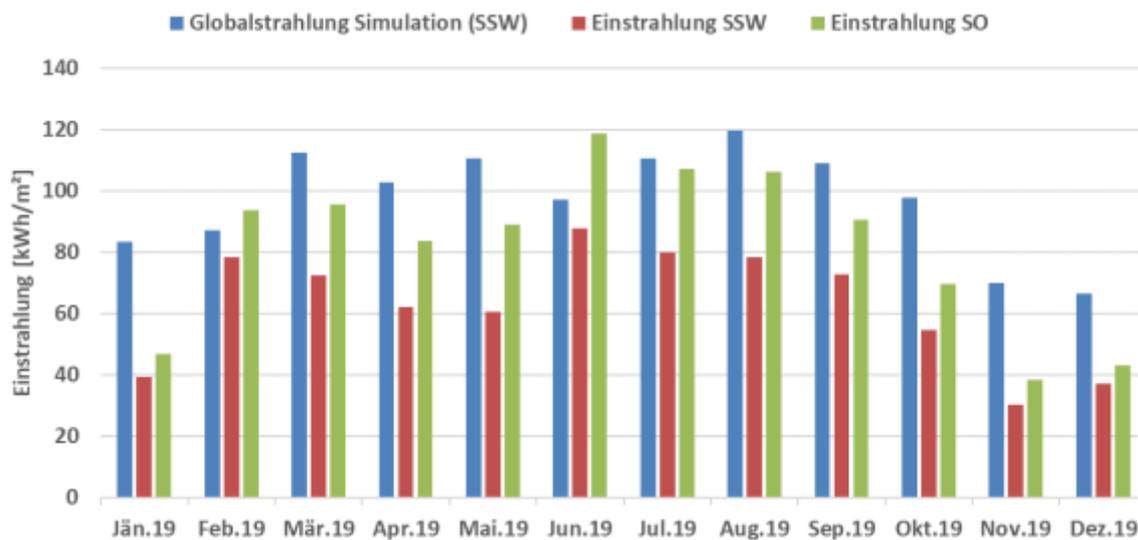


Abbildung 156: monatlicher Vergleich von prognostizierter und gemessener Globalstrahlung auf die Kollektorfläche für die Anlage „SST Holding GmbH“

Der prognostizierte und gemessene solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 73 % angegeben. In der Monitoringperiode wurden knapp 85 % solare Deckung erreicht (siehe Abbildung 157). Die deutliche Unterschreitung der prognostizierten solaren Deckungsgrade im November und Dezember ist wesentlich auf fehlende Einstrahlung zurückzuführen.

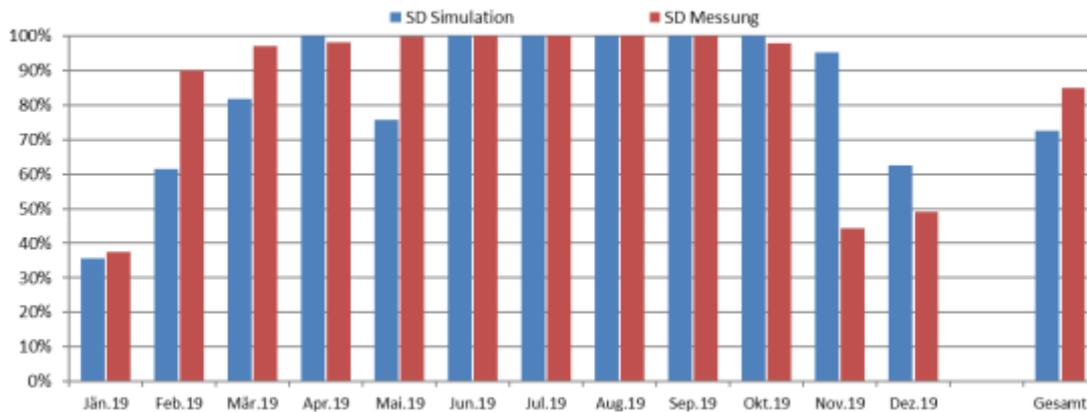


Abbildung 157: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „SST Holding GmbH“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 151 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 158 zu entnehmen. Die rote Linie stellt den Gesamtverbrauch dar, welcher durch den ganzjährigen Betrieb der Bauteilaktivierung die Prognose deutlich überschreitet. Wird in den Monaten Mai bis September der Wärmeeintrag in die Bauteilaktivierung nicht berücksichtigt, ergibt sich die grüne Linie. Diese stimmt weitgehend mit der Prognose überein.

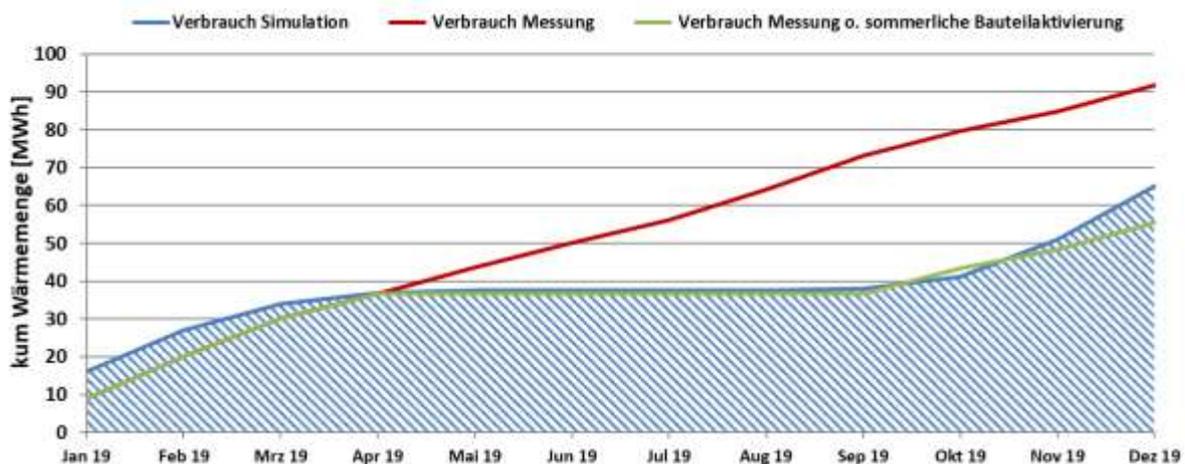


Abbildung 158: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „SST Holding GmbH“

7.8.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

In Abbildung 159 ist die Funktionsweise der Solaranlage an einem einstrahlungsreichen Tag im Februar dargestellt. Die Temperaturen im solaren Primärkreis sind strichliert dargestellt, jene im Sekundärkreislauf sind durchgezogen (VL: rot, RL: blau). In der oberen Grafik ist die südöstliche Solaranlage dargestellt, welche in der ersten Tageshälfte aktiv ist. Die Kollektortemperatur dieser Anlage liegt ganzjährig unter der primären Vorlauftemperatur. Der Kollektorfühler ist offenbar ungünstig positioniert bzw. schlecht montiert. Der glatte Verlauf der Einstrahlung spiegelt sich nicht im Temperaturverlauf des Solarkreises wider. Hier kommt es zu einer Überlagerung mehrerer Betriebsmodi. In den frühen Morgenstunden ist der Holzvergaserkessel in Betrieb, welcher für den

Temperaturanstieg im Pufferspeicher verantwortlich ist. Gleichzeitig ist auch die Bauteilaktivierung aktiv. Die Solaranlage kann direkt die Bauteilaktivierung beschicken, wobei dieser Modus sowohl durch die Solarpumpen, als auch die Pumpe im Bauteilaktivierungskreis bestimmt wird. Daher kommt es zu Temperaturschwankungen der solaren Rücklauftemperatur. In der zweiten Tageshälfte geht schaltet die südöstliche Solaranlage ab und die südsüdwestliche Solaranlage (unten) geht in Betrieb. Die Schwankungen des zugehörigen Kollektorfühlers sind vermutlich auf Anfahrphänomene zurückzuführen. Der solare Betrieb an diesem Tag ist weitgehend unauffällig.

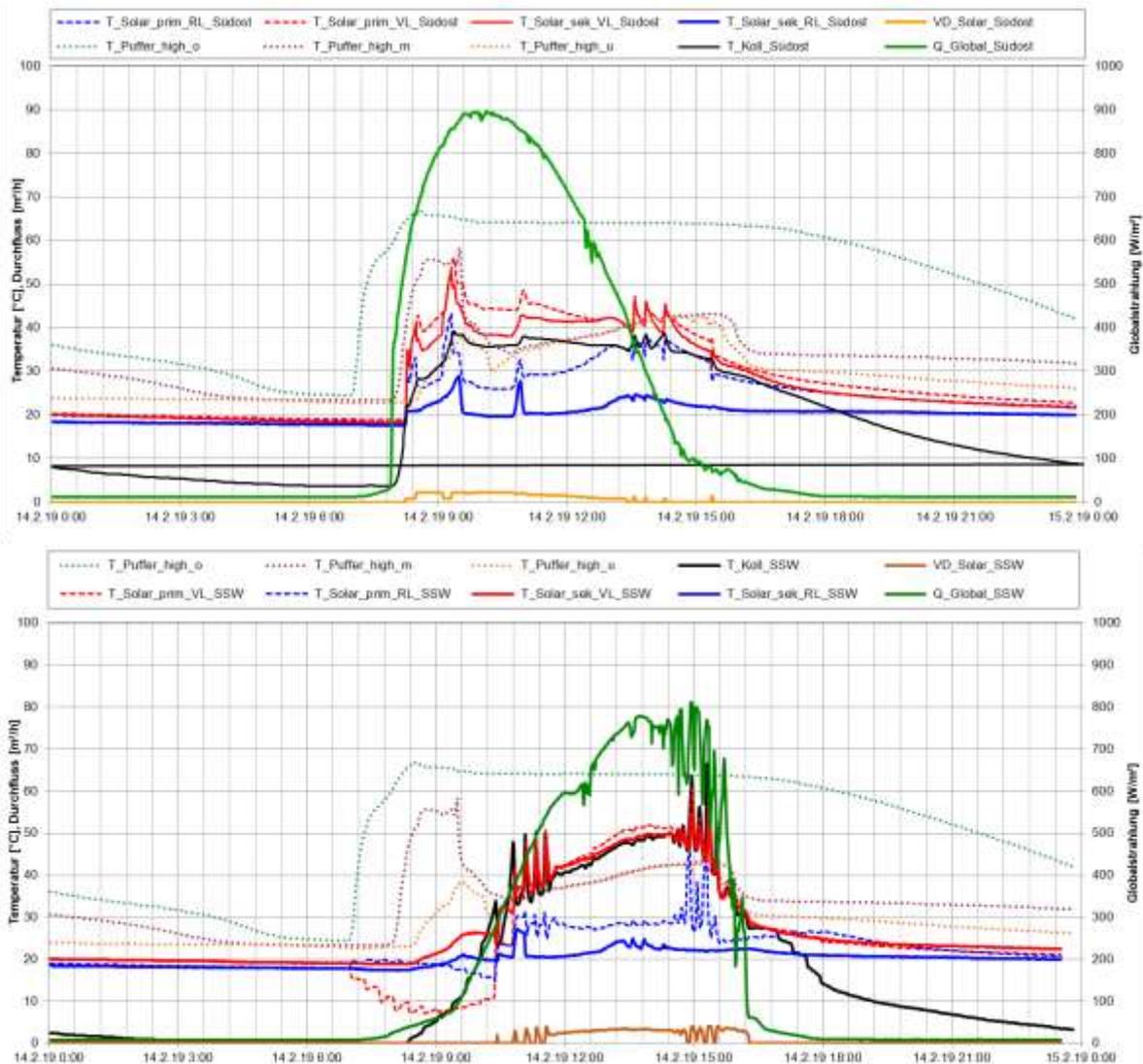


Abbildung 159: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung sowie der Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (14.2.2019). Oben: Kollektorfeld Südost, Unten: Kollektorfeld Südsüdwest (SSW)

Abbildung 160 zeigt für den gleichen Tag den Betrieb der anderen Wärmeerzeuger – Holzvergaser- und Pellets-Raumofen, wobei zweiterer an diesem Tag nicht in Betrieb war. Der morgendliche Anstieg der obersten Puffertemperatur ist klar auf den Holzvergaserkessel zurückzuführen, welcher in der kalten Jahreszeit immer in der Früh für rund 2 Stunden in Betrieb geht. Um die Mittagszeit tritt ein weiterer 5-Minütiger Betrieb auf. Aus den Messdaten heraus lässt sich nicht feststellen, was diese kurze Betriebsperiode ausgelöst hat. Der Betrieb des Holzvergaserkessels ist jedoch unauffällig.

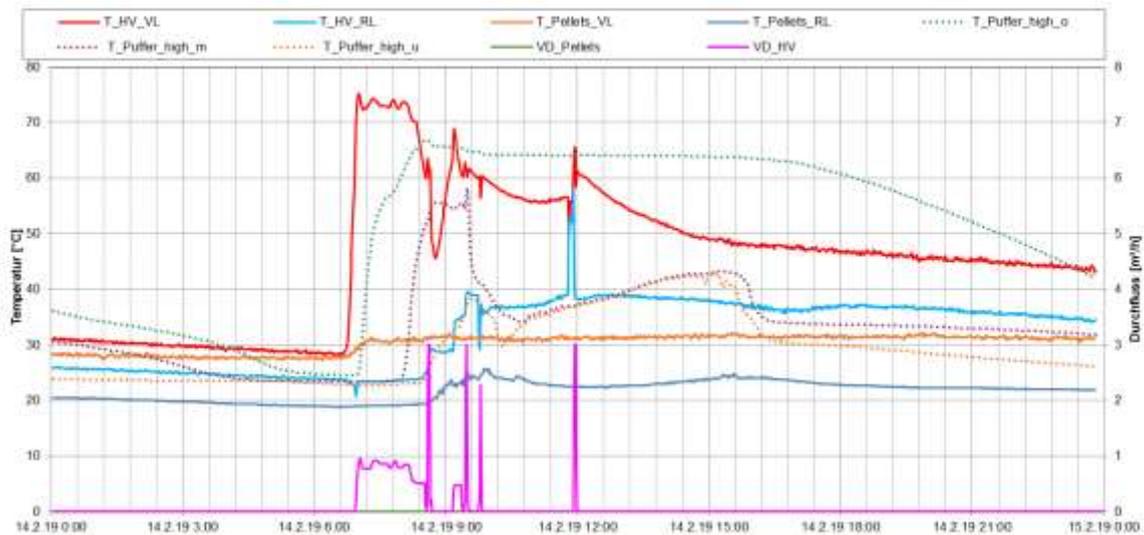


Abbildung 160: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen von Holzvergaser (HV), Pellets-Raumofen und im Pufferspeicher sowie der dazugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (14.2.2019).

Abbildung 161 zeigt die Verbraucher an diesem Tag. Es gab über den Tag verteilt immer wieder kurze Warmwasserzapfungen, welche anhand der Vorlauftemperaturpeaks bzw. bei etwas längeren Zapfungen am Durchfluss (VD_WW, grau strichliert) erkennbar sind. Die Bauteilaktivierung ist primär tagsüber, zeitgleich mit der Solaranlage aktiv. Die Vorlauftemperatur entspricht weitgehend den solaren Temperaturen, die Bauteilaktivierung wird also direkt von der Solaranlage gespeist. Dies erlaubt einen sehr effizienten Betrieb der Solaranlage.

Der Anschluss für den Vorlauf der Fußbodenheizung befindet sich ganz oben am Pufferspeicher. Da der entsprechende Wärmezähler vor dem Beimischventil der Fußbodenheizung sitzt, sind die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung und die oberste Puffertemperatur praktisch deckungsgleich. Der Rücklauf der Fußbodenheizung liegt bei fast konstanten 25 °C. Um eine bessere (exergetische) Ausnutzung des Pufferspeichers zu ermöglichen, wäre zumindest ein weiterer Anschluss für den Vorlauf der Fußbodenheizung etwas tiefer am Pufferspeicher empfehlenswert. Auf diese Weise könnte der obere Bereich des Pufferspeichers länger auf hohem Temperaturniveau gehalten werden.



Abbildung 161: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Verbraucher sowie der dazugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (14.2.2019).

In Abbildung 162 ist die Funktionsweise der Solaranlage an einem einstrahlungsreichen Tag im Juli dargestellt. Die Temperaturen im solaren Primärkreis sind strichliert dargestellt, jene im Sekundärkreislauf sind durchgezogen (VL: rot, RL: blau). In der oberen Grafik ist die südöstliche Solaranlage dargestellt, unten die südwestliche. In der ersten Tageshälfte ist ein glatter Verlauf der Einstrahlung und damit einhergehend eine kontinuierliche Beladung des unteren Bereichs des Pufferspeichers ($T_{\text{Puffer_high_u}}$, orange punktiert) festzustellen. Gegen 9 Uhr wird auch der mittlere Bereich des Pufferspeichers erwärmt. In der zweiten Tageshälfte zeigt die Einstrahlung zwar weitgehend einen glatten Verlauf, doch zeigen sowohl Kollektortemperatur (schwarz), wie auch die Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis sowie der solare Durchfluss einen Pulsbetrieb. Die Ursache dafür ist Abbildung 163 zu entnehmen. Der Pufferspeicher ist gegen 12 Uhr mittags vollständig durchgeladen. Zu diesem Zeitpunkt wird der Bauteilaktivierungskreis eingeschaltet, sobald die Kollektortemperatur rund 110 °C überschreitet bzw. ausgeschaltet sobald die Kollektortemperatur unter 80 °C fällt. Dadurch wird die nach wie vor vorhandene Solarenergie in der Bauteilaktivierung bzw. im gedämmten Erdkoffer unter der Fertigungshalle untergebracht. Durch diese Maßnahme wird die Solaranlage ganzjährig an der Stagnation gehindert. Der Verlauf der Kerntemperatur ist ebenso in Abbildung 163 dargestellt.

