



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Zwischenbericht vom 2. Dezember 2024

SimplyDrain2

Einfachste Solarwärmeanlagen mit Drainback-
Prinzip als Ergänzung für Warmwassererzeuger
in Mehrfamilienhäusern



INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



OST
Ostschweizer
Fachhochschule



Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Datum: 2. Dezember 2024

Ort: Rapperswil SG

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

SPF Institut für Solartechnik
Ostschweizer Fachhochschule OST
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Institut Energie am Bau
Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hofackerstrasse 30, CH-4132 Muttenz
www.fhnw.ch

Autoren:

Daniel Philippen, SPF, daniel.philippen@spf.ch
Ralph Eismann, FHNW, ralph.eismann@fhnw.ch
Andreas Genkinger, FHNW, andreas.genkinger@fhnw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
Stephan Mathez, stephan.a.mathez@solarcampus.ch

BFE-Vertragsnummer: SI502537-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Im Projekt werden grosse solarthermische Anlagen zur Nachrüstung der Warmwasserbereitung in Mehrfamilienhäusern analysiert und entwickelt. Die Solaranlagen beruhen auf dem Drainback-Prinzip. Es sollen sehr kostengünstige Konzepte erstellt werden, durch den Einsatz von Wasser als Wärmeträgerfluid, einfachsten solaren Pufferspeichern und werkzeugfrei verlegbaren Kunststoffleitungen. Experimente und thermohydraulische Simulationen werden eingesetzt, um ein besseres Verständnis der Entlüftungsvorgänge beim Befüllen von Drainback-Anlagen mit verzweigtem Rohrleitungsnetz zu erhalten. Ziel ist die Entwicklung von Anlagenkonzepten, die einen sicheren und effizienten Betrieb ohne Teilstagnation ermöglichen. Es werden Regeln und Planungshilfen für die Auslegung grosser Drainback-Anlagen mit verzweigten Rohrleitungen erarbeitet.

Résumé

Le projet analyse et développe de grandes installations solaires thermiques pour l'équipement ultérieur de la production d'eau chaude dans des immeubles collectifs. Les installations solaires sont basées sur le principe du drainback. Il s'agit de créer des concepts très économiques en utilisant de l'eau comme fluide caloporteur, des réservoirs tampons solaires très simples et des conduites en plastique pouvant être posées sans outils. Des expériences et des simulations thermohydrauliques seront utilisées pour mieux comprendre les processus de purge lors du remplissage des installations drainback avec un réseau de tuyauterie ramifié. L'objectif est de développer des concepts d'installations qui permettent un fonctionnement sûr et efficace sans stagnation partielle. Des règles et des aides à la planification seront élaborées pour la conception de grandes installations de drainback avec des canalisations ramifiées.

Summary

In the project, large solar thermal systems are analysed and developed for retrofitting hot water production in multi-family buildings. The solar systems are based on the drainback principle. Very cost-effective concepts are to be created, by using water as heat transfer fluid, simplest solar buffer storage tanks and plastic pipes that can be laid without tools. Experiments and thermal-hydraulic simulations are used to gain a deeper understanding of the venting processes during the filling of drainback systems with branched pipe networks. The aim is to develop drainback system concepts that enable safe and efficient operation without partial stagnation. Important rules and planning aids are developed for the design of large drainback systems with branched solar circuits.



Inhaltsverzeichnis

| | | |
|--------------------|--|-----------|
| 1 | Einleitung | 6 |
| 1.1 | Ausgangslage und Hintergrund | 6 |
| 1.2 | Motivation des Projekts..... | 6 |
| 1.3 | Projektziele | 7 |
| 2 | Vorgehen und Methode | 7 |
| 3 | Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse | 8 |
| 3.1 | Planung und Bau der Laboranlage | 8 |
| 3.2 | Laborversuche | 16 |
| 3.2.1 | Verrohrung..... | 16 |
| 3.2.2 | Solarkreis..... | 17 |
| 3.2.3 | Speicherumladung..... | 21 |
| 3.3 | Angepasstes Anlagenkonzept | 24 |
| 3.4 | Thermohydraulische Simulationen..... | 25 |
| 3.4.1 | Kollektordesign und Modellierung | 25 |
| 3.4.2 | Dimensionierung mit HYDRA | 28 |
| 3.4.3 | Thermohydraulische Simulationen mit TRACE | 29 |
| 3.5 | Wissenstransfer zum P&D-Projekt DrainProof..... | 34 |
| 4 | Bewertung der bisherigen Ergebnisse | 34 |
| 5 | Weiteres Vorgehen | 35 |
| 6 | Literaturverzeichnis..... | 36 |
| Annex | | 37 |



Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----|---|
| DB | Drainback |
| DBS | Drainback-System(e) |
| Pri | Primärseite des Plattenwärmetauschers |
| PWT | Plattenwärmetauscher |
| Sek | Sekundärseite des Plattenwärmetauschers |
| T | Temperatur |
| z | Höhe im thermischen Speicher (z1 = unterste Position) |



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Das Projekt SimplyDrain2 hat die Entwicklung eines solar-thermischen Drainback-Systems (DBS) mit stark reduzierten Kosten zum Ziel. Es baut auf den Arbeiten der vorangegangenen BFE-Projekte ReSoTech1 und ReSoTech2 sowie SimplyDrain auf¹. Der Forschungsschwerpunkt wird in SimplyDrain2 auf grosse DBS mit mehreren parallel geschalteten Kollektorreihen erweitert. Auf der Grundlage von Labortests und thermohydraulischen Simulationen werden Standardauslegungen für grosse DBS definiert. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Systemauslegung für den sicheren Betrieb von DBS werden veröffentlicht und mit Planern und Unternehmen aus dem Bereich der Solarthermie diskutiert. Darüber hinaus werden die Ergebnisse im Rahmen des parallel ausgeführten Pilot- und Demonstrationsprojekts DrainProof angewendet.

Im Vorgängerprojekt SimplyDrain1 wurde ein kleines DBS mit 9 m² Kollektorfläche im Labor betrieben. Der Solarkreislauf wurde mit vorgedämmten Kunststoffrohren und Steckfittings aufgebaut und mit Wasser (ohne Frostschutzmittel) betrieben. Der Solarkreislauf war ohne Wärmetauscher direkt an einen vereinfachten, aber schichtungseffizienten solaren Pufferspeicher angeschlossen, der das Drainback-Volumen enthielt. Prinzipielle Auslegungs- und Betriebsregeln für kleine DBS mit einer Kollektorreihe wurden mit thermohydraulischen Simulationen gewonnen. Da sich SimplyDrain1 auf eine kleine Solaranlage mit nur einer Kollektorreihe konzentrierte, kann keine Aussage über grössere Hydrauliken mit verzweigten Solarkreisläufen gemacht werden, bei denen die Druckverhältnisse in den verschiedenen Verzweigungen einen signifikanten Einfluss auf die Entleerung und Entlüftung haben werden. Auch Effekte wie die Dampfausbreitung in den Kreislauf nach der Entleerung, beeinflusst durch die im Kollektor verbleibende Wassermenge, und die Löslichkeit nicht kondensierbarer Gase, die den Systemdruck und die Verdampfungstemperatur beeinflussen, konnten nicht ausreichend untersucht werden.

1.2 Motivation des Projekts

In SimplyDrain2 wird ein grosses Drainback-System mit mehreren Kollektorreihen anhand von Experimenten und zu validierenden thermohydraulischen Simulationen untersucht. Es werden Massnahmen zur Gewährleistung einer vollständigen Entlüftung des verzweigten Hydraulikkreislaufs nach dem Pumpenstart analysiert und sichere Systemauslegungen definiert. Die Ausbreitung von Dampf nach der Entleerung wird gemessen und in der Simulationssoftware modelliert. Es werden prinzipielle Systemauslegungen von grösseren DBS für Mehrfamilienhäuser abgeleitet, die eine kostengünstige Auslegung mit hoher Betriebssicherheit ermöglichen. Ein wichtiges Ziel ist die Ermittlung einer Funktion, die den Höhenunterschied zwischen DB-Behälter und Kollektorausgang, die Druckverlusteigenschaften von Rohren und Kollektorfeld und den Betriebszustand, z.B. flächenspezifischer Durchfluss und Maximaltemperatur, korreliert.

¹ ReSoTech1: Philippen et al., 2016, ReSoTech2 : Philippen et al., 2020, SimplyDrain: Philippen et al., 2021



Neben Kostenreduktionen beim Solarkreis sollen auch kostengünstige Konzepte für den Anschluss des Solarspeichers an bestehenden Boiler gefunden werden. Die Herausforderung ist hier, dass Standard-Boiler in der Regel über keine freien Anschlüsse verfügen.

Die Ergebnisse des Projekts SimplyDrain2 und auch des parallel durchgeführten P&D-Projekts DrainProof können dazu dienen, das Vertrauen der Solarthermie-Experten in die Drain-Back-Technologie und die Verwendung von kostengünstigen Standardkomponenten, wie vorisolierten Kunststoffrohren, zu stärken.

1.3 Projektziele

Das Verhalten von verzweigten Solarkreisläufen bei Entlüftung und Entleerung soll untersucht und Auslegungsregeln für den sicheren Betrieb von grossen solarthermischen Drainback-Systemen mit Wasser als Wärmeträger gefunden werden. Die Anlagen sollen in Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden.

Folgende Ziele sollen im Projekt SimplyDrain2 erreicht werden:

- Analyse der Entlüftung und Entleerung eines grossen DB-Systems durch Experimente im Labor mit zwei oder drei parallelen Kollektorreihen.
- Entwicklung und Erprobung von einfachsten Konzepten für die Wärmeübertragung zwischen der Solaranlage und dem bestehenden Warmwasserspeicher, die bei Sanierungen leicht anwendbar sind und zu einer hohen Speichereffizienz führen.
- Erweiterung und Validierung der thermohydraulischen Simulationsumgebung für zwei und mehr Kollektorreihen.
- Definition von Design-Grundlagen für einen zuverlässigen Systembetrieb in Bezug auf Entlüftung, Entleerung und Schutz von Material und Komponenten (Überhitzungs- und Frostschutz).
- Detaillierte Auslegungs- und Dimensionierungshilfe von DB-Grossanlagen.
- Verbesserung des Bekanntheitsgrades und des Vertrauens in DB-Systeme auf dem Markt durch Kommunikation der Projektergebnisse.
-

2 Vorgehen und Methode

Die Arbeiten im Projekt gliedern sich in die folgenden Arbeitspakete (AP):

AP1: Labortest von parallelen Kollektorreihen und Systemintegration:

- Erweiterung des bestehenden DBS im Labor um eine weitere Kollektorreihe und Ersatz des Solarkreises durch einen grösseren Rohrdurchmesser
- Experimentelle Untersuchung der Entlüftung und Entleerung eines Kollektorfeldes mit parallelen Reihen (verzweigter Kreislauf)
- Gewinnung von Messdaten für die Validierung der thermohydraulischen Simulationen



- Entwurf und Erprobung eines neuen Ansatzes zur Kombination des DBS mit einem bestehenden Warmwasserspeicher

AP2: System Simulationen und Design-Studien:

- Das thermohydraulische Simulationsmodell wird um einen validierten Code erweitert, der es ermöglicht, parallele Kollektorreihen in einem DBS zu berechnen
- Mehrere grosse Solar-DB-Anlagen werden mit Hilfe von thermohydraulischen Simulationen analysiert und Auslegungs- und Steuerungsregeln für den sicheren Betrieb abgeleitet

AP3: Standarddesigns für typische DB-Anwendungen:

- Definition von Standard-DBS-Designs mit parallelen Kollektorreihen für den Bereich von ca. 20 - 80 m² Kollektorfeldgrösse
- Auswahl beispielhafter Produkte, welche in den Standard-DBS eingesetzt werden können und zu minimalen Wärmekosten führen.

3 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

3.1 Planung und Bau der Laboranlage

Anlagenschema zu Beginn der Versuche

Die Solaranlage enthält zwei parallel angeschlossene und auf einem Schrägdach übereinander montierte Kollektorreihen von je drei Kollektoren. Der Solarspeicher ist atmosphärisch offen und beinhaltet das Drainback-Volumen des Solarkreises. Die Druckhochhaltung in den Kollektoren während des Betriebs erfolgt, indem die Solarkreispumpen gegen ein Druckhochhalteventil arbeiten müssen, das im Vorlauf eingebaut ist. Die Entleerung der Anlage findet statt, wenn die Solarkreispumpen aus sind und das Schliessventil oberhalb des Drainback-Speichers öffnet. Entsprechend kann die Anlage befüllt bleiben, wenn es die Temperatur im Kollektorfeld zulässt. Im Falle eines Stromausfalls entleert die Anlage automatisch. Beide Speicher haben zwei Anschlusshöhen zur Beladung, um eine schnelle solare Aufheizung des Boilers auf Brauchwarmwassertemperaturen zu ermöglichen. Das Mischventil auf der Primärseite der Umladestation zwischen den Speichern verhindert Temperaturen über 60 °C im Plattenwärmetauscher und somit Kalkausfällung aus dem Trinkwasser auf der Sekundärseite.

