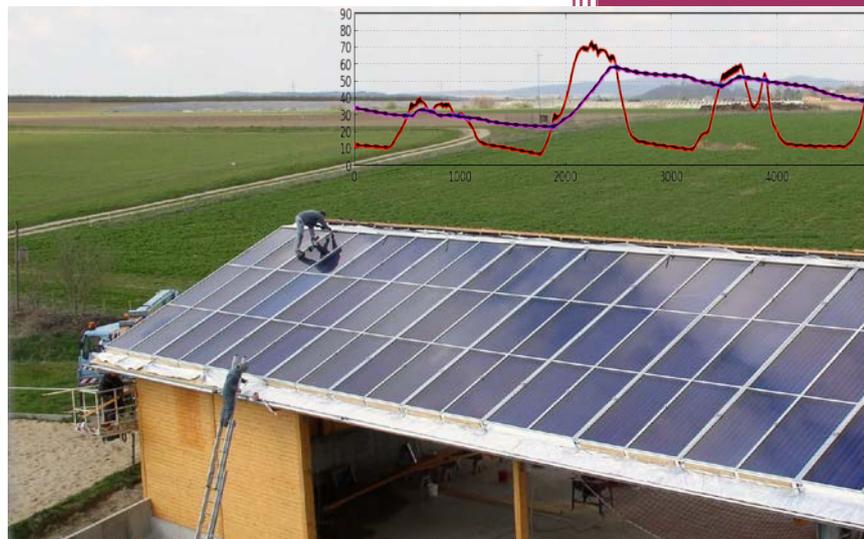


**S O L A R .**  
UNI-KASSEL.DE

# FeDet – Automatische Fehlerdetektion und Diagnose thermischer Solaranlagen







# **Entwicklung, Untersuchung und Anwendung von Methoden zur Langzeitüberwachung und automatisierter Fehlerdetektion großer, solarunterstützter Wärmeversorgungssysteme**

**Abschlussbericht**

Förderkennzeichen 0325975A

**Autoren:**

C. Schmelzer, M. Georgii, K. Vajen

Institut für Thermische Energietechnik

Universität Kassel



Kassel, Juni 2015



Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



## **Titel**

„Entwicklung, Untersuchung und Anwendung von Methoden zur Langzeitüberwachung und automatisierter Fehlerdetektion großer, solarunterstützter Wärmeversorgungssysteme“  
(FeDet)

## **Förderung**

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, FKZ 0325975A

## **Laufzeit**

Januar 2011 bis Dezember 2014

## **Projektpartner**

### **Universität Kassel: Institut für thermische Energietechnik (ITE)**

Das Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik ist seit 2001 am Institut für Thermische Energietechnik der Universität Kassel vertreten und wird von Prof. Dr. Klaus Vajen geleitet. Die Kernkompetenzen des Fachgebiets sind Forschung und Lehre im Bereich solarthermischer Anlagentechnik und Energieeffizienz an Hochschulen. Das Fachgebiet verfügt über eine umfassende Expertise zur experimentellen Untersuchung, Modellierung, Simulation und numerischen Optimierung thermischer Komponenten und Systeme. Für das Forschungsvorhaben sind vor allem umfangreiche Erfahrungen bei der Modellierung und Simulation solarthermischer Anlagen in TRNSYS sowie bei der Entwicklung von Methoden und Algorithmen zur Fehlerdetektion und Fehlerdiagnose relevant.

### **Universität Kassel: Institut für Wirtschaftsrecht, Fachgebiet Öffentliches Recht, insb. Umwelt- und Technikrecht**

Das Institut für Wirtschaftsrecht wurde im Jahr 2004 gegründet und umfasst sieben rechtswissenschaftliche Fachgebiete im Fachbereich Wirtschaftswissenschaften. Das Fachgebiet Öffentliches Recht mit dem Schwerpunkt Recht der Technik und des Umweltschutzes unter der Leitung von Prof. Dr. Alexander Roßnagel befasst sich in der „Projektgruppe verfassungsverträgliche Technikgestaltung“ (provet) eingehend mit Fragen zum elektronischen Rechtsverkehr und Datenschutz.

### **Viessmann Werke GmbH & Co. GK**

Das Familienunternehmen mit einem Gruppenumsatz von 2,1 Milliarden Euro ist einer der international führenden Hersteller von Systemen der Heizungs-, Kälte- und Klimatechnik. Im Bereich der regenerativen Energien reicht das Angebot von thermischen Solaranlagen mit Flach- und Vakuumröhrenkollektoren über Spezialheizkesseln für Scheitholz, Hackschnitzel und Pellets bis hin zu Wärmepumpen verschiedenster Einsatzgebiete. Im Rahmen des FeDet-Projekts war

The logo for Viessmann, featuring the word "VIESSMANN" in a bold, red, sans-serif font. The letter "S" is stylized with a vertical line through it.

Viessmann direkt an der Entwicklung und Eingrenzung der Fehlerliste beteiligt und beratend bei der Planung und Umsetzung der Demonstrationsanlage MFH1 tätig.

### **Bosch Solarthermie GmbH**

Die Bosch Solarthermie GmbH ist einer der größten Flachkollektorhersteller in Deutschland. 1978 als Solar Diamant gegründet, liefert das Unternehmen im Bereich Solarthermie auch unter den Markennamen Buderus und Junkers. Zum Produktportfolio gehören sowohl Kollektoren und Speicher, als auch Regler, Solarstationen und Komplettsysteme. Im Rahmen des FeDet-Projekts war Bosch ebenfalls aktiv bei der Entwicklung und Eingrenzung der Fehlerliste und beratend bei der Planung und Umsetzung der Demonstrationsanlage MFH2 tätig.



### **FSAVE Solartechnik GmbH**

Die Kasseler Firma FSAVE Solartechnik plant, produziert und installiert solarthermische Großanlagen für Haushalt, Gewerbe und Industrie. Im Fokus des Unternehmens steht der eigens entwickelte FLEXSAVE-Wärmespeicher, der eine hochwertige Wärmedämmung mit einer einfachen und flexiblen Installation in Alt- und Neubauten zu niedrigen Marktpreisen ermöglicht. Im Rahmen des Projektes übernahm FSAVE Solartechnik die Detailplanung, Installation und Inbetriebnahme der thermischen Solaranlagen.



### **Danksagung**

Für die freundliche Unterstützung bei der administrativen und inhaltlichen Abwicklung des F&E-Vorhabens möchten wir uns ganz herzlich beim PtJ (Fr. Krüger, Hrn. Donat) bedanken. Weiterer Dank für die stets angenehme Kommunikation und sehr konstruktive inhaltliche Zusammenarbeit gilt unseren Projektpartnern Bosch (Hrn. Hube und Köbbemann-Rengers), FSAVE (Fr. Zaß, Hrn. Heinzen) und Viessmann (Hrn. Hafner).

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>3</b>
1.1 Ziel des Vorhabens .....	3
<b>2 Fehlerdetektion und –diagnose (FDD).....</b>	<b>5</b>
2.1 Vierstufiges Konzept zur systematischen FDD.....	5
2.2 Grenzwerte.....	6
<b>3 Mögliche Fehlerbilder in thermischen Solaranlagen .....</b>	<b>10</b>
3.1 Allgemeine Fehlerliste.....	10
3.2 Priorisierung der abzubildenden Fehler.....	14
<b>4 Demonstrations- und Versuchsanlagen .....</b>	<b>16</b>
4.1 Planung und Installation .....	16
4.2 Realisierte Anlagen.....	19
4.3 Betriebserfahrungen.....	22
4.3.1 Regelung.....	22
4.3.2 Energiebilanzen.....	23
<b>5 Experimentelle Untersuchungen .....</b>	<b>28</b>
5.1 Solarkreise unter Einfluss ungelöster Gase .....	28
5.1.1 Datenauswertung und Analyse MFH1 .....	30
5.1.2 Datenauswertung und Analyse MFH2 .....	35
5.1.3 Vergleich MFH1 ↔ MFH2.....	38
5.1.4 Kleinanlagen Uni Kassel.....	38
5.1.5 Vergleich Klein- ↔ Großanlagen .....	42
5.1.6 Diskussion der Ergebnisse .....	42
5.2 Ausdehnung von Edelstahl-Wellrohr .....	43
<b>6 FDD-Programm .....</b>	<b>47</b>
6.1 Standardisierte Sensor- und Messwertnamen.....	48
6.2 Software-Rahmenlösung.....	50
6.2.1 Interaktionsmodell und Schnittstellen.....	51
6.2.2 Identifikation der Eingangs- und Ausgangsgrößen.....	53

6.2.3	Aufbau eines Algorithmenmoduls .....	54
6.2.4	Pfadsuche .....	56
6.3	Entwickelte Algorithmen für Merkmale, Symptome und Fehler.....	56
6.3.1	Zuordnung der Symptome und Algorithmen zu den priorisierten Fehlerbildern	56
6.3.2	Randbedingungen und Funktionsweise der Algorithmen.....	58
6.4	Datenbanken.....	69
6.4.1	Messwertdatenbank .....	69
6.4.2	Komponenten- und Sensordatenbank .....	70
<b>7</b>	<b>Rechtliche Rahmenbedingungen .....</b>	<b>77</b>
7.1	Datenschutzrechtliche Vorklärungen .....	77
7.1.1	Personenbezogene Daten .....	78
7.1.2	Schutzgut des Datenschutzrechts.....	78
7.1.3	Erlaubnis zum Umgang mit personenbezogenen Daten .....	78
7.1.4	Erlaubnistatbestände .....	79
7.2	Personenbezogene Daten bei Erfassung des Gesamtverbrauchs .....	79
7.3	Personenbezogene Daten bei Summenwerten .....	80
7.4	Automatische Verarbeitung hochaufgelöster Messdaten.....	81
7.5	Datenschutzrechtliche Voraussetzung für Datenauswertungen .....	81
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>83</b>
<b>Anhang A</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>86</b>
<b>Anhang B</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>87</b>
<b>Anhang C</b>	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>89</b>
<b>Anhang D</b>	<b>Kollektordatenblätter .....</b>	<b>90</b>
<b>Anhang E</b>	<b>Dokumentation der Versuchsreihen.....</b>	<b>92</b>

# Nomenklatur

## Lateinische Buchstaben

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Einheit SI; verwendet</b>
c	Spez Wärmekapazität	J/(kg·K)
G	Spez. Einstrahlung	J/(m <sup>2</sup> ·s); W/m <sup>2</sup>
H	Strahlungssumme (monatl./jähr.)	J; kWh
h	Spez. Strahlungssumme	J/m <sup>2</sup> ; kWh/m <sup>2</sup>
m	Masse	kg
p	Druck	Pa; bar
Q	Wärmemenge bzw. Energie	J; kWh
q	Spez. Wärmemenge	J/m <sup>2</sup> ; kWh/m <sup>2</sup>
T	Temperatur	K; °C
V	Volumen	m <sup>3</sup> ; l bzw. ml
V'	Volumenstrom	m <sup>3</sup> /s; l/h

## Griechische Buchstaben

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Einheit SI</b>
η	Wirkungs- oder Nutzungsgrad	-
Δ	Differenz	-
ρ	Dichte	kg/m <sup>3</sup>

## Indizes

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>
CMP	Pyranometer (Kipp&Zonen)
GBS	Globalstrahlungssensor (Technische Alternative)
GW	Grenzwert
HX	Wärmeübertrager
Kol	Kollektor
konst.	konstant
p	Bei konstantem Druck

## Indizes

---

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>
RL	Rücklauf
SBK	Solar-Beladekreis
sol	Solar
Sys	System
t	Tilted = geneigt

---

## Abkürzungen

---

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
DB	Datenbank
DZ	Drehzahl
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FDD	Fehlerdetektion und -diagnose
FeDet	Projekt-Kurzname
FEH	Fehler
FMEA	Fehlermöglichkeits- und -einflussanalyse
GBK	Gasblasenkontrolle
GW	Grenzwert
GWG	Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft (Kassel)
HLUG	Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie
MAG	Membran-Ausdehnungsgefäß
MER	Merkmal
MFH	Mehrfamilienhaus
MietRB	Miet-Rechtsberater
N <sub>2</sub>	Stickstoff
RH	Raumheizung
SYM	Symptom
TRNSYS	Simulationsumgebung ( <b>T</b> ransient <b>S</b> ystem <b>S</b> imulation)
TU	Technische Universität
TWW	Trinkwarmwasser
UWP	Umwälzpumpe

## Abkürzungen

---

<b>Zeichen</b>	<b>Bedeutung</b>
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VR	Vakuumröhre
WÜT	Wärmeübertrager

---



## Kurzfassung

Langzeitüberwachung sowie automatisierte Funktionskontrolle sind unerlässlich, um eine bestmögliche Funktion solarunterstützter Wärmebereitstellungsanlagen dauerhaft zu gewährleisten. Denn erstens gleicht die in der Regel verfügbare Nachheizung solare Mindererträge aus, sodass eine Fehlfunktion der Solaranlage nicht unmittelbar (und unter Umständen sogar überhaupt nicht) bemerkt wird. Zweitens ist es selbst Fachleuten mit tiefem Wissen nur mit vergleichsweise hohem Zeit- und damit Kostenaufwand möglich, Fehlfunktionen zu identifizieren. Dies liegt in der Komplexität der Systeme begründet, die sich aus der Vielzahl an möglichen Varianten und der gegenseitigen Abhängigkeit der einzelnen Systembestandteile ergibt. Gleichzeitig erhöht diese Komplexität der Systeme aber die Wahrscheinlichkeit, dass es schon beim Bau oder während des Betriebs zu Fehlern kommt, was die Notwendigkeit einer regelmäßigen Funktionskontrolle unterstreicht.

Im Rahmen des FeDet-Forschungsvorhabens wurden deshalb die Möglichkeiten zur automatisierten Funktionsüberwachung thermischer Solaranlagen systematisch untersucht und analysiert. Hierbei entstand ein vierstufiges Verfahren zur Fehlerdetektion und –diagnose (FDD), welches es ermöglicht, verschiedene bisherige Vorgehensweisen, Ansätze und Teillösungen zur Fehlererkennung methodisch zusammenzuführen und so die jeweiligen Vorteile miteinander zu vereinen. Dieses vierstufige Verfahren spiegelt sich auch in der entwickelten FDD-Software wider, welche unter den Aspekten der Flexibilität und Erweiterbarkeit entworfen wurde und die Möglichkeiten einer zentralen serverbasierten Auswertung demonstrieren soll. Die Software gliedert sich formal in zwei Teile: dem Wissen aus den entwickelten Algorithmen der einzelnen Stufen und der Wissensverwaltung durch die FDD-Rahmensoftware. Sie hat zur Aufgabe, unter Berücksichtigung der Gegebenheiten jeder einzelnen Anlage die jeweils anwendbaren Algorithmen auszuwählen und richtig miteinander zu verknüpfen, um letztendlich Aussagen zu Symptomen und Fehlern zu dieser Anlage zu erhalten. Zu diesem Zweck wurden insbesondere auch die Interaktions- und Informationsschnittstellen für die Algorithmen spezifiziert.

Um das entwickelte Verfahren und die zugehörigen Algorithmen an realen Anlagen testen zu können, wurden zwei Solarthermie-Versuchsanlagen an Mehrfamilienhäusern installiert. Diese verfügen über eine erweiterte Sensorik, um für Forschungs- und Versuchszwecke genutzt werden zu können, insbesondere zur Untersuchung der Auswirkungen komplexer Fehlerbilder. Die Kollektorfelder sind 32,2 m<sup>2</sup> und 33,75 m<sup>2</sup> groß (Aperturfläche) und arbeiten jeweils auf einen drucklosen 2 m<sup>3</sup> Speicher. Die Solaranlagen sind zur Trinkwasservorwärmung und Zirkulationsrücklaufanhebung konzipiert und wurden in das bestehende, konventionelle Wärmeerzeugungs- und Verteilungssystem der Mehrfamilienhäuser integriert. Zusätzlich hierzu sind auch zwei kleine Solaranlagen im Labor der Uni Kassel mit neuerer Messtechnik ausgerüstet worden und standen dem Projekt für Versuche zur Verfügung.

Der Fokus der experimentellen Untersuchungen im Rahmen des Projekts lag auf dem Fehlerbild „Luft im Solarkreis“. Diese Schwerpunktsetzung wurde im Laufe des Projekts auf Basis einer umfangreichen Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) beschlossen. Freie Gase treten demnach sehr häufig in Solarkreisen auf und wirken sich stark auf den Betrieb und Ertrag einer Anlage aus. Basierend auf den experimentellen Untersuchungen wurden Algorithmen für Luft im Solarkreis und weitere neun priorisierte Fehlerbilder der FMEA entwickelt. Dazu kann auf ca. 30 Merkmale und Symptome zurückgegriffen werden, für die bisher Algorithmen implementiert wurden. Alle Detektions- und Diagnosealgorithmen wurden anhand von Messdaten der Demonstrationsanlagen getestet und angepasst.

Es steht also ein leistungsfähiges FDD-Verfahren zur Verfügung, das sich dank seiner Modularität sowohl flexibel an die Gegebenheiten unterschiedlicher Anlagen anpassen kann als auch Raum für Analysealgorithmen und –verfahren unterschiedlichster Komplexität bietet. Es ist bereits in der Lage, für eine definierte erweiterte Sensorik einige Fehlerbilder anhand der auftretenden Symptome zu diagnostizieren oder zumindest einzugrenzen. Die Programmbausteine greifen hierzu teils automatisch auf die hinterlegte Komponenten- und Sensordatenbank zu, um fehlende Anlageninformationen zu kompensieren. Dank des modularen Aufbaus können weitere Algorithmen (oder auch Ertragssimulationen u. Ä.) ohne großen Aufwand eingebunden werden. Dadurch können im Laufe der Zeit sowohl die Güte der Fehlererkennung gesteigert als auch der Kreis der detektierbaren Fehler erweitert werden. Weiterhin kann die Menge der analysierbaren Anlagentypen vergrößert oder die zur Detektion notwendige Sensorausstattung verkleinert werden, was in einem immer mächtiger werdenden Werkzeug zur automatischen Fehlerdetektion in solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen resultiert.

# 1 Einleitung

Solarthermieanlagen werden in Deutschland hauptsächlich zur Trinkwarmwasser(TWW)-Bereitstellung und zur kombinierten Heizungsunterstützung verwendet. Die Einsparung konventionell bereitgestellter Wärme durch Solarenergie (solare Deckungsgrade) liegen bei Ein- und Mehrfamilienhäusern bei 40 bis über 60 % für TWW-Erwärmung und bei 20 bis 30 % für die Heizungsunterstützung. Bis auf wenige Demonstrationsprojekte muss demnach in allen Fällen ein weiterer, in der Regel konventioneller Wärmeerzeuger vorhanden sein. Da die Nachheizung größtenteils voll automatisiert erfolgt und die Wärmeversorgung sicherstellt, können Funktionsstörungen der solarthermischen Anlage oft lange, z.B. bis zur nächsten Abrechnung, unbemerkt bleiben. Dies zeigt, wie wichtig eine regelmäßige Funktionskontrolle ist, da diese dazu beitragen kann, die ökonomische und ökologische Effizienz der Anlagen zu steigern und somit einen Imageschaden für die Solarbranche zu vermeiden.

Ist eine thermische Solaranlage auf Fehler zu untersuchen, können unterschiedliche Ansätze verfolgt werden. Bei manuellen Methoden werden Anlagen-Messdaten von Sachverständigen oftmals vor Ort analysiert, während automatisierte Systeme auf der Basis von Rechen- und Simulationsmodellen oder algorithmenbasiert Messdaten auswerten und vergleichen. Hierbei zeichnet sich die automatisierte Detektion und Diagnose von Fehlern durch geringere Kosten und kontinuierliche Anlagenüberwachung aus, während die manuelle Analyse kosten- und zeitintensiv ist und keine dauerhafte Überwachung leisten kann. Im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens wurden die Möglichkeiten zur automatisierten Funktionsüberwachung thermischer Solaranlagen systematisch untersucht und analysiert.

## 1.1 Ziel des Vorhabens

Im Rahmen des Projekts „Entwicklung, Untersuchung und Anwendung von Methoden zur Langzeitüberwachung und automatisierten Fehlerdetektion großer solarunterstützter Wärmeversorgungsanlagen“ (FeDet) sollte ein Konzept zur systematischen, automatisierten Fehlerdetektion entwickelt und in Form einer Software umgesetzt werden. Das Konzept sollte bisherige Ansätze zur Fehlerdetektion methodisch zusammenführen bzw. integrieren und somit ein einheitliches Verfahren bieten, das bei unterschiedlichsten solarunterstützten Anlagen angewandt werden kann. Hierzu sollten zunächst mögliche Fehlerbilder in Solaranlagen recherchiert, zusammengestellt und bewertet werden. Zur Untersuchung der Auswirkungen komplexer Fehlerbilder und zum Test der entwickelten Algorithmen sollten im Rahmen des Projektes solarthermische Versuchsanlagen entstehen.

Ausgehend aus den Zielen des Vorhabens wurden folgende Teilziele definiert:

- Zusammenstellung möglicher Fehlerbilder und Priorisierung
- Entwicklung eines Konzepts zur Fehlerdetektion und –diagnose (FDD)
- Planung und Umsetzung der solarthermischen Versuchsanlagen und Installation der Sensorik
- Aufbau der Datenbankstrukturen für Messdaten und Anlageninformationen
- Experimentelle Untersuchungen zur Bewertung der Auswirkung ausgewählter Fehler

- Entwicklung von Algorithmen zur FDD und Test an Anlagen-Messdaten
- Entwicklung und Test der Gesamtsoftwarelösung
- Betrachtung rechtlicher Rahmenbedingungen bzgl. der Datenübertragung, -nutzung und -speicherung

## 2 Fehlerdetektion und –diagnose (FDD)

Aufbauend auf den Vorarbeiten an der Universität Kassel wurde zu Beginn des Projektes das vierstufige Konzept zur automatischen, systematischen Detektion und Diagnose von Fehlern (weiter-)entwickelt.

### 2.1 Vierstufiges Konzept zur systematischen FDD

Zur systematischen Entwicklung von Algorithmen wurde an der Universität Kassel ein vierstufiges Konzept erarbeitet, welches die einzelnen Bausteine zur automatisierten FDD definiert und miteinander verknüpft. Die Vorgehensweise und die Modularität des Konzepts ermöglichen es, neben einfachen Algorithmen auch komplexere Bausteine wie z.B. TRNSYS-Simulationen in das FDD-System zu integrieren.

#### Stufe 1: Sensorwert → Messwert

Wie Abbildung 2-1 zeigt, werden zuerst Sensorwerte in Messwerte überführt. Im einfachsten Fall geschieht dies anhand einer Sensorkennlinie, die oftmals schon als Funktion im Solarregler oder Datenlogger hinterlegt ist. Zusätzlich kann dieser Schritt genutzt werden, um die zur Fehlerdetektion notwendige Sensorik zu reduzieren. Hierzu müssen von Experten die Beziehungen der Sensoren untereinander definiert werden. Im laufenden Anlagenbetrieb entspricht bspw. die solare Vorlauftemperatur im Keller ungefähr der Kollektoraustrittstemperatur abzüglich der Rohrleitungsverluste. Durch Reduktion der notwendigen Sensorik lassen sich einerseits die Mehrkosten für die automatisierte Fehlerdetektion vermindern, andererseits ist ein deutlich breiteres Fehlerspektrum mit einer vorgegebenen Sensorik detektierbar.

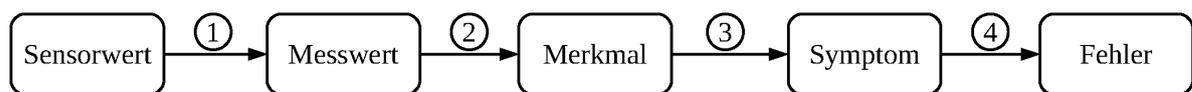


Abbildung 2-1: Vierstufiges Konzept zur systematischen Entwicklung von Algorithmen zur FDD, nach [Shahbazfar et al. 2012]

#### Stufe 2: Messwert → Merkmal

Im zweiten Schritt werden die vorhandenen Messwerte genutzt, um Merkmale zu generieren. Dies sind letztendlich alle relevanten Größen, die im Rahmen der Detektion überwacht werden. Prinzipiell stellt schon ein Messwert selbst ein Merkmal dar, wenn dieser auf Plausibilität überprüft wird. Sind komplexere Sachverhalte zu untersuchen, können neben Messwerten auch bereits weiterverarbeitete Signale genutzt werden. Bei der Überprüfung der solaren Vorlauftemperatur empfiehlt es sich bspw. nach Anlagenzuständen zu unterscheiden.

Der Betrieb der Solaranlage lässt sich dabei je nach vorhandenen Sensoren über das Pumpensignal und/oder den Volumenstrom detektieren. Die Werte, die ein Merkmal annimmt oder annehmen kann, werden als Ausprägungen bezeichnet.

### **Stufe 3: Merkmal → Symptom**

Um Fehler detektieren zu können, folgt im nächsten Schritt ein Vergleich der erzeugten Merkmale mit Grenz- und Sollwerten. Bei Überschreitung eines Grenzwertes wird ein Symptom generiert, das zur weiteren Diagnose genutzt werden kann. Der eingesetzte Grenzwert kann dabei entweder statisch oder adaptiv ermittelt werden, wie das folgende Kapitel zeigt.

### **Stufe 4: Symptom → Fehler**

Im letzten Schritt geschieht die eigentliche Fehlerdiagnose. Anhand der vorhandenen Symptome können Fehler über hinterlegtes Expertenwissen eingegrenzt oder identifiziert werden. Hierzu gibt es verschiedene Ansätze, die sich in der generellen Herangehensweise und der Komplexität der Verfahren unterscheiden und grundsätzlich in Klassifikations- und Inferenzmethoden unterteilt werden können. Während des Projekts wurde die „sichere Klassifikation“ zur Diagnose bzw. Fehlereingrenzung verwendet, welche den Inferenzmethoden zugeordnet wird und auf hinterlegtes Prozesswissen in Form von „WENN..., DANN...“-Regeln zurückgreift.

Weitere Informationen zum vierstufigen Konzept können z.B. [Shahbazfar et al. 2012] auf Seite 54 f. entnommen werden.

## **2.2 Grenzwerte**

Über die Grenzwertkontrolle der Ausprägungen von Merkmalen werden Symptome erzeugt, die zur anschließenden Fehlerdiagnose verwendet werden können. Die Wahl der Grenzwerte ist demnach von entscheidender Bedeutung. Wird eine Grenze zu eng festgelegt, werden Fehler fälschlicherweise diagnostiziert. Ist der Bereich zu weit gesteckt, werden Fehlerzustände des Systems nicht erkannt. Die Festlegung des Grenzwertes ist dabei naturgemäß von den Spezifikationen der jeweiligen Anlage abhängig. Die maximale Kollektortemperatur (Stagnationstemperatur) variiert bspw. sehr stark zwischen Vakuumröhren- und Flachkollektoren, aber auch innerhalb der einzelnen Typen gibt es eine große Bandbreite an möglichen Maximalwerten. Grenzwerte lassen sich generell in drei verschiedene Kategorien unterteilen: statische Grenzwerte, adaptive Grenzwerte und unscharfe Grenzen.

**Statische Grenzwerte** sind Konstanten, mit denen Merkmale überprüft werden können. Die Speichertemperatur sollte z.B. zu keinem Zeitpunkt unter 0°C fallen, oder über 100°C

ansteigen. Auch die Stagnationstemperatur des Kollektors als Maximalbegrenzung ist ein statischer Grenzwert. Zwar sind so einige Fehler, wie ein defekter Temperatur- oder Drucksensor, bereits detektierbar<sup>1</sup>, es lassen sich allerdings nur wenige Informationen über den korrekten Betrieb einer Anlage gewinnen.

Um weitere Aussagen über die Funktionsweise treffen zu können, besteht die Möglichkeit, **adaptive Grenzen** festzulegen. Die maximale Kollektortemperatur lässt sich bspw. im Betrieb als Funktion der (primären) solaren Rücklaufstemperatur oder der unteren Speichertemperatur darstellen (unter Berücksichtigung weiterer Messwerte wie der momentanen Einstrahlung). Diese Temperatur bietet mit den bereits enthaltenen Informationen eine wesentlich genauere Aussage zum Betriebszustand.

Um die Ausprägungen von Merkmalen noch weiter einzugrenzen, ist es möglich, die Daten nach bestimmten Kriterien zu filtern. Hier kann z.B. zwischen Betrieb und Stillstand oder Tag und Nacht unterschieden werden. Die einzelnen Filterungsmerkmale sind dabei wieder beliebig komplex. Die Nacht lässt sich bspw. einerseits über feste Uhrzeiten definieren (z.B. 22:00 bis 06:00 Uhr), oder andererseits über Sonnenauf- und Sonnenuntergang als Funktion des Längen- und Breitengrads und des Tages im Jahr berechnen.

Grenzwertkontrollen werden im Allgemeinen zuverlässiger, je mehr Anlageninformationen vorhanden sind. Sind wenige oder keine Informationen verfügbar, müssen die Grenzen auf andere Weise definiert werden. Eine Möglichkeit hierzu bietet ein an der Universität Kassel entwickeltes Verfahren für **unscharfe Grenzen**, welches mithilfe einer Komponentendatenbank dazu in der Lage ist, diese mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit festzulegen. In der Datenbank ist eine Vielzahl von Komponenten und Sensoren für solarthermische Systeme mit den jeweiligen Spezifikationen wie z.B. der Maximaltemperatur hinterlegt.

Detailliertere Informationen zur Generierung von Grenzwerten und zu unscharfen Grenzen sind [Shahbazfar et al. 2013] zu entnehmen.

### **Beispiel: statische vs. adaptive Grenze<sup>2</sup>**

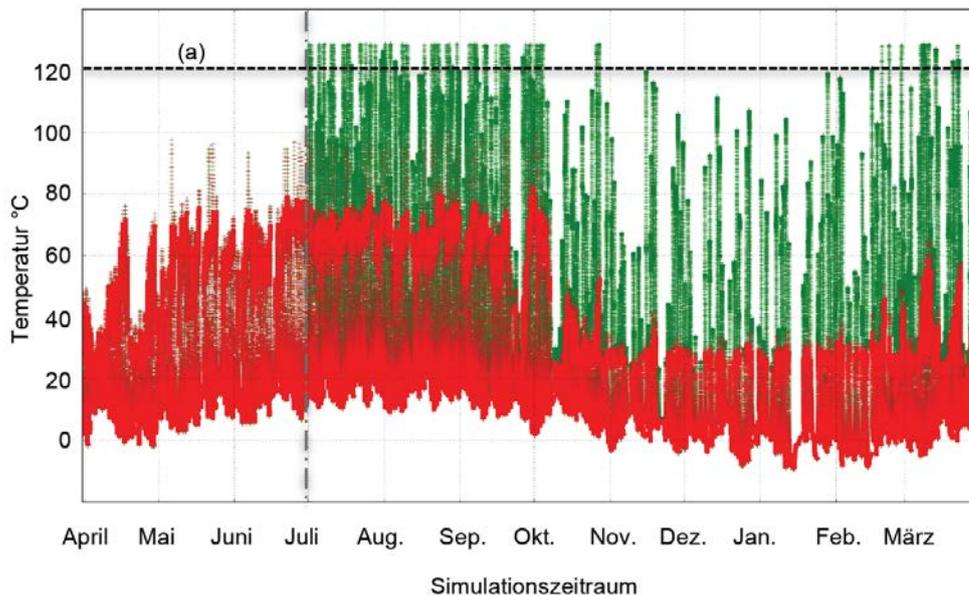
Im Folgenden ist der fehlerfreie und fehlerbehaftete Betrieb einer Solaranlage auf Basis von TRNSYS-Jahressimulationen dargestellt. Das erstellte, modifizierte Simulationsdeck ist auf Grundlage des IEA-SHC Task 32 Decks [Heimrath & Haller 2007] entstanden und wurde dahingehend manipuliert, dass es im Juli zu einem Ausfall der sekundären Solarkreispumpe kommt.

Abbildung 2-2 zeigt die solaren Rücklauftemperaturen der beiden Anlagen. Die rote Linie kennzeichnet den fehlerfreien Betrieb, bei der grünen Kurve tritt im Juli der Fehler auf. Wie zu erkennen ist, verlaufen die roten und grünen Temperaturkurven bis Juli zunächst identisch

<sup>1</sup> Manche Temperatursensoren geben bei einem Defekt ein sehr hohes oder niedriges Signal als Fehlerkennung aus.

<sup>2</sup> aus [Shahbazfar et al. 2013], S. 3-5

mit nur wenigen Temperaturspitzen nahe 100 °C. Nachdem die Beladekreispumpe ausfällt kommt es bei Anlage 2 zu stark erhöhten Rücklauftemperaturen, welche bspw. über einen statischen Grenzwert (GW) von 120 °C (Kurve a) detektiert werden könnten.<sup>3</sup>



**Abbildung 2-2: Solare Rücklauftemperaturen zweier mit TRNSYS simulierter Anlagen. Die erste Anlage (rot) funktioniert fehlerfrei, bei der zweiten Anlage (grün) fällt die sekundäre Solarkreispumpe im Juli aus. Quelle: [Shahbazfar et al. 2013], S. 4**

Neben den zu hohen Temperaturen im Sommer, liegt auch im Herbst/Winter eine untypisch hohe Rücklauftemperatur vor. Diese ist jedoch unterhalb des statischen Grenzwertes und würde somit unerkannt bleiben. Um einen Grenzwert zu finden, der auch im Herbst und Winter genutzt werden kann, bietet sich der Einsatz einer adaptiven Grenze an.