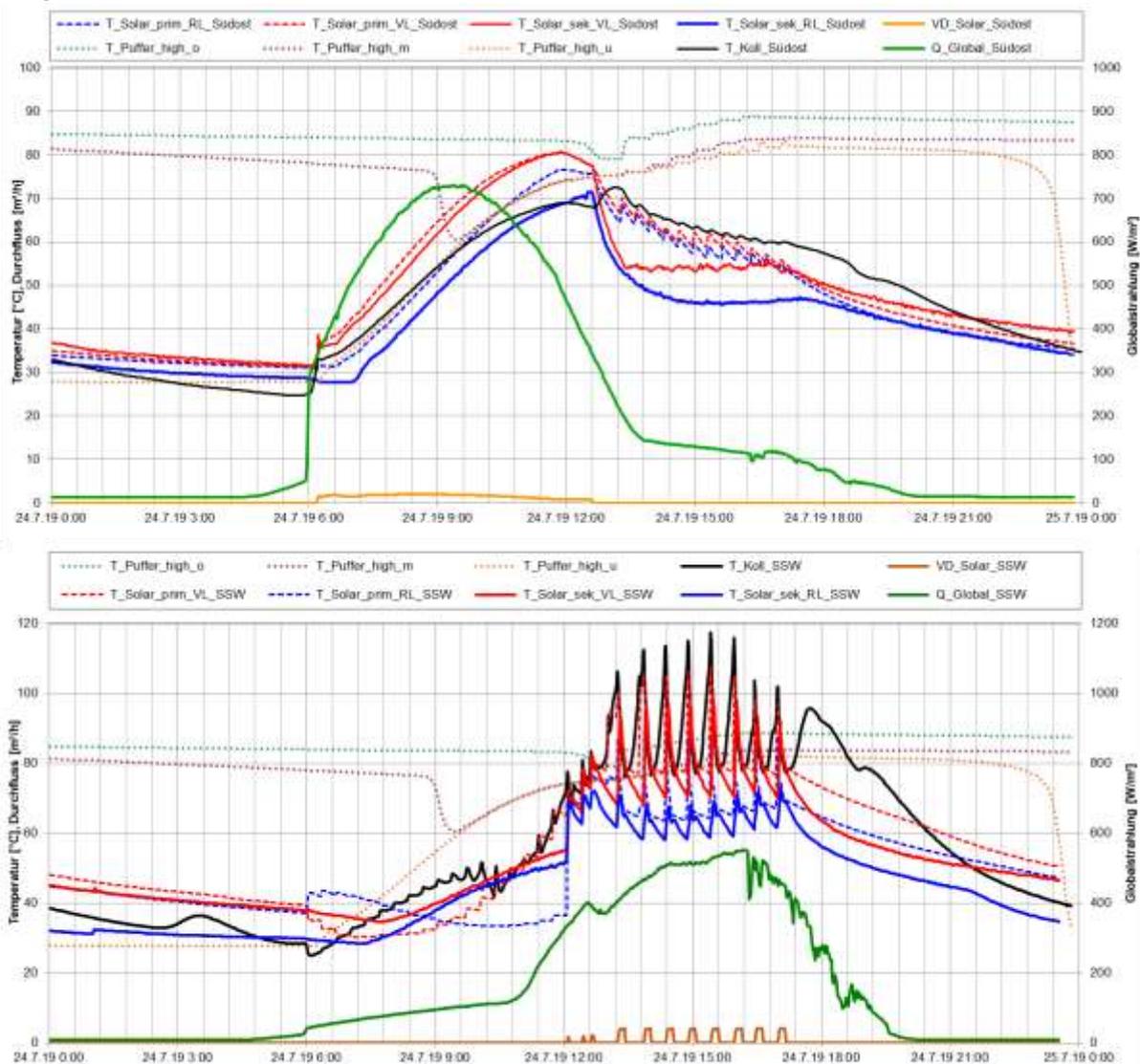


Abbildung 162: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung sowie der Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (24.7.2019). Oben: Kollektorfeld Südost, Unten: Kollektorfeld Südsüdwest (SSW)

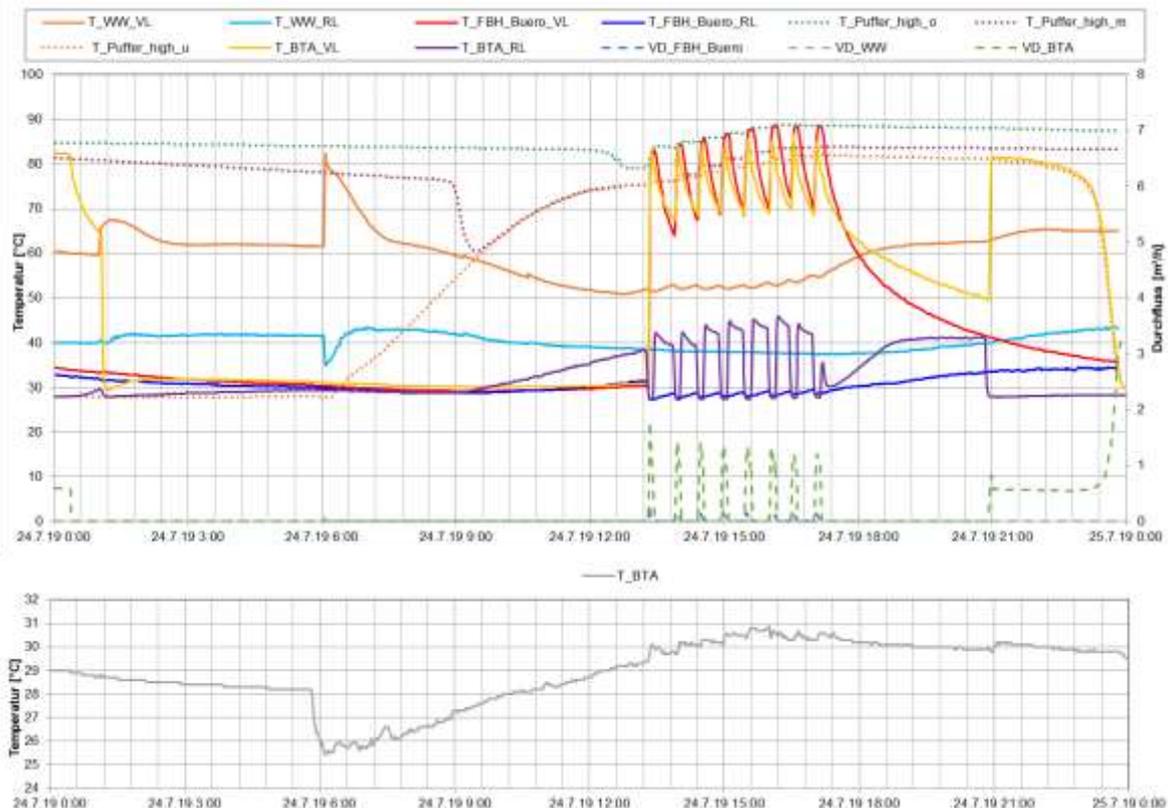


Abbildung 163: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Verbraucher sowie der dazugehörigen Durchflüsse (oben) sowie Kerntemperatur der Bauteilaktivierung (unten) an einem einstrahlungsreichen Tag (24.7.2019).

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 164 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während der Monitoringperiode. Die südöstliche Anlage erwärmt morgens den Pufferspeicher oder bespielt direkt die Bauteilaktivierung und wird daher auf geringerem Temperaturniveau betrieben (Doppelstrich). Nachmittags werden die höheren Betriebstemperaturen erreicht (südsüdwestliche Anlage, durchgezogene Striche). Auch wird der sommerliche Betrieb der Bauteilaktivierung (Erwärmung des Erdkoffers unter Produktionshalle, Stagnationsvermeidung) ausschließlich von der SSW-Solaranlage bewerkstelligt. Dadurch liegt der gewichtete Mittelwert der Vorlauftemperaturen für die südsüdwestliche Solaranlage rund 14 K oberhalb jenem der südöstlichen Anlage.

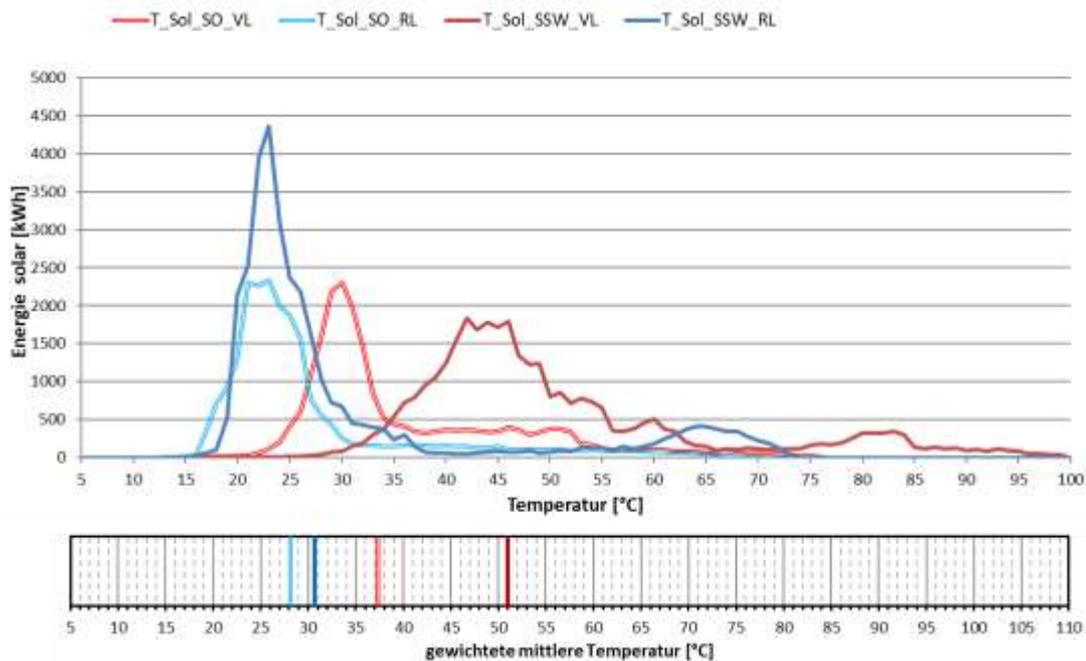


Abbildung 164: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die beiden Kollektorfelder in der Monitoringperiode

Dazu passend sind in Abbildung 165 die Wärmemengen zum Temperaturniveau für Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung dargestellt. Der Verlauf der Vorlauftemperatur für die Fußbodenheizung unterstreicht das oben angesprochene Optimierungspotential hinsichtlich Speicheranschlüsse. Es werden Temperaturen in einem weiten Bereich aus dem Pufferspeicher entnommen und dann via Beimisch-Ventil heruntergemischt. Das ist hinsichtlich effizienter Speicherbewirtschaftung suboptimal. Am Verlauf der Energie zur Vorlauftemperatur der Bauteilaktivierung ist neben dem Hauptpeak für die Hallenbeheizung bei rund 40 °C auch ein Nebenpeak zwischen 70 und 80 °C erkennbar, welcher die Stagnationskühlung darstellt.

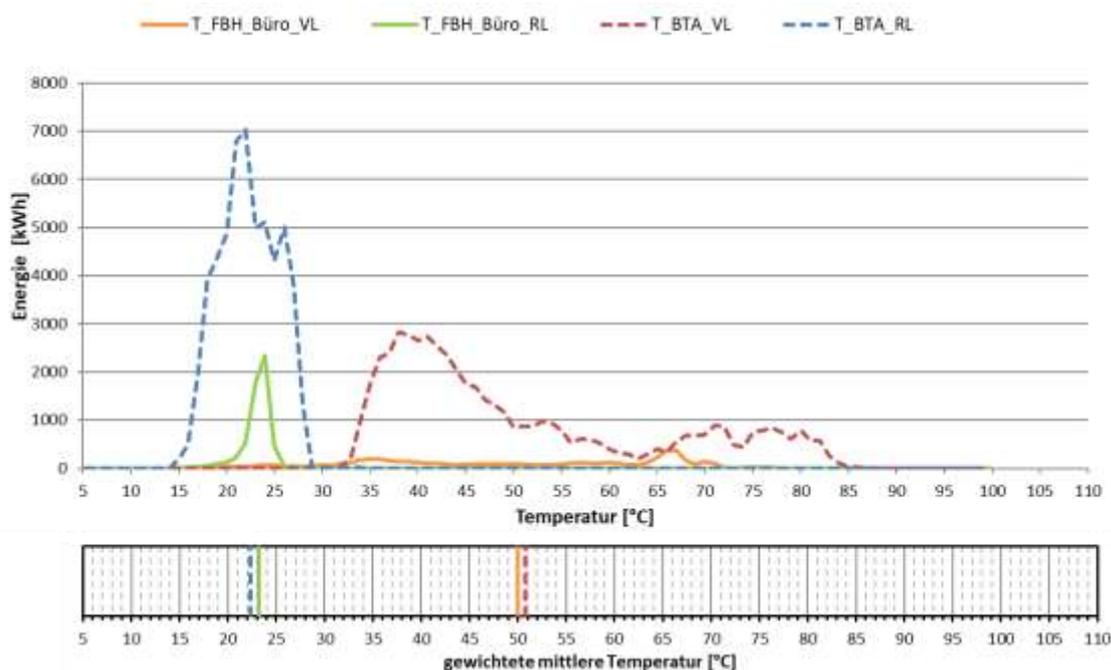


Abbildung 165: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Bauteilaktivierung und die Fußbodenheizung in der Monitoringperiode

7.8.6 Anlagen Status Quo

Das Objekt wurde 2016 errichtet und bezogen. Nach einigen Verzögerungen bei der Umsetzung einer zuverlässigen Datenaufzeichnung, welche schlussendlich mit Hilfe des Begleitforschungsteams behoben werden konnten, wurde die Monitoringperiode im Jänner 2019 gestartet. Die beiden Kollektorfelder – südöstlich bzw. südsüdwestlich ausgerichtet – zeigen ein sehr solides Betriebsverhalten. Trotz der gegenüber der Prognose um rund 44% geringeren Einstrahlung, konnte die Prognose des solaren Ertrags um rund 9% überschritten werden. Dafür sind mehrere Ursachen nennenswert. Zunächst wird die südöstliche Solaranlage ganzjährig am Vormittag auf einem sehr günstigen Temperaturniveau betrieben. Mit dem Ertrag wird einerseits der Pufferspeicher nach der nächtlichen Nutzung durch die Fußbodenheizung wieder aufgewärmt und andererseits die Bauteilaktivierung direkt betrieben. Als zweiter Grund ist der sommerliche Betrieb der Bauteilaktivierung zu nennen, wodurch vor allem bei der südsüdwestlichen Anlage ganzjährig Stagnation vermieden werden konnte. Mit dem sommerlichen Betrieb der Bauteilaktivierung soll auch eine Erwärmung des gedämmten Erdkoffers unter der aktivierten Fundamentplatte und damit geringere Wärmeverluste der Halle in der Übergangszeit erreicht werden.

Der Holzvergaserkessel stellt praktisch die gesamte Nachheizenergie zur Verfügung. Bei einem gemessenen solaren Deckungsgrad von 84,9 % traten jedoch nur in den Monaten November bis Jänner nennenswerte Laufzeiten des Kessels auf. Der Pellets-Raumofen, welcher als Notheizung fungiert, wurde nur äußerst selten betrieben (3% der gesamten Nachheizenergie).

Als einziges Optimierungspotential sei der Anschluss der Fußbodenheizung am Pufferspeicher genannt. Im Sinne einer optimalen Speicherbewirtschaftung wäre zumindest ein weiterer Anschluss im mittleren bzw. unteren Speicherbereich sinnvoll. Auf diese Weise könnte Energie auf einem passenderen Temperaturniveau aus dem Pufferspeicher entnommen werden. In der aktuellen Systemkonfiguration liegen die Temperaturen vor dem Beimischventil der Fußbodenheizung bei bis zu 65 °C.

7.9 AVL I und II, Stmk.

7.9.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	AVL I bis III
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme (AVL I) Solare Kühlung (AVL II + AVL III)
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	AVL I+II: 4. Ausschreibung – Solare Großanlagen 2013 AVL III: 8. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2017
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	<u>AVL I:</u> 1.585 m ² 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (ökoTech gluatmugl HT, ESG+ESG) auf dem Dach der Parkgarage <u>AVL II:</u> 1.295 m ² 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (Ensol DIS150; ESG+ESG) auf dem Dach des APZ <u>AVL III:</u> 584 m ² 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (KBB K5Giga+; ESG+Folie) Gesamtfläche: 3.464 m ²
<u>Ausrichtung:</u>	AVL I: 180° (Süd) AVL II + III: 135° (SO)
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	70 m ³ Pufferspeicher
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bereitstellung von Prozesskälte für die Prüfzellenklimatisierung
<u>Nachheizung:</u>	2 Gaskessel (1450kW, 930kW), Fernwärme (1.200kW), 650 kW Absorptionskältemaschine, 3 MW Bestandskältemaschinen
<u>Solarer Deckungsgrad</u>	22% Solare Prozesswärme 6% Solare Kälte (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	AVL I: 274,4 kWh/(m ² a) AVL II: 320, 6 kWh/(m ² a) AVL III: 395,3 kWh/(m ² a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus</u>	Monitoring abgeschlossen mit Mai 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – solare Großanlagen“ wurden im Ausschreibungsjahr 2013 von der Fa. SOLID insgesamt zwei Projekte und im Ausschreibungsjahr 2017 eine dritte Anlage zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie zur Kälteversorgung des AVL-Firmengeländes in Graz eingereicht und in weiterer Folge für das Begleitforschungsprogramm ausgewählt. Die Bruttogesamtfläche aller Projekte beträgt 3.464 m² (siehe Abbildung 1).