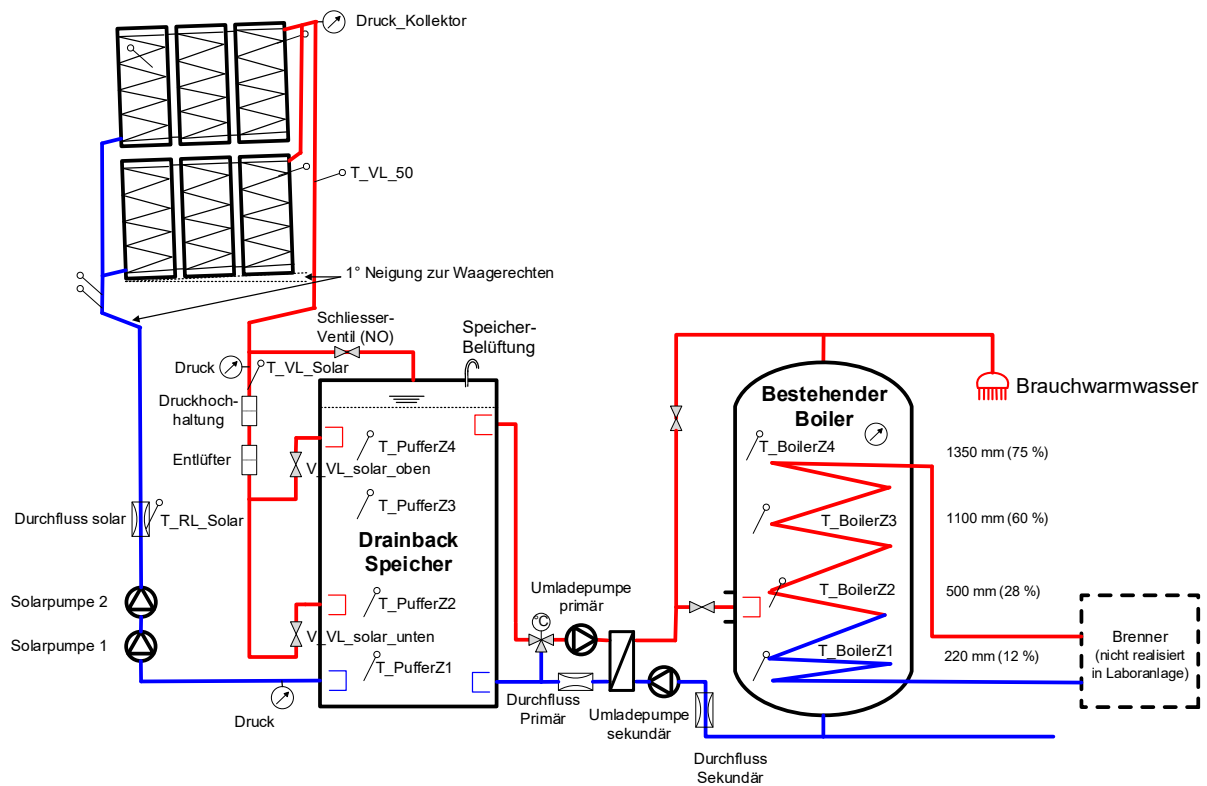


Abbildung 1: Hydraulikschemata der Laboranlage zu Beginn der Versuche.

Kollektorfeld

Da gemäss Anlagenkonzept Wasser als Wärmeträgermedium eingesetzt wird, müssen die Kollektoren entleerbar sein, andernfalls drohen Frostschäden im Winter. Um die Entleerung zu gewährleisten, wurden die in der Laboranlage verwendeten Mäanderkollektoren mit Neigung produziert, d.h. die Mäander haben keine parallel zur Sammelleitung verlaufenden Abschnitte (Abbildung 2). Neben den Mäandern müssen auch die Sammelleitungen in den Kollektoren entleerbar sein, d.h. die Kollektorreihen müssen mit einer entsprechenden Neigung installiert werden (siehe z.B. Abbildung 3). Das Kollektorfeld und die Feldverrohrung sind im vorliegenden Projekt so ausgeführt, dass alle Rohrabschnitte eine Mindestneigung von 1° aufweisen.

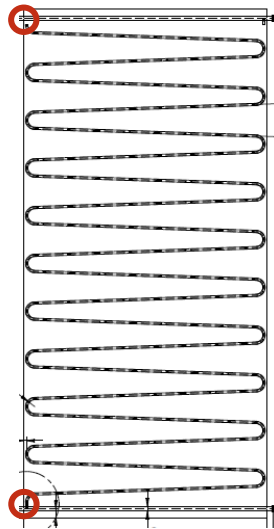


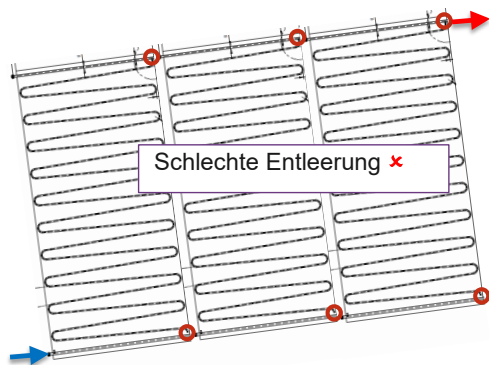
Abbildung 2: Schema des verwendeten drainback-fähigen Kollektors mit geneigtem Mäander. Markiert sind die Anschlüsse des Mäanders an die Sammelleitungen.

Je nach Kollektorfeldverrohrung ist bei Planung und Montage die Lage der Mäanderanschlüsse an den kollektorinternen Sammelleitungen zu beachten, da bei ungünstiger Lage «tote Enden» in den Sammelleitungen einer Kollektorreihe entstehen (Abbildung 3 und Abbildung 4).

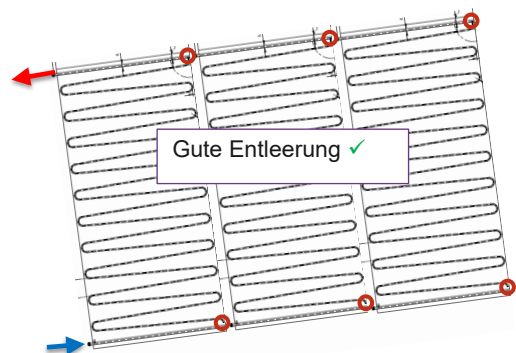
Falls die Kollektorfeldverrohrung gemäss Tichelmann² erfolgt, muss der unterste Kollektor einer Reihe derart montiert sein, dass der Mäanderanschluss oben am unteren Ende der Sammelleitung liegt.

Falls die Kollektorreihe einseitig angeschlossen wird (der Rücklaufanschluss muss dabei wegen der Entleerbarkeit am Tiefpunkt der Kollektorreihe sein), ist die Lage der Mäanderanschlüsse egal. Wie die späteren Untersuchungen gezeigt haben (Kapitel 3.2.1), kann eine einseitige Feldverrohrung aber nicht empfohlen werden, da die Entlüftung bei Anlagenstart nicht gut funktioniert, wenn nicht vollständig nach Tichelmann verrohrt wird. Zudem ist bei einem einseitigen Anschluss eine gute Entlüftung nicht gewährleistet, da die Luft in der oberen Sammelleitung gegen ein Gefälle nach unten gebracht werden muss und einzelne Kollektoren mglw. deswegen nicht entlüften.

² Eine Verrohrung nach Tichelmann liegt vor, wenn die Längen resp. Druckverluste sämtlicher parallel verlaufender Fluidwege genau gleich sind.

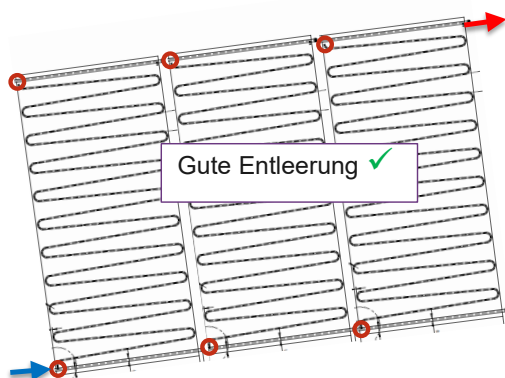


Anschlüsse gemäss Tichelmann

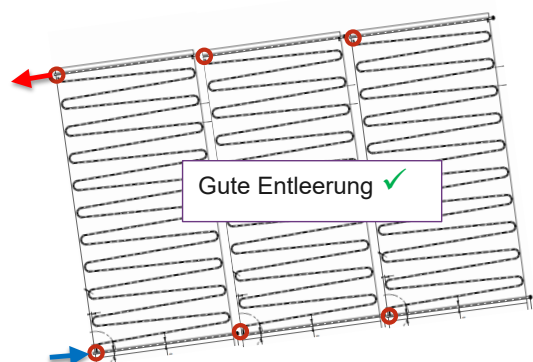


Anschlüsse einseitig

Abbildung 3: Orientierung der Mäanderanschlüsse (siehe rote Ringe) an der höher orientierten Seite der Kollektoren und daraus folgende Konsequenzen für die Entleerung der Kollektorreihe. Reihenanschluss gemäss Tichelmann bzw. einseitig (siehe Pfeile).



Anschlüsse gemäss Tichelmann



Anschlüsse einseitig

Abbildung 4: Orientierung der Mäanderanschlüsse (siehe rote Ringe) an der tiefer orientierten Seite der Kollektoren und daraus folgende Konsequenzen für die Entleerung der Kollektorreihe. Reihenanschluss gemäss Tichelmann bzw. einseitig (siehe Pfeile).

Solarkreis

Die Verrohrung des Solarkreises soll bis auf ca. 1 Meter vor den Anschlüssen der Kollektorreihen grundsätzlich mit Vollkunststoffrohren (ausserhalb des Dämmperimeters des Gebäudes) bzw. mit Alu-Kunststoff-Verbundrohren (innerhalb des Dämmperimeters) ausgeführt werden.

Es wurde entschieden, die Verrohrung der Laboranlage auf dem Dach mit Inox-Rohren auszuführen, da für die Validierung der thermohydraulischen Simulationen (Kapitel 3.4.3) sichergestellt werden muss, dass das Wasser in den Rohrleitungen bei Entleerung problemlos abfließt und somit eindeutige Systemzustände für die Validierung der Simulationen vorliegen. Bei Verwendung von Kunststoffrohren kann ein stetiges Gefälle in den Rohrleitungen nicht gleich gut sichergestellt werden, wenngleich etwas Restwasser für den sicheren Betrieb der Anlage unproblematisch ist, siehe die Versuche dazu im Projekt ReSoTech2.



Abbildung 5 zeigt ein vereinfachtes 3D-Schema des Solarkreises (mit nur einer Leitung zwischen Speicher und Kollektorfeld). Die Gesamthöhe der Verrohrung beträgt rund 13.5 Meter. Die Neigung der Rohrleitungen zur Horizontalen beträgt 1° oder mehr.

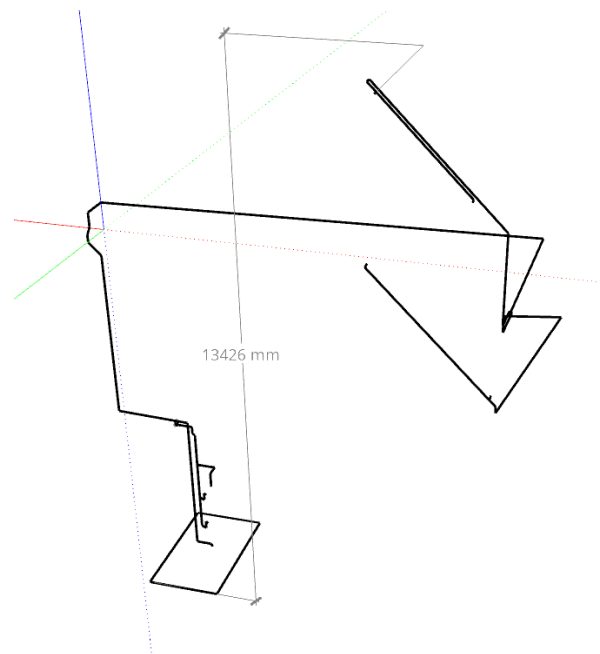


Abbildung 5: 3D-Zeichnung des Solarkreises mit Gesamthöhe von rund 13.5 m. Zwischen der Speicher (links unten, Kellerboden als Rechteck skizziert) und dem Kollektorfeld (rechts oben) ist nur ein Rohr gezeichnet.

Als Konsequenz des atmosphärisch offenen Anlagenkonzepts ist in der Vorlaufleitung des Solarkreises auf Speicherhöhe eine Druckhochhaltung eingebaut (Abbildung 1). Das dafür verwendete Ventil sorgt dafür, dass der Druck im Solarkreis eingestellt werden kann, mit dem Ziel, dass auf Höhe der Kollektoren im Betrieb circa Atmosphärendruck herrscht mit entsprechend hohem Verdampfungspunkt. In Abhängigkeit der Anlagenhöhe und der Förderleistung der Solarpumpen muss das Druckhochhalteventil bei der Inbetriebsetzung der Anlage manuell passend eingestellt werden.

Im ursprünglichen Aufbau der Laboranlage war im Vorlauf zudem ein Entlüfter eingebaut, mit dem Luft bzw. Gase abgetrennt wurden, welche im Anschluss an die automatische Befüllung und Entlüftung der Anlage (bei Betriebsstart via oberstem Speicheranschluss) möglicherweise später Richtung Speicher gepumpt werden. Mit der Abtrennung der Gase soll verhindert werden, dass diese im Solarspeicher Verwirbelungen erzeugen, welche dann die Temperaturschichtung beeinträchtigen. Bei den Versuchen mit unterschiedlicher Kollektorfeldverrohrung hat sich gezeigt, dass mit einer Verrohrung gemäss Tichelmann die Entlüftung sehr gut funktioniert und der Einsatz des Entlüfters nicht nötig ist.