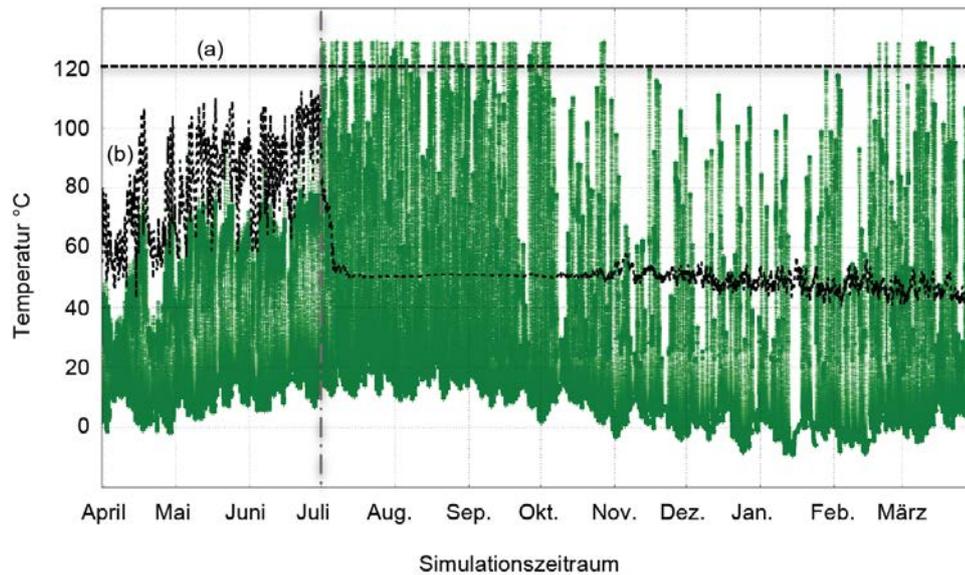
Da im vorliegenden Fall die solare Rücklauftemperatur (direkt am Kollektorfeld) eines Systems mit externem Wärmeübertrager betrachtet wird, kann zusätzlich die aktuelle Rücklauftemperatur im sekundären Solarkreis zur Grenzwerterstellung genutzt werden. Abbildung 2-3 stellt wieder die solare Rücklauftemperatur der gestörten Anlage und den statischen Grenzwert von 120 °C (a) dar. Zusätzlich ist mit der Kurve (b) ein adaptiver Grenzwert  $T_{GW}$  eingezeichnet, der sich wie folgt berechnet:

$$T_{GW} = T_{SBK,RL} + \Delta T_{konst} \cdot$$

$T_{SBK,RL}$  steht hierbei für die aktuelle Rücklauftemperatur des solaren Sekundärkreises,  $\Delta T_{konst}$  bezeichnet eine (im ersten Schritt als konstant angenommene) Temperaturdifferenz zwischen primärer und sekundärer Rücklauftemperatur. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, liegt der adaptive Grenzwert im fehlerfreien Betrieb bis Juli durchgehend oberhalb der Rücklauftemperatur. Sobald die Beladekreispumpe ausfällt, zeigt die Grenzwertkontrolle nun,

<sup>3</sup> Dieser Grenzwert ist nur sinnvoll solange das Wärmeträgerfluid nicht verdampft, es also nicht zu Stagnation im Solarkreis kommt.

dass im System etwas nicht stimmt (Auftritt eines Symptoms). Im Gegensatz zum statischen Grenzwert (a) funktioniert dies nun auch im Herbst/Winter.



**Abbildung 2-3: Solare Rücklauftemperatur einer mit TRNSYS simulierten Anlage, bei der im Juli die Beladekreispumpe ausfällt. Quelle: [Shahbazfar et al. 2013], S. 5**

### 3 Mögliche Fehlerbilder in thermischen Solaranlagen

#### 3.1 Allgemeine Fehlerliste

Basierend auf den Erfahrungen im Bereich Langzeitüberwachung der Universität Kassel ist zu Projektbeginn eine sehr umfangreiche Liste zu möglichen Fehlern solarthermischer Anlagen erstellt worden. Diese wurde unter anderem in Zusammenarbeit mit den Industriepartnern und unter Zuhilfenahme der VDI 2169 ergänzt. Die resultierende Auflistung umfasst ca. 140 mögliche Fehlerbilder des Solarkreises und der konventionellen Wärmeerzeuger mit Speicher.

Basierend auf dieser Fehlerliste wurden im zweiten Schritt Einstufungen bezüglich der Detektierbarkeit (möglich; bedingt möglich; nicht möglich) vorgenommen. Die Fehlertabelle ist untergliedert nach Hydraulikkreis und Sensoren und beinhaltet bereits Algorithmenentwürfe, welche in gemeinschaftlichen Brainstormings entstanden sind. Ein Auszug ist in der folgenden Tabelle 3-1 für den Temperatursensoren, Drucksensoren, die Pumpe und das Kollektorfeld des primären Solarkreises dargestellt.

**Tabelle 3-1: Auszug aus allgemeiner Fehlerliste für thermische Solaranlagen, dargestellt: Fehler an Temperatursensoren, Drucksensor, Pumpe des primären Solarkreises und Kollektor(-feld)**

<b>Temperaturfühler (insbesondere Kollektorfühler)</b>		
<b>Fehler</b>	<b>Auswirkungen</b>	<b>Algorithmenentwurf</b>
falsch platziert, vertauscht	Temperaturwerte an jeweiliger Position unplausibel	$t_{\text{prisol\_X\_Xm}} > \text{GW} \mid t_{\text{prisol\_X\_Xm}} < \text{GW}$
falsch platziert: misst nicht Kollektortemp.	verzögerter Anlagenstart, Temperatursprung bei Anschalten	$\text{prisol\_pmp}$ Einschaltvorgang (i-1) & $\text{prisol\_pmp}$ ist an & $\text{DT}(t_{\text{prisol\_col\_out\_0m}}(i) - t_{\text{prisol\_col\_out\_0m}}(i-1)) > \text{GW}$
falsch platziert: misst RL-Temp.	verzögerter Anlagenstart; Pumpe taktet  VL-Temperatur am HX höher als Kollektoraustrittstemp.	$\text{prisol\_pmp}$ Einschaltvorgänge $> \text{GW}$    $\text{prisol\_pmp}$ ist länger als 10 Minuten an & $\text{DT}(\text{prisol\_hx\_in\_0m} - \text{prisol\_col\_out\_0m}) > \text{GW}$ (z.B. 0)
aus Tauchhülse gerutscht	Temperaturwerte falsch, mögliche Falschregelung der Anlage. Je nach Position ist dann die angezeigte Temperatur ähnlich der Außentemperatur bzw. der Technikraum-Temperatur;	Einstrahlung auf Kollektor länger als 10 min $> \text{GW}$ & $[t_{\text{prisol\_col\_out\_0m}} < \text{GW} \mid \text{DT}(\text{prisol\_col\_out\_0m} - \text{col\_amb\_0m}) < \text{GW}]$
Kollektorfühler misst nicht Fluidtemp.	(Kollektorfühler) große Differenz zwischen Sensorwert und Vorlauftemperatur, verzögertes Abschalten der Anlage	$\text{prisol\_pmp}$ ist länger als 1 Minute an & $\text{DT}(\text{prisol\_col\_out\_0m} - \text{prisol\_hx\_in\_0m}) > \text{GW}$

Fühlerkabel defekt (Bruch)	Falscher / zeitlich konstanter Wert Falschregelung möglich, wenn Fühler von der Regellogik verwendet	$t_{\text{prisol\_X\_Xm}} > \text{GW}$   $t_{\text{prisol\_X\_Xm}} < \text{GW}$
Fühler (Fühlerkopf) defekt	siehe 1.1.3	$t_{\text{prisol\_X\_Xm}} > \text{GW}$   $t_{\text{prisol\_X\_Xm}} < \text{GW}$
schlechter oder kein Kontakt zu Messstelle (v.a. Kollektorfühler)	langsame Reaktion auf Temperaturänderungen, umliegende Luft wirkt als Isolator Ertragseinbußen möglich, wenn Fühler von Regellogik verwendet	s.o. 1.1.1.2 und 1.1.2.2
Eingang der Regelung defekt (z.B. durch Blitzschlag)	Falscher / zeitlich konstanter Wert Falschregelung möglich, wenn Fühler von der Regellogik verwendet	$\text{DT}(t_{\text{prisol\_X\_Xm}}(i) - t_{\text{prisol\_X\_Xm}}(i-1)) = 0$   $< \text{GW}$ für $\text{TIME} > \text{GW}$

## Drucksensor

Fehler	Auswirkungen	Algorithmenentwurf
Sensor kaputt (z.B. Membran kaputt, Schaden durch Übertemperatur)	Druckwert falsch. Mögliche Auslösung einer Störungsmeldung obwohl Druckniveau stimmt.	$p_{\text{prisol\_X\_Xm}} > \text{GW}$   $p_{\text{prisol\_X\_Xm}} < \text{GW}$    $\text{DP}(\text{prisol\_X\_Xm}(i) - \text{prisol\_X\_Xm}(i-1)) < \text{GW}$ für $\text{TIME} > \text{GW}$
Sensorkabel Defekt (Bruch)	Falscher / zeitlich konstanter Wert  Evtl. Wackelkontakt -> Springen des Wertes	$p_{\text{prisol\_X\_Xm}} > \text{GW}$   $p_{\text{prisol\_X\_Xm}} < \text{GW}$    $\text{DP}(\text{prisol\_X\_Xm}(i) - \text{prisol\_X\_Xm}(i-1)) < \text{GW}$ für $\text{TIME} > \text{GW}$
Zuleitung zum Sensor verstopft oder abgesperrt	kein oder nur minimales Schwanken des Druckes (z.B. bei Anschalten der Pumpe)	$\text{DP}(\text{prisol\_X\_Xm}(i) - \text{prisol\_X\_Xm}(i-1)) < \text{GW}$ für $\text{TIME} > \text{GW}$
Eingang am Regler defekt	Falscher / zeitlich konstanter Wert	$\text{DT}(p_{\text{prisol\_X\_Xm}}(i) - p_{\text{prisol\_X\_Xm}}(i-1)) = 0$   $< \text{GW}$ für $\text{TIME} > \text{GW}$

## Pumpe

Fehler	Auswirkungen	Algorithmenentwurf
Pumpe steckt mechanisch (nimmt Strom auf, dreht aber nicht)	Volumenstrom = 0; keine Wärmeübergabe am WT; Kollektor geht in Stagnation	$c_{\text{prisol\_pmp}} > 0$ & $vd_{\text{prisol\_pmp\_out\_0m}} = 0$ ( & $\text{DT}(\text{prisol\_pmp\_in\_0m}(i) - \text{prisol\_pmp\_in\_0m}(i-1)) < \text{GW}$ )
Pumpe nimmt Strom auf und dreht, liefert aber keinen Volumenstrom (z.B. abgesperrt)	Volumenstrom = 0; keine Wärmeübergabe am WT; Kollektor geht in Stagnation	$c_{\text{prisol\_pmp}} > 0$ & $vd_{\text{prisol\_pmp\_out\_0m}} = 0$ ( & $\text{DT}(\text{prisol\_pmp\_in\_0m}(i) - \text{prisol\_pmp\_in\_0m}(i-1)) > \text{GW}$ )

Auftreten von Kavitation durch zu niedrigen Druck vor der Pumpe	Volumenstrom = gering oder 0; keine Wärmeübergabe am WT; Kollektor geht in Stagnation	
hydraulischer Leistungsabfall (Abnutzung der Dichtungen, Erhöhung des Leckagestroms)	Verringerung des Volumenstroms. Ertragseinbußen durch zu großen Temperaturhub am Kollektor.	$c\_prisol\_pmp = 1 \ \& \ DVd(prisol\_pmp\_nenn - prisol\_pmp(i)) > GW$
Sicherung am Regler kaputt	Selbe Auswirkung wie 1.3.1. Evtl. Störungssignal der Pumpe (wenn vorgesehen)	
Frequenzumformer am Regler kaputt	Umgehung des Frequenzumformers der Solarpumpe. Pumpe läuft bis zur Behebung des Defektes nur mit 100% oder gar nicht.	
Kabelbruch zur Regelung	Signal wird ausgegeben, aber Pumpe läuft nicht	siehe 1.3.1
Falsche Pumpe oder Stufe (zu klein)	gewünschter Volumenstrom wird nicht erreicht	$prisol\_pmp$ ist länger als 1 Minute an & $DT(prisol\_col\_out\_0m - st1\_h20/30) > GW$    $(c\_prisol\_pmp = 1 \ \& \ vd\_prisol\_pmp\_out\_0m < GW\_Auslegung)$
Falsche Pumpe oder Stufe (zu groß)	pumpe taktet eventuell, kürzere Anlagenlaufzeiten, da dT-Regelung auf anderen Volumenstrom angepasst	$c\_prisol\_pmp = 1 \ \& \ vd\_prisol\_pmp\_out\_0m > GW\_Auslegung$    $prisol\_pmp$ Einschaltvorgänge $> GW$
mangelnde Entlüftung	gewünschter Volumenstrom wird nicht erreicht, Geräuschentwicklung, Reduktion Kollektorkreisertrag	siehe 1.3.8

## Kollektor(-feld)

Fehler	Auswirkungen	Algorithmenentwurf
Schaden an der Wärmedämmung	Temperaturhub geringer; Wärmeverluste.	Kollektorwirkungsgrad_stationär $< GW$
Kollektor nicht mehr dicht (Wassereintritt, Kaltlufteintritt, Kondensation)	Temperaturhub geringer; Wärmeverluste; beschlagener Kollektor	siehe 1.4.1
Glasbruch oder Teflonfolie gerissen	Temperaturhub geringer; Wärmeverluste.	siehe 1.4.1
Verschmutzung der Abdeckung	Rückgang der Kollektorleistung	siehe 1.4.1

Teilfelder nicht durchströmt	Signifikante Temperaturdifferenz zwischen Austrittstemp der Felder im Betrieb	prisol_pmp ist länger als XY Minute an & DT_prisol_X_Xm > GW
Ablagerungen in Absorberverrohrung	Anstieg des Durchflusswiderstands	p_prisol_X_Xm > GW    prisol_pmp ist länger als 1 Minute an & DT(prisol1_col_out_0m - prisol2_col_out_0m) > GW   DT(prisol1_col_out_0m - prisol2_col_out_0m) < GW
Degradation Absorber	Rückgang der Kollektorleistung >> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Risse innere Kollektorfolie	>> Untersuchungen notwendig	
Korrosion Absorberoberfläche	>> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Verfärbung Absorber	>> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Verfärbung Kollektorabdeckung	>> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Verschmutzung des Absorbers (Staub)	Rückgang der Kollektorleistung >> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Defekte Röhren (bei Vakuum-RK)	beschlagene Röhren >> Untersuchungen notwendig	siehe 1.4.1
Falsch Angeschlossen (VL u. RL vertauscht)	Pumpe taktet stark; deutlicher Temperaturabfall nach einschalten	prisol_pmp Einschaltvorgänge > GW    prisol_pmp ist länger als 1 Minute an & DT(prisol_hx_in_0m - prisol_col_out_0m) > GW (z.B. 0)
Unvollständige Entlüftung; nicht funktionsfähiger Entlüfter	Luft im Kollektor; Anlage läuft verspätet an; Temperatursprung beim Anschalten; (Anlage läuft nicht?); FUKS: geringerer Volumenstrom? >> siehe Kapitel 5 Experimentelle Untersuchungen	prisol_pmp Einschaltvorgang & [DT(prisol_col_out_0m - st1_h20/30) > GW    DT(prisol_col_out_0m(i) - prisol_col_out_0m(i-1)) / DTIME > GW]
Kollektorfeld-Verrohrung fehlerhaft ausgeführt	ungleichmäßige Durchströmung von Teilfeldern; ungleichmäßige Austrittstemperaturen, Teilstagnation	prisol_pmp ist länger als 1 Minute an & DT(prisol1_col_out_0m - prisol2_col_out_0m) > GW   DT(prisol1_col_out_0m - prisol2_col_out_0m) < GW    Teilfeld stagniert   & prisol_pmp ist an !& Kollektorfeld stagniert

Von den ungefähr 140 Fehlern sind ungefähr 40 doppelt als ähnliche Fehlerbilder in unterschiedlichen Kreisen (z.B. Temperaturfühler im Primär-/Sekundärkreis) aufgeführt. Weiterhin wurden knapp 20 Fehlerbilder als nicht über Messwerte detektierbar eingestuft und somit aussortiert. Für die verbleibenden 80 Fehler und Symptome wurden zunächst Algorithmenentwürfe entwickelt, welche später in Quelltexte für das FDD-Softwarekonzept umgesetzt werden sollten.

### 3.2 Priorisierung der abzubildenden Fehler

Um innerhalb der Projektlaufzeit funktions- und leistungsfähige Algorithmen produzieren zu können, musste die Fehlerliste noch weiter eingegrenzt werden. Hierzu wurde von den Industriepartnern und an der Universität Kassel eine Fehlermöglichkeits- und –einflussanalyse (FMEA) durchgeführt. Hierbei werden die einzelnen Fehler über ihre Auftretenswahrscheinlichkeit und die Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb eingestuft. Durch diese Bewertungsmatrix konnten besonders wichtige Fehlerbilder identifiziert werden, welche dann im Projekt priorisiert untersucht und bearbeitet wurden. Die FMEA lieferte folgende Tabelle als Ergebnis (die Nummerierung „ID“ ist nur zur Übersichtlichkeit eingefügt und zeigt keinerlei weitere Gewichtung an).

**Tabelle 3-2: Priorisierte Fehler im Projekt hervorgegangen aus FMEA**

<b>ID</b>	<b>Bauteil/Sensor</b>	<b>Fehler</b>
1	Kollektor	defektes Kollektorgehäuse / defekte Glasabdeckung
2	Kollektor	falsch angeschlossen (Vor- und Rücklauf vertauscht)
3	Kollektorfühler	Defekt
4	Kollektorfühler	falsch positioniert (misst nicht direkt am/im Kollektor)
5	Kollektorfühler	falsch positioniert (misst nicht die Temperatur des Mediums, aus Tauchhülse gerutscht)
6	Solarkreis - Entlüftung	unvollständig entlüftete Anlage oder nicht funktionsfähige Entlüftung
7	Solarkreis - MAG	falsch dimensioniert, falsch eingestellt
8	Solarkreis - Rohrleitungen	mangelhaft ausgeführte Dämmung
9	Primäre Solarkreispumpe	falsch dimensioniert (zu groß oder zu klein), falsche Pumpenstufe
10	Sekundäre Solarkreispumpe	falsch dimensioniert (zu groß oder zu klein), falsche Pumpenstufe
11	Interner Solar-WÜT	Verkalkung, Verschmutzung
12	Interner Solar-WÜT	falsch dimensioniert, zu klein

Die Diskussion dieser aus der FMEA hervorgegangenen Liste führte weiterhin zu der Erkenntnis, dass Luft in Solarkreisen (ID 6) zwar ein sehr häufig auftretender Fehler mit großen Auswirkungen auf den Systembetrieb ist, die genauen Auswirkungen von freien Gasen in Hydraulikkreisen allerdings relativ unbekannt sind. Aus diesen Gründen wurde

beschlossen den Fokus des weiteren Projekts zunächst auf dieses Fehlerbild zu legen und experimentelle Untersuchungen anzustellen (vgl. Kapitel 5.1).

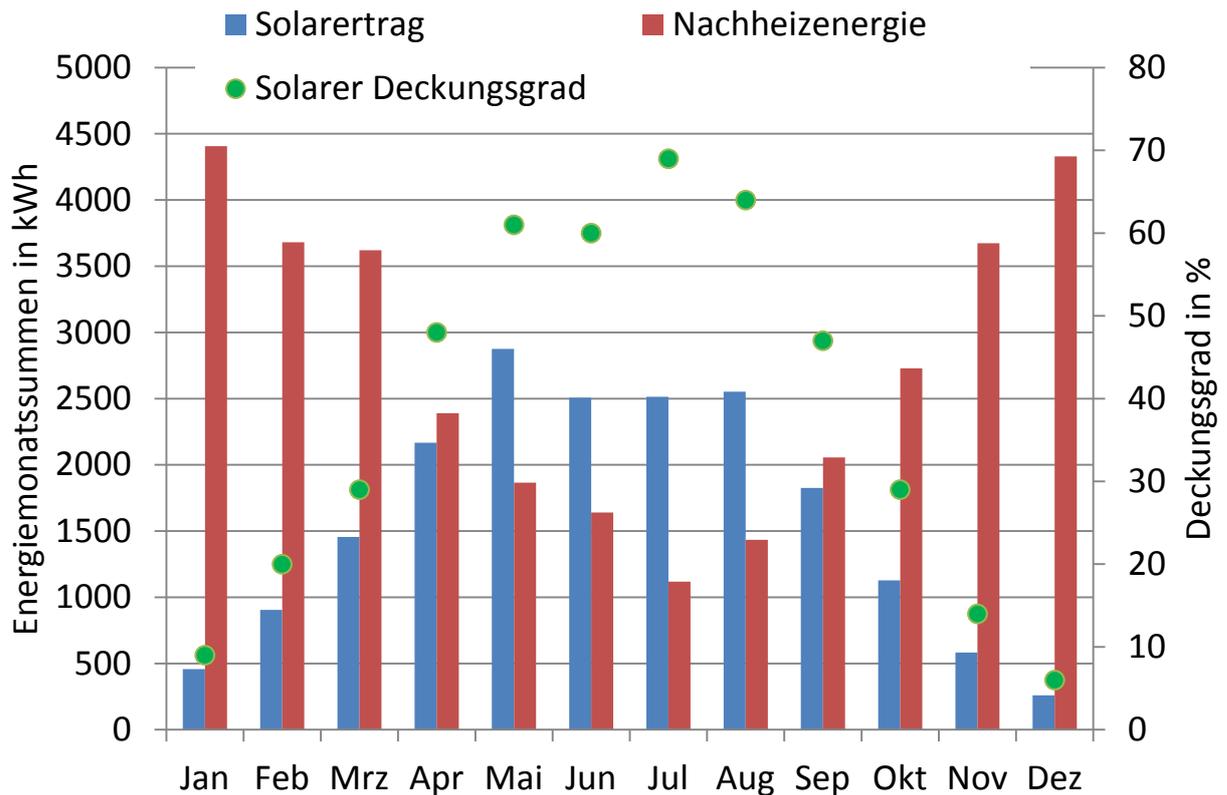
## **4 Demonstrations- und Versuchsanlagen**

Der zweite wichtige Bestandteil des Projektes war die Planung und der Bau der solarthermischen Demonstrationsanlagen. Anfänglich war es geplant auf der Zentralmensa der Universität Kassel vier Anlagen mit je ca. 30 m<sup>2</sup> Flachkollektoren zu installieren. Von dieser ursprünglichen Planung wurde Abstand genommen, da sich der Umbau der Mensa verzögerte und zusätzlich deutliche Änderungen an der Haustechnik vorgenommen wurden. Statt der Mensa-Anlagen wurden in Zusammenarbeit mit der GWG Kassel zwei Mehrfamilienhäuser mit großen Solarthermieanlagen ausgerüstet. Es wurden 32,2 und 33,8 m<sup>2</sup> Flachkollektoren (Aperturfläche) installiert, welche jeweils auf einen 2 m<sup>3</sup> Speicher arbeiten und die Trinkwassererwärmung in den Häusern unterstützen. Beide Anlagen sind weiterhin mit einer erweiterten Sensorik und einer Datenfernübertragung ausgestattet worden, um für Forschungszwecke genutzt werden zu können.

### **4.1 Planung und Installation**

Die Detailplanung und (Vor-)Auslegung der solarthermischen Versuchsanlagen an zwei Mehrfamilienhäusern der Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft (GWG) Kassel geschah in enger Zusammenarbeit der Universität Kassel mit der Firma FSAVE unter Miteinbeziehung der Firma Viessmann (MFH1) und Bosch (MFH2). FSAVE Solartechnik war weiterhin mit dem Bau und der Übergabe der solarthermischen Anlagen beauftragt. Besonders aufwändig in diesem Arbeitsschritt war die Wahl eines Integrationspunktes für die Solaranlage und die Entwicklung und Kommunikation einer Anlagenhydraulik, welche eine maximale Abnahme der Solarenergie gewährleistet und gleichzeitig keine Legionellenproblematik mit sich bringt oder die Versorgungssicherheit beeinflusst. Die umgesetzte Hydraulik ist in Abschnitt 4.2 (Realisierte Anlagen) detailliert erläutert.

Zur Auslegung und Dimensionierung der Anlagen wurden Simulationen sowohl mit TRNSYS als auch mit Polysun durchgeführt. Beispielhaft sind in der folgenden Abbildung 4-1 Ergebnisse der Polysun-Simulationen für die Anlage MFH2 dargestellt.



**Abbildung 4-1: Polysun-Simulationsergebnisse für MFH2, simulierte Kollektorfläche 42,66 m<sup>2</sup> (Aperturfläche 40,5 m<sup>2</sup>)**

Wie die Abbildung zeigt, wurde die Solaranlage ursprünglich auf einen Deckungsgrad von 60..70 % in den Sommermonaten ausgelegt.<sup>4</sup> Dies geschah im ersten Schritt grundlegend anhand der VDI 6002, um hohe Stagnationszeiten in der strahlungsreichen Jahreszeit zu vermeiden.

Nach einer zweiwöchigen Messphase zur Ermittlung eines detaillierten Zapfprofils war die Planung für MFH1 mit 12 Wohneinheiten (Kassel-Gartenstraße) im Frühjahr 2011 abgeschlossen. Die Anlagen sollen nach der Verwendung als Versuchsanlagen im Rahmen eines Contracting-Modells zwischen der Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft (GWG) Kassel und der Enertracting GmbH weiter betrieben werden. Aus diesem Grund dauerte es bis Anfang 2013, bis alle weiteren Details der Vertragsgestaltung abgesprochen waren. Der Baubeginn für MFH1 wurde auf das 3. Quartal 2013 festgelegt. Nachdem der administrative Weg einmal bereitet war, ist die Umsetzung einer zweiten Testanlage MFH2 mit 16 Wohneinheiten (Kassel-Mommenröder Straße) deutlich einfacher und schneller verlaufen. Auch hier war der Baubeginn auf das 3. Quartal 2013 angesetzt.

Abbildung 4-2 zeigt die Installation der Kollektorfläche auf MFH1 gegen Ende 2013. Die Beiden Kollektorfelder wurden symmetrisch um den gemeinsamen Vor-/Rücklauf nahe des

<sup>4</sup> Wegen begrenzt verfügbarer Dachflächen wurden letztendlich kleinere Anlagen sowohl bei MFH1 als auch bei MFH2 realisiert.

Schornsteins/Installationsschachtes installiert. Auf der Abbildung nicht zu sehen, ist das zugehörige zweite Mehrfamilienhaus, welches die Solaranlage mit versorgt. Dieses steht am anderen Ende des gezeigten Zwischengartens und ist annähernd baugleich ausgeführt.



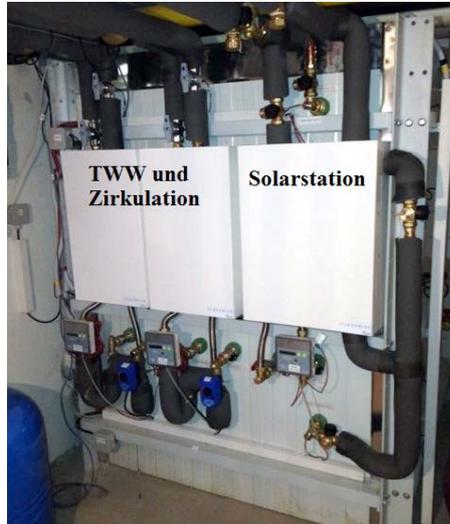
**Abbildung 4-2: Kollektorfeldinstallation MFH1**

In Abbildung 4-3 ist die Installation/Fertigstellung des 2 m<sup>3</sup> Solarspeichers im Keller von MFH1 gezeigt. Zu sehen ist, dass der Speicher mit dem Revisionsflansch auf der rechten Seite genau in den Keller eingepasst wurde. Die Frischwasserstationen und Wärmeübertrager mit Anschluss an die Solaranlage wurden an der im Bild linken Seite des Speichers angebracht.



**Abbildung 4-3: Installation des kubischen 2 m<sup>3</sup> Solarspeichers im Keller von MFH1**

Abbildung 4-4 zeigt die verkleideten Solar- und Übergabestationen im Keller von MFH2. Die einzelnen Blöcke enthalten jeweils einen Plattenwärmeübertrager, verschiedene Sensoren (Temperaturfühler, Volumenstromzähler, etc.) und die Primär- und Sekundärkreisumpen. Weiterhin sind rechts oben und unten am Speicher auch die Anschlüsse des internen Rohrwendel-Wärmeübertragers zu sehen.



**Abbildung 4-4: Solar- und Übergabestationen im Keller von MFH2**

Bei beiden Anlagen können von Seiten der Universität Kassel beliebige Fehler im Solarsystem provoziert und deren Auswirkungen untersucht werden, ohne dass die Funktionsfähigkeit der TWW-Versorgung gefährdet wird. Dadurch sind umfangreiche und interessante Ergebnisse zu den Auswirkungen und Detektionsmöglichkeiten bestimmter Fehlfunktionen auf das Verhalten von Komponenten und des Systems zu erwarten.

## 4.2 Realisierte Anlagen

Die Anlage MFH1 versorgt zwei Häuser mit je drei Etagen und sechs Wohneinheiten. Das Kollektorfeld setzt sich aus zwei parallelen Strängen mit je sieben Kollektoren Typ Viessmann Vitosol 200-F zusammen. Die Module haben jeweils eine Aperturfläche von  $2,33 \text{ m}^2$  und einen Flüssigkeitsinhalt von  $1,83 \text{ l}$ , sodass sich insgesamt eine Kollektorfläche von  $32,2 \text{ m}^2$  und ein Volumen von  $25,6 \text{ l}$  ergeben. Weitere Kennwerte der Kollektoren sind im Anhang einzusehen. Der Solarspeicher ist drucklos ausgeführt und hat ein Volumen von  $2 \text{ m}^3$ . Zum Einsatz kommt hier ein Flexsave-Speicher der Firma Fsave mit einem internen Wärmeübertrager und drei Anschlüssen.



**Abbildung 4-5: Demonstrationsanlage MFH2,  $32,2 \text{ m}^2$  Aperturfläche,  $2 \text{ m}^3$  Solarspeicher, TWW-Unterstützung für 12 WE**

Die bereits bestehende fossile Warmwassererzeugung wurde bei den Umbaumaßnahmen nicht geändert. Als TWW-Bereitschaftsspeicher wird weiterhin der Vitocell 300 (Viessmann) mit einem Volumen von 500 l genutzt. Die Nachheizung des Bereitschaftsteils geschieht über den vorhandenen Vitocrossal 300 Gaskessel der Firma Viessmann mit einer Leistung von 60 kW.



**Abbildung 4-6: Demonstrationsanlage MFH2, 33,8 m<sup>2</sup> Aperturfläche, 2 m<sup>3</sup> Solarspeicher, TWW-Unterstützung für 16 WE**

Die zweite Anlage (MFH2) ist mit vier Etagen und insgesamt 16 Wohneinheiten im Vergleich etwas größer. Auch hier besteht das Kollektorfeld aus zwei parallelen Strängen. Im Gegensatz zu MFH1 sind die Kollektoren vom Typ Buderus Logasol SKN 4.0-S hier unterschiedlich verteilt. Ein Strang hat sieben Kollektoren, der andere acht. Da die Module eine Aperturfläche von 2,25 m<sup>2</sup> und einen Fluidinhalt von 0,94 l haben, ergeben sich 33,75 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und ein Gesamtvolumen von 14,1 l.

Auch beim MFH2 wird die bestehende, konventionelle Anlagentechnik zur TWW-Erzeugung und Heizwärmebereitstellung unverändert genutzt. Sie ist lediglich um Schnittstellen zum solaren System erweitert. Ist die Einstrahlung zu gering und keine Energie im Solarspeicher nutzbar, wird die Wärmeerzeugung von einem Vitocrossal-Gasbrenner mit einer Leistung von 170 kW bewerkstelligt. Der TWW-Bereitschaftsspeicher hat ein Volumen von 300 l.

### **Systemkomponenten und -verschaltung**

Die Verschaltungen der Systemkomponenten ist bei beiden Großanlagen nahezu identisch ausgeführt, weshalb sich die folgenden Aussagen auf beide Anlagen gleichermaßen beziehen. Unterschiede zwischen MFH1 und MFH2 werden explizit erwähnt.