1.585 m² Kollektorfläche wurden bereits auf dem Dach der Parkgarage montiert und in Betrieb genommen bzw. an die Wärmeversorgung angeschlossen (AVL I). 1.295 m² (AVL II) wurden auf der APZ-Halle errichtet und weitere 584 m² (AVL III) am Dach der Parkgarage. Im Zuge der Errichtung des ersten Projekts wurde im Freien, unmittelbar in der Nähe der Parkgarage, ein 70 m³ Pufferspeicher aufgestellt. Aus dem Pufferspeicher wird das Mikronetz des AVL-Firmengeländes mit solarer Wärme versorgt. Über das Mikronetz wird ganzjährig Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prüfzellenklimatisierung sowie für den Betrieb der 650 kW Absorptionskältemaschine bereitgestellt. Hierbei muss, unabhängig von den Außenkonditionen, welche beim jeweiligen Motorentest vorherrschen, die Konditionierung der Prüfzellen entsprechend der geforderten Parameter, wie Temperatur und auch relative Feuchte, erfüllt werden. Des

Weiteren wird über das Mikronetz die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung einzelner Gebäude am Standort gewährleistet. Die Nachheizung für das Mikronetz erfolgt über zwei bestehende Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz.

Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Anlage erfolgt durch die Fa. SOLID über ein „Contracting-Modell“. Die solarthermisch generierte Wärme wird an die AVL GmbH verkauft.



Abbildung 166: Rendering der Kollektorfelder AVL I und AVL II. Im Vordergrund das 1.295 m² große Kollektorfeld am Dach des APZ-Gebäudes (AVL II) bzw. im Hintergrund das 1.585 m² große Kollektorfeld am Dach der Parkgarage (AVL I). (Bildquelle: SOLID Solar Energy Systems)

7.9.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zu den Anlagen „AVL I - Solare Prozessintegration“, „AVL II und AVL III – solare Kühlung“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 167 dargestellt.

Alle solarthermischen Anlagen speisen in Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus in zwei unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher ein. Aus dem Pufferspeicher erfolgt die Bereitstellung von solarer Wärme über das Mikronetz für die einzelnen Prozesse, die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung sowie die Bereitstellung von Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage des AVL-Firmengeländes. Die Nachheizung wird über zwei Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz gewährleistet. In Abhängigkeit der Energiepreise werden die Gaskessel bzw. das Fernwärmenetz als Nachheizung genutzt.

Das Monitoringkonzept umfasst 11 Wärmemengenzähler, 31 Temperatursensoren (5 im Pufferspeicher) sowie zwei Globalstrahlungssensoren in der Kollektorebene und zwei Drucksensoren in den Solarprimärkreisen.

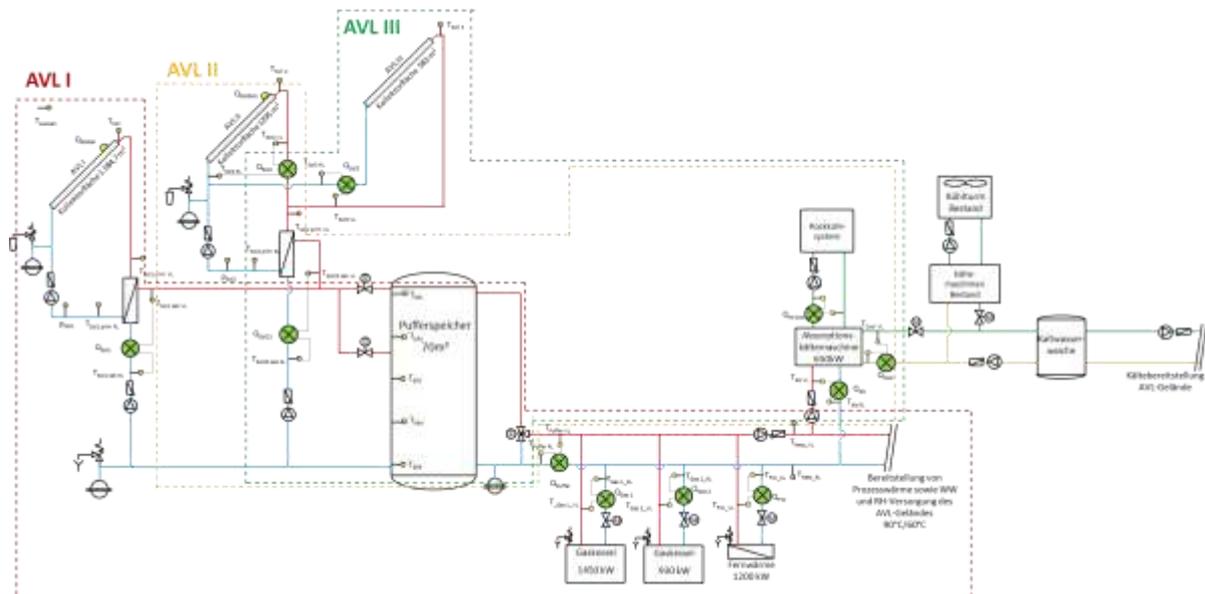


Abbildung 167: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „AVL“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

- S_{Global} Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
- S_{Global2} Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene (APZ)
- p_{Sol1} Drucksensor Primärkreis AVL I
- p_{Sol2} Drucksensor Primärkreis AVL II
- T_{Koll1} Kollektortemperatur AVL I
- T_{Koll2} Kollektortemperatur AVL II
- T_{Sol1 prim VL} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 1
- T_{Sol1 prim RL} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 1
- T_{Sol2 prim VL} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 2
- T_{Sol2 prim RL} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 2

Solar-Sekundärkreis

- T_{Sol1 sek VL} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 1
- T_{Sol1 sek RL} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis 1
- Q_{Sol1} Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis 1
- T_{Sol23 sek VL} Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 2
- T_{Sol23 sek RL} Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis 2
- Q_{Sol23} Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis 2

Speicher

- T_{Sp1} Pufferspeichertemperatur 1
- T_{Sp2} Pufferspeichertemperatur 2
- T_{Sp3} Pufferspeichertemperatur 3
- T_{Sp4} Pufferspeichertemperatur 4
- T_{Sp5} Pufferspeichertemperatur 5
- T_{Puffer VL} Vorlauftemperatur nach Puffer

$T_{\text{Puffer RL}}$	Rücklauf­temperatur nach Puffer
Q_{Puffer}	Wärmemengenzähler nach Puffer

Nachheizung

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

Verbraucher

$T_{\text{Netz VL}}$	Vorlauf­temperatur Mikronetz
$T_{\text{Netz RL}}$	Rücklauf­temperatur Mikronetz
$T_{\text{Ab VL}}$	Vorlauf­temperatur Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
$T_{\text{Ab RL}}$	Rücklauf­temperatur Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
Q_{Ab}	Wärmemengenzähler Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
$T_{\text{Recool VL}}$	Vorlauf­temperatur Rückkühler
$T_{\text{Recool RL}}$	Rücklauf­temperatur Rückkühler
Q_{Recool}	Wärmemengenzähler Rückkühler
$T_{\text{Cool VL}}$	Vorlauf­temperatur solare Kühlung
$T_{\text{Cool RL}}$	Rücklauf­temperatur solare Kühlung
Q_{Cool}	Wärmemengenzähler solare Kühlung

7.9.3 Energiebilanz

Abbildung 89 zeigt die Input-Output-Bilanz der Gesamtanlage „AVL“. Der Wärmeeintrag findet über die drei Solaranlagen (gelb – AVL I, orange – AVL II, rot – AVL III) sowie den Gaskessel 1 (dunkeltürkis) und Gaskessel 2 (grau) statt. Gaskessel 2 war primär während des Herbsts bzw. Winters 2022/23 aktiv. Die Fernwärme wurde im Betrachtungszeitraum nie für die Nachheizung genutzt. Als Verbraucher steht einerseits das firmeninterne Netz zur Verfügung (violett), welches in weiterer Folge sämtliche Wärmeverbraucher versorgt und andererseits wird Antriebswärme für die solare Kältemaschine bereitgestellt (solare Kühlung, dunkelblau).

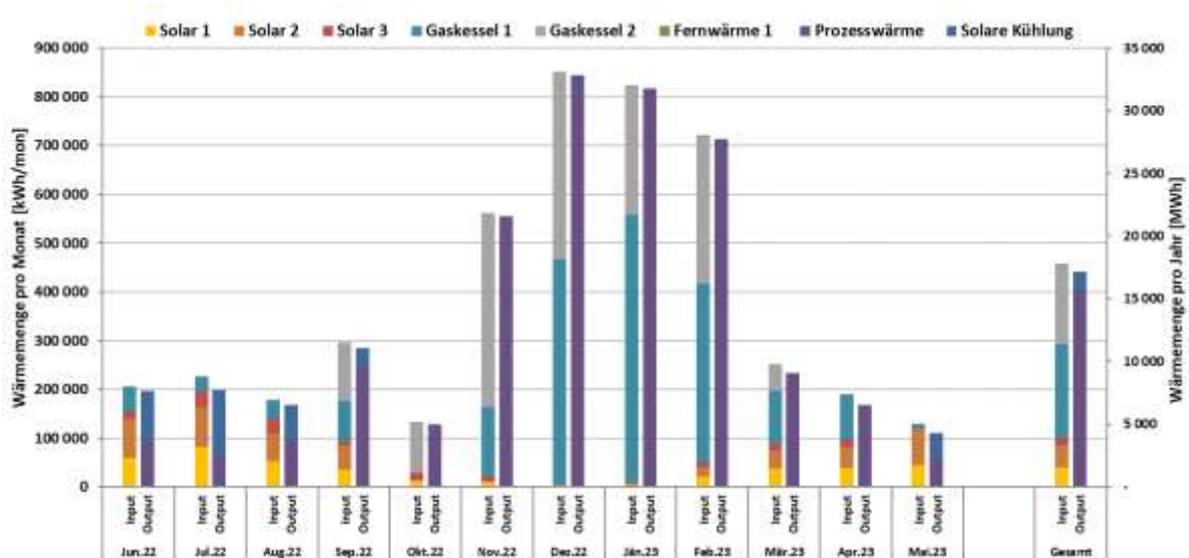


Abbildung 168: Energiebilanz der Anlage "AVL solare Prozesswärme und solare Kühlung"

Der thermische COP einer Absorptionskältemaschine ist über den Quotienten der Kälteleistung am Verdampfer zur Heizleistung am Austreiber definiert. Als Qualitäts-Benchmark wurden in der Ausschreibung zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds thermische COPs größer 0,6 definiert. In Abbildung 169 ist die Wärmebilanz um die Absorptionskältemaschine sowie der thermische COP angegeben. Die Vorgaben durch das Förderprogramm hinsichtlich thermischen COP wurden in allen Monaten erreicht. Einzige Ausnahme stellt der April 2023 dar. Hier kam es zu einer Unterschreitung der geforderten 0,6. Dies ist auf die sehr geringe Laufzeit der Kältemaschine zurückzuführen. Ansonsten zeigte die Kältemaschine ein solides Betriebsverhalten.

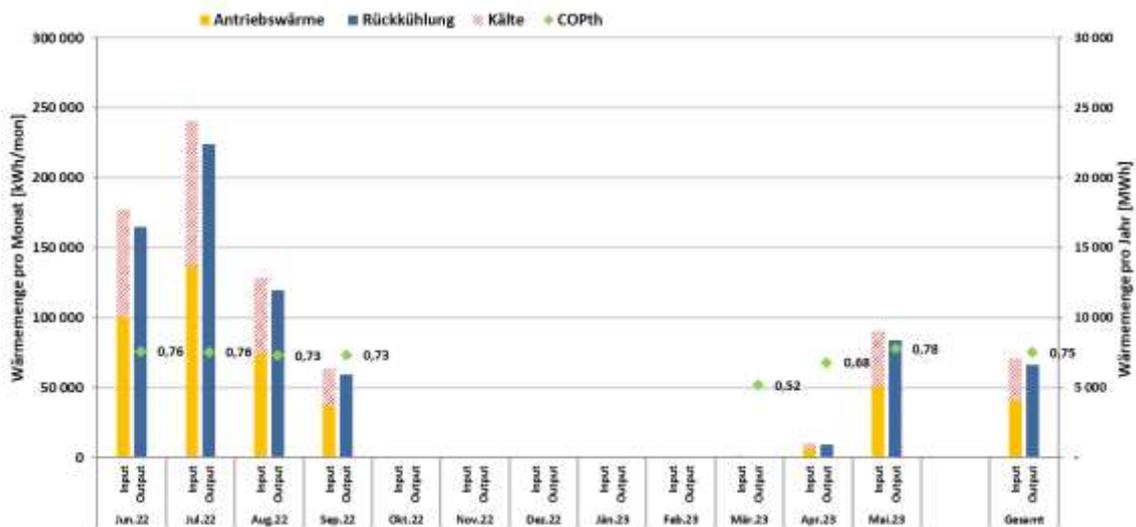


Abbildung 169: Bilanz um die Absorptionskältemaschine sowie thermischer COP

7.9.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 170 bis Abbildung 176) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im Monitoringzeitraum Juni 2022 bis Mai 2023. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch).

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird für AVL I ein Jahressolarertrag von 447 kWh/m²a, für AVL II ein Jahressolarertrag von 446 kWh/m²a und für AVL III ein Jahressolarertrag von 481 kWh/m²a prognostiziert.

Ein Vergleich der gemessenen mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 170 bis Abbildung 172 angeführt. Im Monitoringzeitraum lagen die gemessenen Erträge mit 274,4 kWh/m²a (AVL I), 320,6 kWh/m²a (AVL II) deutlich unter den Erwartungen. Bei der Anlage AVL III lag der Ertrag mit 395,3 kWh/m²a deutlich näher an der Prognose. Ein wesentlicher Grund für die geringeren Erträge ist jedenfalls in der Jahressumme der gemessenen Einstrahlungen zu suchen. In der Monitoringperiode lag die Einstrahlung bei 936 kWh/m²a während die Prognose bei 1.347 kWh/m²a lag. Als zweiter Grund ist der gegenüber der Prognose deutlich geringere Bedarf des Industriebetriebs zu nennen (vgl. Abbildung 176).

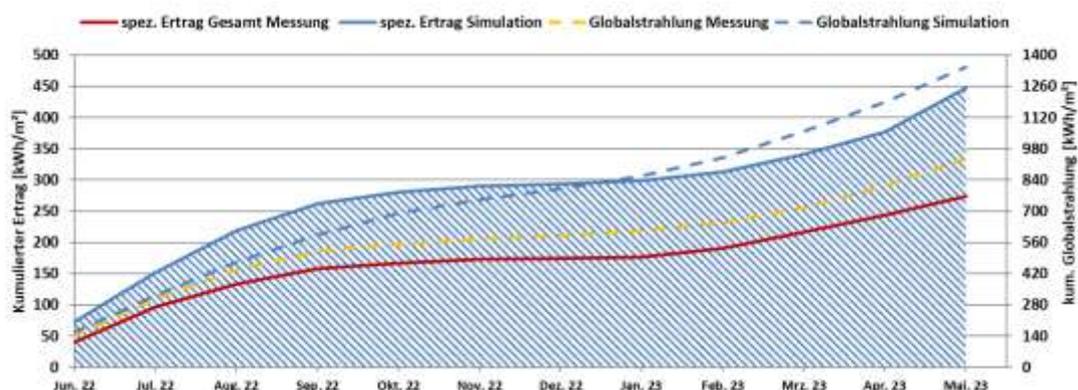


Abbildung 170: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL I – Solare Prozessintegration“

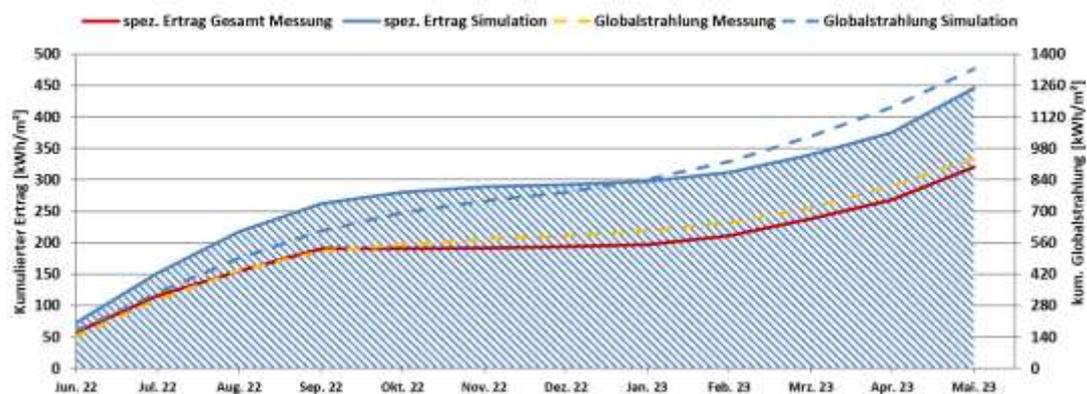


Abbildung 171: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL II – Solare Kühlung“

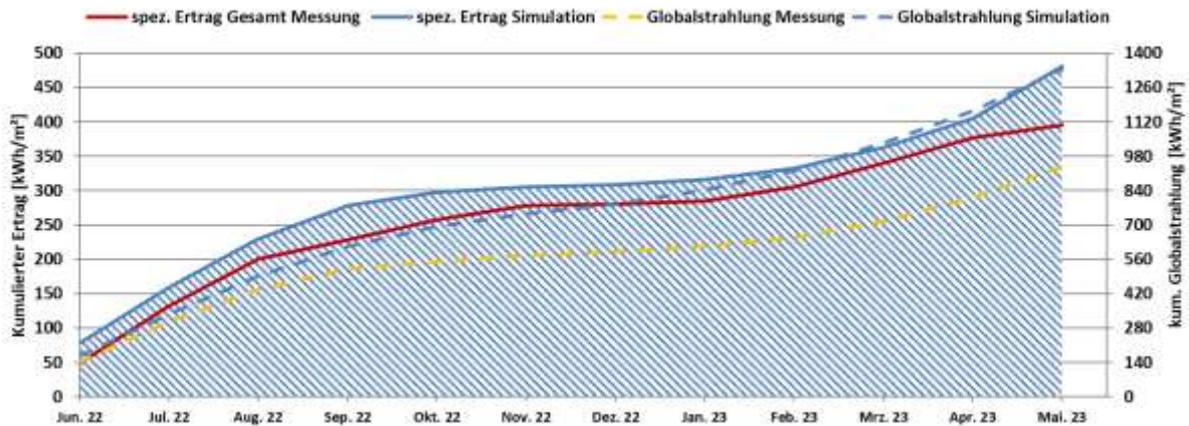


Abbildung 172: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL III – Solare Kühlung“

In Abbildung 173 werden die Prognosewerte der Einstrahlung mit den Messwerten verglichen. Insbesondere ab September 2022 kam es zu wesentlichen Einstrahlungseinbußen im Vergleich zur Prognose.