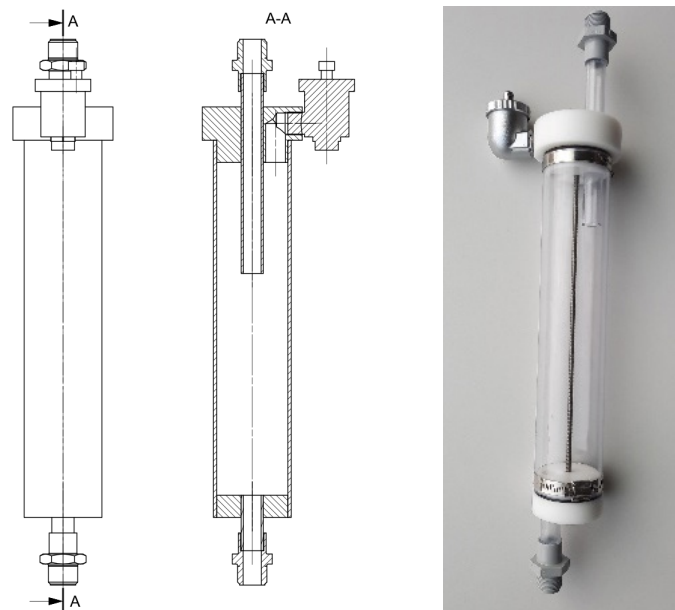


Abbildung 6: Zeichnung und Foto des Prototyps eines automatischen Entlüfters, welcher zur Abscheidung von Gasblasen eingesetzt wurde, die vom Kollektorfeld Richtung Solarspeicher gepumpt werden.

Solarspeicher

Der Solarspeicher ist als druckloser, atmosphärisch offener Edelstahlspeicher ausgeführt (Abbildung 7). Der Speicher wurde mit zusätzlichen Anschlüssen ausgeführt, damit er ggf. in einer ersten Feldanlage an weitere Komponenten (z.B. Frischwassermodule) verbunden werden kann.

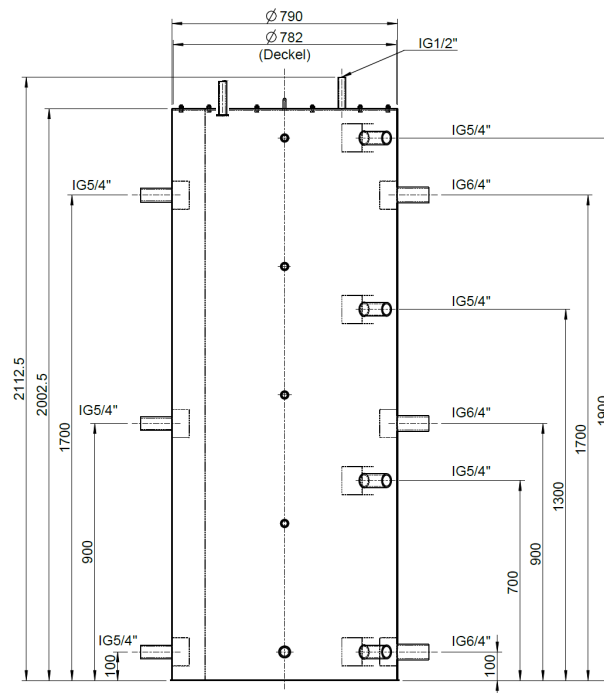


Abbildung 7: Zeichnung des solaren Pufferspeichers. Anschlüsse des Solarkreises links und der Speicherumladung rechts. Der Belüftungsanschluss und die Öffnung zur Atmosphäre sind im abschraubbaren Speicherdeckel integriert.

Umbau bestehender Boiler

In der Laboranlage wird ein gebrauchter Warmwasserspeicher/Boiler aus emailliertem Stahl mit 800 Liter Fassungsvermögen eingesetzt. Wie bei solchen Speichern üblich, sind keine freien Anschlüsse vorhanden, an welchen eine Speicherumladung angeschlossen werden könnte. Für den Umbau des Boilers wurde beschlossen, lediglich einen neuen Anschluss zu schaffen, der in der Platte des Wartungsflansches integriert wurde. Die weiteren Anschlüsse (siehe Abbildung 1) wurden ausserhalb des Boilers in die vorhandene Verrohrung integriert. Auf diese Weise kann der vorhandene Boiler nach einem geringfügigen Umbau weiterverwendet werden.

Der vorhandene Flanschdeckel wurde ausgebaut und mittels eines Wasserstrahl-Schneidegeräts wurde eine 1 ½ Zoll Öffnung hineingeschnitten. Bei der Emaille-Beschichtung des Flanschdeckels kam es dabei zu keinen Absplitterungen, weshalb von einer langen Standzeit auch nach dem Umbau ausgegangen werden kann. Der Anschlussstutzen wurde mit einer Schottverschraubung realisiert. Der Anschluss wurde aussen mit einem Wellrohr verbunden, damit der Flansch zu Wartung des Boilers (Entkalkung etc.) entfernt werden kann, ohne dass der Anschluss vom Flansch entfernt werden muss.

Zur Beruhigung der Eintrittsströmung am unteren Boiler-Anschluss der Umladung (im umgebauten Flansch also) wurde eine Beruhigungsstrecke entworfen und eingebaut (Abbildung 8).

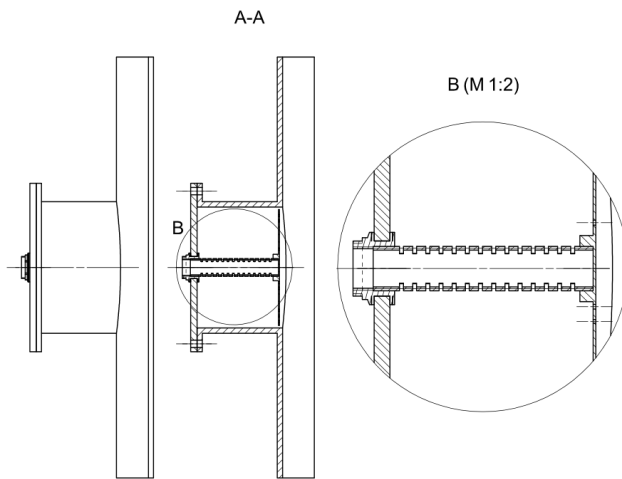


Abbildung 8: Vorrichtung im umgebauten Flansch des Boilers zur Beruhigung der Eintrittsströmung. Die Vorrichtung besteht aus einem geschlitztem Rohrstück, aus dem das Wasser in das Volumen des Wartungsflanschs eintritt, und einem Lochblech mit Gummidichtung, welches die Strömung weiter beruhigen soll, bevor sie in den Speicher eintritt.

Fertiggestellte Laboranlage

Die folgenden Abbildungen zeigen die fertiggestellte Laboranlage.



Abbildung 9: Laboranlage mit Solarspeicher (grau) und Boiler (grün). Zwischen den Speichern ist die Umladestation und die Anlagensteuerung montiert, links vom Solarspeicher die Verrohrung des Solarkreises.



Abbildung 10: Kollektorfeld mit zwei parallel verschalteten und übereinander montierten Reihen à drei Kollektoren.

3.2 Laborversuche

Mit den Versuchen soll gezeigt werden, dass das Anlagenkonzept und die -steuerung funktionieren, zudem sollen Messdaten von relevanten Betriebszuständen generiert werden, mit welchen die thermohydraulischen Simulationen validiert werden können.

3.2.1 Verrohrung

Um den Einfluss der Kollektorfeldverrohrung auf die erfolgreiche Entlüftung der Anlage zu untersuchen, wurden zwei unterschiedliche Arten der Kollektorfeldverrohrung getestet: eine Verrohrung gemäss Tichelmann und eine Verrohrung, bei der die Kollektorreihen zwar beidseitig angeschlossen werden, der Vorlauf der unteren Reihe aber nicht nach oben geführt, sondern auf seiner Höhe mit dem Vorlauf der oberen Reihe kombiniert und von dort Richtung Keller geführt wird.

Der zweite Fall mit einer Feldverrohrung mit ungleich langen Strängen ergab ein schlechtes Entlüftungsverhalten bei Anlagenstart mit sehr langem Lufteintrag aus dem Kollektorfeld in die Vorlaufleitung über 30 - 60 Minuten. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass nicht alle Kollektoren rasch entlüften und sie somit keinen Ertrag liefern. Der starke Lufteintrag in den Solarspeicher führt zudem potentiell zu einer Störung der Speicherschichtung.

Mit einer Verrohrung nach Tichelmann läuft die Entlüftung beim Anlagenstart innerhalb weniger Minuten erfolgreich ab. Diese Art der Verrohrung ist also zu bevorzugen.



3.2.2 Solarkreis

Dampfaustritt bei Entleerung mit hohen Kollektortemperaturen

Zu Beginn der durchgeführten Versuche wurde die Anlage wie eine gewöhnliche Solaranlage geregelt, d.h. die Speicherbeladung wurde bis zu einer vorgegebenen Maximaltemperatur (hier: 90 °C) durchgeführt. Im Anschluss wurden die Solarkreisumpen von der Steuerung automatisch gestoppt und das Entlüftungsventil auf dem Deckel des Pufferspeichers geöffnet, damit die Anlage entleert und keine zu hohen Wassertemperaturen entstehen.

Mit dem Stopp der Solarkreisumpen sinkt der Druck in den Kollektoren stark ab, da das Wasser im Solarkreis nicht mehr gegen das Druckhochhalteventil gepumpt wird und die Wassersäulen in der Vor- und Rücklaufleitung nun frei hängen. Kurzzeitig gemessen wurden Absolutdrücke im Solarkreis auf Höhe der Kollektoren zwischen 0.2 und 0.4 bar bei 80 - 90 °C. Der Dampfdruck bei diesen Temperaturen liegt eigentlich um 0.5 bar (Abbildung 11), entsprechend muss eine starke Verdampfung des Wassers im Kollektor und in den oberen Bereichen der Rohrleitungen stattgefunden haben.

Diese Dampfbildung konnte auch festgestellt werden: der Dampf erreicht bei der Entleerung mit hohen Temperaturen den Solarspeicher und tritt dort durch die Druckausgleichsöffnung des Speichers aus. Dieser Austritt von Dampf findet während rund 2 bis 3 Minuten statt.

Diese Art von Entleerung führt also zu Dampfaustritt an der Speicheröffnung, somit zu einem Wassereintrag in den Keller und zu einem Wasserverlust in der Solaranlage. Folglich ist dieser Betrieb der Anlage nicht praktikabel.

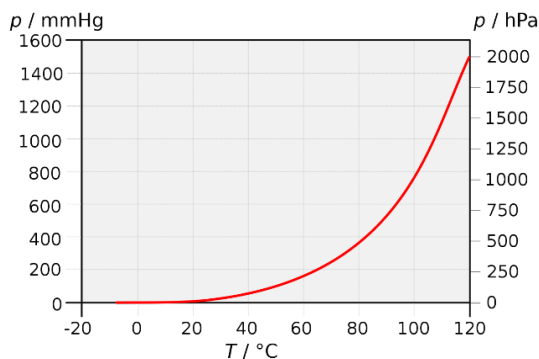


Abbildung 11: Dampfdruckkurve von Wasser.

Steamback-Versuche

Um den Dampfaustrag aus dem System via der Luftöffnung am Solarspeicher zu verhindern, wurde die Regelung der Anlage geändert. Ziel war es, die Anlage befüllt zu lassen und die Dampfbildung in den Kollektoren zu akzeptieren. Die Anlage sollte also in ein «Steamback»-Zustand gehen. Vor dem Hintergrund, dass nach dem Stopp der Solarpumpen ein niedriger Absolutdruck in den Kollektoren herrscht und das Wasser in der Vor- und der Rücklaufleitung von der Schwerkraft nach unten gezogen wird, wurde erwartet, dass in Folge der Dampfbildung der Grossteil des Wassers aus den Kollektoren herausfliessen kann resp. vom Dampf verdrängt wird. Die Dampfbildung und -reichweite sollte dadurch begrenzt sein. Die



Verdrängung des Wassers kann dabei ausschliesslich über die Rücklaufleitung erfolgen, da die Vorlaufleitung nach Pumpenstopp durch das Druckhochhalteventil gesperrt wird.

Bei den Steamback-Versuchen (Abbildung 12) sind rund 6 Minuten nach dem Pumpenstopp Dampfschläge im Speicher zu hören gewesen. Es wurde also derart viel Dampf gebildet, dass das Kondensationsvermögen der Rücklaufleitung nicht ausgereicht hat, den Dampf vor Erreichen des Speichers zu kondensieren.

Um zu testen, ob der Dampfeintrag in den Speicher dann verhindert werden kann, wenn das Wasser über beide Anschlussleitungen des Solarkreises verdrängt werden kann, wurde am Vorlauf ein Bypass installiert, der das Druckhochhalteventil überbrückt, und der manuell bedient werden kann. Auch dieser Aufbau hat zu leichten Dampfschlägen im Speicher geführt.

Die Steamback-Versuche waren also nicht erfolgreich. Der Dampfaustrag aus dem Speicher konnte zwar verhindert werden, die Dampfschläge im Speicher während der Entleerung bei hohen Fluid-Temperaturen sind aber ein zu grosser Nachteil dieser Betriebsart.