Um möglichst viele Fehler thermischer Solaranlagen untersuchen zu können, sind die Hydrauliken insgesamt etwas komplexer als bei normalen Großanlagen. Der genaue Aufbau ist im Hydraulikschaltplan in Abbildung 4-7 dargestellt

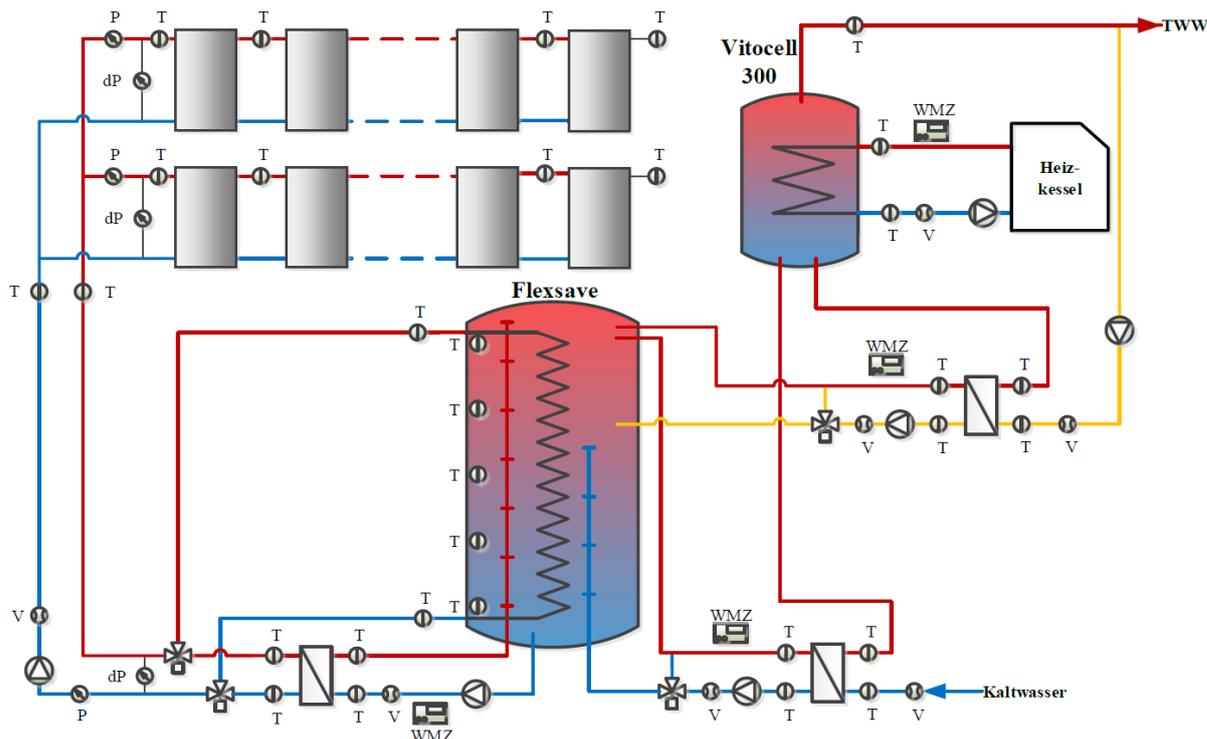


Abbildung 4-7: Hydraulischschaltplan der MFH-Anlagen in Kassel

Wie bereits beschrieben, ist das Kollektorfeld in zwei parallele Stränge aufgeteilt. Die einzelnen Module sind dabei zwar hintereinander angeschlossen, werden aber aufgrund ihrer Bauform parallel durchströmt. Die Rohrleitungen werden unmittelbar hinter den Kollektoren unter das Dach und über einen Installationsschacht in den Keller geführt.<sup>5</sup> Über manuelle Drei-Wegeventile kann zwischen einem externen und einem internen Wärmeübertrager zur Speicherbeladung gewählt werden. Der externe Plattenwärmeübertrager ist über den solaren Sekundärkreis mit einer Pumpe an eine Schichtladelanze im Speicher angeschlossen. Auf diese Weise wird die solare Wärme optimal geschichtet in den Speicher eingebracht. Die Einspeisehöhe variiert von 10 bis 100 % des Speichers, der Rücklauf wird auf etwa 5 % entnommen. Der interne solare Wärmeübertrager ist als Edelstahlrohrwendel über den gesamten solaren Pufferspeicher ausgeführt. Eine geschichtete Einspeisung ist hiermit nicht möglich. Für die vorliegenden Untersuchungen wird ausschließlich der externe Wärmeübertrager verwendet.

Der Flexsave-Speicher, welcher nur über die Solarthermieanlage erwärmt wird, hat zwei Senken. Zum einen wird Wasser aus dem oberen Bereich des Speichers (90...100 %) entnommen und in einen externen Plattenwärmeübertrager zur Vorwärmung des kalten Trinkwassers geführt. Der Rücklauf dieser Senke ist an eine Schichtladelanze im Pufferspeicher angeschlossen, um temperaturgeführt zurückspeisen zu können. Zum anderen wird die gespeicherte Wärme des Flexsave-Speichers genutzt, um die Temperatur des

<sup>5</sup> Im Gegensatz zu MFH1 ist die Verrohrung von MFH2 unter dem Dach asymmetrisch: Kollektorfeld 2 liegt ca. 1 m höher und ist 3 m weiter vom Installationsschacht entfernt als Kollektorfeld 1.

Zirkulationsrücklaufs des TWW-Kreises anzuheben. Auch hier wird Speicherwasser aus dem oberen Bereich in einen außen liegenden Wärmeübertrager und wieder zurück gepumpt. Der Rücklauf ist jedoch nicht über eine Lanze an den Solarspeicher angeschlossen, sondern lediglich über einen Einlass auf ungefähr 60 % der Höhe des Speichers.

Um den Bedarf eigenständig decken zu können, verfügt das bestehende Heizsystem der Mehrfamilienhäuser über einen Vitocell-Trinkwarmwasserspeicher und einen ausreichend groß dimensionierten Gaskessel. Der Speicher wird vom Gaskessel über einen internen Rohrwendel-WÜT erwärmt. Um den Speicher notfalls vollständig zu erwärmen, ist der WÜT fast über die gesamte Speicherlänge ausgeführt. Das aufgeheizte TWW (60 °C) wird dem Bereitschaftsspeicher oben (bei ungefähr 95 % der Speicherhöhe) entnommen und sowohl der Zirkulationsrücklauf, als auch das vorgewärmte Kaltwasser, wird dem Speicher im unteren Bereich bei ca. 5 % der Höhe wieder zugeführt.

Weiterhin ist eine sehr umfangreiche Messtechnik installiert (vgl. Abbildung 4-7). Temperatursensoren sind mit „T“, Volumenstromsensoren mit „V“, Drucksensoren mit „P“ und Differenzdrucksensoren mit „dP“ gekennzeichnet. Vier Paare aus je zwei Temperatur- und einem Volumenstromsensor sind als Wärmemengenzähler verbaut (in der Abbildung als Rechenwerk mit „WMZ“ beschriftet). Die Messdaten der einzelnen Größen werden separat erfasst und aufgezeichnet.

### **Anlagenkosten**

Da die Solarthermieanlagen speziell für Forschungszwecke geplant und gebaut wurden, ist eine sehr komplexe Hydraulik mit umschaltbaren internen / externen Wärmeübertrager und sehr umfangreicher Messtechnik entstanden. Auch die Schichtladelanzen, der maßgefertigte Pufferspeicher und die individuelle Anbindung an das konventionelle System waren Planungs- und Kostenintensiv. Unter diesen Gesichtspunkten sind die Kosten der Anlagen mit 32.000 €(Viessmann-Anlage, ohne MwSt.) bzw. 914 €/m<sup>2</sup><sub>Brutto</sub> und 39.000 €(Bosch-Anlage, ohne MwSt.) bzw. 1100 €/m<sup>2</sup><sub>Brutto</sub> verhältnismäßig niedrig ausgefallen.

## **4.3 Betriebserfahrungen**

Seit Anfang/Mitte 2014 sind die Solaranlagen in Kassel in Betrieb. Sie werden vom Institut für thermische Energietechnik der Universität Kassel messtechnisch überwacht. In diesem Kapitel wird die Messdatenerfassung und Speicherung sowie die Regelung der Solaranlage erläutert und anschließend auf den Betrieb eingegangen.

### **4.3.1 Regelung**

Die Solaranlagen der Mehrfamilienhäuser werden durch frei-programmierbare Regler vom Typ UVR1611 der Firma Technische Alternative geregelt. Der Regler verfügt über 16 Eingänge, 4 drehzahlregelbare Ausgänge für die Pumpenregelung und 7 Relaisausgänge. Alle

16 Eingänge können sowohl zum Anschluss von Widerstandsthermometern als auch als digitale Eingänge genutzt werden [TA GmbH 2011]. Eine Vielzahl von parametrisierbaren Funktionsmodulen vereinfacht die Programmierung des Reglers.

Die Solaranlagen werden grundsätzlich mit einer Differenztemperaturregelung betrieben. Hierbei wird die Kollektor- mit einer unteren Speichertemperatur verglichen. Steigt die Differenz über einen bestimmten Wert  $\Delta T_{\text{ein}}$ , wird angeschaltet, fällt die Differenz unter  $\Delta T_{\text{aus}}$ , schaltet der Regler ab. Generell bestehen die Anlagen jeweils aus zwei Kollektorfeldern mit eigenem Austrittstemperatursensor. Aus diesem Grund ist die Regelungsfunktion im Regler doppelt vorhanden und wird zur Ansteuerung der Solarkreisumpen mit ODER verknüpft. Dasselbe gilt für den Hochtemperaturschutz des Solarkreises, der die Anlage abschaltet, sobald die Kollektortemperaturen (in einem der beiden Teilfelder) 120 °C überschreiten.

### 4.3.2 Energiebilanzen

Im Folgenden sollen kurz monatliche Energiebilanzen der Anlagen dargestellt werden. Hierbei geht es insbesondere um die Einstrahlung auf die geneigte Fläche, den solaren Ertrag, die TWW-Vorwärmung und die Zirkulations-Rücklaufanhebung. Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass die hier gezeigten Daten lediglich zu Dokumentationszwecken aufgeführt werden und nicht geeignet sind, die Qualität bzw. prinzipielle Leistungsfähigkeit der Anlagen und ihrer Komponenten zu bewerten oder zu vergleichen. Denn als Versuchsanlagen wurden sie oft in fehlerbehafteten Zuständen betrieben, welche auch in einem Minderertrag resultierten. Da außerdem die Betriebsbedingungen während der Versuchsabläufe nicht bei beiden Anlagen identisch oder auch nur vergleichbar waren, sind die erzielten Erträge und daraus bestimmte Nutzungsgrade keinesfalls untereinander vergleichbar.

Abbildung 4-8 stellt die monatlichen Energiesummen und den Nutzungsgrad bzw. die Datenvollständigkeit von Mai 2014 bis einschließlich April 2015 dar. Im Diagramm sind die Strahlungswerte (grüner und orangener Balken), der Kollektorfeldertrag, die Energielieferung an den Solarspeicher (blau und magenta) und die Energieabnahme des TWW-Systems (rosa Balken) eingetragen. Zusätzlich sind die monatliche Datenvollständigkeit und der monatliche Nutzungsgrad mit orangen Vierecken und roten Punkten kenntlich gemacht. Wie zu erkennen ist, lag die Vollständigkeit der Daten ab Juni 2014 in einem akzeptablen Maße, vorhandene Datenlücken sollten sich nicht großartig auf die Jahressummen auswirken. Weiterhin ist eine deutliche Diskrepanz zwischen den Messwerten des einfachen Strahlungssensors (GBS) und des Pyranometers (CMP) zu erkennen (bis zu 25 kWh), welcher auf die verschiedenen Messprinzipien und die Genauigkeiten der Sensoren zurückzuführen ist. Nach einem Abgleich mit Messwerten des HLUG<sup>6</sup> werden zur Berechnung im Folgenden die Werte des Pyranometers verwendet. Wie das Diagramm zeigt, kann die Solaranlage im betrachteten Zeitraum bis zu 60 kWh/m<sup>2</sup> im Monat in den Speicher einbringen. Insgesamt ergibt sich so

---

<sup>6</sup> Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie

ein spezifischer Solarertrag von  $317 \text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})^7$ . Weiterhin ist zu sehen, dass ein sehr großer Teil der Solarenergie, die in den Speicher eingeht, auch an den TWW-Kreis abgeführt wird (knapp 92,4 %). Dies ist auf die Vorwärmung des Kaltwassers zurückzuführen, da so ganzjährig auch Speichertemperaturen von unter  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  genutzt werden können. Der Kollektorkreisnutzungsgrad liegt (bedingt durch absichtlichen Fehlbetrieb in den Experimenten) zwischen 18 und 38 %, im Jahresmittel ergeben sich 28 %.

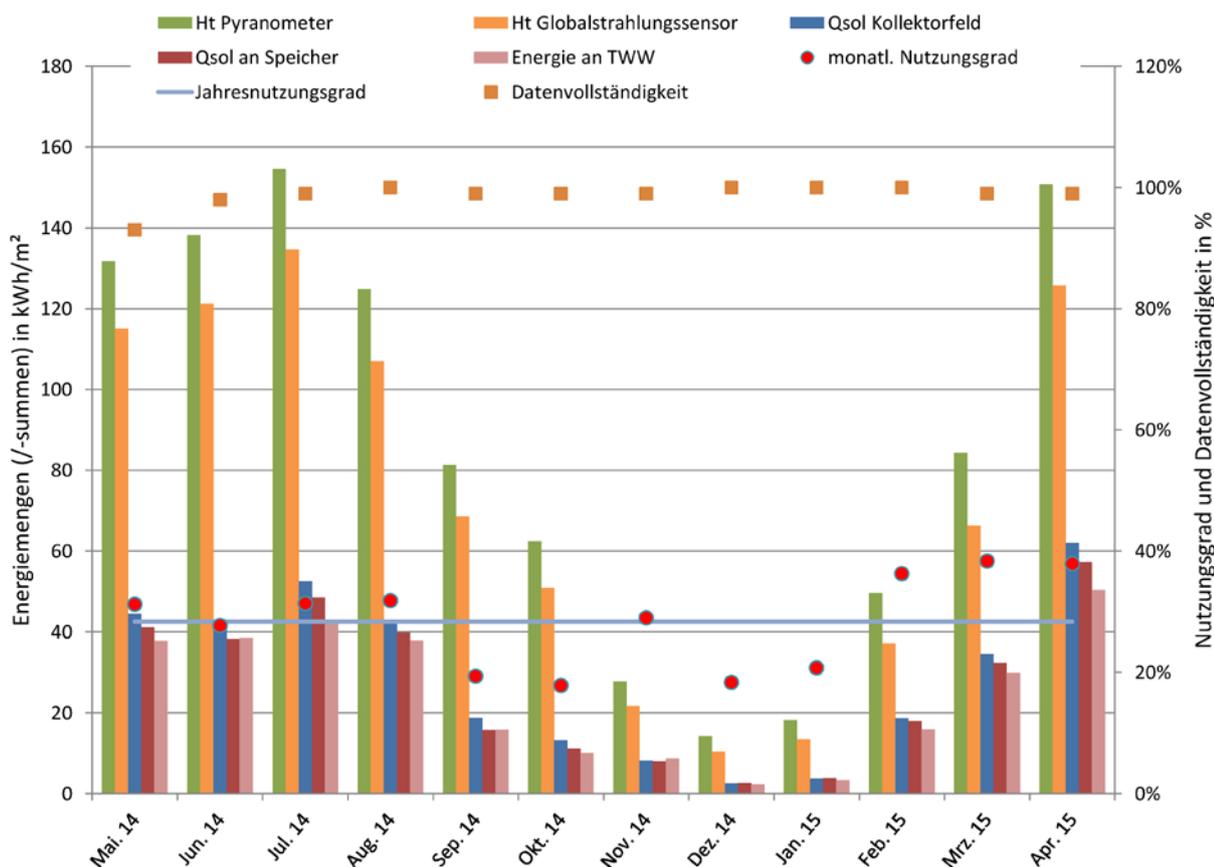


Abbildung 4-8: Spezifischen Energiemengen im Kollektorkreis 05/2014-04/2015, MFH1.

**Zu beachten ist, dass die Erträge und Nutzungsgrade maßgeblich durch die durchgeführten Experimente gesenkt werden und daher keinen Anhaltspunkt für die Leistung im fehlerfreien Betrieb liefern.**

Tabelle 4-1 stellt die Jahressummen der spezifischen Energiemengen für MFH1 übersichtlich zusammen. Die Nutzungsgrade sind hierbei einmal auf den Strahlungswert des Pyranometers (fett) und auf die Summe des GBS (kursiv) bezogen.

<sup>7</sup> Der niedrige spez. Ertrag ist durch die Beeinflussung der Anlage im Rahmen von experimentellen Untersuchungen zu begründen (vgl. Kapitel 5.1)

Tabelle 4-1: Jährliche Energiebilanzen und Nutzungsgrade MFH1.

Zu beachten ist, dass die Erträge und Nutzungsgrade maßgeblich durch die durchgeführten Experimente gesenkt werden und daher keinen Anhaltspunkt für die Leistung im fehlerfreien Betrieb liefern.

Bezeichnung	Abk.	Energienmengen 01.05.2014-30.04.2015		
		absolut in kWh/a	spezifisch <sup>8</sup> in kWh/(m <sup>2</sup> a)	
<b>Energie- bilanz</b>	Einstrahlung auf Kollektorfeld GBS	$H_{t,GBS}$	28078	872
	Einstrahlung auf Kollektorfeld CMP	$H_{t,CMP}$	33424	1038
	Energiemenge vom Kollektorfeld	$Q_{sol,Dach}$	11032	342
	Energiemenge in Solarspeicher	$Q_{sol,HX}$	10190	317
	Energiemenge an konv. System	$Q_{sol,ab}$	9423	293
<b>Nutzungs- grad</b>	Kollektorkreisnutzungsgrad	$\eta_{Kol}$	<b>30,5 %</b> bzw. 36,3 %	
	Solarsystemnutzungsgrad	$\eta_{Sys}$	<b>28,2 %</b> bzw. 33,6 %	

Der Kollektorkreisnutzungsgrad liegt bei 30,5 %, von den Entlade-Wärmeübertragern wurden insgesamt 293 kWh/(m<sup>2</sup>·a) an den Trinkwasser- bzw. Zirkulationskreis abgegeben, was einen Solarsystemnutzungsgrad von 28,2 % bedeutet. Die Abweichungen der Werte von den Auslegungsparametern sind einerseits mit der geänderten Auslegung der Komponenten (kleinere Kollektorfläche, anderes Speichervolumen) zu begründen. Andererseits wurden im betrachteten Zeitraum Experimente an der Anlage durchgeführt, welche oftmals zum Stillstand der Anlage führten und somit einen verminderten Solarertrag verursacht haben (vgl. Kapitel 5.1).

Bei der zweiten Demonstrationsanlage ist die Datengrundlage etwas schwieriger. Wie in Abbildung 4-9 zu sehen ist, liegt die Datenvollständigkeit (gelbe Quadrate) stellenweise nur bei 70 %. Dies hängt direkt mit Ausfällen der Datenübertragung zusammen, die jeweils manuell behoben werden mussten. Zusätzlich ist zu erkennen, dass das Pyranometer von MFH2 (grüner Balken) erst Mitte August 2014 angeschlossen wurde. Weiterhin ließ sich an den Messdaten der Strahlungssensoren ablesen, dass diese nachmittags verschattet werden. Aus diesem Grund sind im Diagramm zusätzlich die Messwerte des Pyranometers von MFH1 eingetragen (blauer Balken), da die beiden Mehrfamilienhäuser eine sehr ähnliche Ausrichtung und Dachneigung aufweisen. Zur Berechnung der Kennwerte in Tabelle 4-2 werden die Strahlungsmesswerte von MFH1 verwendet. Der Kollektorkreisnutzungsgrad (rote Kreise) schwankt über die Monate von 3 bis ca. 30 %, wobei der niedrigste Wert im Juli

<sup>8</sup> Bezogen auf die Gesamtaperturfläche des Kollektorfeldes

2014 durch Experimente mit besonders großen Stickstoffmengen in der Anlage verursacht wurde, die zum vollständigen Stillstand führten. Zwar wurden ähnliche Experimente auch an MFH1 durchgeführt. Aber wie in Kapitel 5.1 erläutert, verblieben bei MFH2 die eingebrachten Stickstoffvolumina gemäß der Versuchssintention<sup>9</sup> im Kollektorkreis, führten somit über längere Zeit zum Stillstand und bewirkten deutliche niedrigere Erträge. Dagegen wurden bei MFH1 die eingebrachten Stickstoffvolumina nach kurzer Zeit über einen nicht dicht abgeschlossenen Luftabscheider wieder abgeführt. Da die Ursache für den ungewollten Luftverlust erst spät gefunden wurde, arbeitete MFH1 im Vergleich zu MFH2 somit unter öfter günstigeren, weniger stark fehlerbehafteten Bedingungen, was sich in den höheren

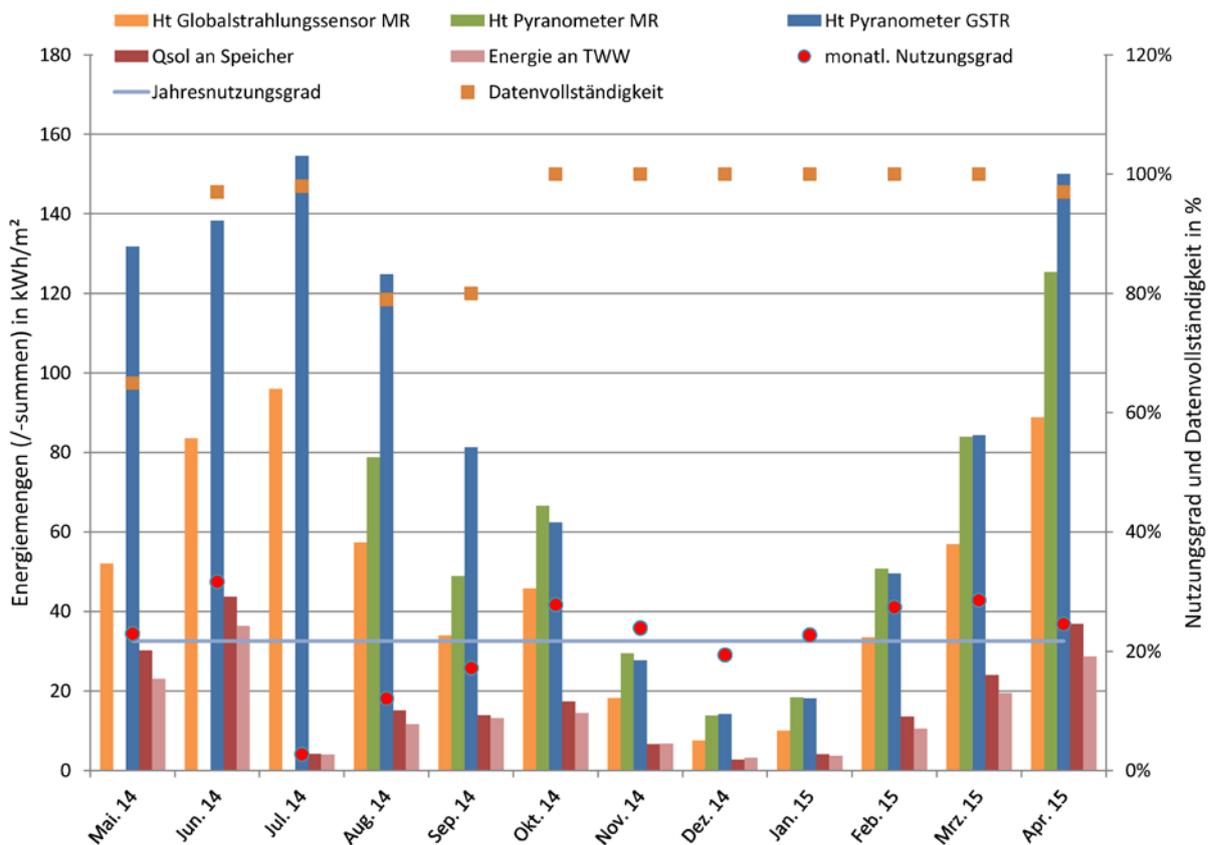


Abbildung 4-9: Spezifischen Energiemengen im Kollektorkreis 05/2014-04/2015, MFH2.

**Zu beachten ist, dass die Erträge und Nutzungsgrade maßgeblich durch die durchgeführten Experimente gesenkt werden und daher keinen Anhaltspunkt für die Leistung im fehlerfreien Betrieb liefern.**

erzielten Erträgen widerspiegelt.

Aber auch in den anderen Monaten wurden (wie bei MFH1) Experimente mit Stickstoff im Solarkreis durchgeführt. Der im Vergleich zu MFH1 deutlich niedrigere Nutzungsgrad Ende

<sup>9</sup> Zur Untersuchung des Anlagenverhaltens bei unterschiedlichen Luftmengen sollte die eingeschlossene Luftmenge bei jedem Versuch mindestens über mehrere Tage konstant gehalten werden.

2014/Anfang 2015 ist ebenfalls nur der Tatsache geschuldet, dass MFH2 dort mit einer großen Menge Stickstoff im Kollektorkreis betrieben wurde, um Messdaten zu erhalten, die das langfristige Anlagenverhalten unter den Bedingungen einer großen, aber nicht zum vollständigen Stillstand führenden Luftmenge repräsentieren. Anlage MFH1 wurde dagegen über diesen Zeitraum mit einer Luftmenge betrieben, die das Anlagenverhalten deutlich weniger negativ beeinflusst.

Wie in Tabelle 4-2 zusammengefasst ergibt sich der Jahresnutzungsgrad bei MFH2 trotzdem noch zu 20,5 %. Von den beiden Frischwasserstationen konnten in MFH2 insgesamt 5.915 kWh an den Trinkwasserkreis abgegeben werden, dies entspricht einem Solarsystemnutzungsgrad von knapp 17 %.

**Tabelle 4-2: Jährliche Energiebilanzen und Nutzungsgrade MFH2.**

**Zu beachten ist, dass die Erträge und Nutzungsgrade maßgeblich durch die durchgeführten Experimente gesenkt werden und daher keinen Anhaltspunkt für die Leistung im fehlerfreien Betrieb liefern.**

Bezeichnung	Abk.	Energienmengen 01.05.2014-30.04.2015		
		absolut in kWh/a	spezifisch <sup>10</sup> in kWh/(m <sup>2</sup> a)	
<b>Energie- bilanz</b>	Einstrahlung auf Kollektorfeld GBS	$H_{t,GBS}$	19710	584
	Einstrahlung auf Kollektorfeld CMP	$H_{t,CMP}$	35033	1038
	Energiemenge vom Kollektorfeld	$Q_{sol,Dach}$	---	---
	Energiemenge in Solarspeicher	$Q_{sol,HX}$	7175	213
	Energiemenge an konv. System	$Q_{sol,ab}$	5915	175
<b>Nutzungs- grad</b>	Kollektorkreisnutzungsgrad	$\eta_{Kol}$	<b>20,5 %</b>	
	Solarsystemnutzungsgrad	$\eta_{Sys}$	<b>16,9 %</b>	

<sup>10</sup> Bezogen auf die Gesamtperturfläche des Kollektorfeldes



und keine Einstrahlung auf die Kollektorfläche vorhanden ist. Zur Durchführung werden eine Befüllpumpe, ausreichend Wärmeträgerfluid<sup>11</sup> und ein Messzylinder oder eine Waage benötigt. Bei der Auswahl der Pumpe ist darauf zu achten, dass mit dieser das gewünschte Druckniveau erreicht werden kann. In der Praxis haben sich hier Prüfpumpen zur Druckprüfung hydraulischer Systeme bewährt.

Die Messung des Gasvolumens über die GBK besteht aus vier Schritten:

1. Absperren des MAG  
→ Zustand 1
2. Erhöhen des Drucks im System, indem Fluid aus einem Vorratsgefäß in die Anlage gepumpt wird  
→ Zustand 2
3. Ablassen des Fluids aus dem System, bis ursprünglicher Anlagendruck wieder vorherrscht  
→ Zustand 1\*
4. MAG wieder zuschalten  
→ Messung beendet

Die einzelnen Anlagenzustände sind in Abbildung 5-2 dargestellt. Zur Ermittlung des Gasvolumens wird die Zustandsänderung 2 → 1\* verwendet, da hier die Zeitspanne besonders kurz ist und die Messung somit eine höhere Genauigkeit aufweist.

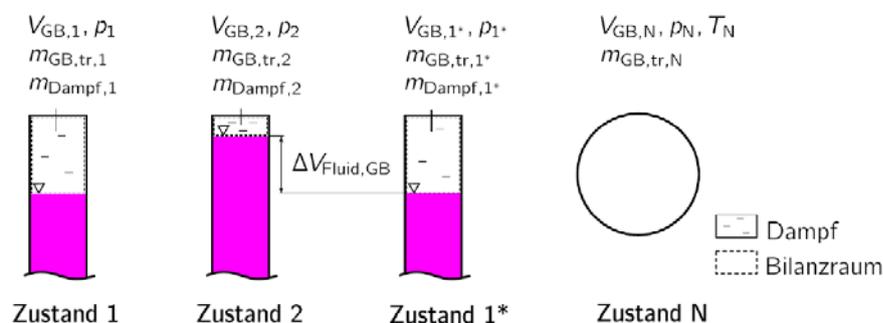


Abbildung 5-2: Anlagenzustände während der Gasblasenkontrolle, Quelle: [Rühling et al. 2013, S. 71]

Um das Volumen berechnen zu können und den Aufwand gering zu halten, müssen noch vereinfachende Annahmen getroffen werden: Es wird angenommen, dass sich die freien Gase als zusammenhängendes Polster am Anlagenhochpunkt sammeln und die Zustandsänderung 2 → 1\* isotherm<sup>12</sup> verläuft. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Blasen sich im

<sup>11</sup> Empfohlen wird ein Vorrat an Wasser-Glykol-Mischung in der Größenordnung der vorhandenen Gasvolumina.

<sup>12</sup> Die Zustandsänderung wird als isotherm angenommen, da die Masse und Wärmekapazität der Gase im Verhältnis zur Masse und Wärmekapazität des umgebenden Fluids sehr klein ist und sich demnach keine große Temperaturänderung durch den Drucksprung einstellt.

thermischen und stofflichen Gleichgewicht mit dem umgebenden Fluid befinden und, dass während der GBK wegen der kurzen Zeiträume keine Ab- und Desorptionsprozesse stattfinden. Außerdem wird die Kompressibilität des Fluids und die Volumenausdehnung der Systemkomponenten vernachlässigt.

Mit diesen Annahmen lässt sich das Gasblasenvolumen aus der Idealgasgleichung unter Verwendung des Dalton'schen Gesetzes berechnen:

$$V_{GB,1^*} = \Delta V_{Fluid} \cdot \frac{p_{GB,2} - p_S(T_{GB})}{p_{GB,2} - p_{GB,1^*}} \quad (1)$$

$\Delta V_{Fluid}$  bezeichnet hierbei das Volumen an Wärmeträgerfluid, das bei der Zustandsänderung  $2 \rightarrow 1^*$  der Anlage entnommen wurde,  $p_{GB,j}$  ist der an der Gasblase anliegende Absolutdruck, und  $p_S(T)$  der Sättigungsdampfdruck. Untersuchungen an der TU Dresden haben gezeigt, dass die Vernachlässigung des Wasserdampfpartialdrucks bei Temperaturen unter 50 °C lediglich zu einer Unterschätzung des Gasblasenvolumens von weniger als 5 % führt.

Mit diesen Formeln lassen sich nun die in Solaranlagen vorhandenen Gasvolumina ausreichend genau bestimmen. Weitere Informationen zur GBK, wie ein Funktionsnachweis oder eine abschnittsweise GBK sowie eine Herleitung der Formeln und eine genauere Beschreibung der Rechenschritte und Annahmen, sind [Rühling et al. 2013] zu entnehmen.

Wie bei der Beschreibung der einzelnen Berechnungsschritte bereits erwähnt, wird die Kompressibilität des Fluids und die volumetrische Ausdehnung der Systemkomponenten und Rohrleitungen vernachlässigt. Letztere Vereinfachung führt bei den untersuchten Demonstrationsanlagen zu einer unzulässig großen Abweichung/Verfälschung des gemessenen und berechneten freien Gasvolumens im Solarkreis. Insbesondere ist anzumerken, dass in den betrachteten Versuchsanlagen viel Edelstahlwellrohr verbaut ist, welches sich bei Druckänderungen ausdehnen und wieder zusammenziehen kann. Da die Solaranlagen aus einer Vielzahl von Bauteilen bestehen, wäre eine theoretische Betrachtung der Ausdehnung der einzelnen Elemente zeitaufwändig. Um den (systematischen) Fehler der Messungen bestimmen zu können, wurde stattdessen ein anderer Weg verfolgt. Die Anlagen wurden im Vorfeld der experimentellen Untersuchung an einen Vakuumentgaser angeschlossen, der von der Firma Viessmann zur Verfügung gestellt wurde. Hiermit konnte der "Offset" der Messungen bestimmt werden, indem die GBK im vollständig entgasten Zustand durchgeführt worden ist. Die Menge an Fluid, die zur Erhöhung des Drucks in das System gepumpt werden konnte, ist dann ausschließlich auf die Ausdehnung der Anlagenkomponenten und die Kompressibilität des Fluids zurückzuführen. Vereinfachend wurden diese Annahmen unabhängig von der zu den Messungen vorherrschenden Fluidtemperatur getroffen.

### 5.1.1 Datenauswertung und Analyse MFH1

Tabelle 8-3 und Tabelle 8-4 im Anhang zeigen die an der Anlage MFH1 durchgeführten Versuche und stellt ebenfalls die Ergebnisse der Gasblasenkontrollen dar. In den Zeiten zwischen den Experimenten wurden keine Änderungen an den Anlagen durchgeführt, um die

jeweilige Messung nicht zu verfälschen. Die Datenaufzeichnung und -übertragung geschah über das LOGSAVE-Portal der Firma Fsave.

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, wurde der Vakuumentgaser (VE) insgesamt zehn Tage an die Solarthermieanlage im MFH1 angeschlossen, um Daten für den fehlerfreien Betrieb erfassen zu können. Da nach dieser Zeit keine weitere Luft vom VE abgeführt werden konnte, wird davon ausgegangen, dass keine Luftblasen mehr im System verblieben sind.<sup>13</sup> Die GBK-Messungen im anschließenden Zeitraum geben also Auskunft über den oben erwähnten "Offset" der Anlage.