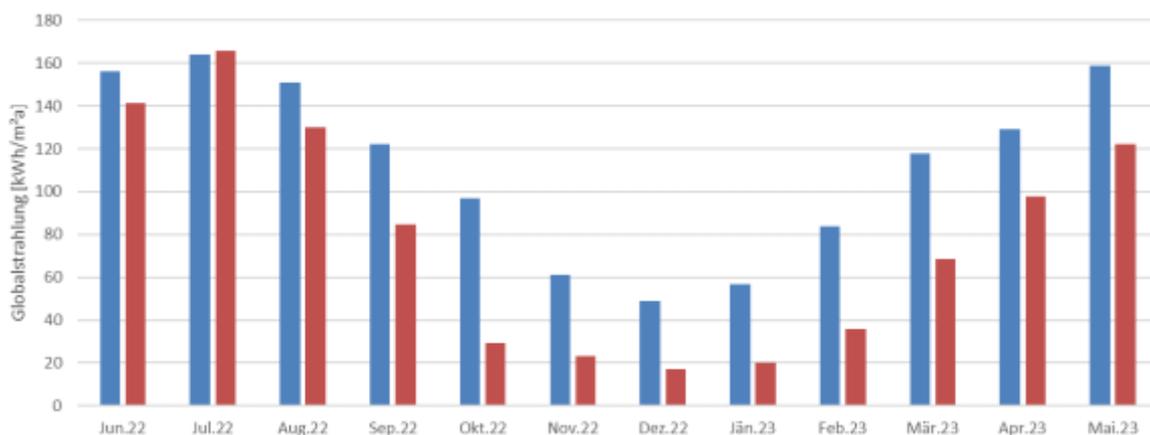


Abbildung 173: Vergleich der prognostizierten und gemessenen Absolutwerte der Einstrahlung in Kollektorebene

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 4 % für die Prozesswärmeversorgung und mit 9 % für die solare Kühlung angegeben. Abbildung 174 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad (rot) von 22 % für die Prozesswärmeversorgung. In praktisch allen Monaten konnte die Prognose deutlich überschritten werden, was in direkter Analogie mit dem Verbrauch verständlich ist.

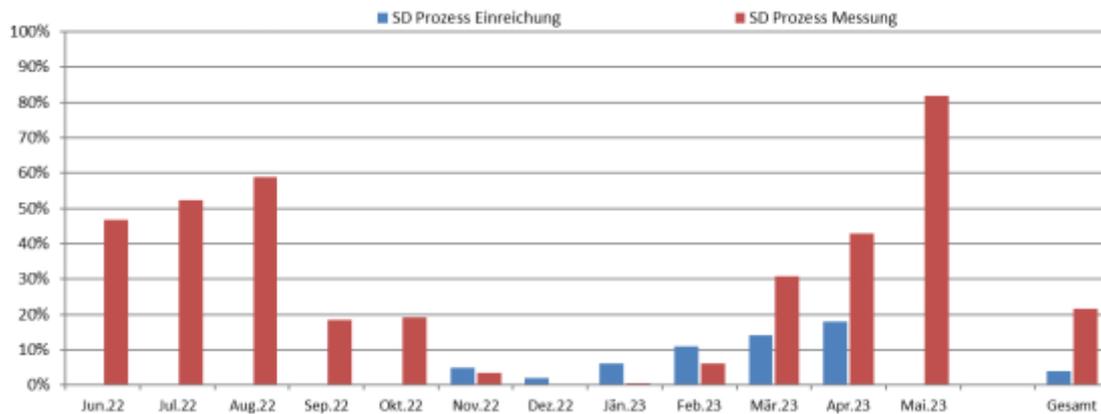


Abbildung 174: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Prozesswärmeversorgung

Für die solare Kühlung konnte solarer Deckungsgrad (Anteil der solar produzierten Kälte an der Gesamtkälte) von 6 % erreicht werden (Abbildung 175). Angesichts der deutlich geringeren solaren Einstrahlung gegenüber der Prognose ist das als sehr gutes Ergebnis zu bewerten.

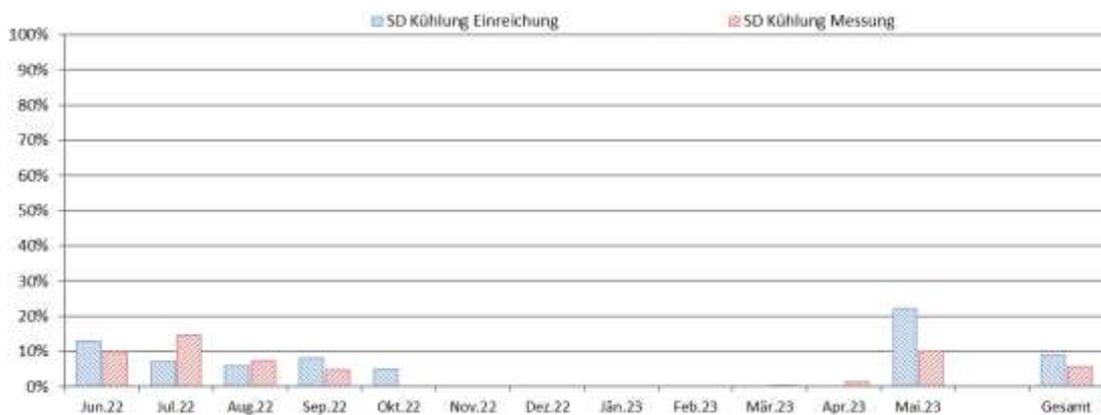


Abbildung 175: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die solare Kühlung

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärme- und Kälteabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 176 zu entnehmen. Der tatsächliche Verbrauch von Prozesswärme lag deutlich unter der Prognose. Der Beitrag der solaren Kältebereitung lag hingegen deutlich über den Prognosewerten. Hier ist zu erwähnen, dass in der Verbrauchsgrafik, die durch die solare Kältemaschine produzierte Kälte mit den Prognosewerten verglichen wird. In der Grafik zum solaren Deckungsgrad hingegen die solare Kälte mit dem Gesamtbedarf für Kälte verglichen wird.

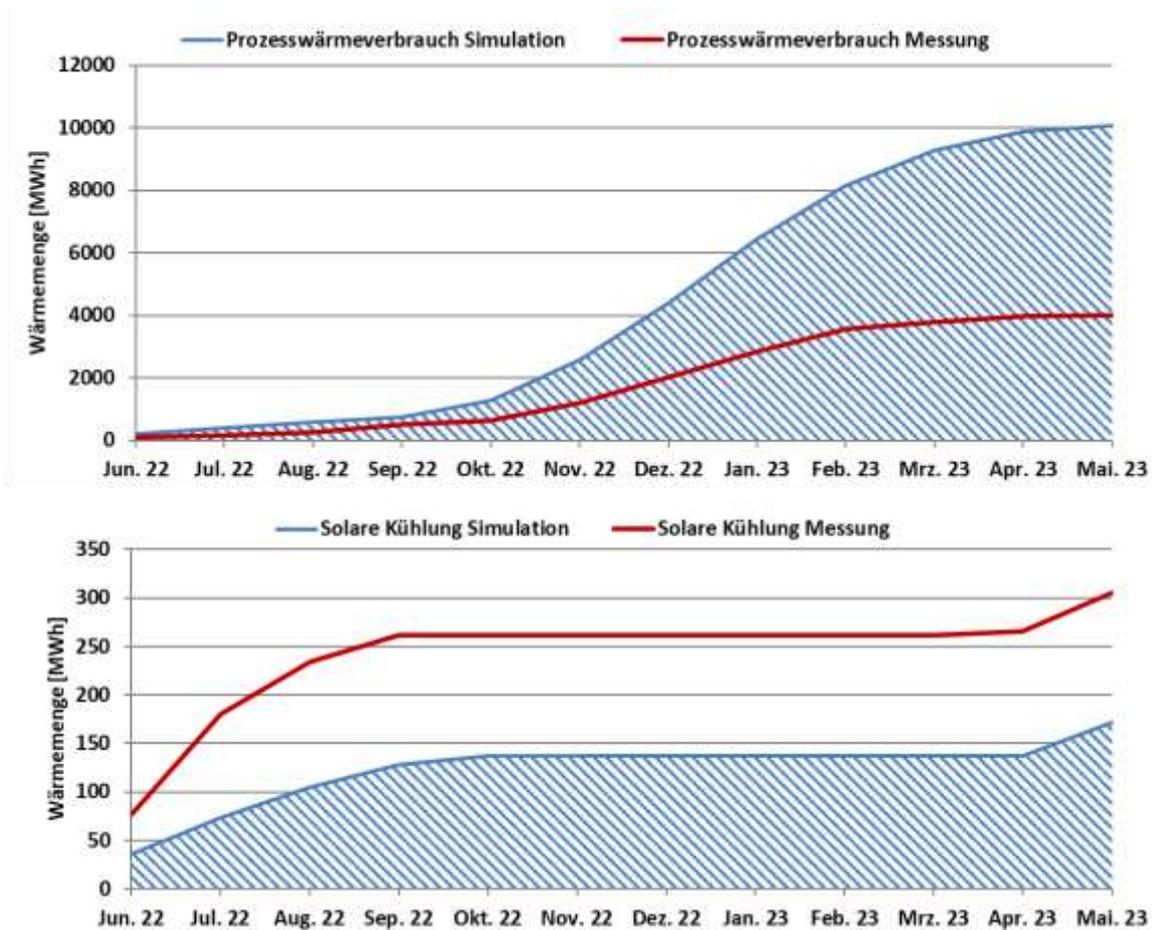


Abbildung 176: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für Prozesswärme und solare Kühlung

7.9.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

AVL I – Monitoringperiode: Juli 2017 – Juni 2018

Im oberen Teil der Abbildung 177 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd_Puffer_out) an zwei Tagen im August 2017 dargestellt. Wie der unteren Grafik zu entnehmen ist, war am ersten dargestellten schönen Augusttag neben der Solaranlage nur einer der beiden Gaskessel in Betrieb. Der Bedarf durch das Wärmenetz konnte weitgehend vollständig von der Solaranlage sowie von den Reserven in den Pufferspeichern abgedeckt werden.

Auffallend ist der Betrieb der Solaranlage in den frühen Morgenstunden der beiden betrachteten Tage. Hier findet solare Rückkühlung des Puffers an die Umgebung statt, um Stagnation tagsüber vorzubeugen. Wie der Grafik zu entnehmen ist, wird in etwa der halbe Pufferspeicher sehr effektiv rückgekühlt (T_Puffer_3 bis T_Puffer_5 sinken rapide ab). Am 17.8.2017 kommt es durch die solare Rückkühlung zu einem Anfahren von Gaskessel 1. Dieser Betriebszustand ist denkbar ungünstig und sollte vermieden werden.

Ansonsten kann die Solaranlage die durch das Netz angeforderten rund 65 °C sehr stabil decken. Während der Betrachtungsperiode von einem Jahr stagnierte die Solaranlage kein

einziges Mal. Im Vergleich zu den produzierten Wärmemengen bzw. den Wärmeverbräuchen sind die rückgekühlten Wärmemengen so klein, dass sie in der Gesamtbilanz nicht (sinnvoll) darstellbar sind.

Vorausschau: Seit Inbetriebnahme der thermischen Kältemaschine (AVL II und III) trat dieser Zustand (solare Rückkühlung) nie wieder auf.



Abbildung 177: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des Solarkreises, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Sommer (17.-18.8.2017)

Im oberen Teil der Abbildung 178 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd_Puffer_out) an zwei Tagen im Februar 2018 dargestellt. In der kälteren Jahreszeit liegt die Netztemperatur mit rund 76 °C spürbar höher im Sommer. Durch die deutliche schlechtere Einstrahlung hat die Solaranlage Schwierigkeiten diese Temperaturen zu erreichen. An den zwei betrachteten, repräsentativen Tagen konnte die Solaranlage nur am zweiten Tag Temperaturen in ausreichender Höhe bereitstellen. Während dem Rest der Zeit läuft Gaskessel 1 durchgehend und wird für einen kurzen Zeitraum zusätzlich von Gaskessel 2 unterstützt. Positiv anzumerken ist, dass die Solaranlage im Vergleich zum August mit

deutlich geringerem Durchfluss betrieben wird und somit bereits alles getan wurde, um die vom Netz geforderten Temperaturen zu erreichen.

Gesamtsystemisch betrachtet, könnte eine solare Vorwärmung des Rücklaufs der Gaskessel angedacht werden, um den Solarertrag zu verbessern. Nach Rücksprache mit dem Industriebetrieb stellte sich heraus, dass dies schon mehrfach diskutiert, aber bisher nicht umgesetzt wurde, da dann der Brennwerteffekt der Gaskessel nicht mehr nutzbar wäre und sich dadurch für den Industriebetrieb Nachteile bei den Energiekosten ergeben würden.



Abbildung 178: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des Solarkreises, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Februar (10.-11.2.2018)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 179 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In der Betrachtungsperiode lieferte Gaskessel 1 mit Abstand am meisten Energie in das Firmennetz. Der Beitrag der Solaranlage ist über den Temperaturbereich zwischen 50 und 110 °C verteilt, im gewichteten Mittel bringt sie Temperatur bei 79 °C. Der Solarspeicher bringt entsprechend der Netztemperatur in der wärmeren Jahreshälfte im gewichteten Mittel Energie bei 66,8 °C ins System.

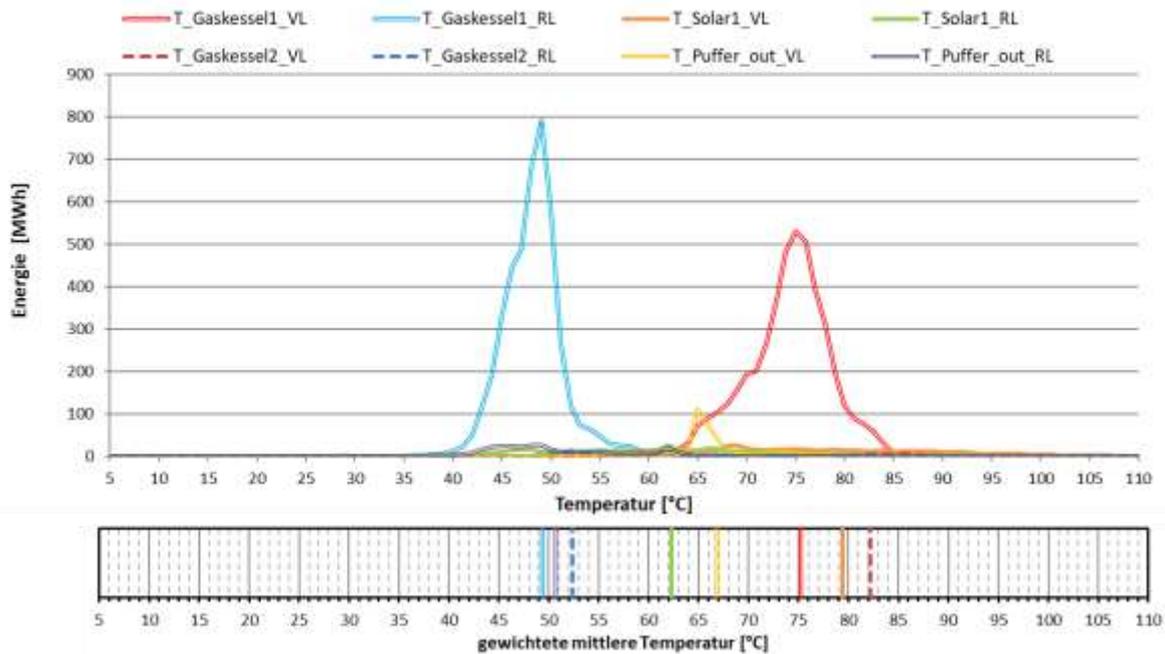


Abbildung 179: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage, Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung ins Firmennetz während der Monitoringperiode

Betrachtet man hingegen nur die Sommermonate von Juli bis Anfang September 2017, ist der hohe Beitrag der Solaranlage zum Bedarf des Industriebetriebs evident.