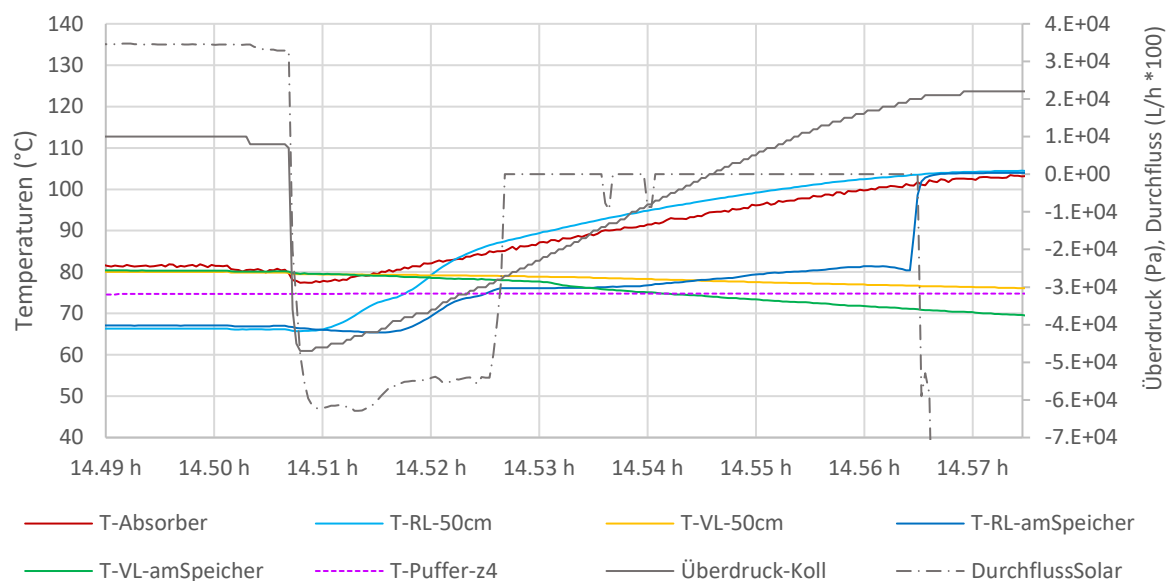


Abbildung 12: Steamback-Versuch bei dem die Anlage befüllt bleibt trotz hoher Temperaturen. Kurz nach 14.56 Uhr wird in der RL-Leitung Dampf bei 104 °C und Durchfluss detektiert und im Pufferspeicher sind Dampfschläge zu hören.

Solarkreiskühlung

Indem das Kollektorfeld kurz vor der Entleerung auf Temperaturen um 60 °C abgekühlt wurde, konnte eine erfolgreiche Entleerung ohne bzw. mit nur geringem Dampfeintrag in den unteren Bereich des Solarkreises realisiert werden. Für die Abkühlung des Solarkreises wurden die tiefen Temperaturen aus den unteren Schichten des Boilers genutzt, die von der Speicherbeladung durch den Brenner unberührt und somit kalt bleiben. Durch Aktivieren der Pumpen der Umladestation und durch Hochregeln der Solarkreisumpen tritt nach wenigen Minuten kühles Wasser in den Rücklauf des Solarkreises ein. Die Versuche haben gezeigt, dass das



Kollektorfeld innerhalb von rund 5 Minuten von ca. 100 °C auf Temperaturen um 60 °C abgekühlt werden und die Entleerung gestartet werden konnte.

Um die Abkühlung des Solarkreises zu verbessern und die Dampferzeugung weiter zu reduzieren, wurde die Anlage umgebaut. Mit dem Umbau wurde der primärseitige Rücklauf der Speicherumladung vom solaren Pufferspeicher entkoppelt und stattdessen mit einem T-Stück an den Rücklauf des Solarkreises zwischen Pufferspeicher und Solarkreisumpfen angeschlossen (Abbildung 13). Da nun während der Abkühlung des Solarkreises kühles Wasser vom Plattenwärmetauscher direkt in den Solarkreis gelangt und nicht mehr im Pufferspeicher vermischt und dadurch erwärmt wird, kann das Kollektorfeld nach dem Umbau bei gegebener Temperatur im Boiler stärker gekühlt und dadurch die Dampfbildung weiter eingedämmt werden.

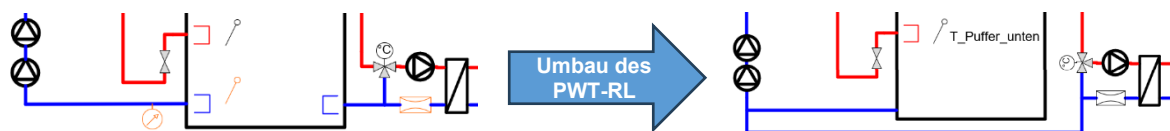


Abbildung 13: Ausschnitt aus dem Anlagenschema – Umbau des Rücklaufs (RL) des Plattenwärmetauschers (PWT) der Speicherumladung vom Anschluss an den solaren Pufferspeicher (links) hin zur Einbindung in den Rücklauf des Solarkreises (rechts).

Im alten Boiler, der in der Laboranlage verwendet wird, ist unterhalb der Wendel ein Volumen von circa 100 Litern verfügbar. Dieses Volumen bleibt also bei einer Beladung des Boilers durch die Hauptheizung kalt und steht somit bei hohen Temperaturen im Solarkreis für seine Kühlung vor einer Entleerung zur Verfügung. Es kann davon ausgegangen werden, dass marktübliche Boiler unterhalb der Wendel über Volumen ähnlicher Grösse verfügen und folglich auch andere Boiler über ein Volumen zu Kühlung des Solarkreises verfügen.

Um die Abkühlung des Kollektorfelds sicherstellen zu können, kann im unteren Bereich des Boilers ein weiterer Anlegefühler platziert werden. Falls die Temperatur auf dieser Speicherhöhe über ca. 50 °C steigt, kann die Speicherumladung gestoppt werden, bis durch Warmwasserzapfungen im Gebäude wieder ausreichend tiefe Temperaturen auf dieser Speicherhöhe vorhanden sind.

Die Entleerungsversuche mit vorherigem Kühlen des Solarkreises haben gezeigt, dass trotz sehr ähnlichen Startbedingungen vor den Entleerungen ein sehr unterschiedliches Verhalten bzgl. Dampfbildung auftritt. Gemäss Durchflussmessung in der RL-Leitung des Solarkreises³ traten während den verschiedenen Entleerungsversuchen sehr unterschiedliche durchschnittliche Durchflüsse auf. Abbildung 14 zeigt den Zusammenhang zwischen Durchfluss in der RL-Leitung bei der Entleerung und der Länge der ein paar Minuten später entstehenden Dampfausbreitung bis in die VL-Leitung am Solarpuffer. In der Abbildung zeigt jeder Punkt die Dauer des Dampfaufkommens am Solarspeicher für einen individuellen Entleerungsversuch. Als Dampfeintrag wird hier ein stabiles Erreichen von 100 °C in der Vorlaufleitung 1 m vor dem

³ Die Durchflussmessung wurde bidirektional durchgeführt.



Speicher gewertet. Die Abbildung zeigt, dass kein oder nur ein sehr kurzer Dampfeintrag entsteht, wenn die Entleerung Richtung RL langsam abläuft.

Gründe für die Entstehung unterschiedlicher Durchflüsse während der Entleerung konnten nicht gefunden werden. Weder die Stärke der Solarstrahlung, die während der Entleerung vorlag, noch (kleine) Temperaturunterschiede zwischen den Versuchen oder unterschiedliche Drücke zu Beginn oder während der Entleerung haben einen Hinweis auf eine nachvollziehbare Beeinflussung der Rückflussgeschwindigkeit gegeben. Möglicherweise entsteht durch kleine Unterschiede in den Anfangs- bzw. Randbedingungen ein chaotisches Verhalten bei der Entleerung, das zu einem unterschiedlichen Verhalten führen kann. Im Annex des Berichts sind die mutmasslichen Prozesse und Wege bei der Entleerung beschrieben. Mit TRACE-Simulationen sollen diese noch möglichst nachvollzogen werden.

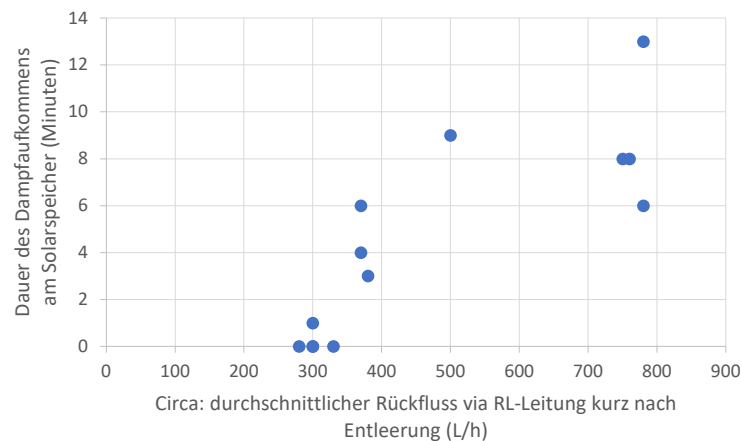


Abbildung 14: Dauer der Dampfbildung in Abhängigkeit der kurz zuvor bei der Entleerung maximal erreichten Durchflüsse in der RL-Leitung. Jeder Punkt zeigt einen Entleerungsvorgang. Alle Entleerungen sind bei Kollektorfeld-Temperaturen um 50 °C gestartet und bei Einstrahlungen über ca. 800 W/m².

Bei hohem Aufkommen kann der entstehende Dampf aus der Anlage austreten, da der Solarkreis via Belüftungsöffnung am solaren Pufferspeicher offen zur Atmosphäre ist (Abbildung 1). Mit dem Dampfaustritt ist ein Wasserverlust verbunden, was nachteilig für den Betrieb sein kann (falls häufiges Nachfüllen von Wasser notwendig ist). Die Versuche haben gezeigt, dass nur bei stärkerem Dampfaufkommen ein leichter Dampfaustritt aus der Anlage zu erkennen war, der akustisch nicht bemerkbar war. Ein stärkeres Dampfaufkommen korreliert dabei mit einem langen Aufkommen um 8 Minuten oder mehr (Abbildung 14). Mittels Kühlfalle wurde während der Sommermonate 2024 austretender Dampf kondensiert und das Kondensat gesammelt. Die 35 durchgeführten Entleerungen mit Dampfaufkommen haben gezeigt, dass pro Entleerung durchschnittlich 1 g Wasser in Form von Dampf aus der Anlage austritt. Dieser Wasserverlust ist vernachlässigbar, da der solare Pufferspeicher mit 800 Litern Wasser gefüllt ist.



3.2.3 Speicherumladung

Mit den Versuchen zur Speicherumladung soll gezeigt werden, wie alte, bestehende Boiler ohne freie Anschlussstutzen auf einfache Weise baulich angepasst werden können, damit sie zusätzlich zur Beladung durch den Brenner auch solar beladen werden können. Dabei werden auch Vergleichsmessungen vorgenommen, um die Schichtungseffizienz verschiedener Beladungsstrategien beurteilen zu können.

Analysiert wurde die Schichtungseffizienz der beiden neu erstellten Anschlüsse am Boiler, über die das von der Umladestation erwärmte Brauchwarmwasser in den Boiler zurückgeführt werden kann (Abbildung 1, Abbildung 9), und der Nutzen der Strömungsberuhigung, welche am neuen Anschluss am Wartungsflansch eingebaut wurde (Abbildung 8).

Die Boiler-Beladung erfolgt in den Versuchen mit Vorlauftemperaturen von 55 - 60 °C. Höhere Temperaturen werden vom Mischventil auf der Primärseite des Plattenwärmetauschers verhindert, damit Kalkausfällungen im Plattenwärmetauscher auf der Trinkwasserseite reduziert werden.

Am Boiler wurden vier Anlegefühler installiert. Diese sind in etwa gleichverteilt über die Höhe des Boilers. In den nachstehenden Abbildungen wird mit «...z1» der Fühler der untersten Position bezeichnet. Das Wasser im Boiler wurde vor der Messung konditioniert, sodass die Temperaturen der unteren Schichten bei ca. 20 °C und diejenigen der obersten Schichten bei ca. 50 °C liegen.

Abbildung 15 zeigt die Beladung des Boilers via oberen Anschluss. Wie zu erwarten, steigen die Temperaturen im Boiler sehr gleichmässig an, was zeigt, dass eine sehr gute Schichtungseffizienz erreicht wird. Die Schicht auf Höhe z3 (mit Temperaturmessung «T-Boiler-z3») liegt circa auf der Höhe, auf der die Steuerung des Brenners die Speichertemperatur misst. Auf dieser Höhe sollte also möglichst rasch Solarwärme mit Temperaturen eingebracht werden, die oberhalb der Einschaltgrenze der Brenner-Steuerung liegen. Auf diese Weise kann vermieden werden, dass der Brenner das Warmwasser erwärmen muss. Es wird hier davon ausgegangen, dass dafür 55 °C überschritten werden müssen. Die Messung zeigt, dass 55 °C auf Höhe z3 nach ca. 1 Stunde erreicht werden. Am Ende der Beladung liegt die Durchschnittstemperatur des Boilers bei 59 °C und diejenige des Puffers bei ca. 40 °C.