#### 5.1.1.1 Fehlerfreier Betrieb

Abbildung 5-3 stellt die Kollektorfeldaustrittstemperaturen ( $T_{\text{Kollektor}_1/2}$ ), eine untere und eine obere Speichertemperatur ( $T_{\text{Flexsave}_4/1}$ ) und die Volumenströme im solaren Primär- und Sekundärkreis ( $V_{\text{Solar}_\text{Pri}_\text{VSG}$  und  $V_{\text{Solar}_\text{Sek}_\text{VFS}$ ) im fehlerfreien Betrieb für einen sonnigen Tag Anfang April 2014 dar. Wie die Temperaturverläufe zeigen, gelingt es der Anlage den Solarspeicher im unteren Bereich von ungefähr 25 °C auf knapp 40 °C und im oberen Bereich auf über 50 °C aufzuheizen. Die Kollektortemperaturen stimmen dabei nahezu überein, es gibt jedoch eine erkennbare Differenz von kurzzeitig maximal 10 K während des Aufheizvorgangs um 10:30 Uhr. Diese unterschiedlichen Temperaturverläufe sind nach Aussage der Firma Fsave damit zu begründen, dass ein Temperaturfühler nicht richtig in der Tauchhülse sitzt. Sobald ein Massenstrom im System vorhanden ist, wird diese Abweichung allerdings deutlich geringer. Primär- und Sekundärkreispumpe schalten gleichzeitig an und es stellen sich Massenströme von 620...650 l/h (primär) und 500 l/h (sekundär) ein. Die kleineren Ausschläge des Volumenstromsignals im Sekundärkreis sind eine Folge von Ungenauigkeiten des Vortex-Volumenstromsensors und werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

---

<sup>13</sup> Es ist durchaus möglich, dass auch nach Einsatz des VE noch ungelöste Luft im System vorhanden ist, die bspw. nicht vom Fluid mitgerissen wurde. Dies wird aber vernachlässigt, da solche Polster einerseits nicht ohne weiteres zu quantifizieren sind und sich andererseits an Stellen befänden, wo sie den Betrieb der Anlage nicht weiter beeinflussen.

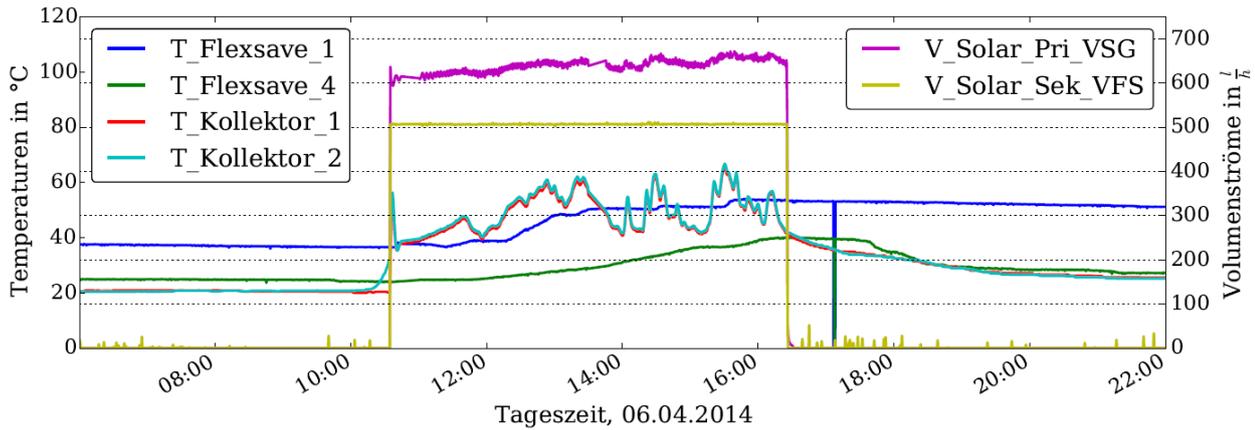


Abbildung 5-3: Fehlerfreier Betrieb von MFH1

Zur Messung der Einstrahlung auf die geneigte Kollektorfläche stehen ein Globalstrahlungssensor der Technischen Alternative und ein Pyranometer Typ CMP11 von Kipp&Zonen zur Verfügung. Die Strahlungssumme am 06.04.2014 beträgt ungefähr 3,94 kWh/m<sup>2</sup>. Dem gegenüber stehen knapp 1,65 kWh/m<sup>2</sup>, die vom primären Solarkreis an den externen Wärmeübertrager abgegeben wurden. Das Verhältnis dieser beiden Energiemengen ergibt im betrachteten Zeitraum einen Nutzungsgrad des Systems von 42 %.

Die dargestellten Temperaturverläufe, Energiemengen und Kennzahlen entsprechen den zu erwartenden Werten im fehlerfreien Betrieb.<sup>14</sup>

### 5.1.1.2 Betrieb mit ungelöstem Stickstoff

Um die Änderung des Systemverhaltens unter Einfluss ungelöster Luft zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 5-4 die Kollektor- und Speichertemperaturen und die Volumenströme in den Solarkreisen für den 09.05.2014 (Bezeichnungen identisch zu Abbildung 5-3). Wie in Tabelle 8-4 aufgeführt, wurde am dargestellten Tag Stickstoff in das System eingebracht (siehe Anhang).

Auffällig ist im direkten Vergleich zum fehlerfreien Betrieb, dass der Volumenstrom im Primärkreis auf deutlich unter 500 l/h fällt (fehlerfrei >600 l/h). Weiterhin schwankt der Durchfluss im zeitlichen Verlauf ungewöhnlich stark.

Auch bei den Austrittstemperaturen der Kollektorfelder lässt sich eine Anomalie feststellen. Sind die Temperaturen am Anfang des Tages noch ähnlich, weichen sie am Nachmittag deutlich voneinander ab. Direkt nachdem die Anlage um ca. 12:40 Uhr wieder angeschaltet wurde, steigt die Ausgangstemperatur des ersten Kollektorfelds sogar bis auf 117 °C, was darauf schließen lässt, dass der Umlauf in diesem Teilfeld temporär vollständig zum Erliegen gekommen ist.

<sup>14</sup> Lediglich der Außentempersensor der Anlage, welcher unter dem Kollektorfeld angeordnet ist, zeigt unter Einfluss von Strahlung deutlich zu hohe Temperaturen an.

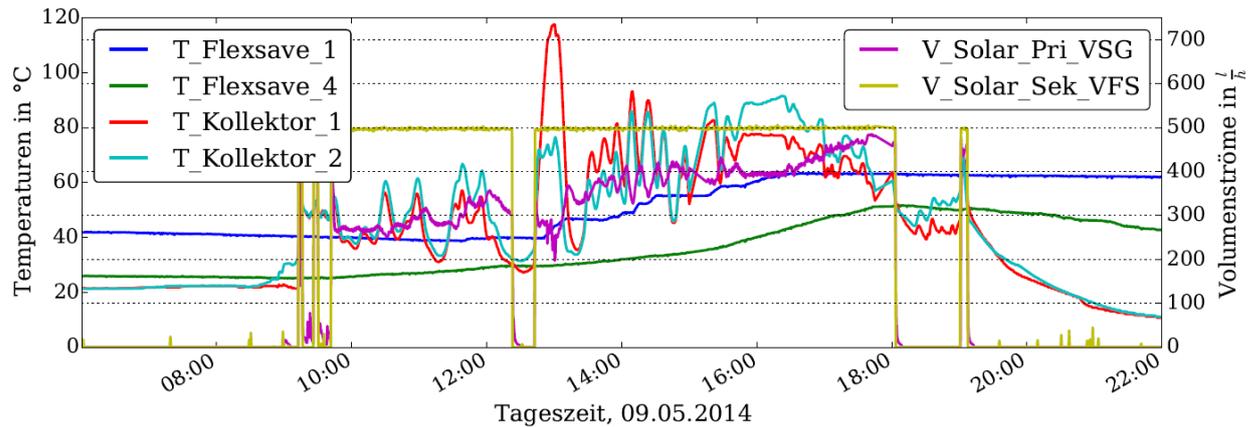


Abbildung 5-4: Betrieb von MFH1 mit Stickstoff

Trotz der Störungen gelingt es der Solaranlage den Speicher im unteren Bereich von 25 °C auf über 50 °C und im oberen Bereich von knapp 40 °C auf ungefähr 63 °C aufzuheizen.

Die Strahlungssumme für den 09.05.2014 beträgt knapp 5,53 kWh/m<sup>2</sup>, der Solarkreis hat eine Wärmemenge von 2,27 kWh/m<sup>2</sup> abgegeben. Hieraus ergibt sich ein Nutzungsgrad, der mit knapp 41 % nicht wesentlich vom ungestörten Betrieb abweicht.

Die ersten beiden Einschaltvorgänge der Anlage zwischen 09:00 und 09:35 Uhr sind nicht auf falsches Anlagenverhalten zurückzuführen, vielmehr wurde in diesem Zeitraum der Umlauf erzwungen, um den Stickstoff in das System einzubringen.

### 5.1.1.3 Durchgeführte Messungen

Um das Systemverhalten besser verstehen und Aussagen darüber treffen zu können, welcher Anteil von Luft im System zu welchen Symptomen führt, sind die Berechnungsergebnisse der GBKs in Abbildung 5-5 veranschaulicht. Die Messwerte sind links als Absolutwerte dargestellt und rechts auf das Kollektorfeldvolumen bezogen. Tabelle 8-3 führt im Anhang die genauen Messwerte auch mit Bezug auf das gesamte Anlagenvolumen auf.

Es ist zu erkennen, dass z.B. die Werte für das Gasblasenvolumen nach dem Einbringen von Stickstoff am 09.05. bis zum 19.05.2014 kein komplett einheitliches Bild ergeben. Während der erste Wert mit 3,6 l höher liegt als die folgenden drei, fällt das Volumen danach auf 1,8 l ab. Die Differenz zwischen den Werten kann mehrere Gründe haben. Zum einen erfolgte die erste Messung kurz nachdem der Stickstoff eingebracht wurde. Es ist also davon auszugehen, dass die freien Gase noch nicht bis zum Hochpunkt der Anlage transportiert wurden, was bei der Berechnung des Volumens allerdings vorausgesetzt wird. Zum anderen befand sich das Fluid im betrachteten Zeitraum noch in einem untersättigten Zustand. Der eingebrachte Stickstoff ist dementsprechend mit der Zeit in Lösung gegangen, womit sich das freie Gasvolumen vermindert.



Messungen können diese also verfälscht werden. Weiterhin spielt der Wasserdampfpartialdruck mit steigender Temperatur des Fluids eine entscheidendere Rolle, was bei der vereinfachten Berechnung, die diesen Term vernachlässigt, zu noch größeren Abweichungen führt.

## 5.1.2 Datenauswertung und Analyse MFH2

Auch für das MFH2 sind im Anhang in Tabelle 8-6 sämtliche Versuche und Anlagenzustände aufgeführt. Der Vakuumentgaser wurde vom 30.04. bis zum 22.05.2014 an die Anlage angeschlossen, es kann aber davon ausgegangen werden, dass sich bereits ab dem 10.05.2014 keine ungelösten Gase mehr in der Anlage befanden.

### 5.1.2.1 Fehlerfreier Betrieb

Die Voraussetzungen für die Entwicklung von Algorithmen für die automatisierte Funktionsüberwachung sind bei MFH2 nicht optimal. Abbildung 5-6 zeigt den fehlerfreien Betrieb der Anlage im vollständig entgasten Zustand am 17.05.2014. Auf der linken y-Achse sind die Kollektorfeldaustrittstemperaturen ( $T_{\text{Kollektor\_Feld 1/2}}$ ), die solaren Vorlauftemperaturen ( $T_{\text{Solar\_PRI\_VL\_Feld1/2}}$ ) und eine untere und obere Speichertemperatur ( $T_{\text{Speicher 5/1}}$ ) dargestellt. Die rechte Achse zeigt die Volumenströme im solaren Primär- und Sekundärkreis ( $V_{\text{Solar\_PRI/SEK}}$ ).

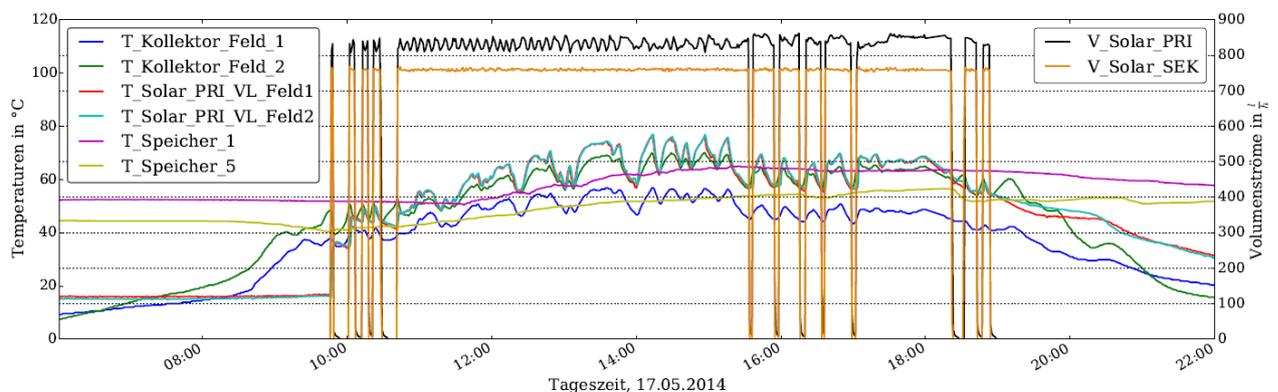


Abbildung 5-6: Fehlerfreier Betrieb von MFH2

Wie zu sehen ist, existiert eine deutliche Differenz zwischen den beiden Kollektortemperaturen. Auf Nachfrage bei der Firma Fsave ergab sich, dass ein Kollektorfühler bei der Montage des Kollektorfelds nicht richtig angebracht wurde und deswegen eine niedrigere Temperatur anzeigt. Die zusätzlich abgebildeten, solaren Vorlauftemperaturen (türkise und rote Linie) legen nahe, dass auch der zweite Temperaturfühler nicht optimal sitzt. Zwar liegen hier die Signale deutlich näher, als an der Temperatur von Feld 1 (blaue Linie), es existiert aber dauerhaft eine erkennbare Abweichung.

Trotz der mangelhaften Positionierung der Fühler, kann das System am betrachteten Tag einen Ertrag von  $1,14 \text{ kWh/m}^2$  über den externen WÜT abgeben. Diese Energiemenge reicht aus, um den Speicher im unteren Bereich von 40 auf knapp  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  und im oberen Bereich von

50 auf maximal 65 °C aufzuheizen. Bei einer Strahlungssumme von 1,85 kWh/m<sup>2</sup> ergibt sich so ein überdurchschnittlich guter solarer Nutzungsgrad von 62 %. Der Volumenstrom im Primärkreis liegt bei etwa 800 bis 850 l/h, der Sekundärkreis wird mit konstant 760 l/h betrieben.

Wie bei MFH1 ist auch hier ein Globalstrahlungssensor und ein Pyranometer installiert. Letzteres ist allerdings erst seit Anfang Juli 2014 an die Datenerfassung angeschlossen und kann für die davor liegenden Zeiträume nicht zur Untersuchung genutzt werden. Weiterhin fiel bei genauerer Betrachtung der Messdaten beider Strahlungssensoren auf, dass diese täglich ab ca. 17:00 Uhr verschattet werden. Zusätzlich ist der Außentempersensoren bei MFH2 ebenso angebracht wie bei der ersten Demonstrationsanlage und zeigt infolgedessen deutlich zu hohe Umgebungstemperaturen an.

### 5.1.2.2 Betrieb mit ungelöstem Stickstoff

Wie schon MFH1 zeigt auch das MFH2 ein deutlich anderes Verhalten, wenn freie Gase im Kollektorkreis vorhanden sind. Abbildung 5-7 zeigt einen beispielhaften Tag Ende Juni, um das gestörte Anlagenverhalten zu erläutern. Dargestellt sind wie zuvor die Kollektorfeldaustrittstemperaturen, die solaren Vorlauftemperaturen unter dem Dach, eine untere und eine obere Speichertemperatur und die Volumenströme in Primär- und Sekundärkreis (Bezeichnungen wie bei Abbildung 5-6). Auffällig ist der verminderte Volumenstrom im Primärkreis, der nur bei ungefähr 80 % des Durchflusses im ungestörten Betrieb liegt und zwischenzeitig sogar komplett zum Erliegen kommt. Dieser kurzfristige Anlagenstillstand ist nicht auf einen Hochttemperaturschutz in der Regelung zurückzuführen, da in diesem Fall auch der Sekundärkreis abgeschaltet werden würde.

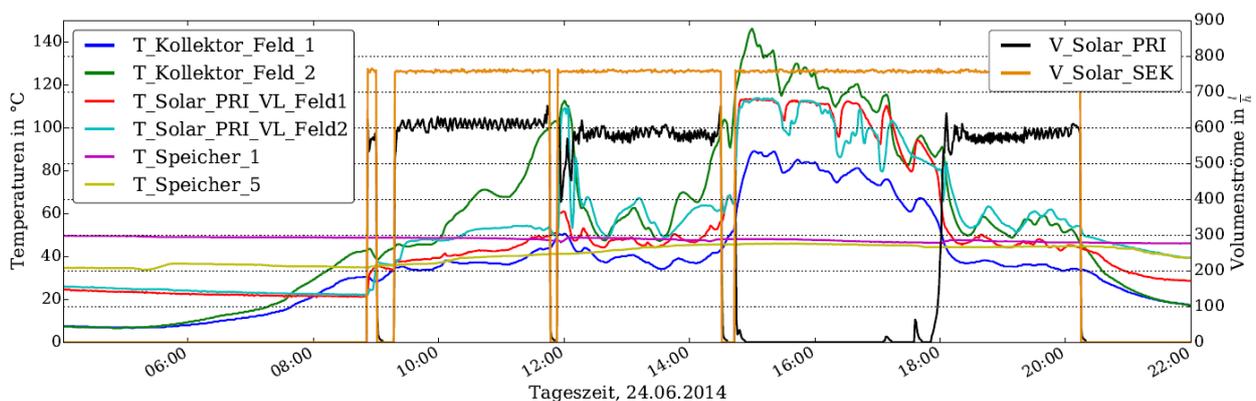


Abbildung 5-7: Betrieb von MFH2 mit Stickstoff

Auch an den Austritts- bzw. Vorlauftemperaturen der beiden Kollektorfelder lässt sich ein gestörtes Verhalten beobachten. Wie bereits angesprochen, sitzt der Temperaturfühler in Feld 1 nicht richtig und gibt deswegen einen zu niedrigen Wert aus, die Differenz zwischen den beiden Austrittstemperaturen stieg jedoch im ungestörten Betrieb nicht über 10 bis 15 K an. Am dargestellten Tag erhöht sich die Abweichung jedoch auf über 60 K. Auch an den solaren Vorlauftemperaturen ist erkennbar, dass die Kollektorfelder unterschiedlich

durchströmt werden. Lagen die Temperaturen am 17.05.2014 übereinander, so zeigt sich jetzt ein Unterschied von bis zu 20 K.

Ungeachtet des gestörten Systemverhaltens schafft es die Anlage, den Speicher im unteren Bereich von 35 °C auf ungefähr 45 °C aufzuheizen, während in den oberen Speicherabschnitt keine Energie eingebracht wird. Bei einer Strahlungssumme von 2,76 kWh/m<sup>2</sup> sind so lediglich 0,80 kWh/m<sup>2</sup> Solarenergie an den Sekundärkreis und damit an den Speicher abgegeben worden. Wegen der deutlichen Störungen des Systemverhaltens, kann somit nur ein Nutzungsgrad von ungefähr 29 % erzielt werden. Unter den gegebenen Randbedingungen arbeitet die Solaranlage damit schlechter, als an vergleichbaren Tagen im entgasten Zustand.

### 5.1.2.3 Durchgeführte Messungen

Abbildung 5-8 zeigt die durchgeführten Versuche an der Solarthermieanlage in MFH2 (ausführlichere Darstellung im Anhang in Tabelle 8-5 und Tabelle 8-6). Auch hier wurde Stickstoff in unterschiedlichen Mengen in die Anlage eingebracht, um das Verhalten des Systems bei bestimmten Volumina erfassen zu können.

Auffällig bei den Gasmengen ist, wie bereits zuvor, dass diese anfänglich abfallen. Anders als bei MFH1 ist bei dieser Anlage jedoch bekannt, dass ein Luftabscheider in der Nähe der Solarstation bis zum 20.06.2014 nicht absperrbar war. Hier wurde eine entsprechende Vorrichtung nachgerüstet, womit die im Weiteren eingebrachten Gasvolumen nicht mehr abgeführt werden konnten.

Nachdem das Anlagenverhalten vom 20.06. bis zum 01.07.2014 mit einer mittleren Stickstoffmenge aufgezeichnet wurde, sollte im Anschluss eine größere Gasmenge in das System eingebracht werden. Diese Maßnahme geschah zur Überprüfung der Luftdichtigkeit des Solarkreises. Infolge des sehr großen Gasvolumens ab dem 01.07.2014, konnte die Primärkreispumpe keinen Volumenstrom aufbauen, womit der Solarkreis dauerhaft stagnierte. Da der eingebrachte Stickstoff trotz langer Stillstandsphasen im System verblieb (im Gegensatz zum Verhalten bei MFH1), musste die Gasmenge am 17. und 30.07.2014 deutlich verringert werden. Erst durch die Reduzierung des Volumens auf unter 7 l konnte die Anlage auf normalem Betriebsdruck einen Umlauf erzeugen.

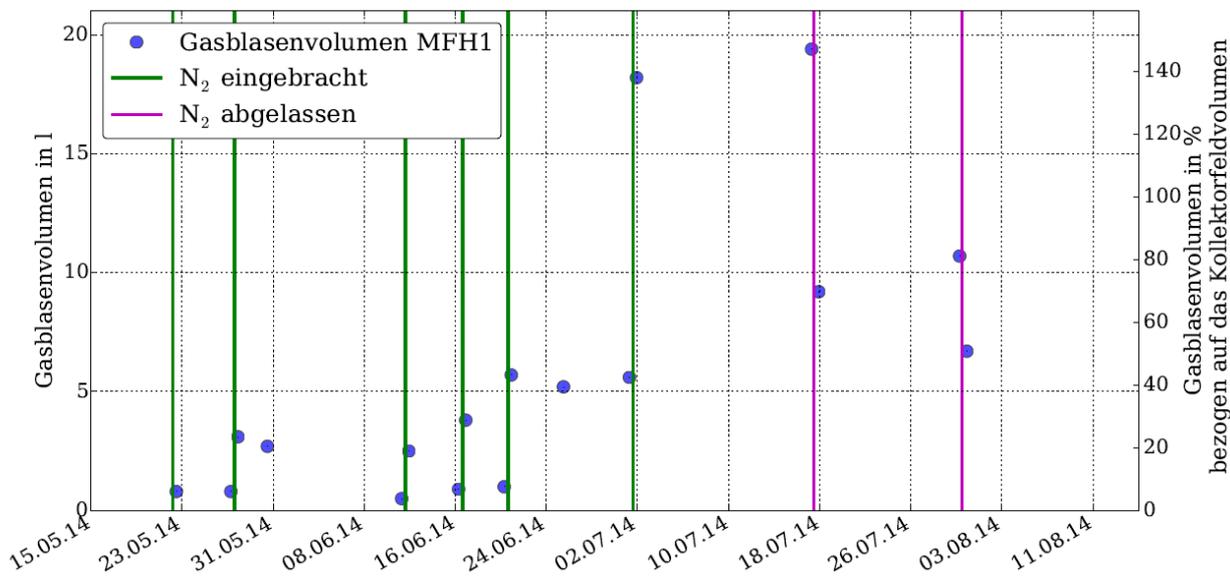


Abbildung 5-8: Durchgeführte Messungen und Experimente an MFH2

### 5.1.3 Vergleich MFH1 ↔ MFH2

Während der Versuchsdauer wurden unterschiedliche Gasmengen in die Demonstrationsanlagen eingebracht. Da sich die Größe des Volumens, das jeweils in die Anlage gelangt, bei den Versuchen nicht exakt einstellen ließ, stimmen die Messpunkte für die Großanlagen leider nicht überein. Es lässt sich also bisher noch keine allgemeine Aussage treffen, ab welcher Luftmenge bei solarthermischen Anlagen mit welchen Störungen des Betriebs gerechnet werden kann. Folgende Beobachtungen konnten jedoch bisher gemacht werden:

- MFH1 und MFH2 neigen ab einer Stickstoffmenge von 5...6 l dazu, in Stagnation zu gehen (obwohl Wärmebedarf vorhanden ist). Wo der Schwellenwert genau liegt und von welchen Anlagenspezifika er abhängt, muss weiter untersucht werden.
- MFH2 steht ab einem freien Gasvolumen von >7 l (ca. 50 % des Kollektorfeldvolumens) komplett still.
- Auch MFH1 zeigt Tendenzen, bei mehr als 6 l Stickstoff keinen Durchlauf mehr aufbauen zu können. Aufgrund der erst spät gefundenen Ursache für die „Luftundichtigkeit“ der Anlage muss die Datengrundlage hier allerdings erst erweitert werden, um eine gesicherte Aussage treffen zu können.
- Das generelle Verhalten der Anlagen MFH1 und MFH2 unter Einfluss freien Stickstoffes ist sehr ähnlich. Beide Systeme zeigen die Auswirkungen, die Luft auf den Volumenstrom insgesamt und in den Teilfeldern hat, und, dass daraus Temperaturasymmetrien und andere Fehlzustände der Anlage folgen.

### 5.1.4 Kleinanlagen Uni Kassel

Neben den Demonstrationsanlagen wurden auch Experimente an Laboranlagen der Universität Kassel durchgeführt. Hierzu standen ein Flachkollektor und ein Vakuumröhren-

kollektor zur Verfügung, welche parallel einen kleinen Speicher mit internen Wärmeübertragern beladen (siehe Abbildung 5-9).

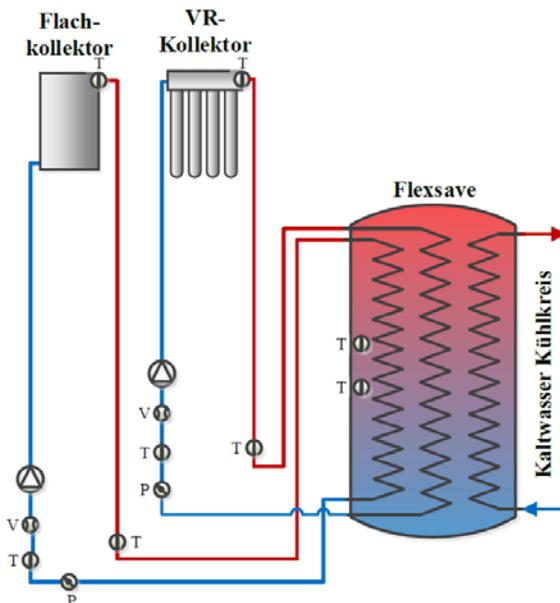


Abbildung 5-9: Hydraulik der Laboranlagen der Uni Kassel. Der Flach- und VR-Kollektor arbeiten parallel über jeweils eine Solarstation auf interne Wärmeübertrager in einem drucklosen 240 l Speicher. Die Anlagen wurden, wie im Schema dargestellt, mit einer umfangreicheren Sensorik ausgestattet, um im Projekt genutzt zu werden. (T – Temperatursensor, V – Volumenstromsensor, P – Drucksensor)

Um für das Projekt genutzt werden zu können, wurden die Anlagen mit einer erweiterten Sensorik und neuen Reglern mit Logging-Funktion ausgestattet.

Der für die Experimente eingesetzte Flachkollektor EURO-C20 der Firma Wagner & Co Solartechnik GmbH hat eine Aperturfläche von 2,39 m<sup>2</sup>. Die Regelung des Solarsystems übernimmt der Systemregler DeltaSol MX von Resol. Der Solarkreis wird mit einer per Pulsweitenmodulation drehzahlgeregelten Pumpe betrieben, die einen Durchfluss von ungefähr 250 l/h bewerkstelligen kann. Der maximale spezifische Volumenstrom liegt bei ca. 100 l/(m<sup>2</sup>·h) und ist damit im Vergleich zu konventionellen Anlagen sehr hoch. Der Kollektor fasst ein Fluidvolumen von 1,3 l, der Absorber ist als Harfe ausgeführt

Die zweite Wärmequelle, der Vakuumröhrenkollektor der Firma TASOL Solartechnik mit einer Kollektorfläche von ca. 2,03 m<sup>2</sup>, wird mit dem Solarregler BS500 von Bosch angesteuert. Um zusätzliche Sensoren loggen zu können ist hier weiterhin das Ergänzungsmodul BS500E angeschlossen. Neben der Kollektorfläche, dem optischen Wirkungsgrad und dem linearen Verlustkoeffizienten sind von dieser Solaranlage, auch auf Nachfrage beim deutschen Vertrieb des Herstellers, keine weiteren Kennwerte bekannt. Aus diesem Grund liegt der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen für Kleinanlagen auf dem System mit Flachkollektor. Sofern einfache Merkmale, wie bspw. der Volumenstrom, untersucht werden, geschieht dies jedoch auch für den Vakuumröhrenkollektor.

#### 5.1.4.1 Fehlerfreier Betrieb

Wie bereits bei MFH1 und MFH2, wird nun der Betrieb der Flachkollektor-Laboranlage genauer betrachtet. Abbildung 5-10 zeigt die Verläufe der Kollektor- und Speichertemperatur, des Reglersignals und des Volumenstroms ( $V'_{Solar}$ ) im Solarkreis für den ungestörten Betrieb am 09.06.2014. Der Solarspeicher befindet sich zu Beginn des Beladevorgangs bereits auf über 60 °C. Die Solaranlage kann über den Tag eine Energiemenge von 2,6 kWh/m<sup>2</sup>

einbringen, der Speicher wird von beiden Anlagen auf knapp 80 °C aufgeheizt. Bei einer Strahlungssumme von 6,8 kWh/m<sup>2</sup><sup>16</sup> ergibt sich somit ein solarer Nutzungsgrad von 38 %.

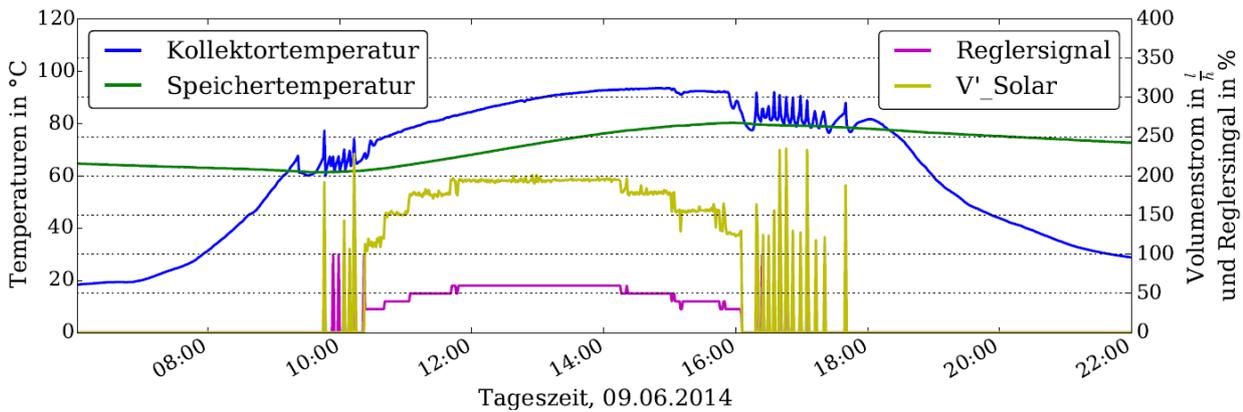
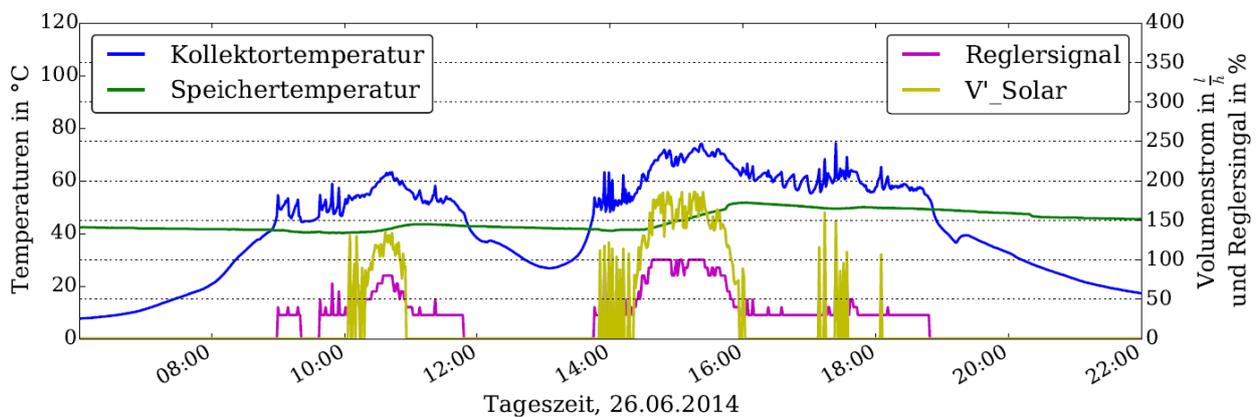


Abbildung 5-10: Fehlerfreier Betrieb der Flachkollektor-Laboranlage

Durch die durchgängig hohen Speichertemperaturen, wird die Pumpe über den Tag mit maximal 60 % des maximalen Durchflusses angesteuert. Dieser Betriebspunkt wird am Mittag über zwei Stunden konstant eingehalten und ergibt einen Volumenstrom von ca. 200 l/h. Bei allen Drehzahlstufen, die angefahren werden (minimal 30 %, Reglerparameter), stellt sich ein nahezu konstanter Durchfluss ein.

#### 5.1.4.2 Betrieb mit ungelöstem Stickstoff

Beim Betrieb der Flachkollektoranlage mit Stickstoff fällt zunächst auf, dass oftmals ein Regelsignal vorhanden ist, ohne das ein Durchfluss zustande kommt. Weiterhin ist der Volumenstrom auch bei gleichbleibender Pumpendrehzahl deutlich schwankender und insgesamt vermindert. Im fehlerfreien Betrieb wurde bereits bei 60 % der Maximaldrehzahl ein Volumenstrom von 200 l/h erreicht, hierzu reicht am dargestellten Tag auch die maximale Leistung nicht aus.



<sup>16</sup> Die genauere Betrachtung der Strahlungsmesswerte hat ergeben, dass der Messbereich des Sensors scheinbar nur bis 980 W/m<sup>2</sup> geht. Bei sehr strahlungsreichen Tagen kann dies im Folgenden zu Abweichungen führen.