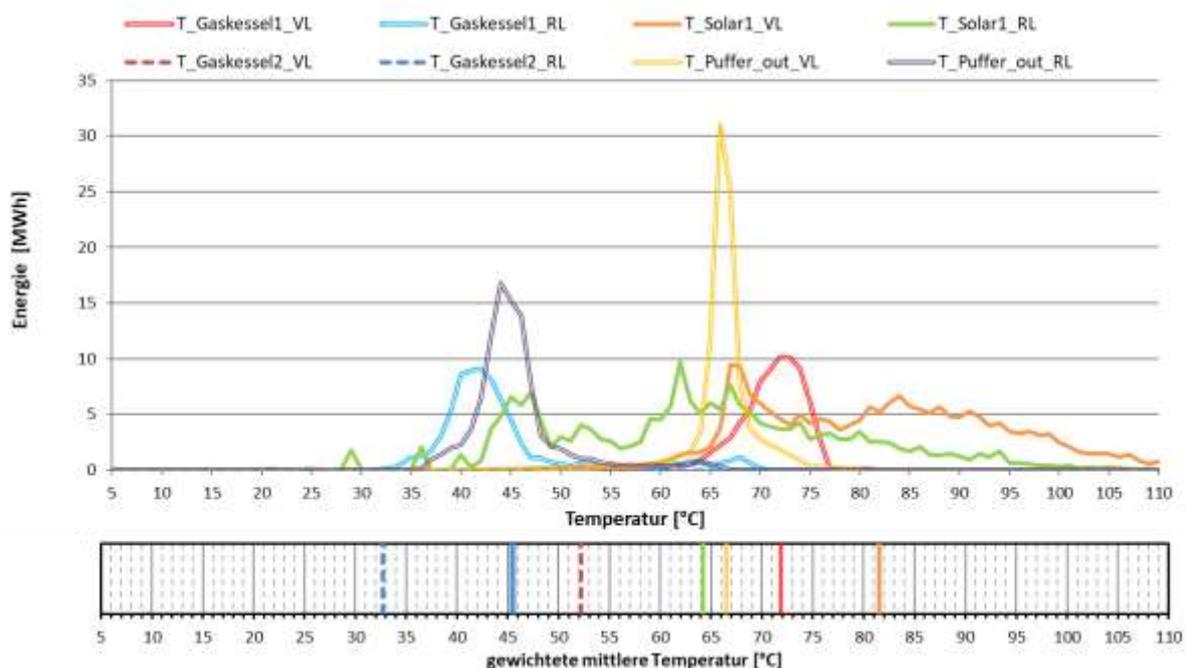


Abbildung 180: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage, Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung ins Firmennetz von Juli bis Anfang September 2017

Gesamtanlage AVL – Monitoringperiode: Juni 2022 – Mai 2023

Im oberen Teil der Abbildung 181 sind die Temperaturverläufe in den Solarkreisen, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für die Solarkreise, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd_Puffer_out) an zwei Tagen im Juli 2022 dargestellt. Am 24.7. lag recht wechselhafte Einstrahlung vor, der 25.7.

hingegen war ein wolkenlos schöner Tag. An beiden Tagen sowie in der Nacht dazwischen konnte der Wärmebedarf des Systems inklusive der Antriebswärme für die Absorptionskältemaschine (vgl. Abbildung 182) vollständig durch Solaranlagen und Pufferspeicher gedeckt werden. Der Temperaturverlauf der Solaranlagen ist weitgehend vergleichbar, wobei aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung eine leichte tageszeitabhängige Verschiebung der Temperaturpeaks erkennbar ist. Kollektorfeld 1 (Solar1) ist südlich ausgerichtet und hat daher gegenüber den südöstlich ausgerichteten Kollektorfeldern 2 und 3 (Solar23) einen etwas späteren Temperaturpeak. Die Teilfelder liefern weitgehend ähnliche Temperaturen. Auffallend ist in der unteren Grafik von Abbildung 181, dass scheinbar Kollektorfeld 1 auch in der Nacht in Betrieb ist. Anhand des Temperaturverlaufs von Vorlauf und Rücklauf ($T_{\text{Solar1_VL/RL}}$; rot und blau punktiert) ist jedoch erkennbar, dass hier keine solare Rückkühlung stattfindet, da in diesem Fall die Vorlauftemperatur unterhalb der Rücklauftemperatur liegen müsste. Die vollkommen horizontale, schwankungsfreie Linie des Durchflusses (Vd_{Solar1} ; dunkelrot) deutet auf fehlerhafte Messdaten hin. Es sind an 2 Stellen Durchflusspeaks von Gaskessel1 erkennbar ($Vd_{\text{Gaskessel1}}$; orange). Da jedoch beim Verlauf der Netzzvorlauftemperatur ($T_{\text{Netz_VL}}$; orange fett) zum gleichen Zeitpunkt kein Temperatursprung feststellbar ist, handelt es sich vermutlich um kleine Fehlströmungen. Der Betrieb an diesen repräsentativen Tagen ist unauffällig und bedarf keiner Optimierung.

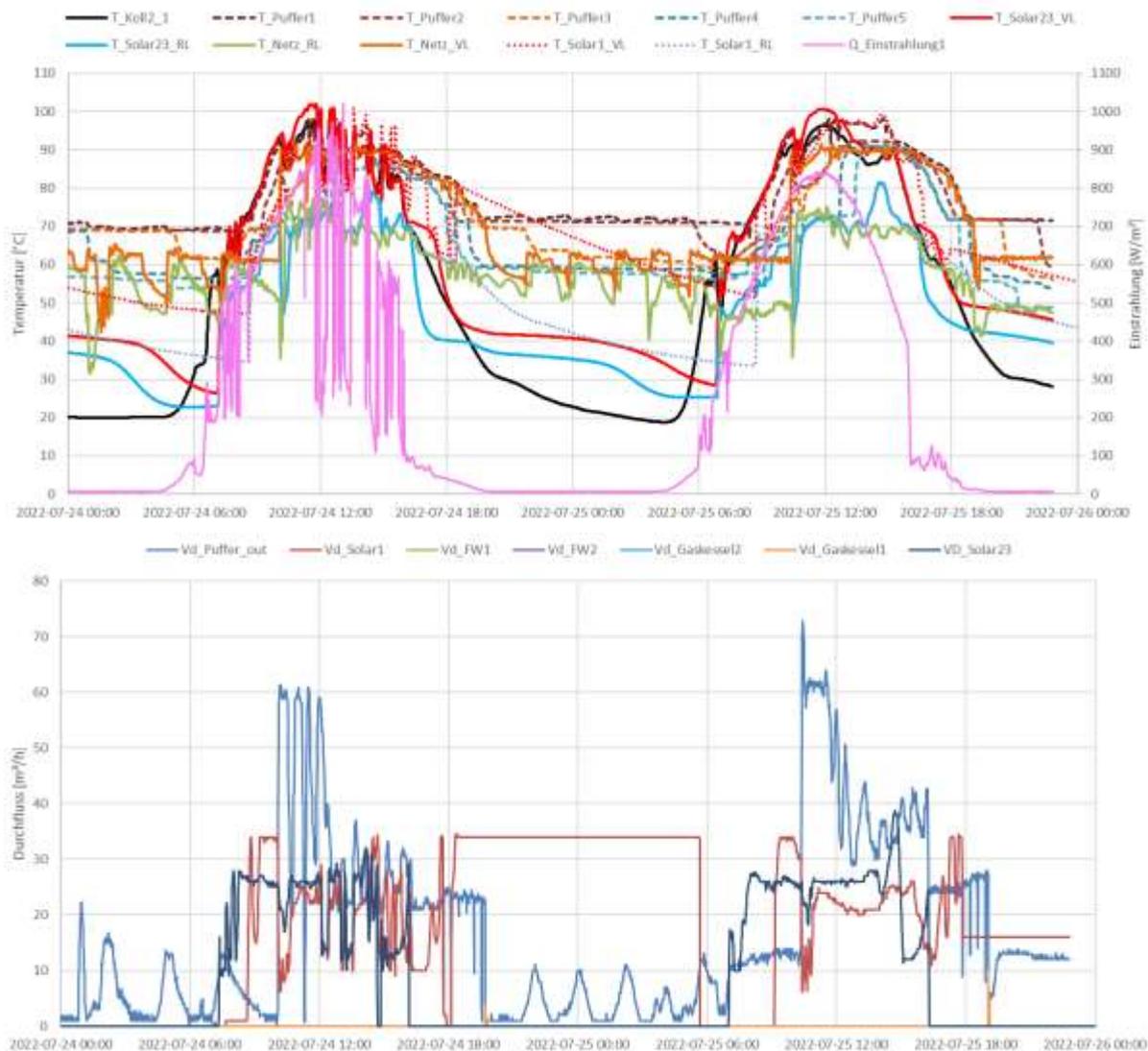


Abbildung 181: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Solarkreise, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Juli (24.-25.7.2022)

Abbildung 182 zeigt die Temperatur- und Durchflussverläufe rund um die Absorptionskältemaschine an den beiden gleichen Tagen. Die Vor- und Rücklauftemperaturen von Netz und thermischer Antriebsenergie der Kältemaschine ($T_{Ab_VL}/_{RL}$) sind während der Betriebszeit der Kältemaschine praktisch deckungsgleich. Es ist also tagsüber von einem sehr geringen sonstigem Wärmebedarf im Netz auszugehen. Die Absorptionskältemaschine erzeugt relative konstante Nutzkälte auf einem Temperaturniveau von rund 5°C (T_{cool_VL} ; rot punktiert). Über das Rückkühlsystem werden rund 30°C an die Umgebung abgegeben. Hierbei fällt auf, dass T_{recool_VL} immer kleiner als T_{recool_RL} ist. Das ist auf eine fehlerhafte Bezeichnung in den Messdaten zurückzuführen. Der Betrieb der thermischen Kältemaschine ist als sehr stabil einzuordnen. Es besteht kein Optimierungsbedarf.



Abbildung 182: oben: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen um die Absorptionskältemaschine des Verlaufs der Netztemperaturen; unten: Durchflüsse rund um die Absorptionskältemaschine an zwei Tagen im Juli (24.-25.7.2022)

Im oberen Teil der Abbildung 183 sind die Temperaturverläufe in den Solarkreisen, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für die Solarkreise, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd_Puffer_out) an zwei Tagen im Dezember 2022 dargestellt. An beiden Tagen konnte die Solaranlage nur jeweils einmal kurz die Netztemperatur überschreiten (vgl. T_{Koll2_1} – schwarz mit T_{Netz_VL} – orange). In beiden Fällen ging zumindest ein Kollektorfeld für einen kurzen Zeitraum in Betrieb. Die geringe Einstrahlung konnte jedoch nicht dauerhaft die Netztemperatur

erzeugen, wodurch der Solarbetrieb schnell wieder beendet wurde. Der Wärmebedarf wird ausschließlich vom Gaskessel 1 gedeckt, aus dem Solarpufferspeicher kann aufgrund des zu niedrigen Temperaturniveaus keine Energie geliefert werden.

Die verfügbare (gespeicherte) Solarwärme könnte jedoch zur Rücklaufanhebung des Gaskessels genutzt werden und so für reduzierte Gasverbräuche sorgen. Wie oben bereits beschrieben ist dies jedoch nicht sinnvoll, da ansonsten der Brennwerteffekt der Gaskessel nicht mehr nutzbar wäre.

Wie auch der Jahressystembilanz (Abbildung 169) zu entnehmen ist, war die Absorptionskältemaschine im Winter nie in Betrieb.

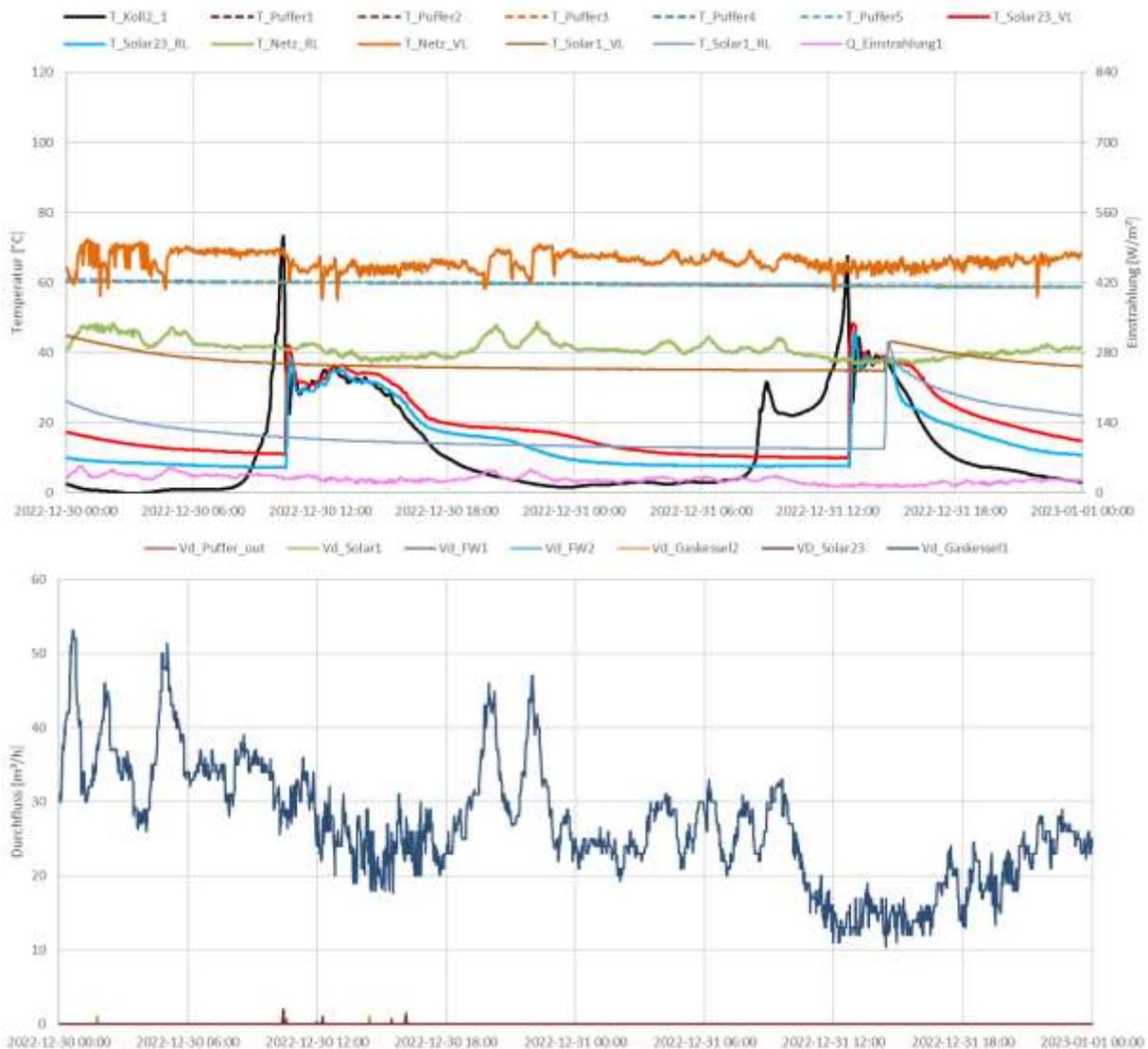


Abbildung 183: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Solarkreise, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Dezember (30.-31.12.2022)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 100 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In der Betrachtungsperiode der Gesamtanlage (Juni 2022 bis Mai 2023) lieferten Gaskessel 1 und 2 mit Abstand die meiste Energie in das Firmennetz. Der Beitrag aus dem Solarspeicher ist über den Temperaturbereich zwischen 50 und 95 °C verteilt, im gewichteten Mittel liegt die Temperatur bei 74 °C. Im Vergleich zur ersten Anlagenbetrachtungsperiode (Abbildung 179) ist einerseits eine generelle Zunahme des solaren Energiebeitrags und andererseits ein zweiter deutlicher Energiepeak

bei einem Temperaturniveau von rund 90 °C feststellbar. Dies ist jedenfalls der Einbindung der thermischen Kältemaschine geschuldet, welche im Sommer auf diesem Temperaturniveau betrieben wird.