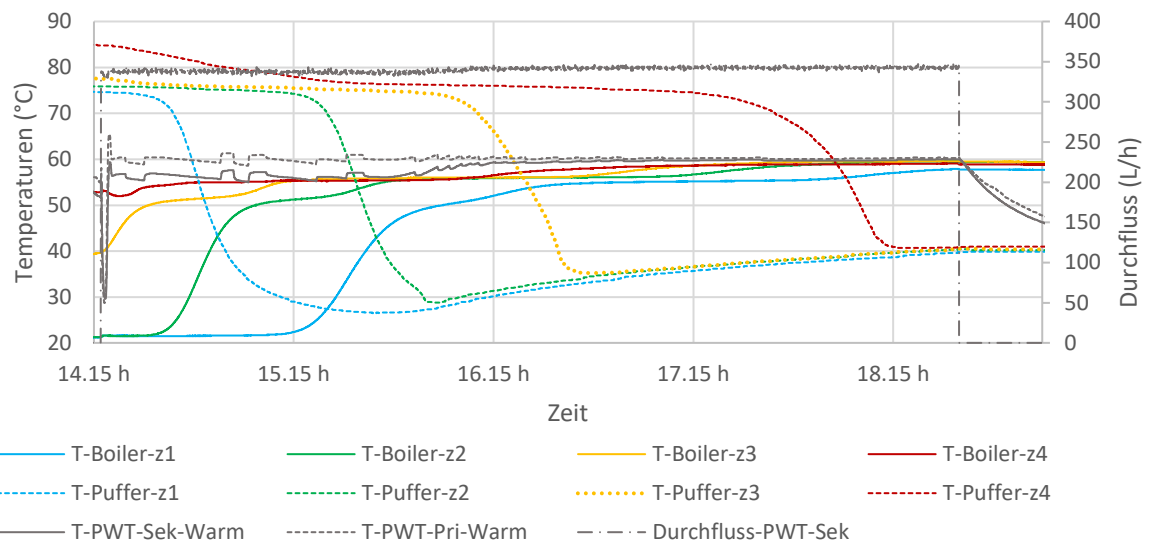


Abbildung 15: Speicherumladung mit Verwendung des oberen Anschlusses am Boiler. Boiler zu Beginn geschichtet zwischen 20 und ca. 50 °C.

Eine Boiler-Beladung via unteren Anschluss mit eingebauter Strömungsberuhigung und ähnlicher Konditionierung des Boilers wie in der vorangehenden Messung zeigt Abbildung 16. Anders als bei der Beladung via oberen Anschluss ist hier ersichtlich, dass kurz vor der Erwärmung der Schichten z3 und z4 jeweils eine leichte Abkühlung dieser Schichten um ca. 5 K stattfindet. Dies ist ein Hinweis, dass im Speicherwasser Turbulenzen vorhanden sind und die Schichtungseffizienz somit etwas verringert ist. Schicht z3 erreicht 55 °C nach ca. 3 h, also nach der dreifachen Dauer verglichen mit der Beladung via oberen Anschluss. Am Schluss der Beladung ist die Durchschnittstemperatur im Boiler rund 2 K tiefer und diejenige des Puffers ca. 4 K höher als bei der Beladung mit dem oberen Anschluss. Dies wirkt sich leicht negativ auf die Systemeffizienz aus.

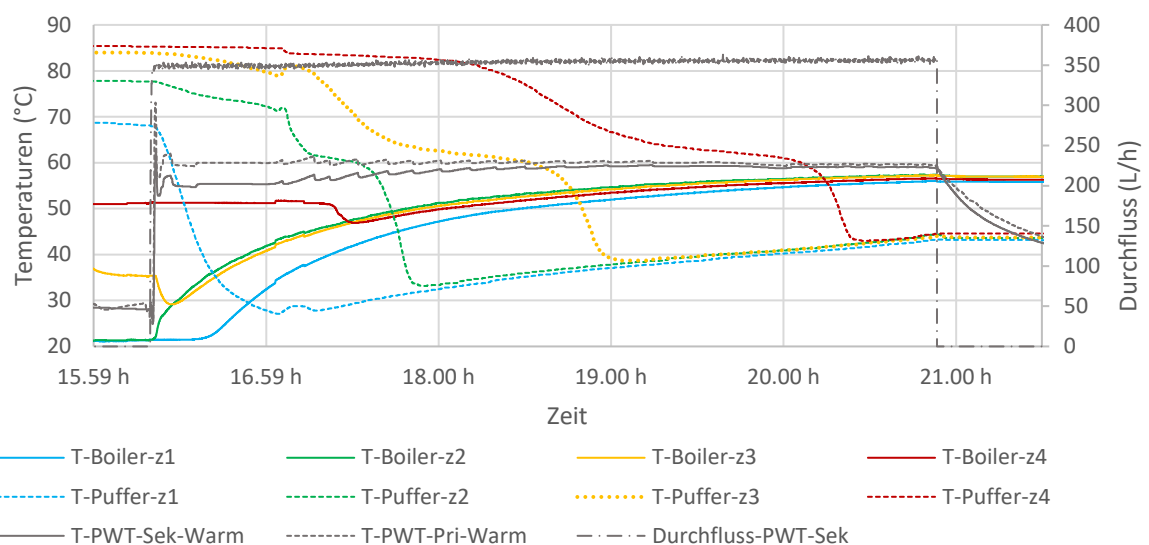


Abbildung 16: Speicherumladung mit Verwendung des unteren Anschlusses am Boiler inkl. Strömungsberuhigung. Boiler zu Beginn geschichtet zwischen 20 und ca. 50 °C.



Die Beladung des Boilers via unteren Anschluss wurde mit und ohne eingebauter Strömungsberuhigung im Wartungsflansch getestet. Ohne Strömungsberuhigung tritt das Wasser durch ein Rohr mit 30 mm Innendurchmesser in den Speicher ein. Der Vergleich (Abbildung 17) zeigt keinen Vorteil der Strömungsberuhigung: ohne eingebautes Lochblech ist die Heruntermischung der Temperaturen der Schichten sogar geringer. Anders als erwartet, scheint die in den Speicher eintretende Strömung durch das Lochblech zu stark aufgefächert zu werden. Ohne das Lochblech bleibt die eintretende Strömung vermutlich kompakter und schichtet sich mit geringerer Verwirbelung besser auf die ihrer Temperatur entsprechenden Speicherhöhe ein.

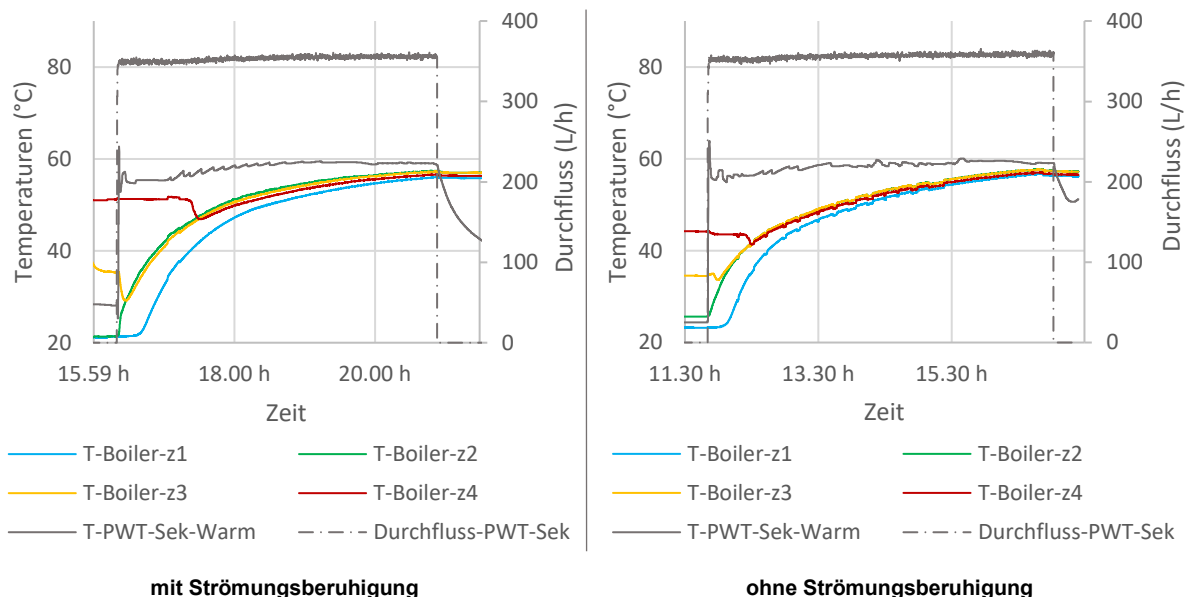


Abbildung 17: Vergleich der Speicherumladung via unteren Anschluss mit und ohne Verwendung der Strömungsberuhigung.

Zusammenfassend zeigen die Messungen der Speicherumladung also, dass mit dem oberen Speicheranschluss durch die Solaranlage deutlich schneller hohe Temperaturen im Bereitschaftsvolumen des Boilers bereitgestellt werden können als mit dem unteren Anschluss. Das ermöglicht eine rasche Weiterleitung von hohen Temperaturen im Solar-speicher in das Bereitschaftsvolumen des Boilers und somit eine rasche Unterbindung des Einsatzes des Brenners, falls die Solaranlage Temperaturen über ca. 60 °C bereitstellen kann. Der untere Einlass ist dennoch wichtig, um bei geringer Einstrahlung das Brauchwarmwasser vorwärmen zu können und somit den Einsatz des Brenners zu reduzieren. Wie die Messungen gezeigt haben, kann mit den geringen Durchflussraten, die für die Speicherumladung benötigt werden, auf eine Strömungsberuhigung verzichtet werden.

Da durch den Einsatz der Umladestation Brauchwarmwasser durch zusätzliche Rohrleitungen und einen Plattenwärmetauscher gepumpt wird, besteht potenziell das Risiko einer Besiedlung durch Legionellen. Das Risiko wurde mit der Begleitgruppe diskutiert und wird wie folgt eingeschätzt:



- im Sommer werden die Komponenten der Umladestation regelmässig auf 60 °C erhitzt, womit das Legionellen-Risiko vernachlässigbar sein wird
- im Winter können die Komponenten der Umladestation von der Solaranlage ggf. längere Zeit nicht erhitzt werden. Um ein Ausbreiten von Legionellen in dieser Jahreszeit zu verhindern, könnte die Sekundärseite der Umladestation regelmässig mit dem Brenner erwärmt werden. Hierzu müsste die Steuerungslogik derart ergänzt werden, dass die Pumpe im Sekundärkreis der Umladestation während einer Beladung des Boilers durch den Brenner angeht, der untere Boiler-Anschluss geöffnet wird und heisses Wasser aus dem Boiler durch den Plattenwärmetauscher gepumpt wird. Diese Legionellenschutzfunktion kann immer dann gestartet werden, wenn eine bestimmte Dauer überschritten wird, während der kein Schutz durch die solare Beladung des Boilers erreicht werden konnte.

3.3 Angepasstes Anlagenkonzept

Basierend auf den Ergebnissen der Laborversuche wurde das Anlagenkonzept angepasst (Abbildung 18) und im Vergleich zur Ausgangslage (Abbildung 1) vereinfacht, indem der Entlüfter im Solar-VL und die Strömungsberuhigung im Boiler weggelassen werden.

In Abbildung 18 sind zudem nur Monitoring-Komponenten aufgeführt, die für die Regelung der Anlage im Feld benötigt werden würden.

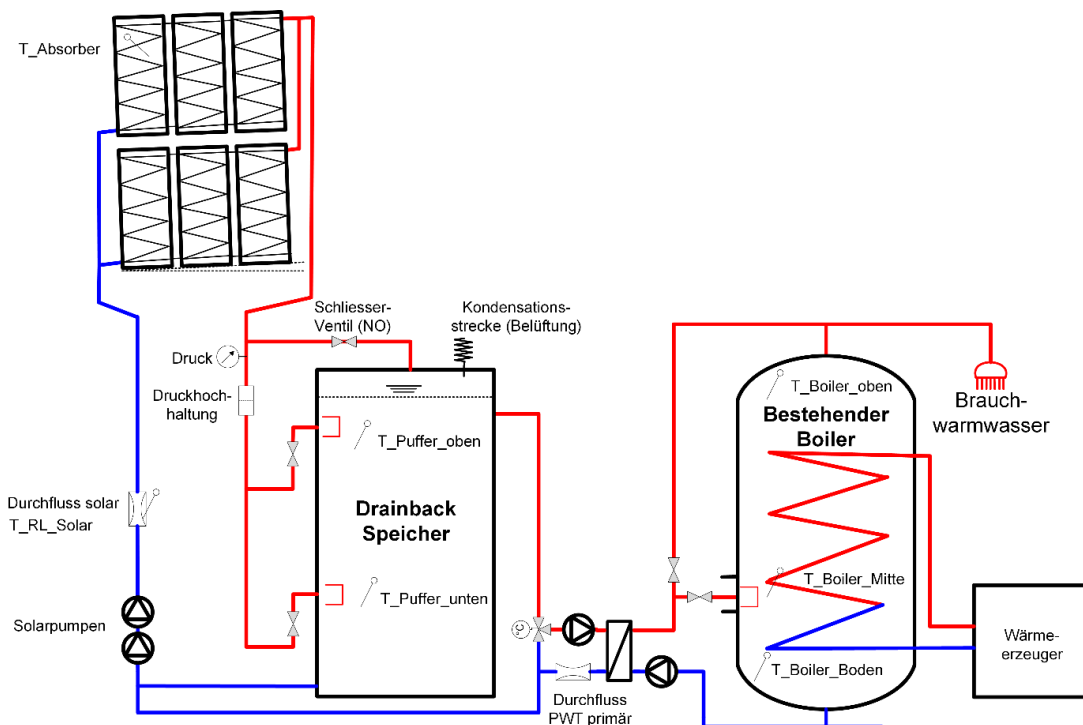


Abbildung 18: Angepasstes Anlagenkonzept.



3.4 Thermohydraulische Simulationen

3.4.1 Kollektordesign und Modellierung

Damit der Bericht leicht und ohne Rückgriff auf den Schlussbericht des vorangegangenen Projektes lesbar ist, wurden die für diesen Abschnitt wesentlichen Inhalte übernommen. Bei dieser Gelegenheit wurde die Darstellung des Modells wesentlich verbessert und vervollständigt.

Basierend auf dem Prüfbericht für den Standardkollektor des Typs Cobra wurden in Philippen et al. (2021) die Parameter des empirischen Kollektormodells für den Prototyp nach Tabelle 1 berechnet.