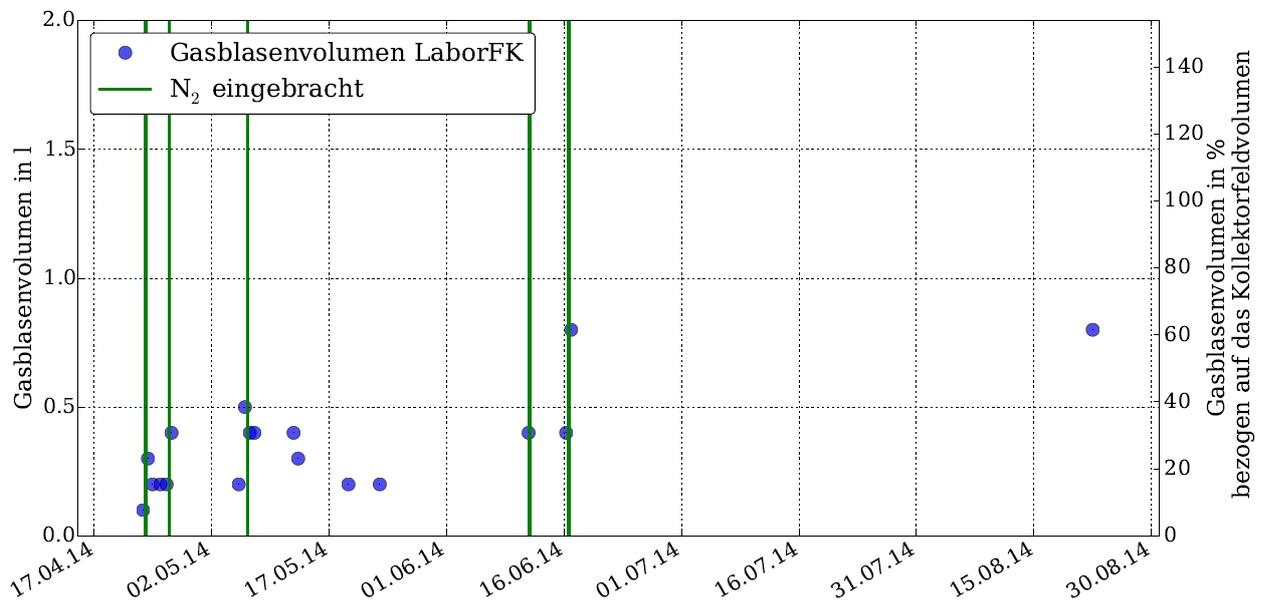
**Abbildung 5-11: Betrieb der Flachkollektor-Laboranlage mit Stickstoff**

Am vorliegenden Tag Ende Juni 2014 konnte die Solaranlage trotz der Störung einen Ertrag von  $1,0 \text{ kWh/m}^2$  erzielen, was bei einer Strahlungssumme von  $3,3 \text{ kWh/m}^2$  einen Nutzungsgrad von 30 % ergibt. Dieser ist für den Betrachtungszeitraum mit hohem Diffusstrahlungsanteil und relativ hoher Speichertemperatur von  $> 40 \text{ }^\circ\text{C}$  plausibel und deutet zunächst nicht weiter auf eine Störung hin.

### 5.1.4.3 Durchgeführte Messungen

Die Laboranlage fungierte für die vorliegende Arbeit zunächst als Versuchsanlage für die generelle Methodik der Gasblasenkontrolle und, um zu sehen, wie am besten Stickstoff in Solarkreise eingebracht wird. Aus diesem Grund sind die Messwerte und Stickstoffmengen willkürlicher verteilt als bei MFH1 und MFH2. Abbildung 5-12 stellt die Experimente und Messungen dar. Wie zu erkennen ist, scheint auch die Flachkollektoranlage anfänglich Gas zu verlieren. Zurückzuführen ist dieses Verhalten auf Entlüfter, die zunächst nicht absperrenbar in die Anlage eingebaut waren. Zusätzliche Kugelhähne wurden erst am 23.05.2014 nachgerüstet, ab diesem Datum bleibt eine eingebrachte Gasmenge im System erhalten.

Insgesamt wurden dem System kleinere Gasmengen (absolut) mit  $0,1 \dots 0,8 \text{ l}$  zugeführt, was ungefähr 8...60 % des Kollektorvolumens entspricht. Eine vollständige Auflistung der einzelnen Messwerte ist im Anhang in Tabelle 8-7 einzusehen.

**Abbildung 5-12: Durchgeführte Messungen und Experimente an der Flachkollektor-Laboranlage**

Auch in die Laboranlage mit Vakuumröhrenkollektor wurden verschiedene Stickstoffvolumina eingebracht. Da die Kollektorkennwerte (z.B. das Fluidvolumen) jedoch unbekannt sind, wird an dieser Stelle auf eine Darstellung der Messpunkte verzichtet. Die durchgeführten Messungen sind in Tabelle 8-8 im Anhang aufgeführt.

### 5.1.5 Vergleich Klein- ↔ Großanlagen

Die deutlich abweichenden Hydraulik schemata der Groß- und Kleinanlagen machen einen Vergleich der auftretenden Merkmale der Solarkreise unter Einfluss freier Gase schwierig.

In Bezug auf die Versuchsdurchführung ergeben sich keine Unterschiede zwischen Klein- und Großanlagen. Allgemeine Aussagen zum Verhalten der Anlagen unter Einfluss von freien Gaspolstern im System lassen sich derzeit leider noch nicht treffen. Hierzu müssen weitere Versuchsreihen durchgeführt werden. Bisher scheinen die Kleinanlagen jedoch robuster auf Störungen zu reagieren: Während MFH1 und MFH2 i.d.R. nicht wieder anliefen, wenn große Stickstoffvolumen eingebracht wurden, schafften es beide Kleinanlagen nach kurzzeitigem Stillstand wieder einen Durchfluss aufrecht zu erhalten (bei gleichbleibendem Gasvolumen). Bei den Demonstrationsanlagen haben Gasvolumina von 25 % (MFH1) und 40 % (MFH2) des Kollektorfeldvolumens zu Stagnation geführt. Die Flachkollektor-Laboranlage hingegen geht auch bei 60 % nicht regelmäßig in Stillstand. Diese Beobachtungen beruhen bisher noch auf wenigen Anlagenzuständen und müssen eingehender untersucht werden.

### 5.1.6 Diskussion der Ergebnisse

Die Analyse der Messdaten hat einige interessante Merkmale und Symptome ergeben, im Folgenden noch einmal kurz beschrieben und diskutiert werden sollen.

Durch freie Gase in Solarsystemen wird unmittelbar der Volumenstrom beeinflusst. Es hat sich gezeigt, dass der Durchfluss der Anlage insgesamt vermindert wird und deutlich im Betrieb schwankt. Auf dieser Basis kann eine Funktionskontrolle über Vergleich der Messwerte mit Auslegungsparametern oder mit dem Volumenstrom im Sekundärkreis aufgebaut werden. Für den Fall, dass derartige Anlageninformationen nicht zur Verfügung stehen, kann eine Überprüfung anhand eines (berechneten) maximalen Volumenstroms stattfinden. Dieser theoretische Wert ist besonders bei Anlagen mit drehzahlvariablen Pumpen interessant. Weiterhin ist die Betrachtung der Durchflussschwankungen im Anlagenbetrieb mit freien Gasen interessant und kann Hinweise auf unglöste Luft in Solarkreisen geben.

Zusätzlich verursachen freie Gasblasen in großen Solaranlagen mit parallelen Kollektorfeldern oftmals eine ungleichmäßige Durchströmung der Teilfelder. Als direkte Folge hieraus ergeben sich unterschiedliche Austrittstemperaturen an den einzelnen Strängen. Diese Kollektor(feld)austrittstemperaturdifferenzen stellen ein weiteres interessantes Merkmal zur Fehlerdetektion dar. Die Unterschiede zwischen den Austrittstemperaturen im fehlerfreien Anlagenbetrieb lagen bei den betrachteten Messwerten unter 10 K. Bei Beeinflussung durch freie Gase stiegen sie jedoch auf bis zu 50 K an. Voraussetzung für die Detektion über die Temperaturdifferenz ist allerdings, dass zunächst mehrere parallele Felder bzw. Kollektoren existieren, welche jeweils mit einem Temperaturfühler ausgerüstet sind, was nicht dem derzeitigen Stand der Technik entspricht. Zwar bestehen große Solaranlagen (mit mehr als 10 Modulen) in der Regel aus mehreren Teilfeldern, diese haben jedoch nicht zwangsläufig einen eigenen Sensor. Da die Messstelle häufig entweder im Kollektor selbst

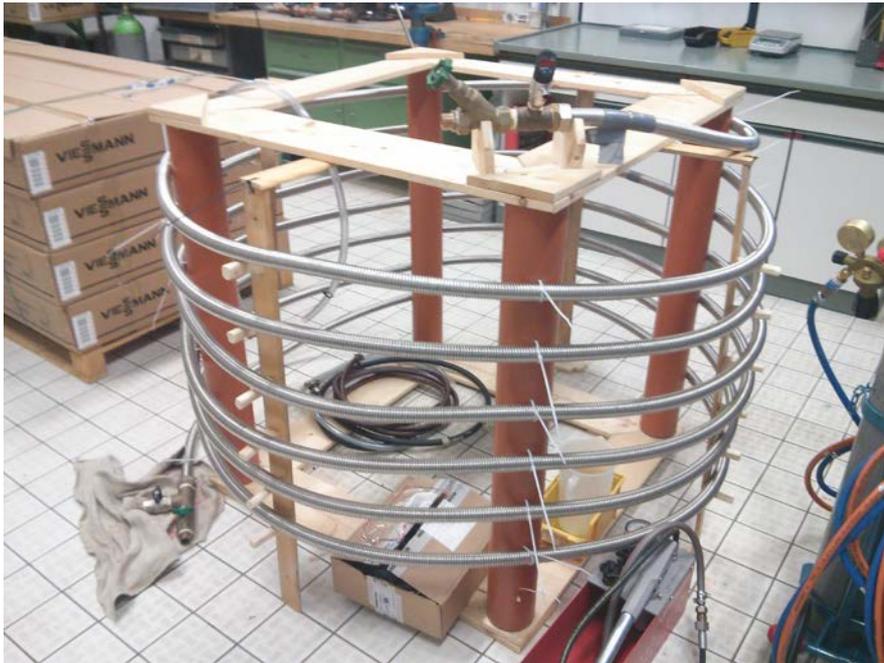
vorgesehen ist, oder über eine Tauchhülse im Rohr ausgeführt wird, sind die zusätzlichen Kosten für einen Temperaturfühler je Feld allerdings sehr klein.

Überschreitet das vorhandene Gasvolumen einen bestimmten Grenzwert, kann kein Umlauf mehr im Solarkreis erzeugt werden. Da die Anlage in diesen Fällen trotz vorhandenen Pumpensignals komplett still steht, ist die algorithmenbasierte Detektion besonders einfach. Bei den durchgeführten Untersuchungen hat sich gezeigt, dass der gasbedingte Stillstand bei den Großanlagen ungefähr bei 6...7 l Gas im System einsetzt. Neben dem kompletten Anlagenstillstand durch zu hohe Druckverluste im System, weisen auch allgemein vermehrte Stagnationsphasen auf Luft im Kollektorkreis hin. Die Analyse der Messdaten hat ergeben, dass die ungleichmäßige Durchströmung von Teilfeldern zu einer Überschreitung der reglerinternen Maximaltemperaturgrenzwerte führen kann, wodurch sich die Stagnationszeiten insgesamt deutlich erhöhen. Auch das ist ein interessantes Symptom, welches einfach zur automatisierten FDD genutzt werden kann.

Zusätzlich ist der solare Ertrag der jeweiligen Systeme unter Einfluss freier Gase überprüft worden. Dies geschah einerseits mithilfe von TRNSYS-Modellen der jeweiligen Systeme und andererseits anhand einfacher mathematischer Kollektor(kreis)modelle (Input/Output-Verfahrens des ISFH). Es hat sich gezeigt, dass es mit der gewählten Methoden möglich ist, die täglichen Erträge der untersuchten Systeme im fehlerfreien Zustand mit einer Abweichung von < 15...20 % vorherzusagen. Da die Systeme unter Einfluss freier Gase im Betrieb deutlich gestört sind, führt dies zu erheblich größeren Differenzen. Auch die Ertragskontrolle kann also zur Funktionskontrolle in Bezug auf Luft in Solarkreisen verwendet werden.

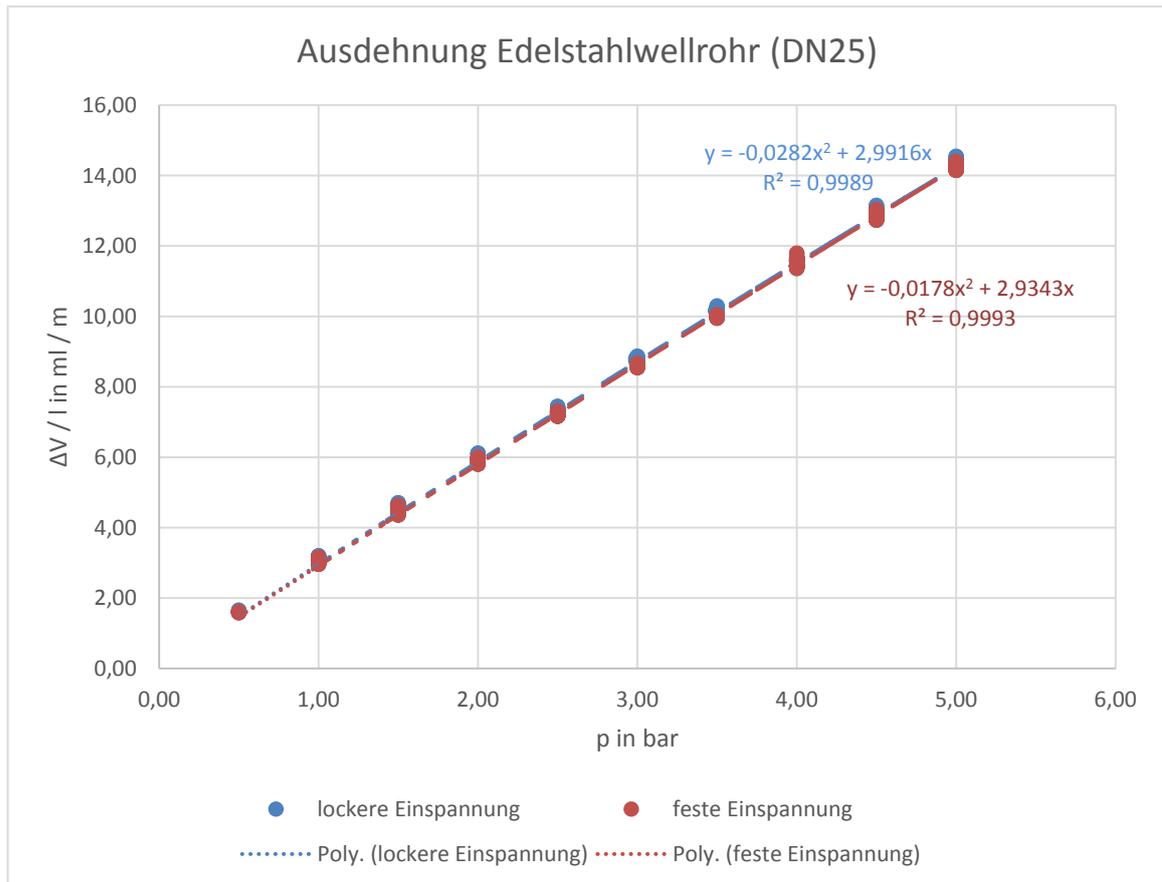
## 5.2 Ausdehnung von Edelstahl-Wellrohr

Bei der Untersuchung von Solarkreisen unter Einfluss ungelöster Gase wurde die Gasblasenkontrolle der TU Dresden zur Bestimmung des Stickstoffvolumens genutzt. Bei dem vereinfachten Verfahren der GBK wird zunächst die Ausdehnung der Komponenten im Solarkreis vernachlässigt. Dies schien besonders in Bezug auf das verwendete Edelstahlwellrohr zu einer Verfälschung des Ergebnisses zu führen. Aus diesem Grund wurde an der Universität Kassel ein Versuchsstand mit 30 m Wellrohr DN25 aufgebaut (siehe Abbildung 5-13), um die Ausdehnung des Wellrohrs bei Druckbeaufschlagung zu ermitteln.



**Abbildung 5-13 : Versuchsstand Ausdehnung Edelstahlwellrohr**

Der Messstand besteht grundsätzlich aus 30 m Wellrohr, welches mit kontinuierlicher Steigung verlegt wurde und an vier Pfosten befestigt ist. Vor der Versuchsdurchführung wurde das Rohr mit Leitungswasser mit ausreichender Geschwindigkeit gespült. Dann wurde - analog zur Methode zur Gasblasenkontrolle – der Druck im System mit einer Handpumpe erhöht, bis ein definierter Anfangs-Überdruck  $p_1$  (GBK:  $p_2$ ) herrschte. Anschließend wurde (über eine Gewichtsmessung) diejenige Wassermenge bestimmt, die abgelassen werden muss, bis sich ein vorgegebener Enddruck  $p_2 < p_1$  (GBK:  $p_{1*} < p_2$ ) einstellt. Der Anfangsdruck wurde dabei in Schritten von 0,5 bar erhöht. Zu jedem Anfangsdruck ist auch der zu erreichende Enddruck in Schritten von 0,5 bar bis 1 bar variiert worden, wobei die Differenz zwischen Anfangs- und Enddruck in Folge stets zunahm. Jede Messung zwischen zwei festen Druckniveaus wurde außerdem in der Regel fünfmal wiederholt. Die gesamte Versuchsreihe wurde einmal bei fest eingespanntem Wellrohr und zusätzlich noch einmal bei etwas lockerer Einspannung durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Befestigung (in der vorhandenen Geometrie) keinen signifikanten Einfluss auf die Ausdehnung des Wellrohrs hat. Um zu verhindern, dass das gefüllte Wellrohr zwischen den Aufhängungspunkten zu stark durchhängt und die entstehenden Spannungen im Rohr die Ausdehnung verfälschen, wurde das Rohr jeweils mittig zwischen zwei Aufhängungspunkten zusätzlich unterstützt, ohne jedoch die horizontale Bewegung einzuschränken. Insgesamt wurden so über 400 Messungen durchgeführt.



**Abbildung 5-14 : Ergebnisse der experimentellen Untersuchung der Ausdehnung von Edelstahlwellrohr (30 m, DN 25)**

Die Messergebnisse deuteten systematisch auf einen leicht nichtlinearen Zusammenhang zwischen Druck und Volumenausdehnung des Wellrohrs hin. Deshalb wurden für die Auswertung in einem ersten Schritt nur alle Messungen, die von beliebigem Anfangsdruck auf Enddruck nahe 0 bar gehen, verwendet, um über einen quadratischen Fit mit Randbedingung  $\Delta V(p=0)=0$  eine erste Schätzung des Zusammenhangs  $\Delta V(p)$  zu erhalten. Anhand dessen wurde dann für alle Messungen mit Enddruck  $p_2 > 0$  bar die Volumenausdehnung  $\Delta V(0 \rightarrow p_2)$  berechnet, die zu der gemessenen Volumendifferenz  $\Delta V(p_1 \rightarrow p_2)$  addiert wird und somit die gesamte Volumenausdehnung  $\Delta V(0 \rightarrow p_1)$  abschätzt.

Die in dieser Weise erhaltenen Punkte sind in Abbildung 5-14 dargestellt. Sie liegen sehr gut auf einer Kurve (obwohl keine Iteration für  $\Delta V(p)$  vorgenommen wurde). Die leichten Streuungen bilden somit den Bereich der Unsicherheit ab, der sich aus allen Messungen insgesamt ergibt. Anhand aller Messpunkte wurden quadratische Fits erstellt, deren Formeln in Abbildung 5-14 ebenfalls angegeben sind.

Insgesamt zeigt sich, dass das Volumen des verwendeten DN25-Edelstahlwellrohres bei Druckbeaufschlagung um knapp 3 ml/(bar·m) wächst. Dabei haben die unterschiedlich festen Einspannungen keinen nennenswerten Einfluss. Im Rahmen der durchgeführten

Versuchsreihen konnte auch keine signifikante Änderung dieser Ausdehnungscharakteristik (durch weitere plastische Verformung) nachgewiesen werden<sup>17</sup>.

Für die Versuchsanlagen mit Rohrleitungslängen von 55 und 70 m ergeben sich so Abweichungen der Messungen von 165..210 ml/bar. Die GBKs zur Kontrolle der eingebrachten Stickstoffvolumina wurden meistens von 5 auf 2 bar durchgeführt. Mit der Druckdifferenz von  $\Delta p = 3$  bar ergeben sich somit knapp 500 ml für MFH1 und 650 ml für MFH2. Dieses Volumen liegt in derselben Größenordnung, wurde aber in den durchgeführten Experimenten durch Einsatz eines Vakuumentgasers zur Ermittlung des „Offsets“ zumindest berücksichtigt.

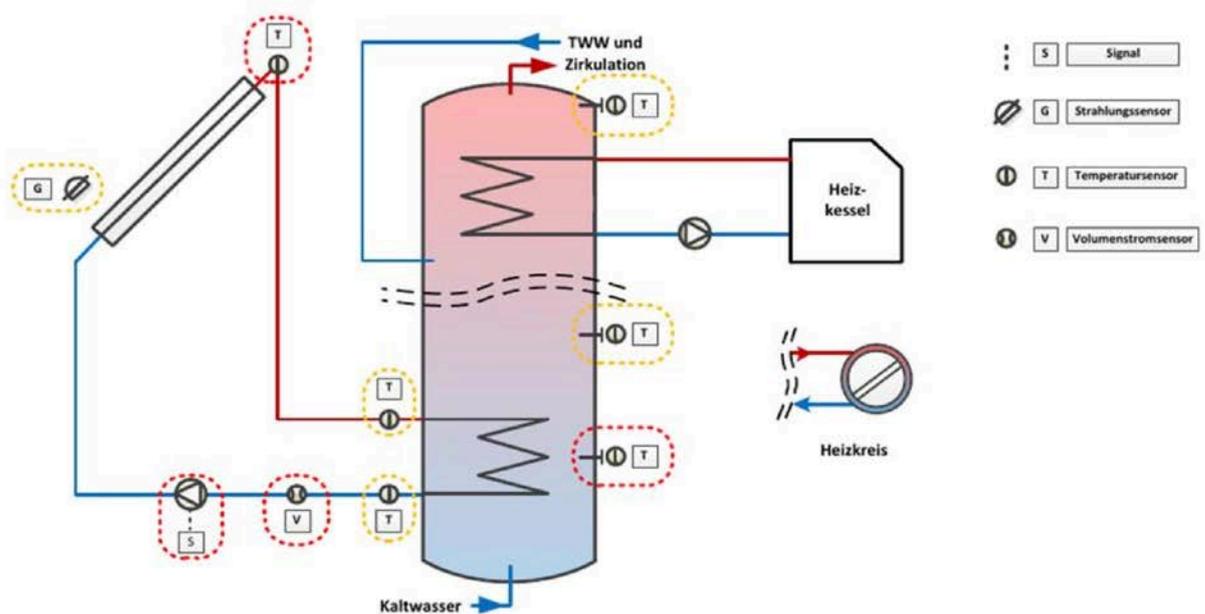
---

<sup>17</sup> Evtl. findet bei den allerersten Druckbeaufschlagungen (z.B. beim Spülen) bereits eine irreversible Verformung statt. Da diese Messungen mit unbenutzten Wellrohren jedoch nicht einfach wiederholt werden konnten und wir außerdem am Dehnungsverhalten des Wellrohrs bei wiederholten Gasblasenkontrollen interessiert waren, wurde das an dieser Stelle nicht näher untersucht.

## 6 FDD-Programm

Während zunächst Fehlerdetektionsalgorithmen entwickelt werden sollten, die auch in Reglern ausgeführt werden können, verschob sich der konzeptuelle Fokus im Laufe des Projekts hin zu einer zentralen, serverbasierten Auswertung. Die Messdaten werden dabei per Datenfernübertragung an einen Server geschickt und dort mit den jeweils aktuellsten Algorithmen auf Fehler untersucht. Das Analyseergebnis könnte dann unterschiedlichen Nutzergruppen zur Verfügung gestellt werden. Vorteile einer zentralen Auswertung sind leichtere Aktualisierbarkeit sowie die Möglichkeit, auch komplexere und auf statistischen Daten basierende Auswertungen vorzunehmen.

Die Entwicklungsarbeit gliederte sich deshalb in zwei Teile: Zum einen musste eine FDD-Rahmensoftware entworfen werden, welche in der Lage ist, sich automatisch an die jeweiligen Gegebenheiten der zu untersuchenden Anlage anzupassen und die unter diesen Randbedingungen ausführbaren Fehlerdetektionsalgorithmen auszuwählen. Dazu musste u.a. ein Konzept erarbeitet werden, wie angesichts der komplexen Verhältnisse (durch unterschiedliche Hydrauliken, Sensoriken und anderen Randbedingungen zur Gültigkeit von Algorithmen) ein Informationsaustausch organisiert werden kann, der all diese Aspekte berücksichtigt. Der aktuelle Stand der FDD-Rahmensoftware wird in Kapitel 6.2 vorgestellt.



**Abbildung 6-1: Standardsensorik.** Die rot eingekreisten Sensoren bilden die Minimalsensorik, durch Hinzunahme der gelb eingekreisten Sensoren ergibt sich die erweiterte Sensorik

Zum anderen wurden parallel dazu Algorithmen entwickelt, die ausgewählte, wichtige Fehlerbilder behandeln (Kapitel 6.3). Sie greifen in der Regel auf eine mit den Industriepartnern abgestimmte erweiterte Standard-Sensorik zurück, die in Abbildung 6-1 dargestellt ist. Im Falle des wichtigen Fehlerbilds „Luft im Solarkreis“, das auch im Fokus des Projekts stand, war die notwendige Sensorik auch Gegenstand der Untersuchungen und wird dort näher erörtert.

## 6.1 Standardisierte Sensor- und Messwertnamen

Für eine automatisierte Fehlerdetektions- und –diagnosesoftware ist die eindeutige Bezeichnung von Sensoren und Messwerten unabdingbar, da diese die Grundlage für sämtliche Algorithmen bilden. Die systematische Methode zur Namensgenerierung und Positionsidentifikation [Shahbazfar 2011] sieht vier Positionsattribute vor und soll im Folgenden kurz beschrieben werden.

In einem ersten Schritt (Attribut 1) wird das betrachtete System in funktionale Bereiche (hydraulische Kreise, Kollektorfeld und Speicher) unterteilt. Hierbei konnten zunächst elf Bereiche identifiziert werden, welche in Tabelle 6-1 aufgeführt sind, das Konzept ist jedoch erweiterbar.

**Tabelle 6-1: Funktionale Bereiche zur Unterteilung von Systemen, Positionsattribut 1**

1	(Solar-)Primärkreis	7	TWW-Entladekreis
2	(Solar-)Sekundärkreis	8	Raumheizungskreis (RH)
3	Speicher	9	RH-Entladekreis
4	Nachheizkreis	10	Verteilnetz
5	Nachheizbeladekreis	11	Zirkulationskreis
6	TWW-Pfad		

Das zweite Positionsattribut spezifiziert das Referenzelement für den zu benennenden Sensor bzw. Messwert. Als Referenzelemente können generell Komponenten des Hydraulikkreises wie z.B. eine Pumpe oder ein Wärmeübertrager fungieren. Diese Angabe wird im dritten Schritt um ein weiteres Attribut ergänzt, welches die Lage zum Referenzelement angibt. Im Falle der Pumpe wäre dies bspw. „Ein“ bzw. „Aus“ (stellvertretend für Ein- und Auslauf), für Umgebungstemperaturen ist auch „Umgebung“ möglich. Um Bypässe und Strahlungssensoren korrekt erfassen zu können, sind weiterhin „Rückleitung Bypass“ und „Kollektorebene“ als Attribute möglich. Für Temperatursensoren im Speicher ist zusätzlich das Attribut „Relativhöhe“ aufgeführt.

Als letztes wird den vorherigen Spezifikationen noch der Abstand bzw. die Lage zum Referenzelement angefügt. Hierbei ist in den meisten Fällen die hydraulische Distanz angegeben. Ausnahmen bilden z.B. Umgebungstemperaturen (direkte Distanz) oder Strahlungssensoren, welche die Abweichung der Ausrichtung in Grad im Vergleich zur Kollektorebene oder zur Horizontebene angeben.

Zur Übersichtlichkeit sind die aufgezählten Positionsattribute in der folgenden Tabelle angeführt.

Tabelle 6-2: Vierstufige Angabe von Positionen n Kreisläufen und Pfaden

Positionsattribut 1 (Bereich)	Positionsattribut 2 (Referenzelement)	Positionsattribut 3	Positionsattribut 4
Primärkreis	Kollektorfeld	Ein	Abstandsbetrag
Sekundärkreis	Kollektor / Modul	Aus	Winkelangabe
Nachheizkreis	Pumpe	Rückleitung Bypass	
Nachheizbeladekreis	Wärmeübertrager	Umgebung	
TWW-Pfad	Bypass	Kollektorebene	
TWW-Entladekreis	Speicher	Horizontebene	
Raumheizungskreis	Nachheizung		
RH-Entladekreis			
Verteilnetz			
Zirkulationskreis			
Speicher	Pufferspeicher TWW-Speicher Solarspeicher	Relativhöhe	0..100 (Höhe)

Dieses vierstufige Konzept ermöglicht eine eindeutige und standardisierte Positionsangabe. Wie in der Tabelle zu sehen ist, fällt dem Speicher eine besondere Bedeutung zu, da dieser nicht nur als Referenzelement, sondern auch als Bereichsattribut verwendet werden kann. Beide Möglichkeiten sind notwendig, da zum einen bspw. Temperatursensoren im Solarkreis am oder in der Nähe des Austritts des Speichers denkbar sind. Zum anderen müssen auch (Temperatur-) Sensoren im Speicherinneren genau spezifiziert werden können. Hierzu ist als Positionsattribut 2 die Art des Speichers genauer zu bestimmen, um dann mit Attribut 3 und 4 die Lage des Sensors im Speicher anzugeben.

In großen Solaranlagen gibt es oftmals mehrere Kollektorfelder, welche jeweils aus parallelen Strängen mit seriell verschalteten Modulen bestehen. Um hier exakte Bezeichnungen erstellen zu können, muss das bisher beschriebene Konzept erweitert werden.

Tabelle 6-3: Positionsattribute im Kollektorfeld

Positionsattribut 1 (Bereich)	Positionsattribut 2 (Referenzelement A_B_C)	Positionsattribut 3	Positionsattribut 4	
Primärkreis	A	Kollektorfeld_1,2,..	Ein	Abstandsbetrag
	B	Kollektorstrang_1,2,..	Aus	Winkelangabe
	C	Modul_1,2,..	Umgebung	
		Kollektorebene		
		Horizontebene		

Mit dieser Methode zur systematischen Erstellung von standardisierten Bezeichnungen für Sensoren, können nun alle Fühler und Messgeräte genau bestimmt und bezeichnet werden. Trotzdem besteht die Möglichkeit, dass derselbe Sensor mit mehreren Bezeichnungen versehen werden kann. Die solare Rücklauftemperatur am Kollektoreintritt kann bspw. folgende Namen erhalten:

$T_{\text{Primärkreis\_Kollektorfeld\_Ein\_1m}} = T_{\text{Primärkreis\_Pumpe\_Aus\_15m}}$

Um diese Ungenauigkeiten zu vermeiden, wird die Konvention getroffen, den Sensor dem Referenzelement zuzuordnen, welches einen kürzeren hydraulischen bzw. direkten Abstand zur Messstelle hat.

Beispielhaft und zur Erläuterung des Konzepts sind im Folgenden einige Sensoren aufgeführt, welche oftmals in Solarsystemen vorkommen und z.B. für die Regelung oder die FDD eingesetzt werden.

- $T_{\text{Primärkreis\_Kollektorfeld\_Aus\_0m}}$  (Kollektorfühler)
- $T_{\text{Speicher\_Solarspeicher\_Relativhöhe\_10..30}}$  (Solarspeichertemperatur für Regelung)
- $Vd_{\text{Primärkreis\_Pumpe\_Aus\_1m}}$  (Volumenstrom im Solarkreis)
- $T_{\text{Nachheizung\_Aus\_0m}}$  (Vorlauftemperatur der Nachheizung)
- $T_{\text{Primärkreis\_Wärmeübertrager\_Ein\_0m}}$  (Solarvorlauftemperatur)
- $T_{\text{Raumheizkreis\_Speicher\_Aus\_0m}}$  (Heizungsvorlauftemperatur)

## 6.2 Software-Rahmenlösung

Das vierstufige Konzept zur Fehlerdetektion wurde bereits in Kap. 0 erläutert und ist nochmals in Abbildung 6-2 dargestellt. Die formale Trennung der einzelnen Schritte soll sich auch in der Softwareimplementierung widerspiegeln. Merkmals-, Symptom- und

Fehleralgorithmen bilden also eigenständige Funktionsmodule, die dann miteinander verknüpft werden können. So berechnet ein Merkmalsalgorithmus aus Messwerten Merkmale. Ein Symptomalgorithmus baut dann prinzipiell lediglich auf den Merkmalen auf und wird nicht Messwerte anfordern, um daraus intern noch weitere Merkmale vor einer Symptombestimmung erzeugen (ggf. müssen Zusatzinformationen wie Anlagenparameter verwendet werden). Ein Fehleralgorithmus bestimmt schließlich in der letzten Stufe den Fehler allein anhand von Symptomen. Durch diese Modularisierung wird eine einfache Pflege und Erweiterbarkeit möglich. Denn wird beispielsweise ein Merkmalsalgorithmus verbessert, profitieren automatisch alle darauf zugreifenden nachfolgenden Algorithmen. Oder es kann einfach ein weiterer Merkmalsalgorithmus hinzugefügt werden, der das gleiche Merkmal aus anderen Messwerten bestimmt und somit den Kreis der Anlagen erweitert, auf die die nachfolgenden Algorithmen angewandt werden können.