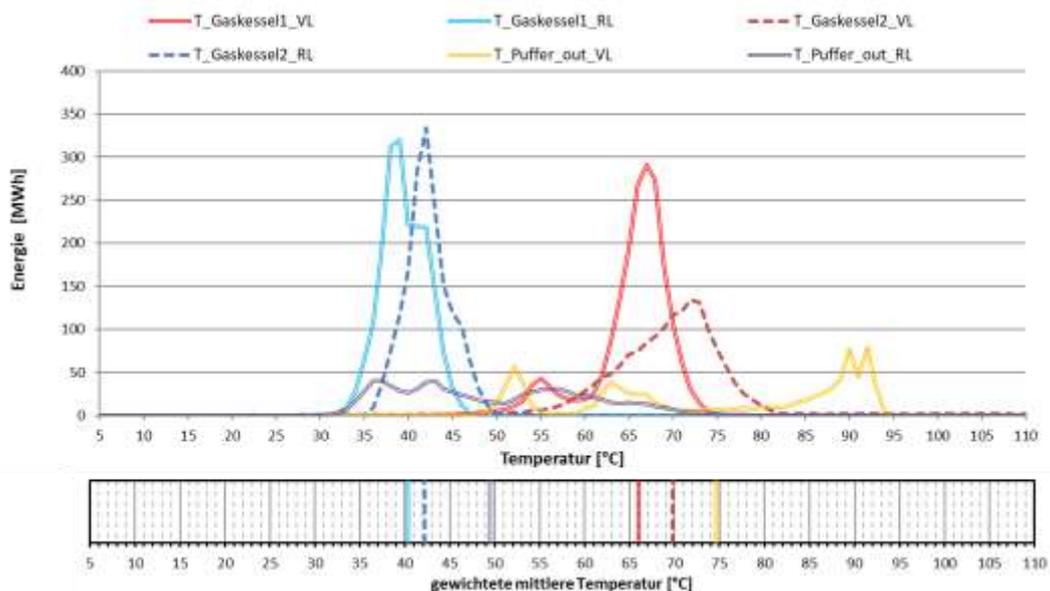


Abbildung 184: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung (Puffer_out) ins Firmennetz während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

In Abbildung 185 ist der Vergleich der beiden Kollektorkreise dargestellt. Eine Aufteilung der beiden Kollektorfelder 2 und 3 ist leider nicht möglich, weil es insbesondere beim Wärmehändler von Feld 3 zu anhaltenden Datenausfällen kam. Zwar lässt sich der (monatliche) Ertrag der beiden Felder darstellen, doch für eine detailliertere, aggregierte Auswertung fehlen zu viele Daten. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die Anlagenteile AVL II und AVL III gemeinsam absolut gesehen mehr Energie liefern als AVL I. Dies ist aufgrund der Größenverhältnisse (AVL I: 1.585 m²; AVL II + III: 1.879 m²) nicht weiter verwunderlich. Die gewichteten mittleren Temperaturniveaus der beiden Anlagenteile sind weitgehend vergleichbar. Ein Vergleich mit Puffer_out in Abbildung 100 zeigt, dass die produzierte Solarenergie auf praktisch gleichem Temperaturniveau den Solarspeicher auch wieder in Richtung Firmennetzwerk verlässt.

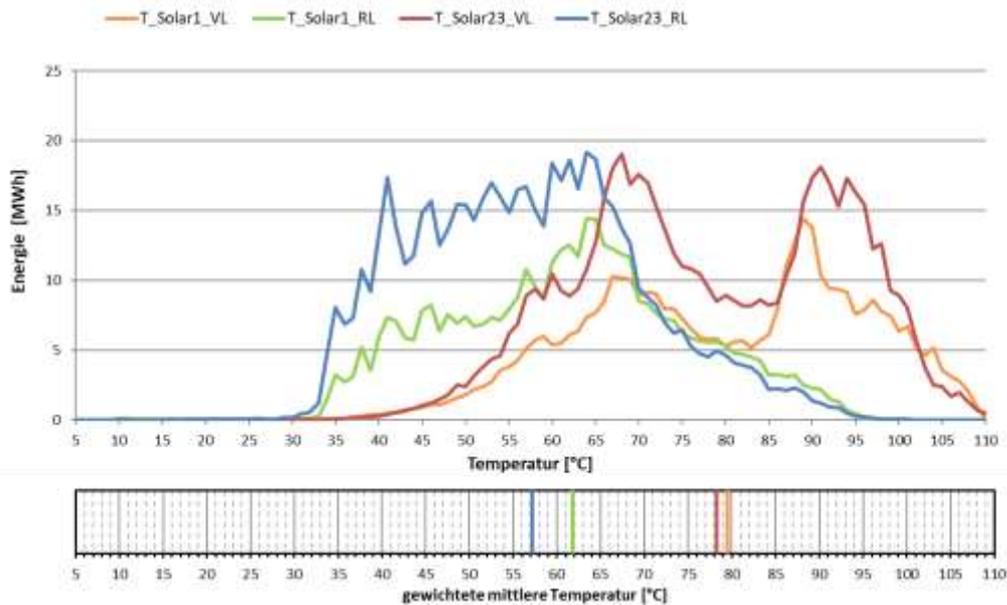


Abbildung 185: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Solaranlagen während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

Abbildung 186 zeigt die Wärmemengen zum Temperaturniveau rund um die Absorptionskältemaschine. T_Ad_VL/_RL ist die Antriebswärme der Kältemaschine, welche im gewichteten Mittelwert auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von 85 °C von der Solaranlage zur Verfügung gestellt wird. Durch den thermischen Wärmepumpenprozess wird Nutzkälte auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von 5 °C bereitgestellt (T_cool_VL/_RL). Im Temperaturbereich von rund 22 °C wird die Abwärme an die Umgebung abgegeben (T_recool_VL/_RL). Wie bereits oben erwähnt sind hier die Bezeichnungen von Vor- und Rücklauf vertauscht.

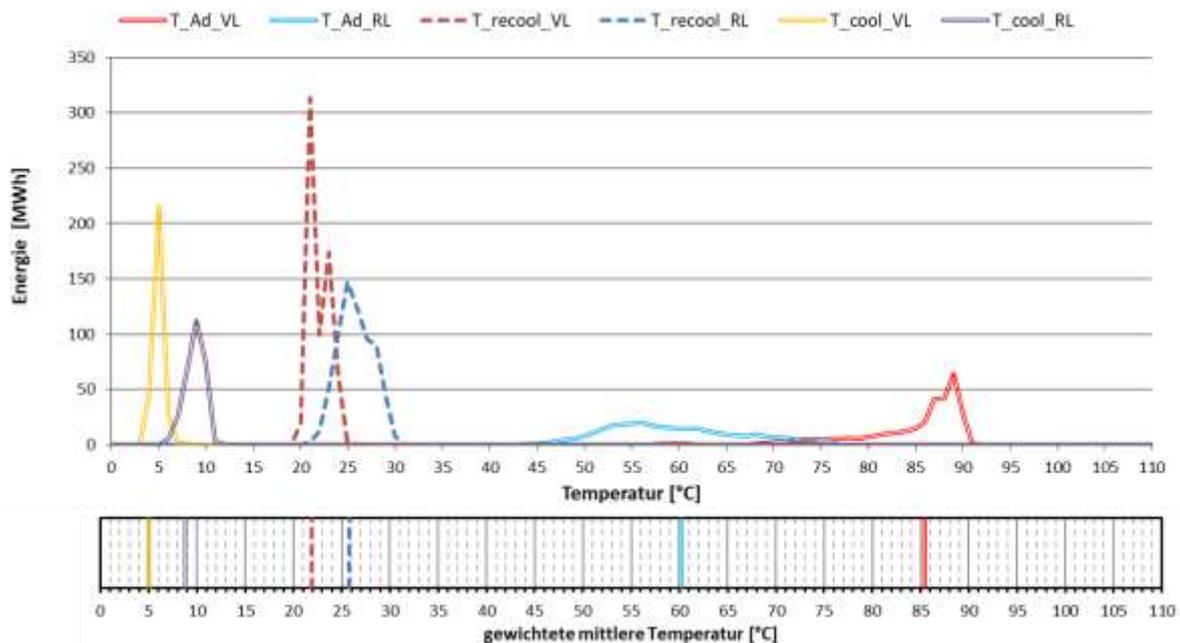


Abbildung 186: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Absorptionskältemaschine während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

7.9.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlagen „AVL I - Solare Prozessintegration“, „AVL II + AVL III – Solare Kühlung“ kann als hochgradig stabil beschrieben werden. Im Betrachtungszeitraum war der tatsächliche Verbrauch für Prozesswärme deutlich geringer als in der Prognose angenommen (-60%). Der Bereitstellung von solarer Kälte hingegen lag 77,5% über der Prognose. Der solare Ertrag lag bei allen 3 Anlagenteilen hinter den Erwartungen zurück, was wesentlich durch den geringeren Bedarf an Prozesswärme und durch die deutlich geringere Einstrahlung (ca. -30%) erklärbar ist. Dank des geringeren Verbrauchs an Prozesswärme konnte mit einer solaren Deckung von 22% die Prognose von 4% wesentlich überschritten werden. In den Monaten Mai bis August lag der solare Deckungsgrad für Prozesswärme bei 47% bis 82%.

Auf der Kälteseite wurde der gesamte erwartete solare Deckungsgrad von 9% mit gemessenen 6% nur geringfügig unterschritten. In den Monaten Juni bis August hingegen wurde der erwartete Deckungsgrad sehr gut erreicht und teilweise sogar überschritten (Juli 2022: 7% erwartet, 15% gemessen).

Es konnten zwei Optimierungspotentiale festgestellt werden. In den einstrahlungsreichen Monaten wird der Pufferspeicher in den frühen Morgenstunden rückgekühlt, um Stagnation am folgenden Tag zu vermeiden. Dies funktionierte sehr gut, es gab niemals Stagnation. Allerdings lief in Zeiten solarer Rückkühlung vereinzelt der Gaskessel und deckte den Bedarf des Netzes. Dieser Betriebsmodus sollte vermieden werden.

Um den solaren Beitrag zum Gesamtenergiebedarf zu verbessern, könnte eine solare Vorwärmung des Rücklaufs zu den Gaskesseln angedacht werden. Nach Rücksprache mit dem Industriebetrieb wird diese Optimierung jedoch nicht umgesetzt, da dies den Betrieb der Gasbrennwärtekessel negativ beeinflussen würde.

7.10 Schickmaier, OÖ

7.10.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solare Trocknung Schickmaier
<u>Adresse:</u>	4643 Pettenbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	3. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2012
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Flachtrockner für Mais und Getreide, Raumheizungsunterstützung und Warmwasserbereitung für Ölmühle, Ferkelnester, Wohngebäude und Konditorei
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	314 m ² Flachkollektoren (Hoval GFK-ALGT 5) auf zwei Kollektorfelder
<u>Neigung:</u>	20°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	30 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Biomassekessel 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	40 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	450 kWh/(m ² *a) (Einreichung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit Dezember 2018 gestartet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Der Landwirtschaftliche Betrieb Schickmaier in Pettenbach im Bezirk Kirchdorf an der Krems (OÖ) ist neben der Viehzucht im Bereich der Veredlung von Feldprodukten wie Getreide, Mais, Sonnenblumen, Raps und Kleinsämereien für den Eigenbedarf und für den Verkauf tätig. Unter Veredelung wird in erster Linie die Aufbereitung der Produkte durch Trocknen, Reinigen und teilweises Pressen zu Ölen verstanden. Für die Trocknung (rieselfreudige Schüttgüter wie Mais, Getreide usw.) als größten Energieverbraucher im Betrieb wurde bisher ein ölbefuerter Flachtrockner mit einer Leistung von 500 kW herangezogen. Im Zuge der geplanten Neuerrichtung einer teilmobilen Trocknungsanlage wurde Ende 2014 eine solarthermische Anlage mit einer Bruttokollektorfläche von rund 314 m² sowie ein Pufferspeicher mit einem Fassungsvermögen von 30 m³ in Betrieb genommen (siehe Abbildung 187).

Der Pufferspeicher wurde, wie in Abbildung 188 erkennbar, im Erdreich (in einem mit Dämmmaterial gefüllten Betonschacht) auf dem Betriebsgelände des landwirtschaftlichen Betriebs errichtet.

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

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



Abbildung 187: Ansicht des Wirtschaftsgebäudes bzw. des Kollektorfeldes der Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“ (rechte Abbildung) sowie Ansicht des 30 m³ Pufferspeichers während der Installation im Jänner 2015 (linke Abbildung) (Quelle: Schickmaier).



Abbildung 188: Darstellung des 30 m³ Pufferspeicher während der Errichtung auf dem Betriebsgelände des landwirtschaftlichen Betriebs Schickmaier (Quelle: Schickmaier).

7.10.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 189 dargestellt. Dabei bildet der 30 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs (Solaranlage, Biomassekessel) als auch die Wärmeoutputs erfolgen über den Speicher. Alle Wärmeerzeuger sind dabei hinsichtlich der hydraulischen Anschlüsse am Speicher völlig entkoppelt. Die Solaranlage verfügt über zwei Anschlüsse in der oberen Speicherhälfte. Der Hackgutkessel speist oben in den Pufferspeicher ein und entnimmt den Rücklauf im mittleren Bereich des Speichers.

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

Das Monitoringkonzept umfasst 5 Wärmemengenzähler, 12 Temperatursensoren sowie zwei Globalstrahlungssensoren in der jeweiligen Kollektorebene sowie einen Drucksensor pro Solarprimärkreis.

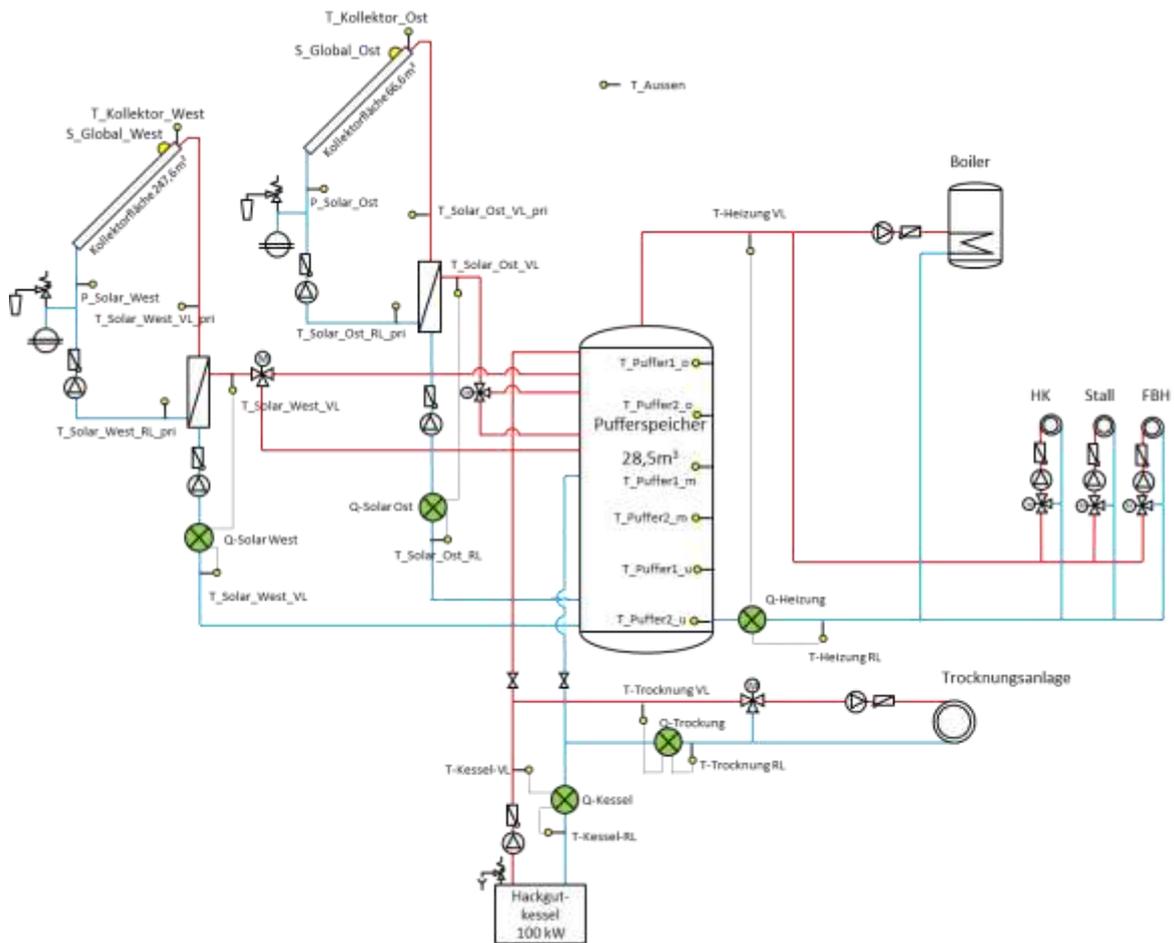


Abbildung 189: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Solare Trocknung Schickmaier“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis-Kollektorfeld West

S_Global_West	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – West
p_Solar_West	Drucksensor Primärkreis – Kollektorfeld West
T_Kollektor_West	Kollektortemperatur – Kollektorfeld West
T_Solar_West_VL_pri	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld West
T_Solar_West_RL_pri	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld West
Q_Solar_West	Wärmemengenzähler Kollektorfeld West
T_Solar_West_VL	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld West
T_Solar_West_RL	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld West

Solarkreis-Kollektorfeld Ost

S_Global_Ost	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene – Ost
p_Solar_Ost	Drucksensor Primärkreis – Kollektorfeld Ost
T_Kollektor_Ost	Kollektortemperatur – Kollektorfeld Ost
T_Solar_Ost_VL_pri	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld Ost
T_Solar_Ost_RL_pri	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis – Kollektorfeld Ost

Q_Solar_Ost	Wärmemengenzähler Kollektorfeld Ost
T_Solar_Ost_VL	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld Ost
T_Solar_Ost_RL	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis – Kollektorfeld Ost

Speicher

T_Puffer1_o	Pufferspeichertemperatur oben
T_Puffer2_o	Pufferspeichertemperatur oben 2
T_Puffer1_m	Pufferspeichertemperatur mitte
T_Puffer2_m	Pufferspeichertemperatur mitte 2
T_Puffer1_u	Pufferspeichertemperatur unten
T_Puffer2_u	Pufferspeichertemperatur unten 2

Nachheizung

T_Kessel_VL	Vorlauftemperatur Nachheizung - Hackgutkessel
T_Kessel_RL	Rücklauftemperatur Nachheizung - Hackgutkessel
Q_Kessel	Wärmemengenzähler Nachheizung - Hackgutkessel

Trocknungsanlage

T_Trocknung_VL	Vorlauftemperatur Trocknungsanlage
T_Trocknung_RL	Rücklauftemperatur Trocknungsanlage
Q_Trocknung	Wärmemengenzähler Trocknungsanlage

Raumheizung

T_Heizung_VL	Vorlauftemperatur Raum- und Stallheizung, sowie Warmwasser
T_Heizung_RL	Rücklauftemperatur Raum- und Stallheizung, sowie Warmwasser
Q_Heizung	Wärmemengenzähler Raum- und Stallheizung, sowie Warmwasser

Sonstiges

T_Aussen	Außentemperatur
----------	-----------------

7.10.3 Energiebilanz

Abbildung 190 zeigt die Energiebilanz der Trocknungsanlage Schickmaier während der Monitoringperiode. Der Wärmeeintrag findet über die beiden Solaranlagen (violett und blau) sowie über die Hackgutheizung (rot) statt. Als Verbraucher treten die Heizung (grün) und der Trocknungsprozess (orange) auf. Im Verbraucher Heizung sind die Heizkreise für Heizkörper, Fußboden- und Stallheizung sowie die Ladung des Warmwasserboilers zusammengefasst.