Tabelle 1: Leistungskennndaten für den Standardkollektor und den Prototyp.

| | | Kollektortyp: | Original | Prototyp |
|--|----------|---------------------------------|----------|----------|
| Mittlere Rohrdistanz | | mm | 90.4 | 102.7 |
| Konversionsfaktor | η_0 | - | 0.857 | 0.849 |
| Wärmeverlustkoeffizient | a_1 | W/Km ² | 4.160 | 3.894 |
| Wärmeverlustkoeffizient | a_2 | W/K ² m ² | 0.0089 | 0.012 |
| Wärmeverlustkoeffizient linearisiert | U_L | W/Km ² | - | 5.32 |
| Stagnationstemperatur (gemessen) in °C bei 1000 W/m ² und T _a = 30°C | | | | 195 |
| Mittlere Fluidtemperatur in °C, für $\dot{q}_0 = 0$ W/m ² bei 1000 W/m ² und T _a = 30°C | | | | 179.3 |

Für die Modellierung in TRACE muss das empirische Modell,

$$\dot{Q}_u = GA_P \eta_0 - a_1 A_P (T_{fav} - T_a) - a_2 A_P (T_{fav} - T_a)^2 \quad (0.1)$$

zunächst linearisiert werden:

$$\dot{Q}_u = GA_P \eta_0 - U_L A_P (T_{fav} - T_a) \quad (0.2)$$

Der Wärmeverlustkoeffizienten wird wie folgt berechnet. Zuerst wird gemäss Eismann et al. (2021) eine gewichtete Stagnationstemperatur T_S ermittelt, basierend auf der Temperatur bei trockener Stagnation $T_{S,dry}$ gemäss Prüfbericht und der mittleren Fluidtemperatur $T_{fav,0}$ bei welcher mit Gleichung (0.1) ein spezifischer Ertrag von null resultiert:

$$T_S = 0.35 \cdot T_{fav,0} + 0.65 \cdot T_{S,dry} \quad (0.3)$$

Anschliessend wird der Wärmeverlustkoeffizient berechnet:

$$U_L = \frac{G_S \eta_0}{T_S - T_a} \quad (0.4)$$



Abbildung 19 zeigt die Wirkungsgradkennlinie für den Prototyp nach dem empirischen Modell zweiten Grades sowie nach dem linearisierten Modell, basierend auf den Leistungsparametern in Tabelle 1.

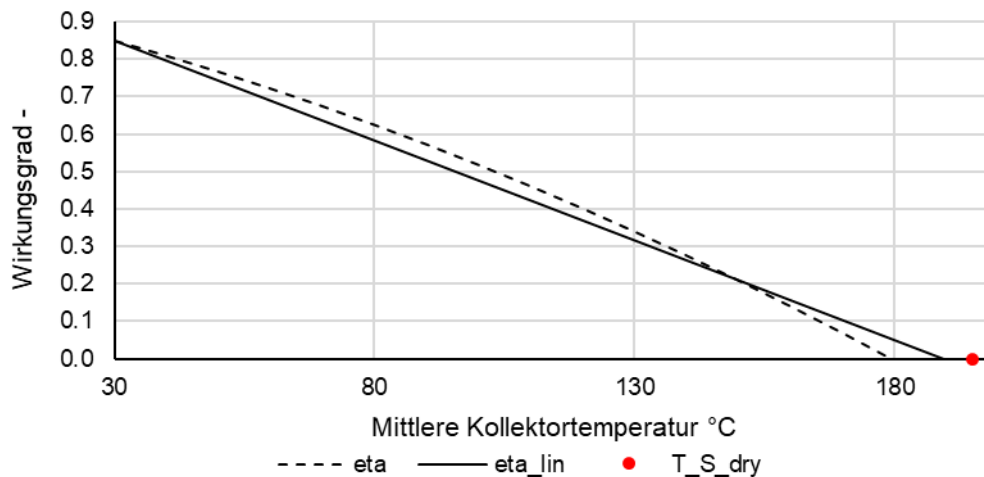


Abbildung 19: Wirkungsgradkennlinie für den Prototyp nach dem empirischen Modell und nach dem linearisierten empirischen Modell.

Für die Modellierung in TRACE muss der Prototyp durch ein eindimensionales, zylindrisches Modell abgebildet werden. Das Absorberblech und die zugeordnete Rohrwand werden als Rohrelement mit derselben Wärmekapazität abgebildet.

Die Definition der Strahlungsrandbedingung wäre mittels Rechenschaltung zwar möglich, aber sehr aufwändig. Stattdessen wird die Strahlungsrandbedingung mit Hilfe einer virtuellen, wärmeleitenden Schicht in eine entsprechende Oberflächentemperatur T_p der zylindrischen Aussenfläche transformiert. Die Aussenfläche entspricht der Fläche des zugehörigen Absorberblechs. Die Innenfläche entspricht der Aussenfläche des Absorberrohres bzw. der Verteil- und Sammelleitung. Das Temperaturgefälle, bedingt durch endliche Werte der Wärmeleitfähigkeit und des Wärmeübergangs, wird vernachlässigt. Entsprechend wird die Temperatur an der Innenfläche der virtuellen Schicht gleich der Fluidtemperatur gesetzt. Bei Stagnation entspricht die mittlere Fluidtemperatur der Temperatur der Aussenfläche der virtuellen Schicht. Diese Situation wird durch das linearisierte empirische Modell ausgedrückt:

$$\dot{Q}_u = GA_P \eta_0 - U_L A_P (T_p - T_a) = 0 \quad (0.5)$$

Durch Auflösen erhält man die Oberflächentemperatur bei Stagnation in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und der Bestrahlungsstärke:

$$T_p = T_a + \frac{G \eta_0}{U_L} \quad (0.6)$$

Die nutzbare Leistung wird nun als Wärmestrom durch die wärmeleitende Schicht dargestellt. Weil sich die Dimension der virtuellen Schichten des Absorberrohres von jener der Verteil- und Sammelleitung unterscheiden, muss die nutzbare Leistung für den jeweiligen Bereich X des Absorbers separat berechnet werden:



$$\dot{Q}_{u,X} = \frac{\lambda_X 2\pi l_X}{\ln(D_X/d_X)} (T_P - T_{fav}) \quad (0.7)$$

Die Wärmeleitfähigkeit wird bestimmt für den Fall, dass die mittlere Fluidtemperatur der Umgebungstemperatur entspricht. Mit den Gleichungen (0.2) und (0.7) erhält man zunächst:

$$\dot{Q}_{u,X} = GA_X \eta_0 = \frac{\lambda_X 2\pi l_X}{\ln(D_X/d_X)} (T_P - T_a) \quad (0.8)$$

Schliesslich erhält man die Wärmeleitfähigkeit der virtuellen Schicht:

$$\lambda_X = \frac{GA_X \eta_0 \ln(D_X/d_X)}{2\pi l_X (T_P - T_a)} \quad (0.9)$$

Um die Modellierung in TRACE zu vereinfachen, weichen die Längen des Absorberrohres und der Verteil- und Sammelleitungen geringfügig von den Längen des Prototyps ab. Die Aussenfläche der virtuellen Schichten wurden jedoch so bestimmt, dass sich die entsprechenden Flächen der Absorberbereiche ergeben.

Tabelle 2: Modellparameter des Prototyps und des zylindrischen Modells.

| | | Total | Sammelleitungen | Absorberrohr |
|--------------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|--------------|
| Absorberfläche | m ² | 2.435 | 0.17 | 2.265 |
| Blechdicke | mm | 0.2 | | |
| Länge | Prototyp | m | 1.135 | 21.622 |
| | Modell | m | 1.136 | 23.226 |
| d_i | Prototyp/Modell | mm | 20 | 9 |
| d_a | Prototyp | mm | 22 | 10 |
| | Modell | mm | 22.49 | 11.11 |
| D | Modell | mm | 25.12 | 32.62 |
| Wärmeleitfähigkeit virtuelle Schicht | | W/Km ² | 0.0072 | 0.0887 |

Das zylindrische Modell wurde durch Vergleichsrechnungen bei Randbedingungen nach Tabelle 3 validiert.

Tabelle 3: Randbedingungen für die Validierung des zylindrischen Kollektormodells.

| | | |
|--------------------------|------------------|----------------------|
| Bestrahlungsstärke | W/m ² | 700, 800, 900, 1000 |
| Mittlere Fluidtemperatur | °C | 30, 60, 90, 120, 150 |
| Umgebungstemperatur | °C | 20, 30 |

Abbildung 20 zeigt die unter den Randbedingungen nach Tabelle 3 berechneten Kollektorleistungen. Wie nach Abbildung 19 zu erwarten ist, ist der Wirkungsgrad des linearisierten Modells bei den betrachteten mittleren Fluidtemperaturen kleiner als Wirkungsgrad des empirischen Modells nach Gleichung (0.1). Das linearisierte Modell nach Gleichung (0.5) liefert dasselbe Resultat wie das zylindrische Modell nach (0.7), was die Gültigkeit des zylindrischen Modells bestätigt.

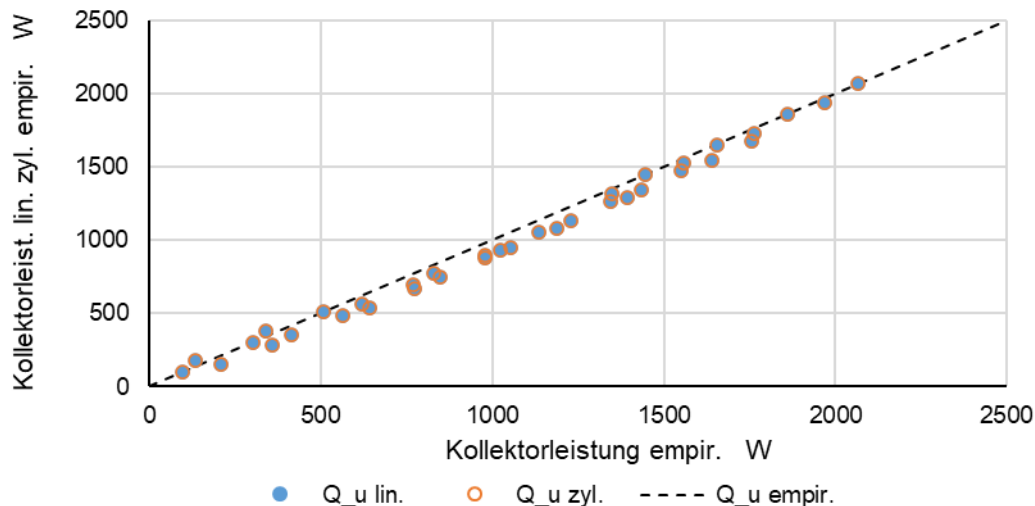


Abbildung 20: Kollektorleistungen nach dem linearisierten und zylindrischen Modell im Vergleich zum empirischen Modell.

3.4.2 Dimensionierung mit HYDRA

Zur thermohydraulischen Dimensionierung von klassischen, einphasig und mit Überdruck betriebenen Solaranlagen steht die Software HYDRA als Open Source Programm zur Verfügung (Eismann & Genkinger, 2018). Damit auch DBS nach vorgesehenem Konzept abgebildet werden können, wurden die nachfolgend beschriebenen Programmerweiterungen vorgenommen.

Der Betrieb von DBS mit drucklosem Speicher erfordert nach Abbildung 1 ein Drosselventil zur Druckhochhaltung in der Vorlaufleitung. Der Druckabfall über dem Ventil soll so gross sein, dass der Druck am Hochpunkt im Betrieb stets über dem Atmosphärendruck liegt. Der Programmcode und die Ein- und Ausgabefelder wurden wie folgt erweitert:

- Der Überdruck im Ausdehnungsgefäss bzw. im Speicher kann vorgegeben werden.
- Der Druckabfall über der Drossel kann eingegeben werden.
- Der Überdruck am Hochpunkt wird berechnet, mit Berücksichtigung der Rohrreibung in der Vorlaufleitung.
- Der Rohrkatalog wurde um die im Projekt spezifizierten Kunststoffrohre ergänzt.

Abbildung 21 zeigt das Beispiel einer Rechnung mit HYDRA. Die Anlagenhöhe beträgt 12 m. Die Höhe des Membranausdehnungsgefässes wird als Niveau des Wasserspiegels im Speicher interpretiert. Zwei Pumpen werden in Serie mit 100% Drehzahl betrieben. Der Druckabfall über der Drossel wird in m Wassersäule ausgedrückt und beträgt 12 m.

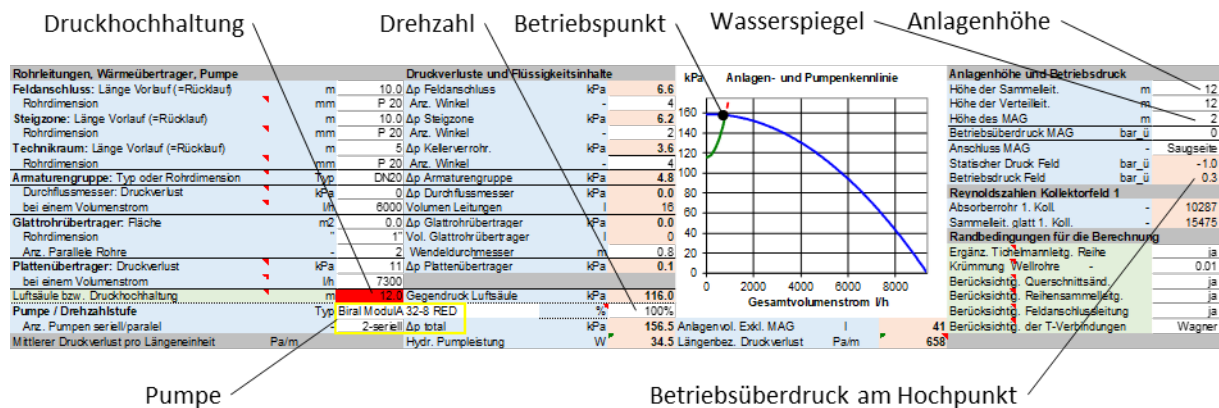


Abbildung 21: Rechnung eines Betriebspunktes mit HYDRA.