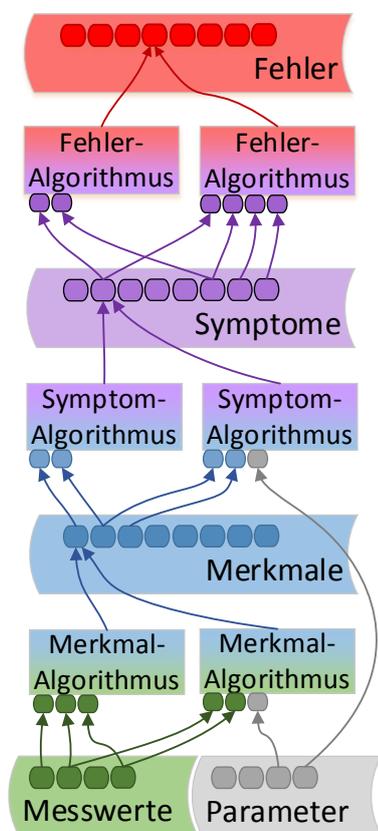


Abbildung 6-2: FDD-Schema

Damit eine solche Modularisierung funktioniert, bedarf es einheitlicher Schnittstellen, wohldefinierter Begrifflichkeiten sowie einer umgebenden Software, die die Module richtig miteinander verknüpft und dazu ihre Kombinationsmöglichkeiten strukturiert, aktualisiert und bewertet. Denn wie auch Abbildung 6-2 entnommen werden kann, kann es zu einem Merkmal, Symptom oder Fehler mehrere Algorithmen geben, und durch unterschiedliche Kombinationen ergeben sich unterschiedliche Pfade, die letztlich Aussagen zu demselben Fehler machen können. Diese Pfade müssen gefunden und hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit und Zuverlässigkeit bewertet werden. Auch muss das Vorgehen bei widersprüchlichen Ergebnissen organisiert werden. Für all diese Aufgaben ist die FDD-Rahmensoftware zuständig. Sie ist in Python objektorientiert implementiert und konzeptuell so angelegt, dass der Funktionsumfang schrittweise erweitert werden kann.

### 6.2.1 Interaktionsmodell und Schnittstellen

Damit Algorithmen problemlos und sicher miteinander verknüpft werden können, sind einheitliche Schnittstellen notwendig. Die Art und Weise, in der Informationen zwischen einzelnen Algorithmen ausgetauscht werden und wie folglich die Algorithmen zu implementieren sind, muss hierfür festgelegt werden.

Im gedanklichen Modell liefert ein Algorithmus hier stets eine Ausgabe (Merkmal, Symptom, Fehler), welche gleichzeitig die Algorithmusart definiert, und benötigt zur Ausführung einen oder mehrere Eingänge (vgl. auch Abbildung 6-2). Um aber einen nahtlosen Datenaustausch zu gewährleisten, weist die Signatur der Funktionen<sup>18</sup> (bzw. Methoden), die den Algorithmus implementieren, lediglich ein Argument auf, nämlich ein „Datenpaket“, das zwischen den einzelnen Funktionen übergeben wird. Innerhalb der Funktion wird dann die benötigte Information aus dem Datenpaket extrahiert und die Ausgabedaten am Ende als Datensatz hinzugefügt.

Natürlich muss dafür gesorgt werden, dass die benötigten Daten im Paket vorhanden sind, wenn dieses an die Funktion übergeben wird. Dazu verwaltet der Pfadsucher/Organisator Informationen über die benötigten Eingänge, die jeder Algorithmus gleich einer „Bestellliste“ bekanntgibt. Dazu muss (in gegenwärtiger Implementierung) in jedem Modul, das Algorithmen enthält, unter dem Namen moduleinfo eine Liste von Algorithmenobjekten vorhanden sein, die diese Informationen enthalten. Anhand dieser Information kann der Datenholer die benötigten Messdaten im Datenpaket ablegen. Anschließend können dann die einzelnen Algorithmen in der benötigten Reihenfolge ausgeführt werden. Dieses Interaktionsmodell ist nochmals in Abbildung 6-3 grafisch dargestellt.

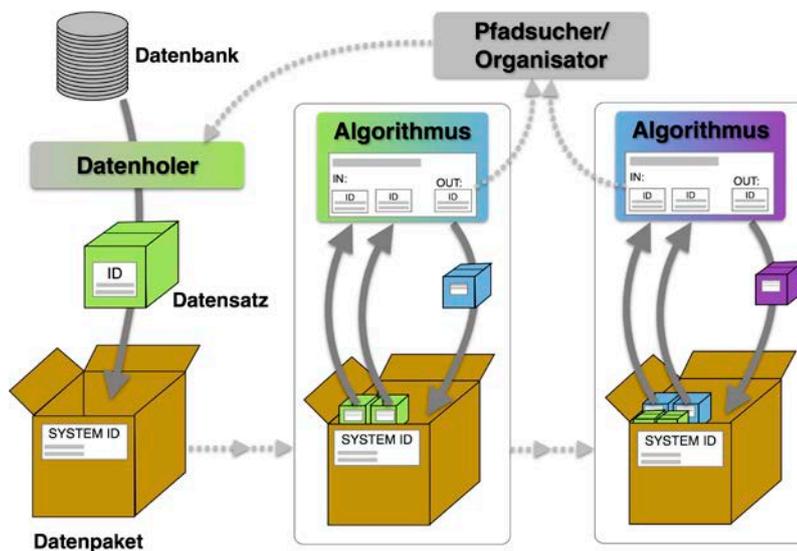


Abbildung 6-3: Interaktionsmodell der FDD-Software

<sup>18</sup> Funktion im Sinne imperativer Programmierung

## 6.2.2 Identifikation der Eingangs- und Ausgangsgrößen

Wie beschrieben, tauchen die Eingangs- und Ausgangsgrößen eines Algorithmus nicht in der Signatur als Argumente der implementierenden Funktion auf, sondern als Attribute innerhalb von Algorithmenobjekten gespeichert. Eingänge und Ausgabe werden über Eingangs- und Ausgangsobjekte identifiziert, welche über Konstruktorfunktionen mittels Schlüsselwörtern erzeugt werden. So kann beispielsweise über die Funktion „sensor“ ein Sensorobjekt mit modulinternem Namen „Tcolout“ konstruiert werden, das die Temperatur des Solarfluids am Kollektorfeldaustritt repräsentiert:

```
import solarfddframe as frm

Tcolout= frm.sensor(loop="SOLPRI",qty="T",component="COLFL",
complocinbranch="LAST",sensorpos="OUT",parbranchhandling="COMMON")
```

Die Attribute der Sensoridentifizierungsobjekte spiegeln zum einen das Namensschema nach Kap. 6.1 wider, wo Sensorortsangaben wie hydraulischer Kreis, Messgröße, Komponente und Sensorposition eingehen, sie enthalten aber auch weitere Informationen (bspw., ob bei parallelen Kollektorfeldern alle einzelnen Austrittstemperaturen benötigt werden, oder ob irgendeine Austrittstemperatur [die plausibelste bzw. genaueste] ausreicht). Die Verwendung von einzelnen Objektattributen anstelle eines fest zusammengesetzten Namens ermöglichen eine deutlich höhere Flexibilität mit situationsabhängigen Attributen und können einfacher ergänzt und geändert werden. Nicht alle Attribute sind stets anzugeben. Manche haben sinnvolle Default-Werte, andere sind ggf. in dem aktuellen Kontext nicht sinnvoll bzw. gegenstandslos.

Jeder Datensatz im Datenpaket enthält auch eine „Beschriftung“, die eindeutig identifiziert, von welcher Art bzw. von welchem Sensor die darin enthaltenen Daten sind. Wird ein Datensatz aus dem Datenpaket mittels eines Eingangsobjektes angefordert, wird letzteres mit den Beschriftungen der Datensätze verglichen, um den richtigen Datensatz zu liefern.

Sensorobjekte besitzen dazu eine aufwändige Vergleichsmethode, die auswertet, ob zwei Sensorobjekte zueinander passen, auch wenn evtl. manche Attribute unterschiedlich sind. Insbesondere bei Sensorobjekten ist für den Vergleich auch ausschlaggebend, ob das Sensorobjekt einen vorhandenen Sensor („Offer“) oder eine benötigte Eingangsgröße eines Merkmalalgorithmus („Request“) beschreibt.

Bei Merkmalen, Symptomen und Fehlern ist ein Vergleich von nachgefragten und angebotenen Objekten deutlich einfacher, da hier im Prinzip ein eindeutiger Name ausreicht. Dennoch besitzen auch diese Objekte weitere beschreibende Attribute, die die Organisation erleichtern. So wird z.B. bei Merkmalen auch ein Merkmalstyp mitgespeichert. Denn es gibt sowohl Merkmale, die nur einen einzigen Wert enthalten (z.B. gesamte Pumpenlaufzeit innerhalb des betrachteten Zeitraums oder letzter Pumpenstart), als auch solche, die für jeden einzelnen Messzeitpunkt bestimmt werden (z.B. Pumpe an) und schließlich solche, die in der Regel mehrere Werte beinhalten, die aber mit einer anderen Zeitachse bzw. mit anderen Zeitpunkten als die Messwerte verknüpft sind, z.B. 5-Minuten Mittelwerte einer Temperatur,

täglicher solarer Ertrag, tägliche Pumpenlaufzeit, etc. Eine besondere Rolle spielen hier auch die Maskenmerkmale, die für jeden Zeitpunkt bestimmt werden und dabei nur binäre Werte annehmen können (z.B. Pumpe an, es ist Tag). Diese Maskenmerkmale können verwendet werden, um unbenötigte Messwerte auf einfache Art auszublenden. Masken können auch logisch miteinander verknüpft werden (z.B. betrachte nur Messwerte, für die gilt: es ist Tag UND die Pumpe ist an).

Daneben gibt es noch Parameterobjekte, über die ein Anlagenparameter angefordert werden kann (Kollektorfläche, Wärmekapazität des Solarfluids) sowie Bedingungsobjekte („constraint“). Letztere formulieren eine Bedingung, die erfüllt sein muss, damit der Algorithmus ausgeführt werden darf (z.B. Vorschreiben des Hydraulikschemas der Anlage). Auch sie gehören zu den Eingangsobjekten von Algorithmen.

**Tabelle 6-4: Übersicht über wichtige Konstruktorfunktionen**

<b>Konstruktorfunktion</b>	<b>Erklärung</b>
<code>sensor(loop, quantity, component, complocinbranch, sensorpos, parbranchhandling, replacecode, componentname, sensorname, isrequest)</code>	Erzeugt ein Sensorobjekt, das Informationen über Sensorposition und/oder Sensorfunktion enthält
<code>feature(featype,name)</code>	Erzeugt ein Merkmalsobjekt, das Informationen zur Merkmalsart sowie dem Merkmalsnamen enthält
<code>symptom(name)</code>	Erzeugt ein Symptomobjekt, das den Namen des Symptoms enthält
<code>fault(name)</code>	Erzeugt ein Fehlerobjekt, das den Namen des Fehlers enthält
<code>constraint(type, requiredvalue)</code>	Erzeugt ein Bedingungsobjekt, das eine Bedingung formuliert
<code>parameter(namespace, name)</code>	Erzeugt ein Parameterobjekt, das den Namen eines Parameters enthält, wobei verschiedene Namensräume vorgesehen sind
<code>algorithm(funcname, output, inputs, author)</code>	Erzeugt ein Algorithmusobjekt, das Informationen zum Algorithmus enthält

### 6.2.3 Aufbau eines Algorithmenmoduls

Um die oben beschriebene Funktionsweise zu verdeutlichen, ist hier beispielhaft das übliche „Skelett“ eines Programmmoduls, das zwei Algorithmen enthält, dargestellt. Zu beachten ist, dass aufgrund des Konzepts, das die Verknüpfung komplexerer Ein- und Ausgänge erlaubt, der Programmierer eines Algorithmus selbst Sorge zu tragen hat, dass alle Eingänge, die er

verwendet, auch in der Inputs-Liste des Algorithmenobjekts aufgeführt sind. Sonst kann es vorkommen, dass die benötigten Daten nicht im übergebenen Datenpaket vorhanden sind und der Algorithmus nicht ausgeführt werden kann.

```
import solarfddframe as frm

# Definieren der Eingangs-/Ausgangsobjekte
# -----

vflow_label = frm.sensor(loop="SOLPRI", qty="VF", component="FLOW",
                          parbranchhandling="COMMON")

lps_label = frm.feature("SINGLEVALUE", "Last Pump Start")
pumpon_label = frm.feature("MASK", "Pump On")

# -----

def example1(datapackage):

    # Hole Daten aus Datenpaket
    vflowdata = datapackage(vflow_label)

    #Initialisiere neue Variable
    laststart=0

    # ...
    # Berechnungen an vflowdata
    # ...
    # Schreiben des Ergebnisses in laststart

    # Erstellen eines neuen Datensatzes
    dataset = datapackage.newset(data=laststart)

    # Rückgabe des neuen Datensatzes (Beschriftung etc. wird automatisch hinzugefügt)
    return dataset

# -----

def example2(datapackage):

    # Hole Daten aus Datenpaket
    vflowdata = datapackage(vflow_label)
    # Berechnung
    pumpon = vflowdata.data > 0

    # Erstellen eines neuen Datensatzes
    dataset = datapackage.newset(data=pumpon, timeline=vflowdata.timeline)

    # Rückgabe des neuen Datensatzes (Beschriftung etc. wird automatisch hinzugefügt)
    return dataset

# Erzeugen der Algorithmusobjekte, die Informationen zu den Algorithmen enthalten
# -----

myalg1_label = frm.algorithm(example1, output= lps_label, inputs=[vflow_label],
                              author="MG")

myalg2_label = frm.algorithm(example2, output= pumpon_label, inputs=[vflow_label],
                              author="MG")
```

```
# Angabe der Algorithmenobjekte in einer Liste „moduleinfo“  
# -----  
moduleinfo = [myalg1_label, myalg2_label]
```

Da die FDD-Rahmensoftware stetig weiterentwickelt wird, wird in diesem Bericht keine Dokumentation aller Funktionen und ihrer Schnittstellen gegeben. Deren Dokumentation geschieht stattdessen über die in Python üblichen docstrings, die direkt im Quellcode stehen und von dort ausgelesen werden können.

#### 6.2.4 Pfadsuche

Die FDD-Rahmensoftware durchsucht definierte Ordner nach Modulen und liest deren „moduleinfo“ aus und speichert sie in einer Liste bekannter Algorithmen. Anhand dieser Information können die Algorithmen miteinander verknüpft werden und mögliche Berechnungswege gesucht werden, wobei die Suche technisch über Hashtabellen beschleunigt wird. Denkbar sind dabei sowohl eine bottom-up-Suche, die ausgehend von den verfügbaren Messdaten ermittelt, welche Symptome und Fehler bestimmt werden können, als auch eine top-down-Suche, die ausgehend von einem Fehler ermittelt, welche Messdaten benötigt werden. Um die besten Berechnungspfade zu ermitteln, ist geplant, die Leistungsfähigkeit der einzelnen Algorithmen zukünftig zu evaluieren und daraus deren Zuverlässigkeit zu bewerten. Auf dieser Grundlage können dann auch verschiedene Entscheidungsverfahren (z.B. vorsichtig oder möglichst schnelle Entscheidung) implementiert werden, die bei widersprüchlichen Ergebnissen Anwendung finden. Da die Pfadsuche aufwändig werden kann, ist zudem die Implementierung einer Pfadverwaltung geplant, die bekannte Pfade abspeichert und nur bei Bedarf aktualisiert.

### 6.3 Entwickelte Algorithmen für Merkmale, Symptome und Fehler

Im folgenden Unterkapitel sollen die entwickelten Merkmal-, Symptom- und Fehleralgorithmen vorgestellt und erläutert werden. Da die benötigten Merkmale und Symptome für viele Fehlerbilder Überschneidungen aufweisen, wird zunächst die Zuordnung der Algorithmen zu den Fehlern erläutert. Im darauf folgenden Punkt wird dann die Funktionsweise der einzelnen Quellcodes vereinfacht dargelegt.

#### 6.3.1 Zuordnung der Symptome und Algorithmen zu den priorisierten Fehlerbildern

Viele Fehler in Solaranlagen können zu ähnlichen oder sogar zu den gleichen Symptomen führen. Der zu klein dimensionierte oder verschmutzte bzw. verkalkte, interne Wärmeübertrager (WÜT) verursacht bspw. eine erhöhte Temperatur im Primärkreis und macht sich u. a. über einen geringen Temperaturabfall zwischen dem WÜT-Ein- und Austritt bemerkbar. Dasselbe Symptom tritt aber auch auf, wenn bspw. eine zu kleine Pumpe im

Solarkreis eingebaut wurde. Zur besseren Übersichtlichkeit verknüpft die folgende Tabelle daher die priorisierten Fehler mit deren erwarteten Auswirkungen und den zugehörigen Symptom(algorithmen). Algorithmen, die zum wiederholten Male auftreten, sind in grau und kursiv dargestellt.

Bei den unten aufgeführten Fehlerbildern ist das falsch dimensionierte bzw. falsch eingestellte Membranausdehnungsgefäß aus der Liste der priorisierten Fehler in Tabelle 3-2 nicht mit aufgeführt. Dies hat den Grund, dass die Auswirkungen und Symptome des Fehlers auf das allgemeine Anlagenverhalten nicht ohne weitere Untersuchungen abgeschätzt werden können. Zwar ließe sich das zu kleine MAG sicher über Druckschwankungen oder das Abblasen des Solarkreises detektieren, in den wenigsten Solarsystemen sind allerdings digitale Drucksensoren verbaut, da diese teuer und sehr temperaturempfindlich sind.

Weiterhin ist anzumerken, dass bisher nur Algorithmen für Solarkreise mit internen WÜT entwickelt wurden. Die unten aufgeführten bzw. berechneten Temperaturdifferenzen über den Wärmeübertrager (im Betrieb) meinen also den primärseitigen Temperaturabfall und nicht die Differenz zwischen der Vorlauf- und einer gemittelten Speichertemperatur.

**Tabelle 6-5: Zuordnung der Symptome und Algorithmen zu den priorisierten Fehlerbildern**

<b>Fehler</b>	<b>Auswirkung</b>	<b>Algorithmus</b>
Kollektorfühler defekt	Temperatur unplausibel	SYM_Kollektortemperatur_unplausibel
Kollektorfühler falsch positioniert (nicht am/im Koll)	Temperatursprung bei Anlagenstart (Fühler in/an der Rohrleitung)	<i>SYM_Kollektortemperatur_unplausibel</i>
	Verzögerter Start, Kollektor-temperatur nah an Umgebungstemperatur	SYM_Tcol_nah_Tamb
Kollektorfühler aus Tauchhülse gerutscht	Temperatur nah Umgebungstemperatur	<i>SYM_Tcol_nah_Tamb</i>
Mangelnde Entlüftung	Große Differenzen zwischen Austrittstemperaturen paralleler Teilfelder / Module	SYM_Austrittstemperaturdifferenzen
	ungleichmäßige Durchströmung paralleler Teilfelder / Module	<i>SYM_Austrittstemperaturdifferenzen</i> SYM_ungl_durchstroemung
	Stillstand trotz Wärmebedarfs	SYM_Stillstand
	(berechneter) maximaler Volumenstrom (MER) schwankt	MER_vdmax

<b>Fehler</b>	<b>Auswirkung</b>	<b>Algorithmus</b>
Rohrleitungen mangelhafte Dämmung	Temperaturabfall über Rohrleitungen zu hoch	SYM_dt_VL
Primäre SK-Pumpe falsch dimensioniert	Volumenstrom (primär) zu groß bzw. zu klein	SYM_vd_prisol
	Temperaturdifferenz über WÜT im Betrieb zu klein oder zu groß	SYM_dt_waermeuebertrager
	Temperaturdifferenz über Kollektor im Betrieb zu klein oder zu groß	SYM_dt_kollektor
Sekundäre SK-Pumpe falsch dimensioniert bzw. eingestellt	Temperaturdifferenz über WÜT im Betrieb zu klein oder zu groß	<i>SYM_dt_waermeuebertrager</i>
	Volumenstrom (sek) zu groß/klein (Anhand Primärkreis) (SYM)	SYM_vd_seksol
Interner WÜT falsch dimensioniert	Temperaturabfall des Solarfluids über WÜT im Betrieb zu klein	<i>SYM_dt_waermeuebertrager</i>
Interner WÜT Verkalkung bzw. Verschmutzung	Temperaturdifferenz über WÜT im Betrieb zu klein	<i>SYM_dt_waermeuebertrager</i>
	Volumenstrom (primär) zu zu klein	<i>SYM_vd_prisol</i>
	Stillstand trotz Wärmebedarfs	<i>SYM_Stillstand</i>

### 6.3.2 Randbedingungen und Funktionsweise der Algorithmen

Im folgenden Abschnitt werden die wichtigsten Symptome aus der vorherigen Tabelle kurz in ihrer Funktionsweise erläutert und mit den benötigten Eingangsdaten vorgestellt. Zur besseren Übersichtlichkeit wird auf eine vollständige Darstellung der existierenden Algorithmen und der einzelnen Quelltexte an sich verzichtet.

Die vorgestellten Grenzwerte (GW) zur Symptomabfrage sind bisher größtenteils statisch und auf Grundlage von intensiven Analysen der Messdaten der Versuchsanlagen empirisch entstanden. Diese Grenzwerte gelten strenggenommen nur für die betrachteten Anlagen und

dienen vor allem zur Funktionsüberprüfung der Algorithmen. Zur allgemeingültigen Definition von Grenzen, welche für das FDD-Programm eingesetzt werden sollen, müssen noch weitere Untersuchungen an einer deutlich breiteren Datenbasis durchgeführt werden. Es ist an vielen Stellen durchaus sinnvoll, statische durch dynamische GW zu ersetzen, welche weitere Messwerte und Merkmale der Anlagen enthalten, um die Detektion und Diagnose entscheidend zu verbessern.

Die im Folgenden aufgeführten Algorithmen sind alle an Messdaten der MFH- und Labor-Anlagen entwickelt und getestet worden. Da im Rahmen des Projekts fokussiert Luft in Solarkreisen experimentell untersucht worden ist, kann dieses Fehlerbild bereits zuverlässig über die entwickelten Symptome identifiziert werden. Für die anderen Fehlerbilder stehen (noch) keine Messdaten für den gestörten bzw. fehlerhaften Betrieb zur Verfügung. Die Algorithmen wurden hier dementsprechend nur an den ohnehin vorhandenen Messdaten getestet und dahingehend optimiert, dass korrektes Anlagenverhalten nicht zu Fehlermeldungen führt.

Randbedingungen der bisherigen Programmbausteine sind entsprechend dieser Einschränkungen folgende:

- Verwendung eines internen WÜT (bei Algorithmen zu WÜT)
- Mehrere parallele Kollektorfelder oder Module (bei Luft im Solarkreis)
- Umfangreiche Sensorik (genaue Eingangsgröße siehe unten bei den jeweiligen Beschreibungen)
- (Oftmals) Geringe Zeitauflösung der Daten ( $\Delta t \ll 1 \text{ h}$ )

### **SYM\_Kollektortemperatur\_unplausibel und SYM\_Temperatur\_unplausibel**

Der Defekt eines Temperatursensors im Solarkreis z.B. durch Kabelbruch oder einen defekten Sensorkopf ist vergleichsweise einfach zu detektieren. Je nach Sensortyp und Reaktion der Regelung, wird ein unplausibel hoher oder niedriger „Messwert“ ausgegeben.

Die Algorithmen für allgemein „Temperatur unplausibel“ und „Kollektortemperatur unplausibel“ funktionieren nach demselben Prinzip und unterscheiden sich nur in den Grenzwerten. Im Solarkreis allgemein ist zunächst eine Temperatur von  $-30 \text{ °C} < T_{\text{Mess}} < 110 \text{ °C}$  als plausibel angenommen, auf diese Weise können alle Temperatursensoren (bis auf den Kollektorfühler) mit einem einzelnen Algorithmus auf Plausibilität geprüft werden. Für den Kollektorfühler wird bezüglich der Maximaltemperatur hingegen etwas genauer unterschieden. Im Folgenden sind kurz die benötigten Eingangsdaten und der generelle Ablauf zusammengefasst.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Kollektortemperatur  $\rightarrow T_{\text{pruef}}$
- Maximaltemperatur (optional)  $\rightarrow T_{\text{max}}$

- Kollektortyp (optional)

Funktionsweise:

1. Abfrage, ob  $T_{max}$  bekannt
  - a. Wenn nicht bekannt, dann Datenbankabfrage nach Kollektortyp/Allgemein
  - b. Wenn DB-Abfrage, dann setze  $T_{max}$  als 90 %-Quantil der DB-Daten
2. Überprüfung, ob  $T_{pruef} > T_{max}$
3. Überprüfung, ob  $T_{pruef} < T_{min}$
4. Überprüfung, ob Standardabweichung  $\sigma(T_{pruef})$  lange Zeit konstant ist
5. Generierung des Symptomvektors

Wird dem Algorithmus also eine Maximaltemperatur übergeben, kommt diese bei der anschließenden Plausibilitätskontrolle zum Einsatz. Ist  $T_{max}$  nicht bekannt, wird eine Verbindung zur Komponentendatenbank hergestellt um die Maximaltemperaturen der vorhandenen Kollektormodelle abzufragen. Dies geschieht unter Angabe des Kollektortyps, wenn dieser bekannt ist. Von den in der Datenbank eingetragenen Maximaltemperaturen wird das 90 %-Quantil zur Grenzwertkontrolle genutzt. Der eigentliche Vergleich mit den Grenzwerten geschieht in Schritt 2 und 3. Im Anschluss daran wird überprüft, ob das Temperatursignal lange Zeit konstant ist (Standardabweichung sehr klein), da auch dies auf einen defekten Sensor hinweisen kann. Zum Schluss wird der Symptomvektor erstellt und mit Nullen (fehlerfreier Betrieb) und Einsen (im Falle einer Auffälligkeit) gefüllt.

### **SYM\_Tcol\_nah\_Tamb**

Rutscht der Kollektorfühler aus der für ihn vorgesehenen Tauchhülse, wird nicht mehr die Fluid- bzw. Kollektortemperatur gemessen. Dieser Fehler kann dazu führen, dass die Solaranlage verspätet oder gar nicht anläuft und verursacht damit Ertragseinbußen. Der Algorithmus zur Detektion dieses Verhaltens basiert grundlegend auf einem Vergleich der gemessenen Kollektortemperatur mit der Außentemperatur. Diese können jedoch durchaus übereinstimmen, ohne dass ein Fehler vorliegt (z.B. morgens). Aus diesem Grund wird weiterhin eingeschränkt, dass zu den betrachteten Zeitpunkten eine Strahlung von  $> 250 \text{ W/m}^2$  für mindestens 60 Minuten vorhanden gewesen sein muss. Somit müsste sich der Kollektor bereits auf eine Temperatur über der Außentemperatur aufgeheizt haben.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Kollektortemperatur
- Umgebungstemperatur
- Strahlung
- Grenzwert (GW)

Funktionsweise:

1. Überprüfung, ob  $T_{col} - T_{amb} < GW$
2. Überprüfung, ob Strahlung für 60 Minuten  $> 250 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
3. Bilden der Schnittmenge beider Beobachtungen
4. Generierung des Symptomvektors

### **SYM\_Austrittstemperaturdifferenzen**

Bei der experimentellen Untersuchung von freien Gasen in Solarkreisen hat sich gezeigt, dass diese eine ungleichmäßige Durchströmung paralleler Teilfelder verursachen, womit unterschiedliche Austrittstemperaturen einhergehen. Diese Differenzen sind über einen Quelltext einfach zu ermitteln. Bei der Betrachtung der Differenzen muss allerdings die Dynamik des Systems berücksichtigt werden. Wird z.B. nur ein Kollektorfeld kurzzeitig durch Wolken verschattet, ist dies nicht als Fehlverhalten zu detektieren. Aus diesem Grund werden die Messdaten zunächst nach Betriebszuständen gefiltert und die Grenzwertabfrage wird auf Basis von 5-Minuten-Mittelwerten durchgeführt.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)  $\rightarrow v_d$
- Kollektortemperaturen  $\rightarrow T_{col1}$  und  $T_{col2}$
- Grenzwert zur Symptomerzeugung

Funktionsweise:

1. Filtern: Betrachtung nur wenn Betrieb  $\pm 5$  Minuten
2. Bilden von 5-Minuten-Mittelwerten für  $T_{col1}$  und  $T_{col2}$  und deren Differenzen
3. Überprüfung, ob Differenzen  $>$  Grenzwert
4. Generierung des Symptomvektors

Der derzeit zur Symptomerzeugung genutzte Grenzwert liegt bei 10 K, dieser Wert basiert jedoch lediglich auf Beobachtungen während den experimentellen Untersuchungen an den beiden Großanlagen. Für allgemeingültige Werte müssten Untersuchungen an deutlich mehr Anlagen durchgeführt werden.

### **SYM\_ungl\_durchstroemung**

Wie bereits bei den Austrittstemperaturdifferenzen beschrieben, kann Luft in Solarkreisen zu einer ungleichmäßigen Durchströmung paralleler Teilfelder führen. Über die Austrittstemperaturen der einzelnen Felder bzw. Module, die gemeinsame Vorlauftemperatur und den Gesamtvolumenstrom, können die Teilvolumenströme in den Feldern berechnet werden. Hierbei wird auch wieder nach Betriebszuständen gefiltert und es werden nur Volumenströme berechnet, wenn ausreichend große Temperaturdifferenzen auftreten, da sonst der Berechnungsfehler zu groß ist.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe

- Zeitschritt in Minuten
- Kollektoraustrittstemperaturen Teilfeld 1 und Teilfeld 2
- Gemeinsame Vorlauftemperatur
- Volumenstrom (primär)

Funktionsweise:

1. Filtern: Betrachtung nur wenn Betrieb  $\pm$  5 Minuten
2. Berechnung der Teilvolumenströme über Mischtemperatur
3. Löschen von Daten bei kleinen Volumenströmen (große Berechnungsfehler)
4. Erzeugung eines Signals für TRNSYS-Simulationen (zur Aufteilung des Volumenstroms auf Kollektormodelle)
5. Speichern der Merkmalvektoren (Volumenströme) und des TRNSYS-Signals
6. Speichern des Symptomvektors (0/1), wenn unterschiedliche Volumenströme

Am Ende des Quelltextes werden die Volumenströme durch die Teilfelder als Merkmal abgespeichert und der Symptomvektor erzeugt.

### **SYM\_Stillstand**

Bei voll beladenen Speichern und gleichzeitig hoher Einstrahlung kann eine Solarthermieanlage standardmäßig in Stillstand gehen, ohne dass damit ein Fehler vorliegt. Ist der Solarspeicher allerdings nicht vollständig beladen und es werden keine anderen Maximaltemperaturen überschritten, sollte kein Stillstand auftreten. Um dies zu detektieren wird zu Beginn des Quelltextes ein Wärmebedarfs-/Wärmeangebotsindikator berechnet, der durch den Vergleich der Speicher- und Kollektortemperatur unter Berücksichtigung des jeweiligen Zustands festlegt, wann der Speicher beladen werden kann. Auf dieser Grundlage wird überprüft, wann kein Volumenstrom vorhanden ist, obwohl das Pumpensignal oder der Wärmebedarfsindikator einen Betrieb anzeigen bzw. erwarten lassen.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)
- Kollektoraustrittstemperaturen 1 und 2
- untere und obere Speichertemperatur  $\rightarrow$  tspu, tspo
- Merkmal: Ein- und Ausschalttemperaturdifferenz des Reglers
- Signal für Solarkreispumpe (optional)

Funktionsweise:

1. Berechnung eines Wärmebedarfs-/Wärmeangebotsindikators
2. Überprüfung, ob Pumpensignal vorhanden oder Indikator zu verwenden
3. Überprüfung, ob Speichertemperaturschutz an (tspo  $>$  90 °C, tspu  $>$  85 °C) (auf Ganztagesbasis)

4. Erzeugung Symptom + Mittelwert:  
Stillstand, wenn kein Volumenstrom trotz Signals und kein Speicherschutz (mit realem Pumpensignal)
5. Erzeugung Symptom:  
Stillstand, wenn kein Volumenstrom trotz Wärmebedarfs und kein Speicherschutz (mit Wärmebedarfsindikator)
6. Speichern und Übergeben des Symptomvektors

Der Algorithmus berechnet also einerseits das Symptom unter Verwendung des realen Pumpensignals (wenn vorhanden) und eines theoretischen Wärmebedarfs-/Wärmeangebots-indikators.

### **MER\_vdmax**

Der Gesamtvolumenstrom im Solarkreis kann durch verschiedene Fehlerbilder ungewöhnlich schwanken oder insgesamt vermindert werden. Luft in Solarkreisen verursacht bspw. lokal erhöhte Druckverluste und somit die oben genannten Auffälligkeiten. Der entwickelte Quelltext nutzt zur Berechnung des theoretischen, maximalen Volumenstroms das Pumpensignal (die Drehzahl) und den Volumenstrom im Primärkreis.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)
- Pumpensignal bzw. Drehzahl

Funktionsweise:

1. Normieren des Pumpensignals bzw. der Drehzahl auf 0..1
2. Filtern: Betrachtung nur wenn Betrieb  $\pm 5$  Minuten
3. Berechnen des max. Volumenstroms:  $vd_{\max} = DZ^{-1} \cdot vd_{\text{ist}}$
4. Tagesindizes, Tagesmittelwerte und tägliche Standardabweichung berechnen
5. Speichern und Übergeben des Merkmalvektors bzw. der Merkmalvektoren

Vereinfachend wird bei der Berechnung die Annahme getroffen, dass der Volumenstrom sich proportional mit der Drehzahl ändert. Inwieweit diese Annahme zutrifft wurde bisher nicht weiter untersucht. Zur Weiterverarbeitung und nachgeschalteten Fehlerdetektion werden für das Merkmal noch Tages- und Betriebsmittelwerte und deren Standardabweichung berechnet. Besonders das Verhältnis aus täglichem Betriebsmittelwert und Standardabweichung hat sich in den Versuchen als vielversprechend herausgestellt.