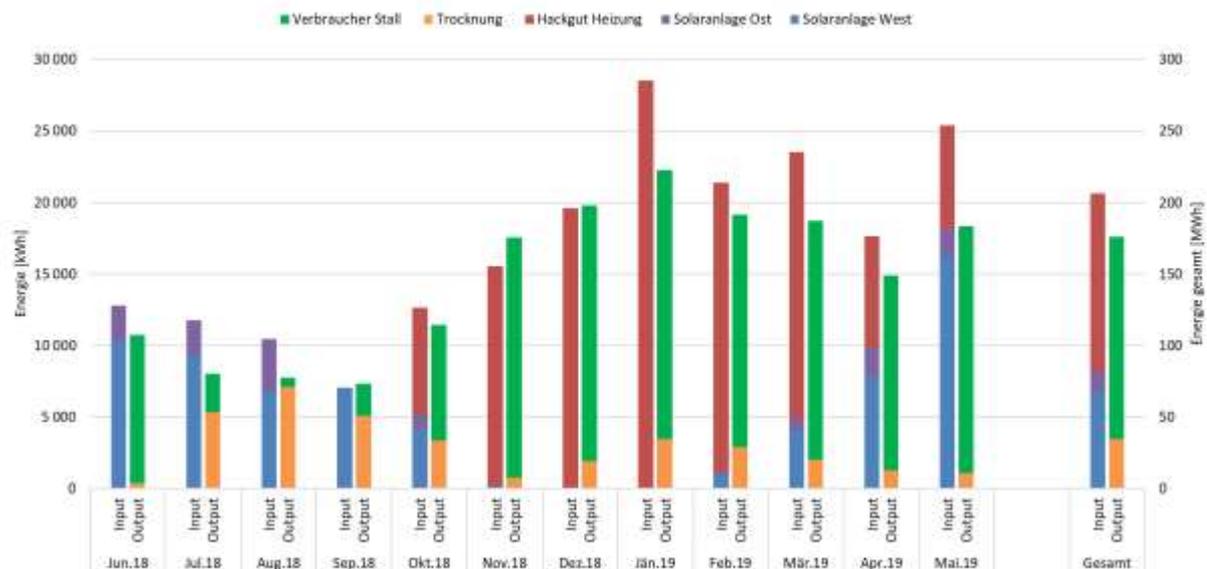


Abbildung 190: Energiebilanz der Trocknungsanlage Schickmaier

7.10.4 Vergleich Simulation – Messung

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 191 bis Abbildung 193) 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 Simulationswerte sind jeweils blau schraffiert dargestellt.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 450 kWh/m² und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1.135 kWh/m²a prognostiziert (Abbildung 191), wobei das Kollektorfeld in der Simulation ausschließlich in südlicher Richtung angenommen wurde.

Im Monitoringzeitraum liegt die gemessene Globalstrahlung auf die beiden Kollektorfelder (gelb strichliert = O, orange strichliert = W) deutlich unter dem Prognosewert (blau strichliert). Dies liegt wesentlich in stückhaften Datenlage begründet (vgl. Kapitel „Detailanalyse und Optimierungspotential“). Auch der Solarertrag liegt mit gemessenen 280,57 kWh/m²a deutlich unter Prognose. Die Ursache dafür ist jedoch der deutlich geringere tatsächliche Verbrauch gegenüber der Prognose (siehe Abbildung 193). Die Jahresverläufe für Ertrag, Verbrauch und solare Deckung wurden aus Zählerständen generiert und sind damit unabhängig von den Datenlücken.

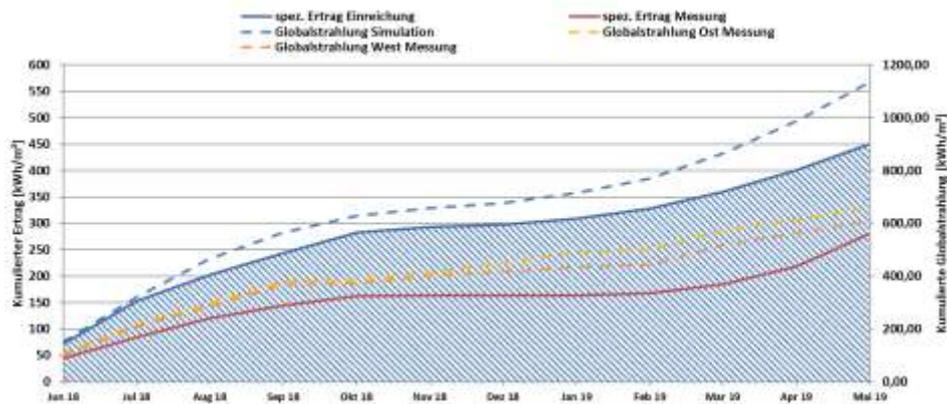


Abbildung 191: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags sowie der Einstrahlung für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

Der prognostizierte und gemessene solare Jahresdeckungsgrad ist in Abbildung 192 dargestellt. Laut Simulationsrechnung des Betreibers waren rund 32 % prognostiziert. Dieser Wert konnte mit knapp 40 % aufgrund des geringen Verbrauchs sogar überschritten werden.

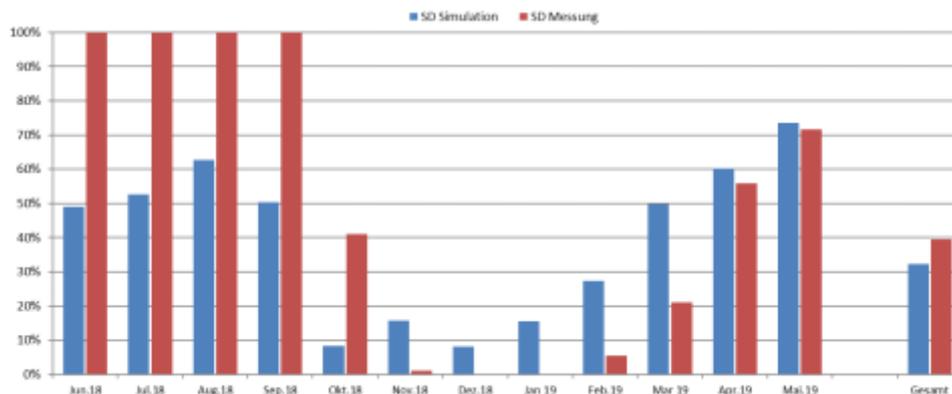


Abbildung 192: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 276 MWh angegeben. Tatsächlich wurden jedoch nur 176 MWh verbraucht. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 193 zu entnehmen.

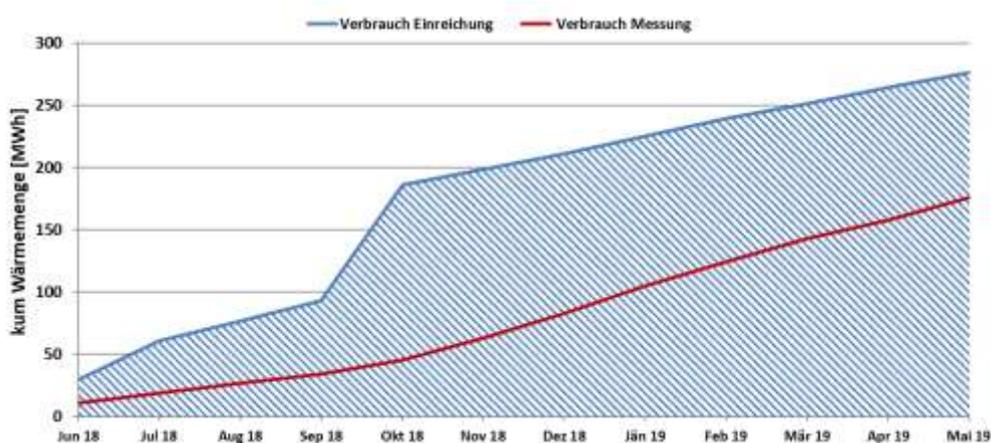


Abbildung 193: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Solare Trocknung Schickmaier“

7.10.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

Eingang ist zu erwähnen, dass es trotz intensiver Unterstützung des Bauherrn seitens des Begleitforschungsteams nicht gelungen ist, eine stabile Datenaufzeichnung umzusetzen. Die Zählerstände der Wärmemengenzähler konnten manuell ausgelesen werden, sodass monatliche Soll-Ist-Vergleiche möglich waren. Berechnungen und Darstellungen auf Basis der 5-Minutenwerte ist jedoch nicht ganzjährig möglich. Alle weiteren Analysen sind anhand der vorhandenen Daten durchgeführt.

Im oberen Teil der Abbildung 194 sind die Temperaturverläufe in den beiden Solarkreisen (Ost und West) und im Pufferspeicher sowie die Globalstrahlungen auf die jeweilige Kollektorfläche dargestellt. Im unteren Teil sind die Durchflüsse der beiden Solarkreise (Ost und West) sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Wie dem Hydraulikschema in Abbildung 189 zu entnehmen ist, hat die westliche Solaranlage die deutlich größere Fläche. Daher erreicht diese Anlage im Verhältnis zur östlichen Kollektorfläche schon sehr früh ausreichend hohe Kollektortemperaturen, um in Betrieb zu gehen. Da es sich um einen schönen Sommertag mit sehr guter Einstrahlung handelt, ist die Nachheizung nicht aktiv. Beide Kollektorfelder werden mit konstantem Durchfluss betrieben, wodurch der dafür typische und unauffällige Verlauf der solaren Vorlauftemperaturen entsteht. Der Temperaturpeak jeweils zu Beginn der Pumpenlaufzeit ist auf typische Anfahrphänomene zurückzuführen. Die relativ hohen solaren Rücklauftemperaturen sind auf die Puffertemperaturen zurückzuführen. Der Pufferspeicher ist an diesem Tag bereits voll durchgeladen, wie anhand der punktierten Linien erkennbar ist. Aufgrund der sehr konstanten sommerlichen Wärmeabnahme durch den Trocknungsprozess stagnierten die Kollektorfelder im Verhältnis zum vollen Pufferspeicher nur äußerst selten (pro Kollektorfläche an rund 7 Tagen im gesamten Monitoringjahr).

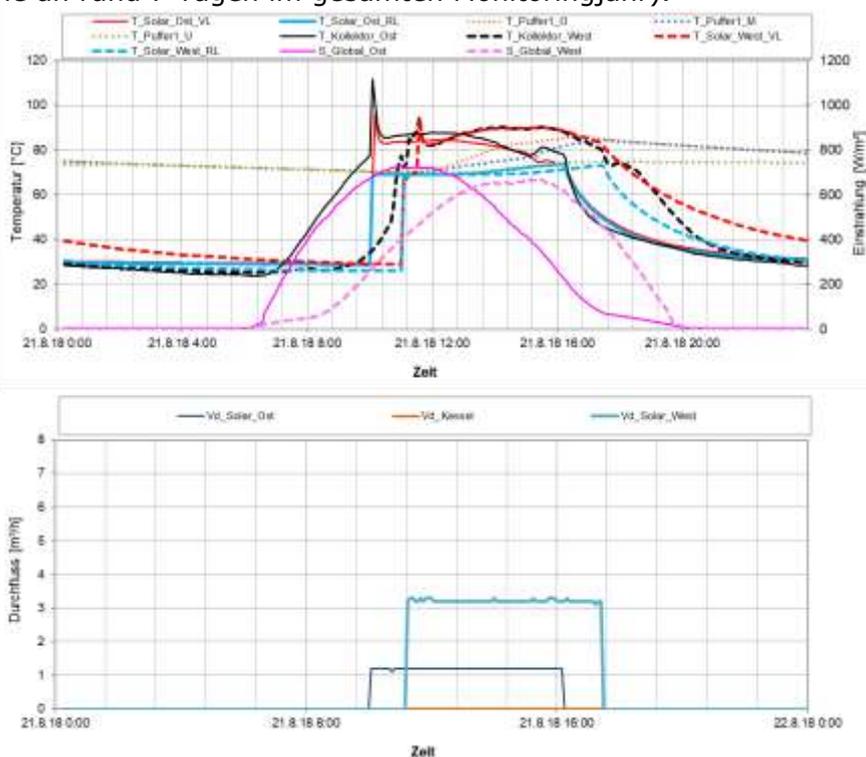


Abbildung 194: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Solarkreisen und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlungen (oben) sowie der Durchflüsse in den Solarkreisen und im Nachheizungskreis an einem einstrahlungsreichen Tag (21.08.2018)

Abbildung 195 zeigt die Verbraucherkreise für diesen Tag. Die Trocknung ist durchgehend in Betrieb. Der Temperaturverlauf der Prozesswärme (Trocknung, orange=VL/grün=RL) folgt im Wesentlichen den Puffertemperaturen, tagsüber ist der solare Eintrag sichtbar. Auch der Sammelverbraucher aus Heizung und Warmwasser ist ca. zwischen 9 und 12 Uhr aktiv. Aufgrund der Jahreszeit und dem Verlauf der Rücklauftemperatur ($T_{\text{Heizung_RL}}$, blau) ist davon auszugehen, dass in diesem Zeitfenster der Warmwasser-Boiler geladen wird. Der Betrieb ist unauffällig und es bedarf keinerlei Optimierungen.

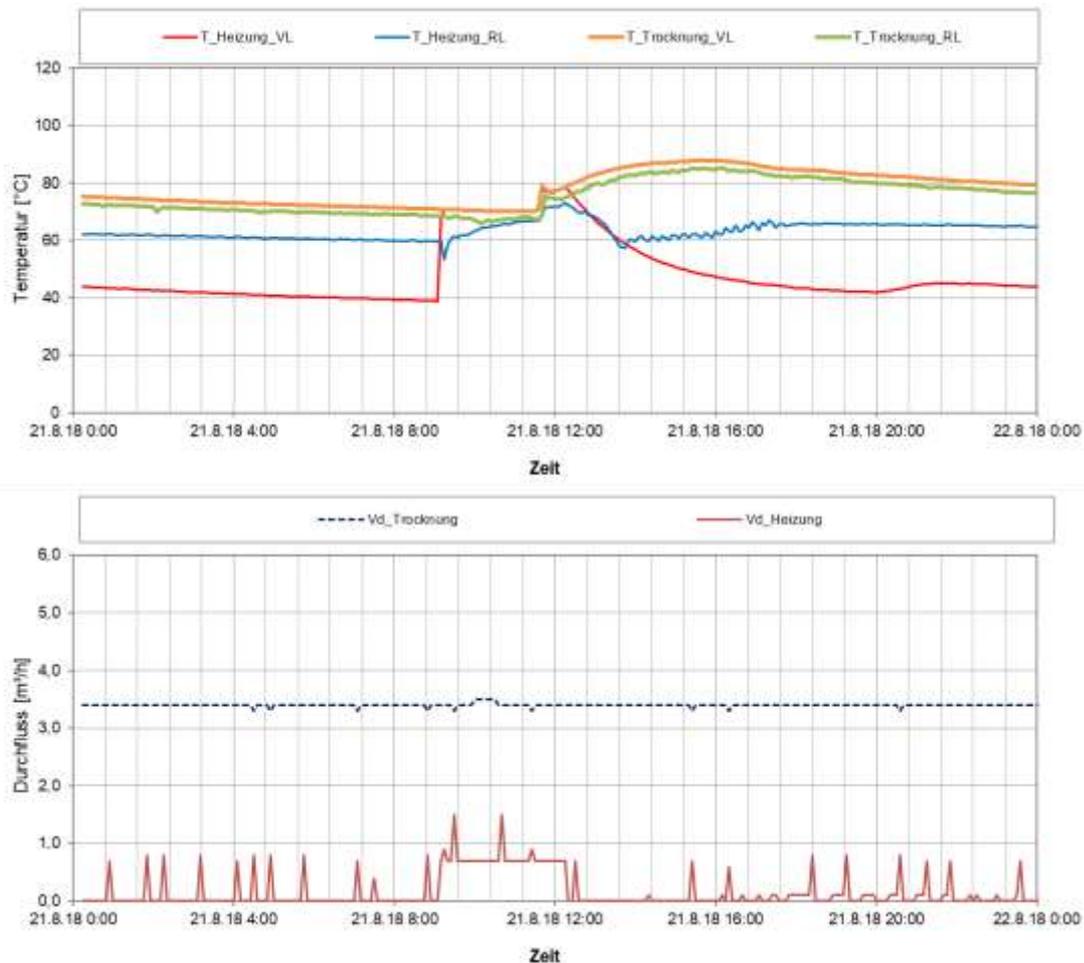


Abbildung 195: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Verbraucherkreisen (oben) sowie der jeweiligen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (21.08.2018)

Im oberen Teil der Abbildung 196 sind die Temperaturverläufe in den beiden Solarkreisen (Ost und West) und im Pufferspeicher sowie die Globalstrahlungen auf die jeweilige Kollektorfläche dargestellt. Im unteren Teil sind die Durchflüsse der beiden Solarkreise (Ost und West) sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Es handelt zwar um einen schönen Wintertag, jedoch konnte keine der beiden Solaranlagen eine – im Vergleich zum Pufferspeicher – ausreichend hohe Temperatur erreichen. Die westliche Solaranlage ging trotzdem nach Mittag für zweimal rund eine halbe Stunde in Betrieb. Aus den Messdaten ist nicht ersichtlich, durch welche Regelungslogik die Solaranlage eingeschaltet wurde. Ein derartiges Verhalten der (westlichen) Solaranlage tritt in der kalten Jahreszeit mehrmals auf. Da es immer nur um kurze Laufzeiten handelt und die Temperaturschichtung im Pufferspeicher davon weitgehend unbeeinflusst bleibt, ist kein dringender Handlungsbedarf gegeben. Für die Erwärmung des Pufferspeichers lief der Hackgutkessel die ganze Nacht bis etwa Mittag durch.