Die Rechnung wurde mit den Betriebsbedingungen und der Konfiguration des Kollektorfeldes nach Abbildung 22 durchgeführt. Es resultiert ein spezifischer Durchfluss von 54 l/hm^2 und eine Leistung des Kollektorfeldes von 10 kW.

| Betriebsbedingungen | | Kenndaten des Kollektorfeldes | | | | Betriebszustände | | | |
|--|-------------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------|-----|-----------------------|---------------|------|-----|
| Bestrahlungsstärke in der Kollektorebene | W/m ² | 1'000 | Anz. Koll. total | - | 6 | Thermische Leistung | kW | 10 | |
| Umgebungstemperatur | °C | 20 | Kollektorfläche total | m ² | 15 | " homog. Durchström. | kW | 10 | |
| Rücklauftemperatur | °C | 50 | Vorlauftemperatur | °C | 61 | Inhomog. Volumenstrom | % | 1 | |
| Wärmeträgermedium | Typ/Konz | Wasser | Vol. Feld inkl. Verrohrung | l | 20 | Einfluss auf Leistung | % | 0.00 | |
| Spezifischer Durchfluss | l/hm ² | 54 | Vol. Feldverrohrung | l | 5 | Max. Fließgeschw. | m/s | 0.7 | |
| Kollektorfeld 1 | | Reihe Nr. | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Kollektorreihe: Anz. Parall. Stränge | | - | 3 | 3 | | | | | |
| Anzahl serielle Kollektoren pro Strang | | - | 1 | 1 | | | | | |
| Kollektortyp | | - | Cobra 4" | Cobra 4" | | | | | |
| Reihenanschlussleitung: Länge Vorlauf | | m | 0.5 | 0.5 | | | | | |
| Rohrdimension: Durchmesser x Wanddicke | | mm | 18 x 1 | 18 x 1 | | | | | |
| Anzahl Winkel im Vorlauf | | - | 3 | 3 | | | | | |
| Anschluss in C- oder Z-Konfiguration | | - | Z | Z | | | | | |
| Feldleitung: Reihenabstand | | m | 6 | 2.4 | | | | | |
| Rohrdimension: Durchmesser x Wanddicke | | mm | 22 x 1 | 18 x 1 | | | | | |
| Anschluss in C- oder Z-Konfiguration | | - | C | Δp Kollektorfeld 1 | kPa | 19.1 | V Koll.feld 1 | l/h | 794 |

Abbildung 22: Betriebsbedingungen und Kollektorfeld.

Ausserdem wurde die Korrelation für die Selbstentlüftungsgeschwindigkeit (Eismann, 2017) implementiert und gemäss Abbildung 23 für den vertikal nach unten durchströmten Abschnitt der Vorlaufleitung ausgewertet. Diese beträgt 0.22 m/s. Die effektive Fließgeschwindigkeit beträgt 0.7 m/s, was 317% der Selbstentlüftungsgeschwindigkeit entspricht.

| Rohrleitungen, Wärmetauscher, Pumpe | | Selbstentlüftungsgeschwindigkeit | | | |
|-------------------------------------|-----|----------------------------------|------|---|------|
| Feldanschluss | m/s | 0.71 | | | |
| Steigzone | m/s | 0.70 | 0.22 | % | 317% |
| Kellerverrohrung | m/s | 0.70 | | | |

Abbildung 23: Fließgeschwindigkeit und Selbstentlüftungsgeschwindigkeit in der Vorlaufleitung.

3.4.3 Thermohydraulische Simulationen mit TRACE

Die dynamischen Simulationen werden, wie bereits im Vorgänger-Projekt, mit dem Programm TRACE (TRAC-RELAP Advanced Computational Engine) (U. S.NRC, 2007) durchgeführt. Für

den Aufbau des Modells wurde die grafische Benutzeroberfläche SNAP (Symbolic Nuclear Analysis Packet) (Jones et al., 2009) genutzt. Rohrlängen, Neigungswinkel und Innendurchmesser wurden nach den detaillierten Angaben zum Versuchsaufbau nachgebildet. Die Rohrwände und die Wärmedämmungen werden durch sogenannte «Heat Structures» abgebildet, inklusive der Randbedingungen zur Umgebung. Die Wärmeleitfähigkeiten und spezifischen Wärmekapazitäten der im Versuchsaufbau verwendeten Materialien wurden in der Materialdatenbank hinterlegt.

Abbildung 24 zeigt das TRACE-Modells der Versuchsanlage. Das Kollektorfeld (1) wird durch sechs mäanderförmige Rohrelemente mit den zugehörigen Verteil- und Sammelleitungen gebildet. Die Pumpe (2) wird anhand der Druckdifferenz und dem in (3) hinterlegten Zusammenhang von Pumpendruck und Massenstrom geregelt. Das parallel geschaltete Ventil ist bei ausgeschalteter Pumpe offen, damit der Kreislaufinhalt entgegen der Förderrichtung in den Speicher zurückströmen kann.

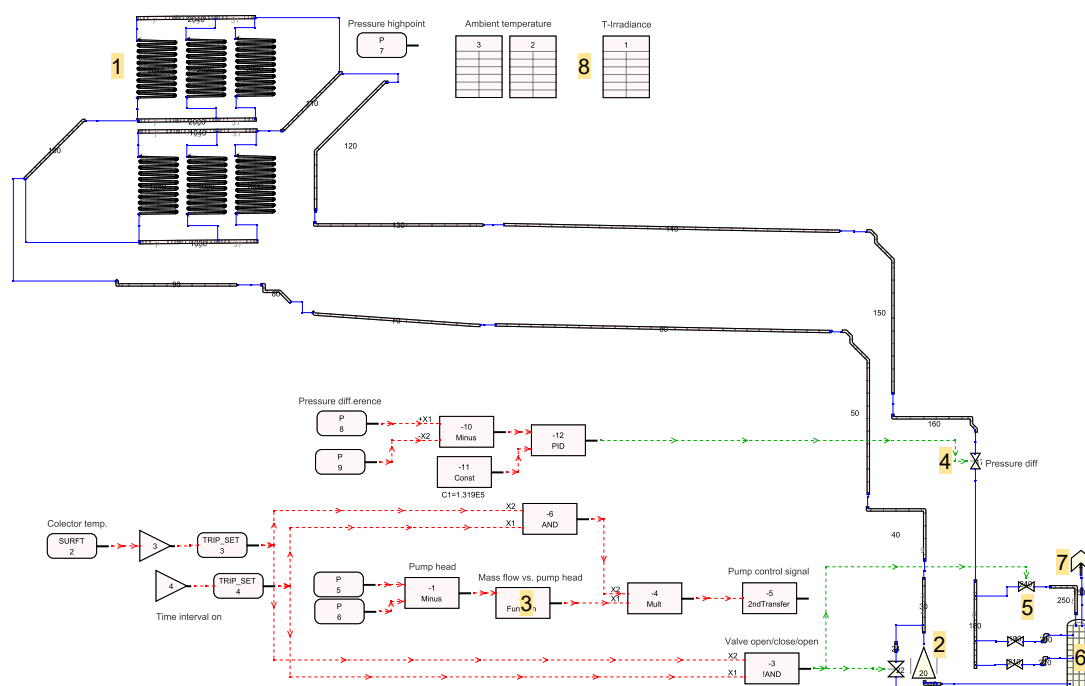


Abbildung 24: TRACE-Modell der Versuchsanlage.

Das Überströmventil (4) sorgt dafür, dass der Druck am Hochpunkt während des Pumpenbetriebs nicht unter den Atmosphärendruck fällt. Das Ventil (5) ist geschlossen, solange die Pumpe läuft. Nach dem Ausschalten der Pumpe öffnet das Ventil, worauf Luft aus dem Speicher in die Vorlaufleitung aufsteigen kann. Der Speicher (6) ist durch ein dreidimensionales Element gebildet, bestehend aus 10 Schichten, 4 Segmenten mit einer radialen Unterteilung. Das Element (7) bildet die Druckrandbedingung der umgebenden Atmosphäre.

Die folgenden Diagramme zeigen Resultate von Simulationen, die mit den Randbedingungen eines Messdatensatzes vom 29. August 2024 durchgeführt wurden. Der Datensatz beginnt im



stationären Betrieb, während die Simulation auch den Befüllvorgang abbildet. Abbildung 25 zeigt Zeitentwicklung des Inhaltes der Verteil- und Sammelleitungen der unteren und oberen Kollektorreihe. TRACE stellt hierfür die komfortable Variable «current mass» zu Verfügung, welche den Inhalt aller Zellen, bestehend aus der Gas- und Flüssigphase, summiert. Anhand des Diagramms kann geschlossen werden, dass das Kollektorfeld innert weniger Minuten vollständig gefüllt ist.

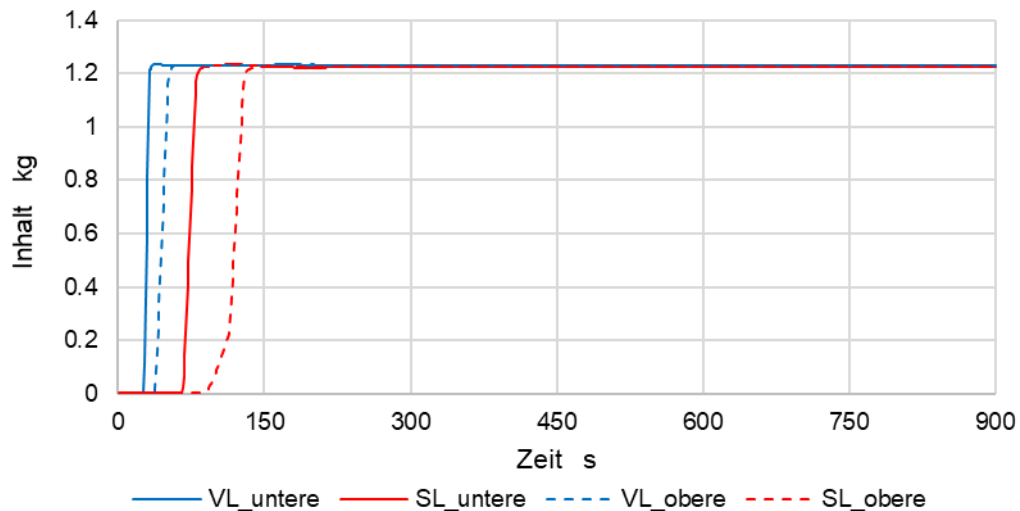


Abbildung 25: Füllen des Kollektorfeldes.

Abbildung 26 zeigt den Verlauf der Drücke am Hochpunkt sowie vor und nach dem Überströmventil. Solange die Vorlaufleitung mehrheitlich mit Luft gefüllt ist, steigt der Druck am Hochpunkt auf den Druck am Eintritt des Ventils. Dieses ist so geregelt, dass bei der Durchströmung ein Druckabfall von 1.32 bar entsteht. Nach rund 300 s ist die Vorlaufleitung vollständig mit Wasser gefüllt, und der Druck am Hochpunkt ist um den Druck der Wassersäule zwischen Hochpunkt und Überströmventil reduziert. Der berechnete Druck am Hochpunkt (H) stimmt mit dem gemessenen Druck (H_mess) praktisch überein.

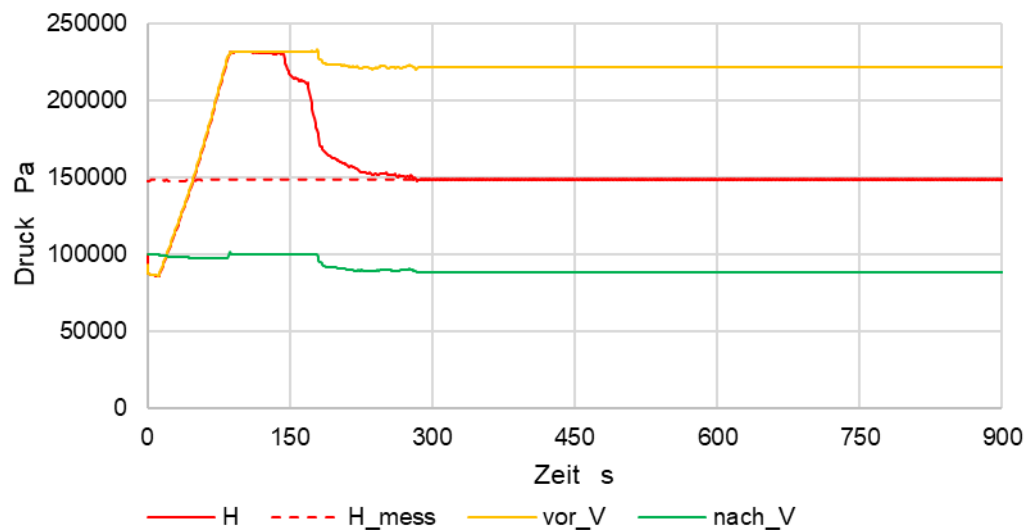


Abbildung 26: Drücke am Hochpunkt (H) sowie vor und nach dem Überströmventil (V).