**SYM\_dt\_VL**

Sind die Rohrleitungen und/oder deren Befestigungen mangelhaft gedämmt, kann dies gerade bei größeren Anlagen zu messbaren Ertragseinbußen führen. Am ehesten lassen sich die Verluste über die Differenzen der Vorlauftemperaturen hinter den Kollektoren (Dach) und am Speichereintritt (Keller) abschätzen und bewerten bzw. analysieren.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- VL-Temperatur Dach  $\rightarrow T_{VL,Dach}$
- VL-Temperatur Keller  $\rightarrow T_{VL,Keller}$
- Rohrleitungslänge (optional)

Funktionsweise:

1. Filtern nach Datenpunkten im Betrieb ( $\pm 5$  min)
2. Berechnen des Merkmals (Differenz) = tein-taus (im Betrieb)
3. Tagesmittelwerte von MER (über Tagesindizes)
4. Grenzwertkontrolle zur Sympomerzeugung

In der Anwendung hat sich dieser Algorithmus als etwas problematisch erwiesen, da eine zuverlässige Abschätzung, ab wann ein Fehler vorliegt, sehr von den Anlagenparametern wie z.B. der Rohrleitungslänge<sup>19</sup> abhängt. Zusätzlich spielen die Genauigkeiten der verwendeten Temperatursensoren eine große Rolle, da es sich i.d.R. nur um kleine Temperaturabfälle handelt.

**SYM\_vd\_prisol**

Die Überprüfung des primärseitigen Volumenstroms ist bei bekanntem Nennvolumenstrom bzw. bekannter Kollektorfläche und bekanntem spez. Volumenstrom sehr einfach und besteht lediglich aus einer Grenzwertkontrolle. Diese Kenngrößen sind allerdings selten vorhanden. Um dennoch Aussagen zur Funktionsfähigkeit der Anlage treffen zu können, wird im entwickelten Algorithmus zunächst ein absoluter Minimalwert definiert, der im Betrieb immer überschritten werden sollte. Dieser Vergleichswert geht von einer minimalen sinnvollen Kollektorfläche von 4 m<sup>2</sup> und einem Mindest-low-flow-Volumenstrom von 10 l/(m<sup>2</sup>·h) aus. Weiterhin ist im Algorithmus auch eine Datenbankabfrage vorgesehen, welche den maximalen Volumenstrom der Solarstationen mit Pumpen abfragt.

Eingangsdaten:

- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)
- MER\_vdmax

---

<sup>19</sup> Diese Information liegt nur selten vor

- Kollektorfläche (optional)
- Spezifischer Volumenstrom (optional)

Funktionsweise:

1. (Absoluter) Minimalwert  $vd_{\min}$  bei  $4 \text{ m}^2 \cdot 10 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{hr}) = 40 \text{ l/h}$
2. Berechnen des Sollvolumenstroms  $vd_{\text{th}}$  wenn Kollektorfläche bekannt
  - a. Wenn Auslegungsvolumenstrom bekannt:  $vd_{\text{th}} = A_{\text{kol}} \cdot v_{\text{spez}}$
  - b. Wenn Auslegungsvolumenstrom unbekannt:  $vd_{\text{th}} = A_{\text{kol}} \cdot 10 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{hr})$
3. Filtern der Daten nach Betrieb ( $\pm 5$  Minuten)
4. Überprüfung, ob  $vd < vd_{\min}$  (40 l/h)
5. SYM-Generierung bei bekanntem Sollvolumenstrom ( $vd_{\text{th}}$ ) mit  $\pm 20 \%$
6. Wenn nicht bekannt, Maximum über Datenbankabfrage  $vd_{\max}$  der Solarstationen

Wie geschrieben wird ein Symptom erzeugt, wenn der Volumenstrom den jeweiligen Vergleichswert (Nennvolumenstrom, Datenbankwert oder Minimaldurchfluss) um  $\pm 20 \%$  über- oder unterschreitet. Der relativ große Toleranzbereich ist den Ungenauigkeiten in der Messung des Volumenstroms bei Wasser-Glykol-Gemischen geschuldet.

Die Ergebnisse der Datenbankabfrage bezüglich des Maximalvolumenstroms haben sich im Nachhinein als nicht aussagekräftig erwiesen, weil sich im Produktportfolio vieler Firmen auch sehr große Solarstationen befinden, welche zu einem deutlich zu hohen Grenzwert für Standardanlagen führen.

### **SYM\_vd\_seksol**

Der Volumenstrom im sekundären Solarkreis ist auch ohne Anlagen- bzw. Auslegungsinformationen genauer zu überprüfen als der primäre. Um möglichst viel Wärme bei niedrigen Temperaturdifferenzen übertragen zu können, empfiehlt es auf beiden Seiten des Wärmeübertrages den gleichen Kapazitätsstrom zu fahren. Über diese einfache Grundannahme kann ein Vergleichsvolumenstrom zur Kontrolle des Sekundärkreises generiert werden. Hierzu werden im Algorithmus die minimale und maximale Dichte und Wärmekapazität für Wasser (Sekundärkreis) aus einem Tabellenbuch<sup>20</sup> angenommen. Für das primärseitige Wasser-Glykol-Gemisch können Anlageninformationen verwendet werden. Sind diese nicht vorhanden, wird die Dichte über eine Datenbankabfrage spezifiziert, die Wärmekapazität wird stellvertretend aus dem Datenblatt von Tyforcor LS verwendet, da hierzu keine allgemeinen Informationen in der Datenbank vorhanden sind.

Eingangsdaten:

- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)  $\rightarrow vd_{\text{pri}}$
- Volumenstrom (sekundär)  $\rightarrow vd_{\text{sek}}$

---

<sup>20</sup> Wagner, W.; Kretschmar, H.-J. 2013. VDI-Wärmeatlas. 11. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Kapitel D2, S. 176 f.

- $c_{p,\text{Glykol}}$  (optional)
- $\rho_{\text{Glykol}}$  (optional)

Funktionsweise:

1. Sekundärkreis:  
Minimale und Maximale Dichte und Wärmekapazität für Wasser aus Tabellenbuch im Temperaturbereich 10...95 °C
2. Primärkreis: Verwendung der übergebenen Informationen
3. Primärkreis: Wenn keine Informationen vorhanden
  - a. Minimale und Maximale Wärmekapazität für Glykol von Tyfocor LS
  - b. Dichte für Glykol aus Komponentendatenbank
4. Berechnung des Vergleichsvolumenstroms:  

$$vd_{\text{VGL}} = (F \cdot vd_{\text{pri}}) \pm 20 \% \text{ mit } F = (\rho_{\text{pri}} \cdot c_{p,\text{pri}}) / (\rho_{\text{sek}} \cdot c_{p,\text{sek}})$$
5. Absoluter Minimalwert:  

$$vd_{\text{min}} = 4 \text{ m}^2 \cdot 10 \text{ l}/(\text{m}^2\text{h}) \cdot F_{\text{min}} = \text{ca. } 35 \text{ l/h}$$
6. Symptomabfrage:
  - a. Wenn  $vd_{\text{min}}$  unterschritten:  $\text{SYM} = -2$
  - b.  $vd_{\text{sek}} < F_{\text{min}} \cdot vd_{\text{pri}} \cdot 0,8 \Rightarrow \text{SYM} = -1$
  - c.  $vd_{\text{sek}} > F_{\text{max}} \cdot vd_{\text{pri}} \cdot 1,2 \Rightarrow \text{SYM} = 1$

Auch zur Überprüfung des sekundärseitigen Volumenstroms wird wie zuvor ein absoluter Minimalwert definiert. Sollten keine Anlageninformationen vorhanden sein, kann so trotzdem eine Grenzwertkontrolle durchgeführt werden. Angenommen wird auch hier eine minimale sinnvolle Kollektorfläche von 4 m<sup>2</sup> und ein Mindestdurchfluss von 10 l/(m<sup>2</sup>·hr) (primärseitig). Sind Anlageninformationen (Kollektorfläche, Auslegungsvolumenstrom) vorhanden, wird ein aussagekräftigerer Vergleichsvolumenstrom berechnet. Zur Syptomerkennung wird der sekundärseitige Volumenstrom mit dem Vergleichswert  $\pm 20 \%$  verglichen.

### **SYM\_dt\_waermeuebertrager**

Die falsche Dimensionierung (zu klein) oder Verkalkung bzw. Verschmutzung des internen Wärmeübertragers im Solarkreis führt dazu, dass nicht genügend Wärme an den Speicher abgeführt werden kann. Dies geht einher mit einem geringeren primärseitigen Temperaturabfall über den WÜT ( $T_{\text{VL}} - T_{\text{RL}}$ ) und einer somit erhöhten Temperatur im Solarkreis. Auch bei diesem Algorithmus wird nach Datenpunkten im Betrieb gefiltert. Die eigentliche Grenzwertkontrolle geschieht über Tagesmittelwerte, um An- und Abfahrverhalten und instationäre Zustände nicht mit zu betrachten.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- Volumenstrom (primär)  $\rightarrow vd$
- Fluideintrittstemperatur in den WÜT (primär)  $\rightarrow t_{\text{ein}}$

- Fluidaustrittstemperatur aus dem WÜT (primär)  $\rightarrow t_{\text{aus}}$
- untere Speichertemperatur  $\rightarrow t_{\text{spu}}$
- Strahlung  $\rightarrow G_t$

Funktionsweise:

1. Filtern nach Datenpunkten im Betrieb (+- 5 min)
2. Berechnen des Merkmals (Differenz) =  $t_{\text{ein}} - t_{\text{aus}}$  (im Betrieb)
3. Tagesmittelwerte von MER,  $t_{\text{spu}}$ ,  $G_t$  berechnen (über Tagesindizes)
4. Symptom liegt vor, wenn  $\text{MER}_{\text{MW}} < \text{GW}$ , obwohl  $G_{t,\text{MW}} > 400 \text{ W/m}^2$   
(Betriebsmittelwerte über den Tag)

Wie im letzten Schritt beschrieben, wird am Ende ein Symptom ausgegeben, wenn der Temperaturabfall im Tages- bzw. Betriebsmittelwert unter einen Grenzwert von 10 K fällt, obwohl die Strahlung  $> 400 \text{ W/m}^2$  war. Wie bereits zuvor sind auch diese Grenzwerte auf Basis der Versuchsanlagen ermittelt und müssen für die allgemeine FDD anhand einer breiten Datenbasis evaluiert werden. Weiterhin ist insbesondere der Temperaturabfall oder die Temperaturdifferenz über den Wärmeübertrager sehr vom Massenstrom in den jeweiligen Kreisen abhängig. Es bietet sich hier also an zukünftig über einen dynamischen Grenzwert unter Berücksichtigung des jeweiligen Durchflusses nachzudenken. Wenn vorhanden könnten auch Informationen zum UA-Wert des WÜT in die Betrachtung einfließen.

### **SYM\_dt\_kollektor**

Auch die genaue Betrachtung des Temperaturhubs über den Kollektor im Betrieb bei ausreichender Strahlung kann Informationen Funktionsfähigkeit des Solarsystems liefern. Ist bspw. die Pumpe im Solarkreis zu groß dimensioniert und der Kollektor wird zu schnell durchströmt, heizt der Kollektor sich weniger auf und kann den Speicher nur auf niedrigerem Temperaturniveau beladen. Der Algorithmus zur Analyse der Differenz zwischen Ein- und Austrittstemperatur des Kollektorfeldes ist grundsätzlich ähnlich aufgebaut wie die Analyse der Temperaturdifferenz über den Wärmeübertrager. Zunächst werden die Messwerte im Betrieb der Anlage zu Tages- und Betriebsmittelwerten zusammengefasst. Ein Symptom liegt dann vor, wenn die Temperaturerhöhung im Schnitt unter einem bestimmten Grenzwert lag, obwohl eine mittlere Strahlung auf die geneigte Fläche vorhanden war, welche zu einer stärkeren Aufheizung des Fluides hätte führen müssen.

Eingangsdaten:

- Zeitreihe
- Zeitschritt in Minuten
- Kollektor-Eintrittstemperatur  $\rightarrow t_{\text{ein}}$
- Kollektor-Austrittstemperatur  $\rightarrow t_{\text{aus}}$
- Strahlung  $\rightarrow G_t$

Funktionsweise:

1. Filtern nach Datenpunkten im Betrieb (+- 5 min)

2. Berechnen des Merkmals (Differenz) =  $t_{\text{ein}} - t_{\text{aus}}$  (im Betrieb)
3. Tagesmittelwerte von MER,  $G_t$  berechnen (über Tagesindizes)
4. Symptom liegt vor, wenn  $\text{MER\_MW} < 10 \text{ K}$ , obwohl  $G_{t,\text{MW}} > 400 \text{ W/m}^2$   
(Betriebsmittelwerte über den Tag)

Wie an der Funktionsweise zu sehen, wurden die Grenzwerte wie zuvor mit 10 K und 400 W/m<sup>2</sup> angesetzt. Diese Werte führten bei den Messdaten der Versuchsanlagen nicht zu falschen Symptomen, konnten aber Unregelmäßigkeiten im Betrieb der Anlage (verursacht durch die Experimente zu Luft in Solarkreisen) anzeigen. Natürlich ist auch hier der Temperaturhub über den Kollektor wieder sehr von der Betriebs- und Verschaltungsweise der Anlage abhängig, evtl. empfiehlt es sich auch hier den Volumenstrom zur Erzeugung eines dynamischen Grenzwerts zu nutzen.

### Weitere Algorithmen

Neben diesen Algorithmen zu den priorisierten Fehlerbildern, sind im Rahmen des Projektes noch viele weitere Bausteine des FDD-Programms entstanden. Unter Anderem sind Quelltexte für folgende Fehler, Symptome und Merkmale vorhanden, welche bereits an Anlagen-Messdaten überprüft und angepasst wurden:

**MER\_Nacht:** Berechnung des Sonnenauf- und -untergangs anhand numerisch approximierter Zeitgleichung, Formeln nach <http://lexikon.astronomie.info/zeitgleichung/> (Abruf 11/2014).

**MER\_Betrieb\_bei\_Nacht:** Benötigt Information, wann Nacht (Merkmal) und das Pumpensignal: Symptomerzeugung über Schnittmenge der Beobachtungen.

**MER\_prisol\_pmp\_Schaltvorgaenge:** Ermittelt Laufzeit der SK-Pumpe und Anzahl der täglichen Ein- und Ausschaltvorgänge anhand des Pumpensignals, der Zeitreihe und des Zeitschrittes.

**MER\_prisol\_dT\_Regelung:** Berechnung der Ein- und Ausschalttemperaturdifferenzen anhand der Schaltvorgänge (Merkmal), der Kollektortemperatur(en) und der unteren Speichertemperatur.

**MER\_Strahlung\_MW\_SAW:** Berechnung der täglichen Mittelwerte und Standardabweichung der Einstrahlung (Filter:  $G_t > 100 \text{ W/m}^2$ ).

**MER\_untere\_speichertemperatur:** Mittelwertbildung aus Temperaturen bei 10..30 % der Speicherhöhe.

**SYM\_Datenausfall:** Berechnung des Gesamtzeitraums anhand des kleinsten und größten Datumswertes einer Zeitreihe, vergleich des neuesten Zeitstempels mit aktuellem Datum. Bewertung des mittleren Zeitschritts bzw. der fehlenden Zeitschritte) über Median der Datumsabstände.

**SYM\_prisol\_pmp\_taktet:** Benötigt Schaltvorgänge der Pumpe (Merkmal) und Strahlungsmittelwerte (Merkmal, optional). Berechnung über Grenzwertkontrolle, GW entweder statisch oder mit Strahlungsdaten dynamisch.

**SYM\_prisol\_dT\_Regelung:** Überprüfung der Temperaturdifferenz Kollektor↔Speicher, Symptomerzeugung, wenn kein Betrieb, trotz ausreichendem Energieangebot und verfügbarer Speicherkapazität zur Beladung.

**FEH\_prisol\_tkol\_in\_RL:** Fehler, wenn Pumpe taktet, Temperaturdifferenz im Betrieb negativ (optional), tägliche Pumpenlaufzeit < 1 h. Berechnung auf Tagessummenbasis.

## 6.4 Datenbanken

Im Rahmen des Projektes sind zwei unterschiedliche Datenbanken entstanden. Einerseits handelt es sich hierbei um eine Datenbankstruktur, welche Daten der beiden Versuchs- und weiterer Feldtestanlagen der Projektpartner beinhaltet. Zum Ende des Projektzeitraums waren insgesamt 30 Anlagen in der Datenbank vorhanden, davon 18 der Firma FSAVE, 6 von Bosch und 6 von Viessmann. Einige dieser Anlagen schicken automatisiert Messdaten an die Datenbank. Andererseits ist über intensive Literaturrecherchen eine Komponenten- und Sensordatenbank entstanden, welche mehr als 6000 Einzelinformationen zu Solarthermiekomponenten und Sensoren (Kollektoren, Pumpen, Regler, Volumenstromsensoren, ect.) beinhaltet. Auf diese können die Algorithmen automatisch zugreifen, um bspw. trotz fehlender Anlageninformationen sinnvolle Schwellen- und Grenzwerte zur FDD zu generieren.

### 6.4.1 Messwertdatenbank

Zur Entwicklung, Erprobung und zum Test der Fehlerdetektionsalgorithmen wurde eine Messwertdatenbank im Rahmen des Projekts entwickelt. Dies geschah anfänglich in direkter Zusammenarbeit mit der Firma BS-Messtechnik, wurde aber dann aus personellen Gründen ausschließlich von der Universität Kassel weitergeführt. Die ursprüngliche Messwertdatenbank wurde mehrfach hinsichtlich ihrer Struktur überarbeitet, um angemessene Zugriffszeiten auch bei steigender Anlagenzahl und somit zunehmender Datenmenge gewährleisten zu können.

Es wurden insbesondere auch sogenannte Parser geschrieben und implementiert, welche die firmenspezifischen Rohdaten in die einheitliche Datenbankstruktur automatisch einpflegen und somit die Schnittstelle zur DB bilden.

Für jede Anlage wird eine eigene Datenbank angelegt. Dort sind einerseits in einer Tabelle Informationen zur verbauten Messtechnik gespeichert, die derzeit noch manuell bei



Volumenstromsensoren). Interessante Informationen zur Fehlerdetektion sind hierbei beispielsweise der Messbereich und die Genauigkeit der Sensoren, aber auch allgemein die Minimal- und Maximaltemperaturen, -drücke und andere Parameter, wie z.B. die Verlustfaktoren der Kollektormodelle.



[| Home](#) | [| Login](#) | [| About](#) | [| Impressum](#) |

- Absperrventile
- Brauchwasserspeicher
- Dreiwegeventile
- Entluefter
- Frischwasserstationen
- IsoRohrleitungen
- Kollektoren
- Kombispeicher
- Luftabscheider
- Mag
- Pumpen
- Regulierventile
- Ruecklaufanhebung
- Sicherheitsventile
- Solarstationen
- VentileBeimischung
- Waermetragerfluessigkeit
- Drucksensoren
- Durchflusssensoren
- Strahlungssensoren

### Komponentendatenbank

Diese Komponentendatenbank wurde im Rahmen des Forschungsprojekts "Entwicklung, Untersuchung und Anwendung von Methoden zur Langzeitüberwachung und automatisierten Fehlerdetektion großer solarunterstützter Wärmeversorgungsanlagen" (FeDet) erstellt.

Das Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen **FKZ-0325975A** sowie von den Industriepartnern Viessmann, Bosch und FSAVE Solartechnik unterstützt.



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

**Abbildung 6-5: Startseite der Web-Schnittstelle der Komponenten- und Sensordatenbank**

Technisch wurde die Datenbank als MySQL-Datenbank zunächst lokal mit [XAMPP](#)<sup>21</sup> erstellt. Dies ermöglicht es, die Plattform zukünftig nicht nur für die automatisierte Fehlerdetektion im Rahmen der FDD-Software zu nutzen, sondern auch z.B. als webbasierte Informationsplattform. Unter anderem zu diesem Zweck, wurde zu der MySQL-Datenbank ein (Web-)Interface in Form einer HTML-Seite mit [Django](#)<sup>22</sup> (Python) entwickelt, vgl. Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6.

<sup>21</sup> XAMPP ist ein kostenloses Softwarepaket zur einfachen Installation und Konfiguration eines Apache (Web)Servers inkl. MySQL-Datenbank. Weitere Informationen unter <https://www.apachefriends.org/de/index.html>

<sup>22</sup> Django ist ein Python-basiertes Web Framework zur schnellen und strukturierten Erstellung von Web-Applikationen. Weitere Informationen unter <https://www.djangoproject.com/>

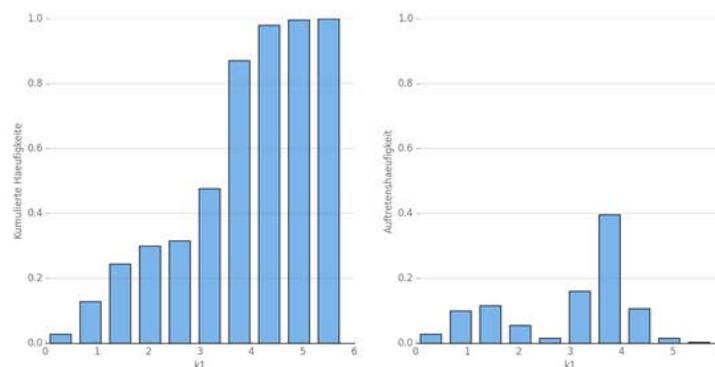
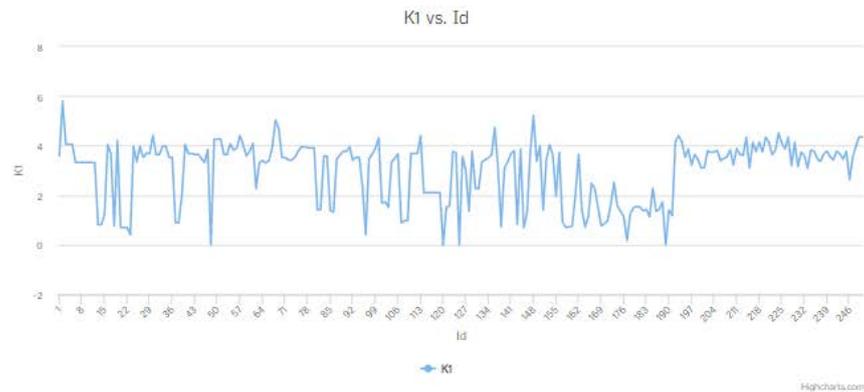


| Home | Login | About | Impressum |

- Absperrventile
- Brauchwasserspeicher
- Dreilwegeventile
- Entluefter
- Frischwasserstationen
- IsoRohrleitungen
- Kollektoren
  - ako
  - aab
  - aap
  - eta0
  - k1**
  - k2
  - iam
  - coeff
  - c
  - tmax
  - pmax
- Kombispeicher
- Luftabscheider
- Mag
- Pumpen
- Regulierventile
- Ruecklaufanhebung
- Sicherheitsventile
- Solarstationen
- VentileBeimischung
- Waermetragerflussigkeit
- Drucksensoren
- Durchflusssensoren
- Strahlungssensoren

## Komponentendatenbank

### Kollektoren: k1



Id	Hersteller	Modell	Typ	Ako	Aab	Aap	Eta0	K1	K2	Iam	Coeff	C	Tmax	Pmax	Norm	Quelle	Stand
1	Alpha-Innotec GmbH	ASK 26	fk	2.62	2.23	2.36	0.80	3.5900	0.0140	0.96	0.00	5.65	190.00	10.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11
2	Alpha-Innotec GmbH	GFK Design	fk	0.00	0.00	0.00	0.82	5.7900	0.0320	0.94	0.00	7.30	190.00	6.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11
3	Alpha-Innotec GmbH	GFK 84-126 A	fk	8.39	7.20	7.60	0.82	4.0600	0.0200	0.95	0.00	5.23	195.00	6.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11
4	Alpha-Innotec GmbH	GFK 84-126 A	fk	10.40	9.10	9.50	0.82	4.0600	0.0200	0.95	0.00	5.23	195.00	6.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11
5	Alpha-Innotec GmbH	GFK 84-126 A	fk	12.50	11.00	11.40	0.82	4.0600	0.0200	0.95	0.00	5.23	195.00	6.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11
6	Alpha-Innotec GmbH	GFK 47-125 I	fk	4.71	3.92	4.20	0.83	3.3200	0.0200	0.95	0.00	7.30	210.00	6.00	EN 12975	http://www.ikz-energgy.de/uploads/media/E_11-01_090_Tabelle.pdf	Feb 11

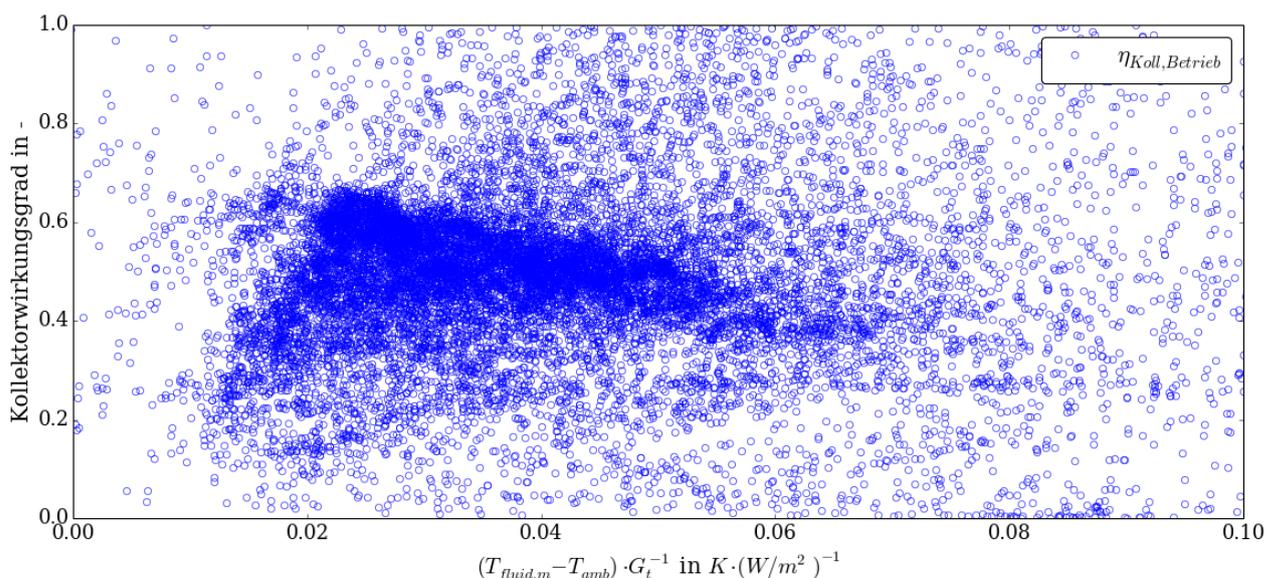
**Abbildung 6-6: Exemplarische Darstellung des linearen Verlustfaktors aller eingetragenen Kollektormodelle (250), Web-Schnittstelle der Komponenten-Datenbank**

Das Gerüst der Web-Schnittstelle ist größtenteils in [Python](#)<sup>23</sup> geschrieben und greift automatisch über MySQL-Befehle auf die zugrundeliegende Datenbank zu. Wie in der zweiten Abbildung zu sehen ist, werden für die angeforderten Daten direkt mehrere Graphen

<sup>23</sup> Python ist eine universelle, höhere Programmiersprache, die sich durch besonders durch eine einfache Syntax und eine umfangreiche Programmibliothek auszeichnet. Weitere Informationen unter <https://www.python.org/>

und eine Tabelle generiert. Die Auftragung der Ausprägungen über der Sensor- bzw. Komponenten-ID geschieht hierbei automatisch mithilfe der Chartit-Bibliothek/Highcharts in Django, die kumulierten Häufigkeiten und die Häufigkeitsverteilung werden direkt im Python-Quelltext über die numpy-Bibliothek erzeugt. Die Tabelle wird automatisch über Django-tables2 erzeugt und jeweiligen Seite eingebunden. Die Webseite an sich ist in HTML geschrieben und über CSS formatiert.

Unter Verwendung der Komponenten- und Sensordatenbank, können fehlende (Anlagen-) Informationen kompensiert werden. Den Algorithmen, welche eben diese Informationen benötigen, können durch die statistische Analyse der hinterlegten Daten in der weiteren Berechnung Wahrscheinlichkeitswerte zugewiesen werden. Dieses Verfahren ermöglicht eine Überprüfung des Systems und einzelner Komponenten trotz mangelnder Informationen. Im Folgenden soll die generelle Herangehensweise und der Nutzen der Komponentendatenbank erläutert werden. Im Beispiel soll der Kollektor(feld)wirkungsgrad der Demonstrationsanlage MFH1 anhand von Messdaten für Mai 2015 untersucht werden. Hierzu wird zunächst für jeden Betriebspunkt der Wirkungsgrad berechnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 6-7 zu sehen, dargestellt sind jeweils Halbminutenwerte.



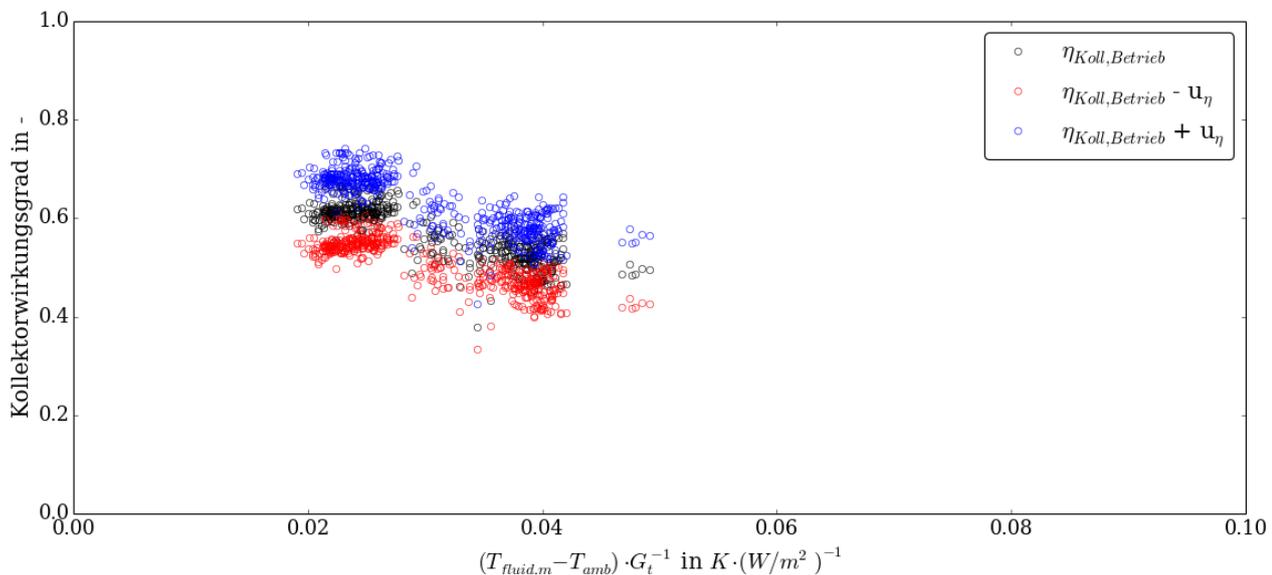
**Abbildung 6-7: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, alle Betriebspunkte, Mai 2015**

Wie zu erkennen ist, sind im dargestellten Wertebereich Wirkungsgradpunkte enthalten, welche nicht den Erwartungen entsprechen. Darüber hinaus treten auch Punkte mit  $\eta_{Betrieb} < 0$  und  $\eta_{Betrieb} > 1$  auf, welche zur besseren Übersichtlichkeit hier nicht dargestellt sind. Diese Punkte sind auf einen instationären Betrieb zurückzuführen und müssen dementsprechend zur Analyse des Systems herausgefiltert werden.

Der stationäre Betrieb des Solarsystems lässt sich auf verschiedene Weise definieren. Zur Eingrenzung der Betriebspunkte wurden zunächst folgende Kriterien<sup>24</sup> angesetzt:

- $700 < G_t < 1000 \text{ W/m}^2$
- Anlage für  $\pm 15$  Minuten in Betrieb
- $12 \text{ Uhr} < \text{Uhrzeit} < 14 \text{ Uhr}$
- Standardabweichungen  $\sigma_{\Delta T_{fluid,amb}} \leq 2$ ,  $\sigma_{G_t} \leq 20$  und  $\sigma_{T_{VL}} \leq 3$
- $10 \text{ K} < \Delta T_{fluid,amb} < 50 \text{ K}$

Hieraus entsteht Abbildung 6-8, welche den Kollektorwirkungsgrad von MFH 1 in annähernd stationären Betriebspunkten zeigt. Aufgetragen sind hierbei die Messwerte in schwarz, mit den jeweiligen Abweichungen nach oben (blau) und unten (rot), berechnet über Gaußsche Fehlerfortpflanzung unter folgenden Annahmen:  $u_{G_r} = 100 \text{ W/m}^2$ ,  $u_T = 1 \text{ K}$  und  $u_{\dot{m}} = 3 \%$  (vom Messwert).