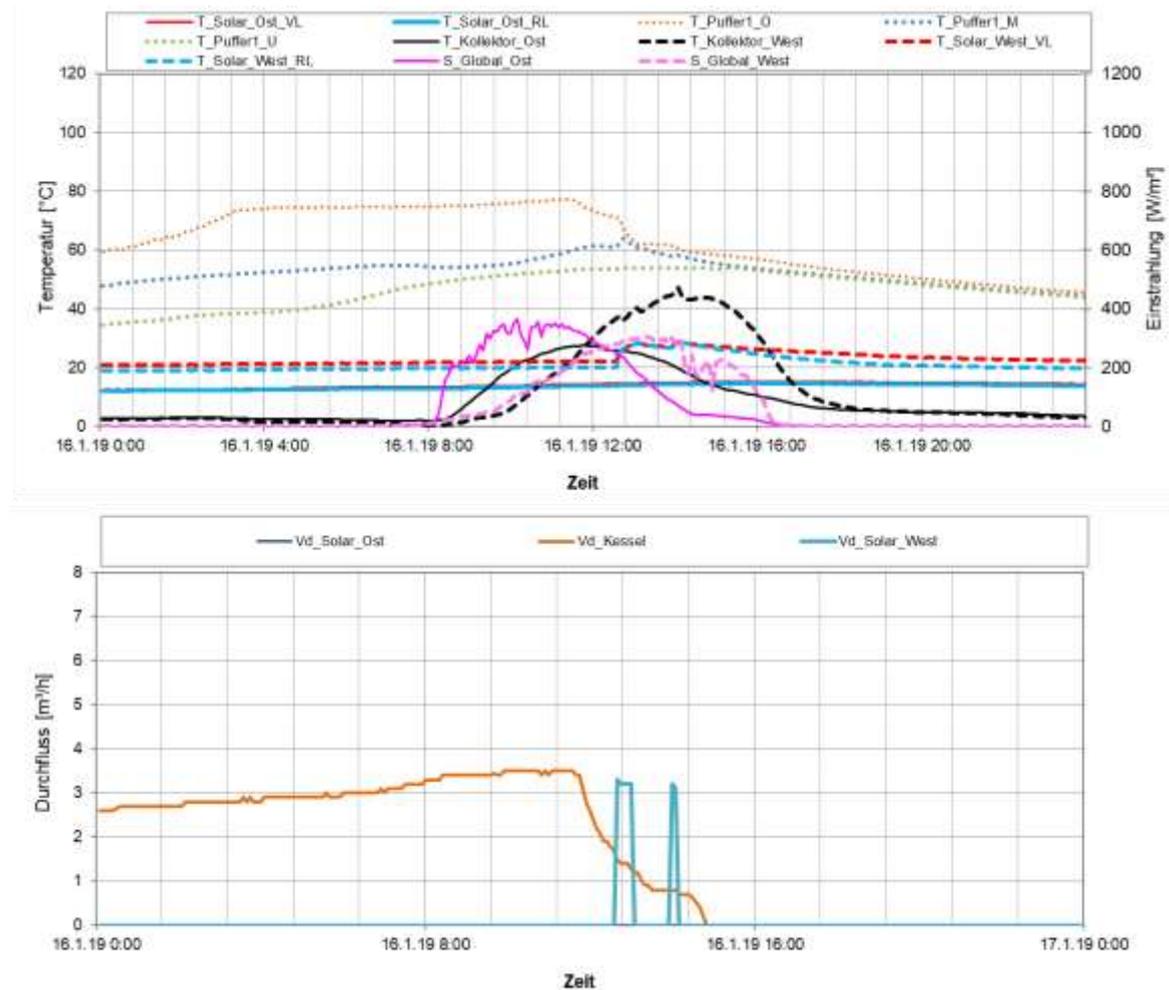


Abbildung 196: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Solarkreisen und im Pufferspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlungen (oben) sowie der Durchflüsse in den Solarkreisen und im Nachheizungskreis an einem einstrahlungsreichen Tag im Winter (16.01.2019)

In Abbildung 197 sind die beiden Verbraucherkreise für diesen Tag dargestellt. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, war an diesem Tag der Trocknungsprozess nicht in Betrieb. Die Wärmeversorgung der Gebäude war hingegen kontinuierlich in Betrieb. Diese konnte ab Mittag vollständig aus dem Pufferspeicher gedeckt werden.

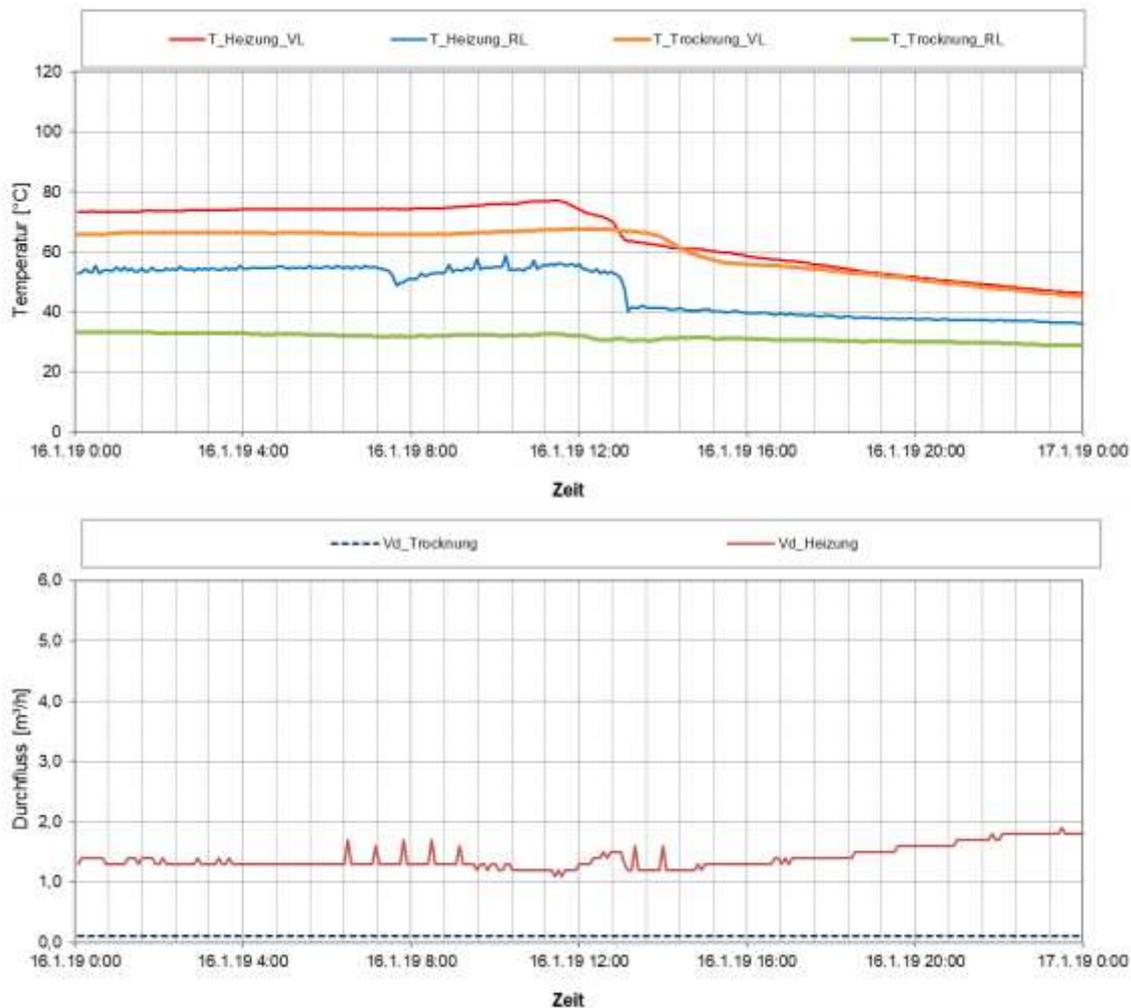


Abbildung 197: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Verbraucherkreisen (oben) sowie der jeweiligen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag im Winter (16.01.2019)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 198 bis Abbildung 200 sind Darstellungen der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In Abbildung 198 werden die beiden Kollektorfelder miteinander verglichen. Die Darstellung unterstreicht die obigen Ausführungen: Die Solaranlage wird auf einem relativ hohen Temperaturniveau betrieben, welches auf die ganzjährig eher hohen Puffertemperaturen zurückzuführen ist. Das größere (westliche) Kollektorfeld erzeugt nicht nur mehr Wärme, sondern auch auf einem um 5 K höherem gewichteten Temperaturniveau.

Im Vergleich zur Nachheizung (Abbildung 199) spielen die beiden Kollektorfelder jedoch nur eine untergeordnete Rolle, wobei bei der Generierung dieser Grafiken die lückenhafte Datenbasis eine gewisse Unsicherheit darstellt.

Wie auch aus der Energiebilanz in Abbildung 190 ersichtlich, wird der Gesamtverbrauch hauptsächlich von Gebäudeheizung und Warmwasserbedarf bestimmt, welcher auf einem relativ hohen gewichteten Vorlauftemperaturniveau von 65 °C auftritt. Der Trocknungsprozess wird auf einem gewichteten Temperaturniveau von 63 °C beschickt.

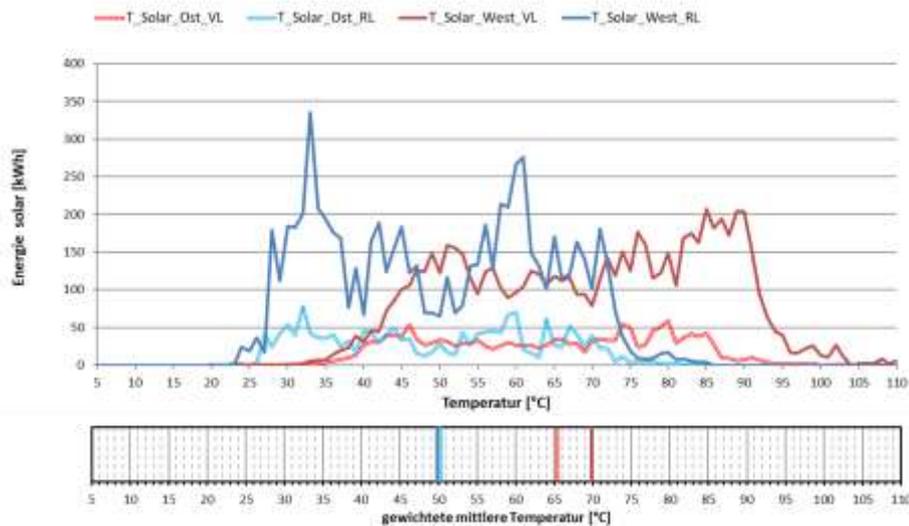


Abbildung 198: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die beiden Kollektorfelder im Monitoringzeitraum

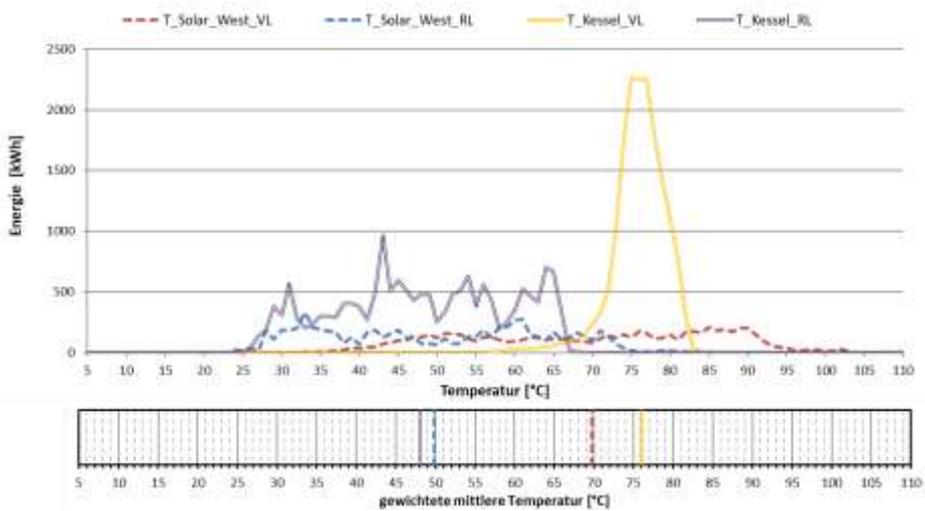


Abbildung 199: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für den Hackgutkessel und die westliche Solaranlage im Monitoringzeitraum

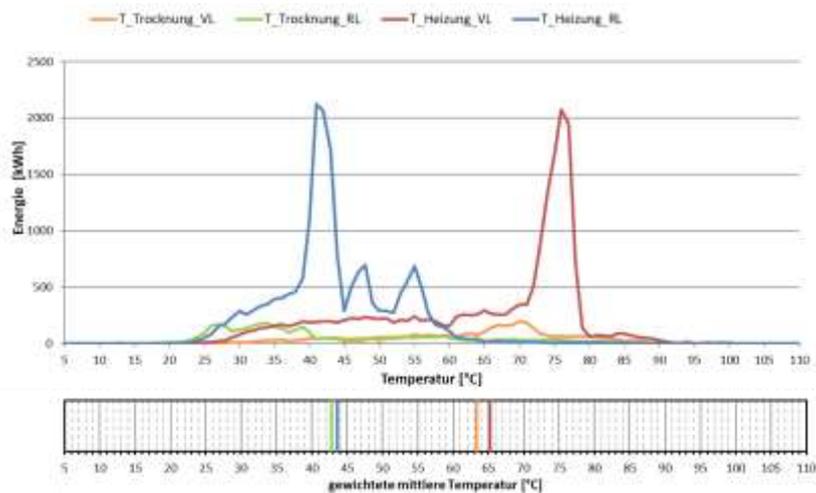


Abbildung 200: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Verbraucher im Monitoringzeitraum

7.10.6 Anlagen Status Quo

Die Solarthermieanlage des Projekts „Solare Trocknung Schickmaier“ ist seit Ende Oktober 2014 in Teilbetrieb. Im Zuge der Fertigstellung der Trocknungsanlage kam es nach Angaben des Betreibers jedoch wiederholt zu Verzögerungen. Hinzu kam, dass trotz intensiver Unterstützung des Bauherrn seitens des Begleitforschungsteams es nicht gelungen ist, eine stabile Datenaufzeichnung umzusetzen. Die Zählerstände der Wärmemengenzähler konnten manuell ausgelesen werden, sodass monatliche Soll-Ist-Vergleiche möglich waren. Berechnungen und Darstellungen auf Basis der 5-Minutenwerte sind jedoch nicht ganzjährig möglich. Die Detailanalysen konnten nur anhand der vorhandenen Daten durchgeführt werden.

Die Anlage läuft grundsätzlich stabil und weitgehend fehlerfrei. In den Wintermonaten sind immer wieder kurze Laufzeiten der Solaranlage von rund 30 Minuten feststellbar, obwohl die Kollektortemperaturen deutlich unter den Puffertemperaturen liegen. Es konnte aus den Messdaten keine Regelungslogik für dieses Verhalten extrahiert werden. Da der Einfluss dieser relativ kurzen Laufzeiten auf die Puffertemperaturen praktisch nicht vorhanden ist, ist kein dringender Handlungsbedarf gegeben.

Der gemessene spezifische Solarertrag liegt mit 288 kWh/m²a zwar deutlich unter den prognostizierten 450 kWh/m²a, dies ist jedoch wesentlich auf den deutlich geringeren Verbrauch gegenüber der Prognose (-37 %) zurückzuführen. Auf diese Weise konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad von 32 % mit gemessenen 40 % deutlich überschritten werden.

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

Fink et al., 2019a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Walter Becke, Waldemar Wagner Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2019b:

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

Fink et al., 2020:

Christian Fink, Walter Becke, Jakob Binder, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2020

Fink et al., 2021:

Christian Fink, Walter Becke, Marnoch Hamilton-Jones, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2021

Fink et al., 2022a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Veronika Hierzer, Marnoch Hamilton-Jones, Walter Becke, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

Fink et al., 2022b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Lorenz Lepping, Reinhard Pertschy:
2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum
Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2019“; AEE INTEC, Gleisdorf,
Österreich, 2022

Fink et al., 2023:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Lorenz Leppin, Reinhard Pertschy,
Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt
„Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare
Großanlagen 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2023