Interessant ist die Gegenüberstellung des Druckes am Hochpunkt zum Massenstrom der Pumpe in Abbildung 27. Weil das Wasserniveau in der Rücklaufleitung und im Tank nicht exakt übereinstimmen, kommt es ab Simulationsbeginn zu einem Einschwingvorgang. Die Pumpe startet nach 10 s Simulationszeit. Der Massenstrom steigt rasch auf einen Maximalwert von etwa 5.6 kg/s und fällt dann mit zunehmendem Gegendruck der Wassersäule ab. Das Minimum von etwa 0.9 kg/s ist erreicht, wenn das Kollektorfeld mit Wasser, die Vorlaufleitung aber noch weitgehend mit Luft gefüllt ist. Mit zunehmender Füllung der Vorlaufleitung wächst auch der entsprechende Druck der Flüssigkeitssäule, die – bildlich gesprochen – am Hochpunkt hängt. Daher nimmt der Massenstrom wieder zu und erreicht nach rund 300 s den praktisch stationären Wert von 1.7 kg/s. Dieser Wert stimmt sehr gut mit den Messwerten aus dem Datensatz überein.

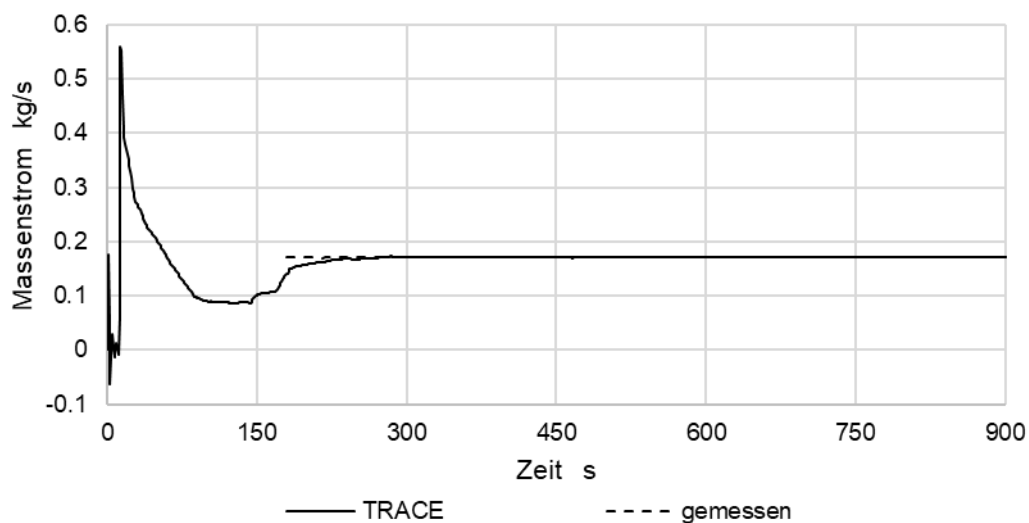


Abbildung 27: Massenstrom der Pumpe als Funktion der Zeit.



Abbildung 28 zeigt die gemessenen und berechneten Vorlauf- und Rücklauftemperaturen. Die geringfügigen Differenzen sind bedingt durch Messunsicherheiten, durch Abweichungen in den Anfangsbedingungen (blaue Linien) und durch die Linearisierung des Kollektormodells, das die nutzbare Leistung im relevanten Temperaturbereich unterschätzt, wie in Abbildung 20 gezeigt ist.

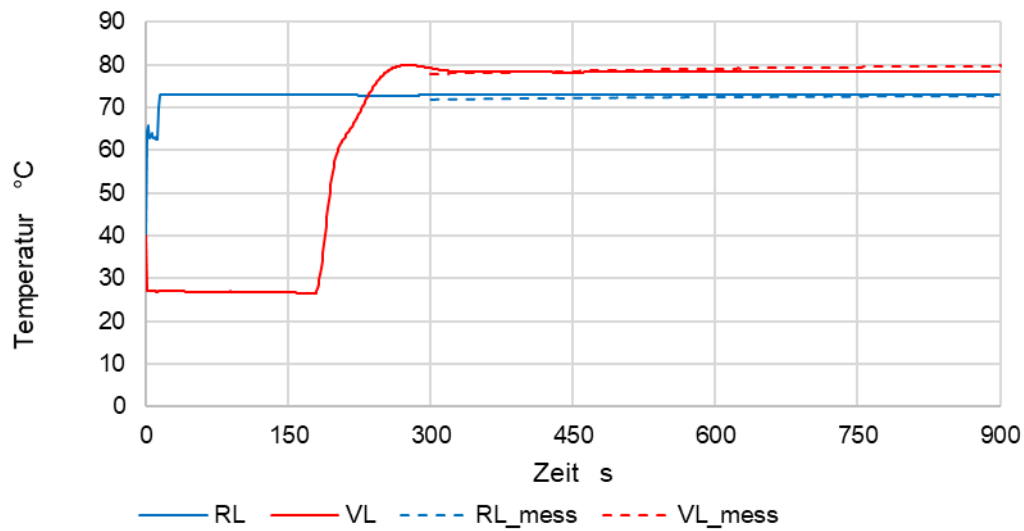


Abbildung 28: Vorlauf- und Rücklauftemperaturen.

Zum Zeitpunkt 4142 s nach Messbeginn wird die Pumpe ausgeschaltet.

Abbildung 29 zeigt den Verlauf der Inhalte der Absorberrohre in der unteren (M1_u bis M1_u) und oberen Kollektorreihe (M1_o bis M1_o) sowie der Verteil- und Sammelleitungen der unteren (VL_u und SL_u) und oberen Kollektorreihe (VL_o und SL_o).

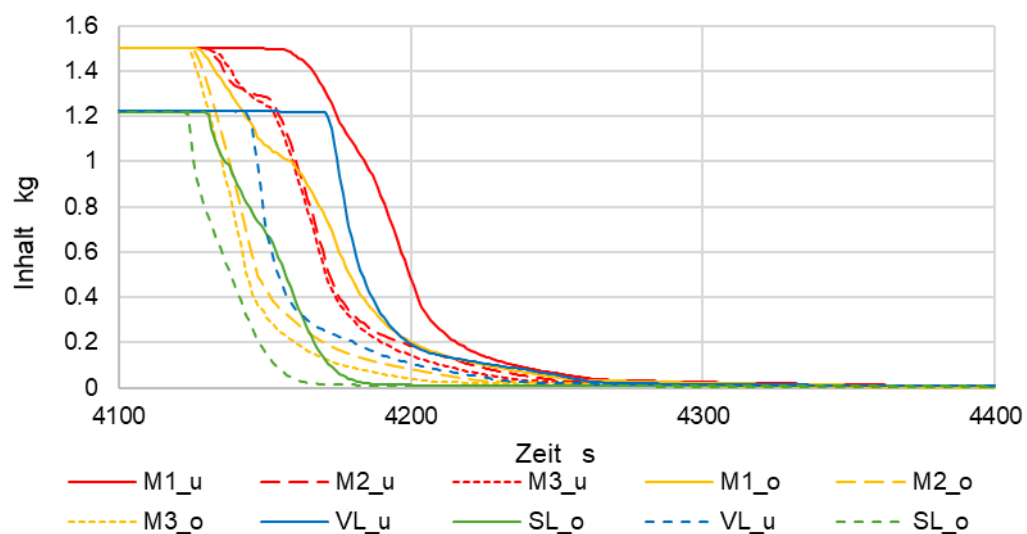


Abbildung 29: Entleerung der Absorber in der TRACE Simulation.



3.5 Wissenstransfer zum P&D-Projekt DrainProof

Ein Ziel des vorliegenden Forschungsprojekts ist ein Wissenstransfer in das parallel laufende Pilot- und Demonstrationsprojekt «DrainProof». In DrainProof sollen Feldanlagen gemäss den Erkenntnissen aus dem Projekt SimplyDrain erstellt und wissenschaftlich begleitet werden. Da die Umsetzungspartner des P&D-Projekts DrainProof die Begleitgruppe des Projekts SimplyDrain bilden und sich intensiv an den Diskussionen und Entscheidungen zur Auslegung der Laboranlage beteiligt haben, findet ein sehr guter Wissenstransfer statt. Geeignete hydraulische Schaltungen und die erforderlichen Komponenten für einen sicheren Anlagenbetrieb wurden in mehreren Workshops gemeinsam entwickelt, im Rahmen des Projekts SimplyDrain im Labor getestet und stehen nun für die Anwendung im Projekt DrainProof zur Verfügung. Das Auslegungsprogramm HYDRA wurde dahingehend erweitert, dass Anlagen dieses Typs abgebildet werden können.

Mit Stand Herbst 2024 konnte trotz intensiver Suche seit über einem Jahr noch keine Feldanlagen im Projekt DrainProof akquiriert werden. Generell stellen die beteiligten Firmen eine sehr geringe Nachfrage nach Solarthermieranlagen fest. Aktuell steht die Rückmeldung zu einer Offerte für einen Campingplatz aus.

4 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Da im ursprünglichen Konzept der Laboranlage bei der Entleerung zu viel Dampf im Solarkreis entstand, wenn die Kollektoren auf Temperaturen über circa 70 °C erhitzt waren, wurde eine «Zwangskühlung» der Kollektoren umgesetzt. Die Anlagensteuerung wurde entsprechend angepasst, sodass diese Kühlung bei Bedarf automatisch ausgeführt wird. Durch die vorgängige Kühlung der Kollektoren entsteht bei der Entleerung deutlich weniger Dampf, der zudem nur selten und mit geringer Dynamik aus der Belüftungsöffnung am Solarpuffer austritt. Die Stärke des Dampfaufkommen scheint dabei nicht vorhersagbar und somit chaotisch zu sein, was in weiteren Untersuchungen mit TRACE noch nachvollzogen werden soll. Die Labormessungen lassen den Schluss zu, dass bei hohen Temperaturen pro Entleerung im Schnitt 1 Gramm Wasser in Dampfform verloren gehen, was auch langfristig kein zu hoher Wasserverlust im Solarkreis bedeutet und somit unter diesem Gesichtspunkt unkritisch ist. Die Konzeptentwicklung und die Laborversuche sind damit abgeschlossen.

Die Software HYDRA wurde erweitert, sodass sie für praktische Dimensionierungsaufgaben eingesetzt werden kann. Die Publikation erfolgt nach ausgiebigen Tests spätestens am Ende des Projekts auf [Solar Thermal Pipe Network Analysis download | SourceForge.net](#).

Das TRACE-Modell wurde fertiggestellt und läuft stabil. Die Simulation des Anlagenbetriebs entspricht in guter Näherung den Messdaten. Allerdings wurde bei der Modellierung das Überströmventil falsch angeordnet. Es befindet sich stromaufwärts von der Einmündung der Belüftungsleitung statt stromabwärts, wie in der Versuchsanlage. Daher sind die Simulationsdaten zum Stagnationsverhalten nicht repräsentativ. Dieser Fehler wird behoben.



5 Weiteres Vorgehen

Das Simulationsmodell wird eingesetzt werden, um Design-Richtlinien für Drainback-Anlagen zu formulieren, die gemäss dem entwickelten Anlagenkonzept erstellt werden. Stabile Auslegungs- und Betriebsparameter werden abgeleitet. Die Auswirkungen von Rohrdurchmesser, der Massenströme und des Drucks auf einen sicheren Betrieb des DBS werden untersucht. Hinsichtlich Stagnationssicherheit bestehen offene Fragen, die im Lauf des Projektes beantwortet werden.



6 Literaturverzeichnis

- Eismann, R. (2017). *Thermohydraulische Dimensionierung von Solaranlagen: Theorie und Praxis der kostenoptimierenden Anlagenplanung*. Springer Vieweg.
- Eismann, R., & Genkinger, A. (2018). *HYDRA – Rohrnetzdimensionierung für Solaranlagen. Bedienungsanleitung mit Beispielen*. Institut Energie am Bau, Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW.
- Eismann, R., Hummel, S., & Giovannetti, F. (2021). A Thermal-Hydraulic Model for the Stagnation of Solar Thermal Systems with Flat-Plate Collector Arrays. *Energies*, 14(3), 733. <http://dx.doi.org/10.3390/en14030733>
- Jones, K., Rothe, J., & Dunsford, W. (2009). *Symbolic Nuclear Analysis Package (SNAP): Common application framework for engineering analysis (cafean) preprocessor plug-in application programming interface*. US Nuclear Regulatory Commission, Office of Nuclear Regulatory Research.
- Philippen, D., Caflisch, M., Brunold, S., & Haller, M. (2016). *ReSoTech – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze – Teil 1: Potenzialanalyse und Lösungsansätze* (Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE) [Schlussbericht]. SPF Institut für Solartechnik. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=35218>
- Philippen, D., Kundert, S., Eicher, S., Guillaume, M., Eismann, R., & Genkinger, A. (2021). *SimplyDrain—Simplest solar drainback systems as add-on for DHW preparation in multifamily houses* [Final Report]. Bundesamt für Energie BFE, Bern.
- Philippen, D., Zenhäusern, D., Voirol, A., Dudita, M., Haberl, R., Leuenberger, L., Ying, V. T. H., Maricar, S. M. L., Haller, M., & Brunold, S. (2020). *ReSoTech 2 – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze* (Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE) [Schlussbericht]. SPF Institut für Solartechnik. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=65866>
- U. S.NRC. (2007). *TRACE V5. 0 Theory Manual. Field Equations, Solution Methods, and Physical Models*. Division of Risk Assessment and Special Projects, Office of Nuclear Regulatory Research, US Nuclear Regulatory Commission.



Annex

Möglicherweise auftretende Phasen bei der Entleerung des Solarkreises. Ein Dampfaufkommen im solaren VL bis hin zum Speicheranschluss kann demnach via Weg 5b entstehen.