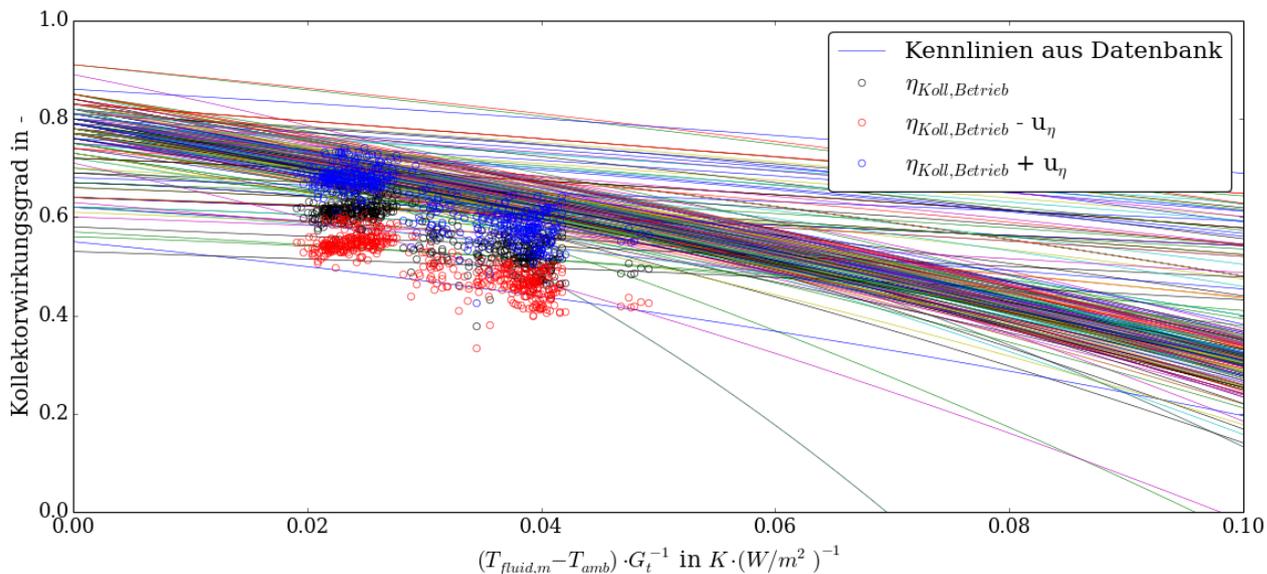


**Abbildung 6-8: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb, Mai 2015**

Anhand der ermittelten Punkte kann nun das Anlagenverhalten analysiert werden. Um die entstandene Punktwolke mit Grenzwerten bzw. fehlerfreien Zuständen vergleichen zu können, muss der verwendete Kollektor bekannt sein. Diese Informationen sind allerdings i.d.R. nicht vorhanden. Im umgesetzten Konzept startet der Detektions- bzw. Symptomalgorithmus nun eine Datenbankabfrage. Speziell werden die optischen Wirkungsgrade, der lineare und der quadratische Verlustfaktor sämtlicher hinterlegter Kollektormodelle abgerufen. Hierbei kann eine Unterscheidung nach Kollektortyp (Flachkollektor oder Vakuumröhrenkollektor) geschehen, soweit bekannt ist was eingesetzt wurde. Im Folgenden wurde zunächst davon

<sup>24</sup> Die einzelnen Grenzwerte sind hierbei empirisch entstanden und beruhen auf Beobachtungen an dieser speziellen Anlage. Allgemeine Grenz- und Schwellenwerte müssten anhand einer deutlich größeren Datenbasis entwickelt und überprüft werden.

ausgegangen, dass bis auf die Kollektorfläche gar keine Informationen zum Kollektorfeld existieren. Die Datenbankabfrage liefert dann die in Abbildung 6-9 aufgetragenen Kennlinien.

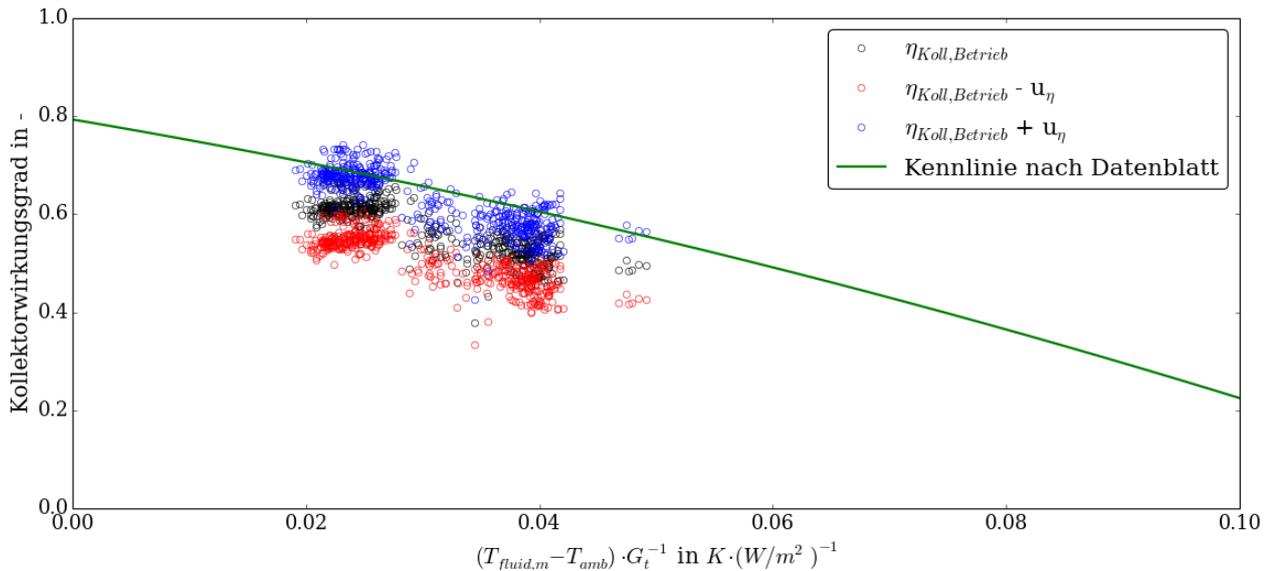


**Abbildung 6-9: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb mit Kennlinien aus Komponentendatenbank, Mai 2015**

Anhand der Abbildung lässt sich bereits erkennen, dass eine Unterscheidung nach Kollektortyp noch weitere Erkenntnisse liefern würde. Die Punktwolke liegt zwar größtenteils innerhalb des Bereiches, den die Kennlinien aufspannen, unterscheidet man jedoch nach Flachkollektor (stärkerer Abfall, höheres  $\eta_0$ ) und VR-Kollektor (flachere Linien), lässt sich bereits ein Trend erkennen. Die Punkte liegen für Flachkollektoren insgesamt etwas zu niedrig, lediglich die blauen Kreise (also unter positiver Berücksichtigung der Ungenauigkeiten) ließen einen (einigermaßen) fehlerfreien Betrieb vermuten.

Werden nun die vorhandenen Informationen zur Anlage und den Kollektorparametern genutzt, ergibt sich Abbildung 6-10. Wie bereits zuvor vermutet, existieren viele gemessene Betriebspunkte, welche im Rahmen der Kennlinie nicht als Fehler angesehen würden, insgesamt liegt die Punktwolke allerdings recht niedrig. Zusätzlich gibt es einige Punkte, die deutlich vom erwarteten Wert abweichen und somit als Symptom gewertet würden.<sup>25</sup> Diese Einschätzung ist allerdings nicht weiter verwunderlich. Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, wurden die ersten Versuche zu den Auswirkungen von Luft in Solarkreisen im Mai 2015 durchgeführt. Die dargestellten Wirkungsgrade enthalten demnach Punkte sowohl für den fehlerfreien Anlagenbetrieb als auch für den gestörten Betrieb mit freien Gasen im Fluidkreislauf.

<sup>25</sup> Auch hier sind vermutlich einige Ausreißer noch mit einer unzulänglichen Filterung nach stationären Zuständen erklärt werden. Außerdem ist anzumerken, dass die Darstellung auf Halbminutenwerten geschieht. Evtl. kann in Bezug auf eine zuverlässige Detektion sinnvoll sein, die zeitliche Auflösung durch Mittelwertbildung etwas zu reduzieren.



**Abbildung 6-10: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb tatsächlicher Kollektorkennlinie, Mai 2015**

Wie gezeigt wurde, kann das entwickelte Verfahren in Kombination mit der Komponenten- und Sensordatenbank fehlende Anlageninformationen kompensieren und ermöglicht somit eine umfangreiche und aussagekräftige FDD trotz mangelnder Eingangsdaten. Im Rahmen der FDD-Rahmensoftware ist weiterhin geplant, den einzelnen Algorithmen und Berechnungsschritten jeweils eine Wahrscheinlichkeit bzw. Sicherheit zuzuordnen. Fehlende Anlageninformationen, die durch Datenbankwerte ersetzt werden müssen, würden hier zu einer geringeren Wahrscheinlichkeits-/Sicherheitsbewertung führen.

## 7 Rechtliche Rahmenbedingungen

Bei der automatisierten FDD thermischer Solaranlagen und des Heizungssystems werden Daten gesammelt und ausgewertet. Dies wirft die Frage auf, unter welchen Umständen die Belange des Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG) zu berücksichtigen sind:

1.) Oftmals versorgen Anlagen mehrere Nutzer gleichzeitig (z.B. Familie im Einfamilienhaus, oder Mehrparteienhaus mit zentraler Heizanlage). Können hier Daten unter Datenschutz fallen, wenn nur der Gesamtverbrauch zeitlich mit hoher Auflösung ermittelt wird, d.h. erstmal nur einer Personengruppe zugeordnet werden kann? Gibt es hier eine Mindestgröße für die Gruppe?

2.) Es ist aber auch vorstellbar, dass in einem Mehrparteienhaus die Verbräuche wohnungsweise mit hoher Zeitauflösung ermittelt werden. Sollte in einer Wohnung nur eine Person leben, so handelt es sich offensichtlich um personenbeziehbare Daten. Allerdings gibt es erstmal kein Energiegeheimnis (vgl. „Künftig Datenschutz für Heizkosten?“ MietRB - Der Miet-Rechts-Berater 7/2014, S. 212-215), und so werden Summenwerte (Jahresverbrauchswerte) von Heizenergieverbräuchen i.d.R. nicht den schützenswerten Daten zugeordnet, da sonst eine Überprüfung der Heizkostenabrechnung durch andere Mieter nicht mehr möglich wäre. Hieraus ergibt sich die Frage, ab welcher Zeitauflösung der Messdaten die Persönlichkeitsrechte eines Mieters berührt werden und die Daten nach BDSG zu schützen sind: Minütliche Verbrauchswerte, Tägliche/Wöchentliche/Monatliche Verbrauchssummen?

3.) Gesetzt den Fall, die zeitlich hochaufgelösten Messdaten fallen unter die schützenswerten Daten, die daraus abgeleiteten Verbrauchssummen und Angaben über den Anlagenzustand aber nicht. Nun würden die hochaufgelösten Daten der Bewohner automatisch und verschlüsselt an einen zentralen Server geschickt und dort in eine Datenbank geschrieben, die der zentralen Heizungsanlage zugeordnet ist. Aus den Daten errechnet der Computer automatisch Verbrauchssummen und Informationen zum Anlagenzustand, auf welche nun der für die Heizungsanlage zuständige Hausmeister Zugriff hat. Sind die persönlichen hochaufgelösten Messdaten dann ausreichend geschützt, wenn nur der Computer die Quelle kennt, aus denen die nicht schützenswerten Daten gewonnen wurden, und in der Benutzerführung keine Möglichkeit anbietet, auf die schützenswerten Daten zuzugreifen.

4.) Sonst: Unter welchen Rahmenbedingungen kann man eine derartige Datenauswertung, die ja auch im Interesse der Nutzer des Heizungssystems liegt, durchführen?

Die hier umrissenen rechtlichen Fragestellungen wurden dem Institut für Wirtschaftsrecht der Universität Kassel zur Bearbeitung vorgelegt. Autor der nachfolgenden Ausführungen in diesem Kapitel ist Prof. Dr. Alexander Roßnagel,

### 7.1 Datenschutzrechtliche Vorklärungen

Um die Fragen gezielt beantworten zu können, sind einige Vorklärungen zu Grundbegriffen des Datenschutzrechts notwendig.

### **7.1.1 Personenbezogene Daten**

Datenschutzrecht greift nur, wenn jemand (verantwortliche Stelle nach § 3 Abs. 7 BDSG) mit personenbezogenen Daten umgeht. Personenbezogene Daten sind nach § 3 Abs. 1 BDSG „Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbarer natürlichen Person (Betroffener)“. Bestimmt sind die Daten, wenn aus ihnen unmittelbar auf den Betroffenen geschlossen werden kann, weil z.B. der Name genannt ist. Können die Daten durch verfügbares Zusatzwissen einer Person zugeordnet werden, sind die Daten bestimmbar.

Keine personenbezogenen Daten, sind statistisch aggregierte, anonymisierte oder pseudonymisierte Daten, sofern ein Bezug zum Betroffenen tatsächlich ausgeschlossen werden kann.

### **7.1.2 Schutzgut des Datenschutzrechts**

Schutzgut des Datenschutzrechts sind nicht die personenbezogenen Daten, sondern die informationelle Selbstbestimmung des Betroffenen. Diese Selbstbestimmung ist ein Grundrecht und gibt jedem die Befugnis, „grundsätzlich selbst über die Preisgabe und Verwendung seiner persönlichen Daten zu bestimmen“ (BVerfG, Volkszählungsentscheidung 1983).

Es gibt keine nichtschützenswerten personenbezogenen Daten. Für das Risiko, das für die informationelle Selbstbestimmung durch den Umgang mit personenbezogenen Daten besteht, ist der Verwendungszweck der Daten entscheidend, nicht das einzelne Datum als solches. Auch einfache Daten wie der Name können in bestimmten Konstellationen für den Betroffenen problematisch sein.

Die informationelle Selbstbestimmung soll durch das Schutzkonzept des Datenschutzrechts geschützt werden: Der Umgang mit personenbezogenen Daten ist nur zulässig, wenn der Gesetzgeber oder der Betroffene ihn hinsichtlich Umfang und Zweck gebilligt haben. Er muss dem Betroffenen gegenüber transparent gemacht werden, um ihm die Überprüfung der Rechtmäßigkeit und die Geltendmachung seiner Mitwirkungsrechte zu ermöglichen. Der Umgang mit den Daten ist auf den gebilligten Zweck beschränkt und darf nur soweit und solange erfolgen, wie dies für die Erreichung dieses Zwecks erforderlich ist. Diese Grundsätze sind durch technisch-organisatorische Maßnahmen abzusichern. Dem Betroffenen stehen Mitwirkungsrechte und Rechte auf Schadensersatz zu.

### **7.1.3 Erlaubnis zum Umgang mit personenbezogenen Daten**

Wer mit personenbezogenen Daten umgeht, greift in das Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung ein. Für die Schwere dieses Eingriffs sind vor allem der Aussagegehalt der erfassten Daten und der Zweck ihrer Verwendung entscheidend. Dies ist nicht für die Anwendbarkeit des Datenschutzrechts relevant, aber für mögliche Abwägungen im Rahmen von Erlaubnistatbeständen.

Der Umgang mit personenbezogenen Daten bedarf – wie für jeden Grundrechtseingriff – einer Rechtfertigung. Diese Rechtfertigung kann aus zwei Quellen stammen: Der Betroffene kann in diesen Umgang einwilligen oder der Gesetzgeber kann ihn erlauben.

Soweit der Betroffene in den Umgang mit seinen Daten einwilligt, übt er seine informationelle Selbstbestimmung aus. Der dadurch erlaubte Umgang kann also der Selbstbestimmung nicht widersprechen. Die Anforderungen an eine wirksame Einwilligung des Betroffenen sind in § 4a BDSG festgelegt. Für ihre Wirksamkeit wird von dem geltenden Datenschutzrecht, mit Abweichungen im Einzelnen, eine umfassende und rechtzeitige Unterrichtung über die beabsichtigte Datenerhebung und Datenverarbeitung sowie eine bewusste, freiwillige und ausdrückliche Erklärung grundsätzlich in schriftlicher Form verlangt.

Da der Umgang mit personenbezogenen Daten in einer Gesellschaft, die auf Informationen über ihre Mitglieder angewiesen ist, für das Zusammenleben notwendig ist, muss er auch ohne Einwilligung möglich sein. Der Gesetzgeber will diesen Umgang daher nicht grundsätzlich verhindern, sondern ordnen. Das Datenschutzrecht kann daher weitgehend als Datenumgangserlaubnisrecht verstanden werden.

#### **7.1.4 Erlaubnistatbestände**

Gesetzliche Erlaubnistatbestände sind allgemein im Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) geregelt. Hier kommen vor allem die Generalklauseln des § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 BDSG in Frage. Diesen allgemeinen Regeln gehen die speziellen Regeln des Energiewirtschaftsgesetzes zu Smart Metern vor, soweit diese einschlägig sind. Die Regelungen der §§ 21g ff. EnWG gelten allerdings nur für Messsysteme für Strom und Gas, nicht aber für Heiz- und Warmwasserverbrauchsdaten aus thermischen Solaranlagen.

Durch § 28 BDSG werden Speicherung, Veränderung, Übermittlung und Nutzung von Daten zur Erfüllung eigener Geschäftszwecke legitimiert, wenn diese Handlungen entweder zur Durchführung eines Vertragsverhältnisses mit dem Betroffenen erforderlich sind oder zur Wahrung berechtigter Interessen der verantwortlichen Stelle erforderlich sind und kein Grund zu der Annahme besteht, dass das schutzwürdige Interesse des Betroffenen an dem Ausschluss der Verarbeitung oder Nutzung überwiegt.

## **7.2 Personenbezogene Daten bei Erfassung des Gesamtverbrauchs**

Versorgt eine Anlage mehrere Nutzer und wird nur der Gesamtverbrauch der Anlage erfasst, hängt die Anwendbarkeit des Datenschutzrechts davon ab, ob die Daten über den Gesamtverbrauch personenbezogen sind. Dies setzt nicht voraus, dass jeweils nur eine Person bestimmt werden kann, auch die Mitglieder kleiner Gruppen können personenbeziehbar sein. Andererseits kann die einzelne Person in einer Gruppe „untergehen“. Angaben, die größere Gruppen betreffen, sind nicht personenbezogen. Das Gesetz gibt für die Grenzziehung keine Zahl an, vielmehr hängt dies vom Einzelfall ab. Als Orientierungswert nimmt die Praxis etwa

die Zahl „fünf“ an. Handelt es sich allerdings um ein Einfamilienhaus, in dem nur die Familie mit insgesamt sieben Familienmitgliedern lebt, kann der Gesamtverbrauch auch eine Angabe für jeden Einzelnen dieses sehr engen sozialen Verbands sein. Dagegen kann eine Aussage über vier Personen, die nichts mit einander zu tun haben, als dass sie z.B. vor einem Schalter stehen, nicht als personenbezogenes Datum angesehen werden, weil zwischen ihnen kein sozialer Zusammenhalt besteht.

Die Frage kann also so beantwortet werden: Bei einem Einfamilienhaus kann man die Angabe zum Gesamtverbrauch als personenbezogenes Datum ansehen. Für den Umgang mit diesem Datum ist Datenschutzrecht zu beachten. Dagegen ist die Angabe zum Gesamtverbrauch eines Mehrparteienhauses mit acht Parteien und mehr nicht als personenbezogenes Datum zu werten und Datenschutzrecht findet keine Anwendung.

### **7.3 Personenbezogene Daten bei Summenwerten**

Werden in einem Mehrparteienhaus die Verbräuche wohnungsweise mit hoher Zeitauflösung ermittelt, handelt es sich um personenbezogene Daten, für die Datenschutzrecht gilt, weil sie jeweils den Besitzern der Wohnung zugerechnet werden können.

Die Häufigkeit der Messung spielt für die Einordnung als personenbezogenes Datum keine Rolle. Der Minutenwert ist ebenso eine Angabe über den Besitzer der Wohnung wie der Jahreswert. Datenschutzrecht findet in beiden Fällen Anwendung.

Ob mit den Daten umgegangen werden darf, hängt von der Erlaubnis ab (s. 7.1.3). So kann sich ein Vermieter für die Abrechnung der Jahresverbrauchswerte auf § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BDSG berufen, weil diese Abrechnung zur Durchführung eines Vertragsverhältnisses mit dem Betroffenen erforderlich ist. Die anderen Mieter können sich für den Vergleich ihrer Jahresverbrauchswerte mit denen anderer Mieter und die Prüfung der Gesamtabrechnung ebenfalls auf § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BDSG mit Blick auf ihren Mietvertrag berufen.

Werden die Verbrauchswerte von anderen Personen, die keinen Vertrag mit den Verbrauchern haben, erhoben, verarbeitet oder genutzt, so können diese sich vielleicht auf § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BDSG berufen. Sie dürfen dann mit diesen Daten umgehen, wenn dies zur Wahrung ihrer berechtigten Interessen erforderlich ist und kein Grund zu der Annahme besteht, dass das schutzwürdige Interesse des Betroffenen an dem Ausschluss der Verarbeitung oder Nutzung überwiegt. Unterstellt, sie hätten berechnete Interessen, müssen sie diese mit den schutzwürdigen Interessen des Betroffenen an dem Ausschluss der Verarbeitung oder Nutzung abwägen. Hier kann es dann eine Rolle spielen, ob die Verbrauchsmessung minütlich, täglich, wöchentlich, monatlich oder jährlich stattfindet. Der Aussagegehalt hinsichtlich des Verhaltens des Beobachteten ist exorbitant unterschiedlich. Während eine minütliche Erhebung einem Protokoll über den Lebensvollzug des Betroffenen gleichkommt, hat die Jahresabrechnung nur einen sehr geringen Aussagegehalt. Dieser Unterschied kommt dann in der Abwägung zum Tragen.

## 7.4 Automatische Verarbeitung hochaufgelöster Messdaten

Die hochaufgelösten Messdaten fallen unter das Datenschutzrecht, die daraus abgeleiteten Verbrauchssummen und Angaben über den Anlagenzustand aber nur dann nicht, wenn kein Personenbezug hergestellt werden kann. Sind sie statistische Daten, die eine Anlage für viele Nutzer betreffen, kann dies so sein (s. 7.2). Betreffen sie aber die Anlage in einem Einfamilienhaus, sind sie weiterhin personenbezogene Daten und führen zu Anwendbarkeit des Datenschutzrechts (s. 7.2).

Soweit die Daten personenbezogen sind, ist zu prüfen, ob der Erhebende eine Erlaubnis für die Datenerhebung hat. Unterstellt, er hat eine, so benötigt er auch eine Erlaubnis für die Datenübermittlung an den zentralen Server. Auch der Betreiber des zentralen Servers benötigt eine Erlaubnis für die Verarbeitung der Daten auf seinem Server. Jede verantwortliche Stelle (§ 3 Abs. 7 BDSG) benötigt also für jede Phase des Umgangs mit personenbezogenen Daten (s. § 3 Abs. 3 bis 6 BDSG) eine Erlaubnis. Im Wesentlichen kommen die beiden bereits genannten Erlaubnistatbestände (s. 7.3) in Frage.

Ob die Daten automatisiert und verschlüsselt übermittelt werden, spielt für die Erlaubnis keine Rolle. Personenbezogene Daten müssen nach der Anlage zu § 9 BDSG verschlüsselt übermittelt werden (wenn die Übermittlung überhaupt zulässig ist).

Etwas anderes gilt nur, wenn für eine bestimmte Person (z.B. einen Hausmeister) technisch-organisatorisch ausgeschlossen ist, dass er die Daten einer bestimmten Person (oder einem bestimmten Haushalt) zuordnen kann. Dann sind die Daten für ihn nicht personenbezogen und unterfallen für ihn nicht dem Datenschutzrecht. Dies erscheint aber für einen Hausmeister zweifelhaft, weil er über sehr viel nutzbares Zusatzwissen verfügt.

## 7.5 Datenschutzrechtliche Voraussetzung für Datenauswertungen

Unter welchen Rahmenbedingungen eine hochauflösende Datenauswertung datenschutzrechtlich zulässig ist, kann – in der gebotenen Kürze – allenfalls sehr abstrakt beantwortet werden. In der Realität kommt es auf viele Details des Einzelfalls an.

Sie ist immer zulässig, wenn ein Personenbezug nicht möglich ist, weil die Daten hoch aggregiert oder anonymisiert sind.

Für den Umgang mit personenbezogenen Daten kann grundsätzlich an den drei praktisch möglichen Erlaubnisnormen angeknüpft werden.

Der Umgang mit hochauflösenden Verbrauchsdaten kann nach §§ 4 und 4a BDSG zulässig sein, weil der Betroffene eine wirksame Einwilligung (s. 7.1.3) gegeben hat. Diese Einwilligung ist allerdings für jede verantwortliche Stelle und von jedem Betroffenen einzuholen.

Der Umgang mit hochauflösenden Verbrauchsdaten kann außerdem nach § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BDSG zulässig sein, wenn dieser zur Durchführung eines Vertragsverhältnisses mit dem Betroffenen erforderlich ist. Wenn diese Verbrauchsmessung Teil des Mietvertrags oder eines

Wartungsvertrags ist, kann die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung der hochauflösenden Verbrauchsdaten zur Erfüllung dieses Vertrags erforderlich sein. Dies muss aber auch für die Übertragung an einen anderen als den Vertragspartner der Fall sein. Letztlich kommt es in dieser Fallgestaltung sehr auf die Vertragsgestaltung zwischen allen Beteiligten an.

Schließlich kann der Umgang mit hochauflösenden Verbrauchsdaten auf § 28 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BDSG gestützt werden. Dann muss dieser zur Wahrung der berechtigten Interessen erforderlich sein und es darf kein Grund zu der Annahme bestehen, dass das schutzwürdige Interesse des Betroffenen an dem Ausschluss der Verarbeitung oder Nutzung überwiegt. Hier muss also jede mit den Daten umgehende verantwortliche Stelle ihr berechtigtes Interesse darlegen und mit den schutzwürdigen Interessen des Betroffenen abwägen. Für diese Abwägung kommt es vor allem auf die Risiken an, die für die informationelle Selbstbestimmung bestehen können, und auf die Schutzvorkehrungen, die die verantwortliche Stelle getroffen hat, um diese Risiken auszuschließen oder zu minimieren. In dieser Fallgestaltung kommt es also sehr auf die gebotene Abwägung der Interessen und auf die besonderen Umstände des jeweiligen Falls an.

## 8 Zusammenfassung

Im Rahmen des FeDet-Projekts wurden grundlegend Methoden zur Fehlerdetektion und –diagnose (FDD) an solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen entwickelt und an Simulations- und Anlagendaten getestet bzw. angewendet. Im ersten Schritt wurde hierzu das vierstufige Konzept zur systematischen FDD entwickelt und die Theorie zur Erzeugung von adaptiven Grenzwerten und unscharfen Grenzen erschlossen. Weiterhin wurde eine umfangreiche Liste zu möglichen Fehlern solarthermischer Anlagen erstellt, die auf den Erfahrungen der Universität Kassel im Bereich Langzeitüberwachung basiert und in Zusammenarbeit mit den Industriepartnern und unter Zuhilfenahme der VDI 2169 ergänzt wurde. Diese Liste umfasst derzeit ca. 140 Fehler. Hiervon sind ungefähr 40 Einträge ähnlich bzw. doppelt (z.B. Temperatursensor im Primär- und Sekundärkreis) und können demnach größtenteils gemeinsam abgehandelt werden. Von den verbleibenden 100 Fehlern wurden im Rahmen des Projektes 20 als nicht oder nur schlecht automatisiert detektierbar eingestuft. Über eine Fehlermöglichkeits- und –einflussanalyse (FMEA) wurden die Fehler dann seitens der Industriepartner und der Uni Kassel bezüglich ihrer Auftretenswahrscheinlichkeit sowie ihres Einflusses auf den Anlagenbetrieb bewertet. Dabei wurden 12 wichtige Fehlerbilder identifiziert, die im Projekt priorisiert behandelt wurden. Ein besonderer Fokus lag auf dem Fehler „Luft im Solarkreis“, dessen Auswirkungen erst näher zu untersuchen waren.

Um das Anlagenverhalten bei bestimmten Fehlern näher untersuchen zu können und Messdaten für die Algorithmenentwicklung und deren Test zu erhalten, wurden thermische Solaranlagen auf zwei Mehrfamilienhäusern der Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft der Stadt Kassel (GWG) installiert. Die Anlagen mit 32,2 und 33,75 m<sup>2</sup> Aperturfläche unterstützen die Trinkwassererwärmung für 12 und 16 Wohneinheiten, sind aber gleichzeitig mit einer umfangreichen Sensorik ausgestattet und können für Versuche benutzt werden, ohne dabei die Trinkwarmwasserversorgung der Bewohner zu gefährden. Die Konzeption als Versuchsanlagen zeigt sich auch in der flexiblen Hydraulik, die z.B. das Umschalten zwischen interner und externer Wärmeübertrager oder den Anschluss weiterer Komponenten ermöglicht. Durch diese Konstellation können Fehler induziert und das resultierende Anlagenverhalten unter realen Einsatzbedingungen studiert werden. Sie sind seit Mitte 2014 in Betrieb und konnten (trotz durchgeführter Versuche) von 05/2014 bis 04/2015 knapp 15,3 MWh fossile Energie einsparen. Werden die Anlagen nicht mehr als Versuchsanlagen benötigt, sollen sie im Rahmen eines Contracting-Modells zwischen der Enertracting GmbH und der GWG Kassel weiterbetrieben werden.

Zur Identifikation von Merkmalen und Symptomen, die zur automatischen Detektion von Luft in Solarkreisen genutzt werden können, wurden in über 50 Experimenten Stickstoff in die zur Verfügung stehenden Versuchsanlagen eingebracht. Hierbei konnte beobachtet werden, dass die ungelösten Gaspolster in den Anlagen zu (lokal) erhöhten Druckverlusten und somit zu Durchflussanomalien führen. Besonders die ungleichmäßige Durchströmung paralleler Kollektorfelder oder Module und die damit einhergehenden Austrittstemperaturdifferenzen

fielen hierbei auf. Außerdem hat sich gezeigt, dass Luft im Kollektorkreis zu vermehrten Stagnations- und Stillstandszeiten führt.

Damit die Messdaten der Versuchsanlagen und weiterer Anlagen bei der Entwicklung und Ausführung von Fehleralgorithmen automatisiert von Auswerterroutinen abgefragt werden können, oder auch für zukünftige Forschungszwecke genutzt werden können, müssen diese strukturiert abgelegt werden und über einen Abfragemechanismus zugänglich sein. Deshalb wurden auf einem Server der Uni Kassel Messwertdatenbanken in einem MySQL-Datenbankmanagementsystem aufgesetzt, die neben den Messwerten der Sensoren auch Informationen zur vorhandenen Sensorkonfiguration und anderen Anlagenparametern enthalten. Die Daten der beiden FeDet-Versuchsanlagen, die mit einer Zeitauflösung von  $\frac{1}{2}$  bzw. 1 Minute vorliegen, werden automatisiert in 15-Minuten-Intervallen an den Server geschickt und in die entsprechende Datenbank geschrieben. Daneben sind Messdaten von 28 weiteren Anlagen (6 Bosch, 6 Viessmann, 16 FSAVE) in der Datenbank enthalten, welche zum Teil ebenfalls automatisiert und zum Teil manuell übertragen und aktualisiert werden.

Da in diesem Projekt das Konzept einer zentralen serverbasierten Fehlerdetektion und -diagnose verfolgt wurde, wurde eine FDD-Software entworfen, die sich flexibel an die vorhandenen Gegebenheiten einer Anlage (Hydraulik, Sensorik) anpassen kann. Sie realisiert methodisch das vierstufige Fehlerdiagnoseverfahren und unterscheidet dabei zwischen dem Wissen und der Wissensverwaltung. Während das (Experten-)Wissen durch die Algorithmen repräsentiert ist, welche lediglich ein klar abgegrenztes Teilproblem einer Detektionsstufe behandeln und im Allgemeinen nur unter gewissen Bedingungen anwendbar sind, verwaltet die FDD-Rahmensoftware dieses Wissen und verknüpft es in geeigneter Weise. Damit dies funktioniert, wurden einerseits einheitliche Algorithmenschnittstellen definiert und andererseits Beschreibungsobjekte eingeführt, die in einheitlicher Weise auch komplexe Informationen zwischen den einzelnen Modulen übermitteln können. Denn ein Merkmalsalgorithmus muss beispielsweise mitteilen können, dass er Austrittstemperaturen einzelner Kollektorfelder benötigt und nur für parallel durchströmte Kollektorfelder anwendbar ist. Anhand dieser Informationen sucht die FDD-Rahmensoftware mögliche Berechnungswege, um bei einer gegebenen Anlage Aussagen zu möglichst vielen Symptomen und Fehlern zu erhalten.

Als Wissensteil der FDD-Software wurden Algorithmen für die 10 priorisierten Fehlerbilder bzw. für die damit zusammenhängenden Merkmale und Symptome entwickelt und anhand der verfügbaren Messdaten der Versuchsanlagen getestet. Insgesamt stehen neben den Algorithmenentwürfen der allgemeinen Fehlerliste Quelltexte für ca. 30 Merkmale, Symptome und Fehler zur Verfügung, die teilweise auch automatisiert auf eine Komponenten- und Sensordatenbank zugreifen, um Komponentenparameter für Grenzwertbetrachtungen nachzuschlagen. Diese Datenbank wurde über intensive Literatur- und Marktrecherchen erstellt und enthält über 6.000 Einzelinformationen zu Standardbauteilen und Sensorik von Solarthermieanlagen. Im Speziellen sind 250 Kollektormodelle, 27 Pumpen, 34 Solarstationen, 96 Speicher, 34 MAGs und diverse weitere Komponenten wie Entlüfter, Ventile, Rohrleitungen und Solarflüssigkeiten vorhanden. Diese

Komponenten sind jeweils mit Informationen zu bspw. der Maximaltemperatur oder zum Betriebsdruck abgespeichert und stehen dem FDD-Konzept zur Erzeugung unscharfer Grenzen zur Verfügung. Weiterhin wurden Sensoren in die Datenbank aufgenommen, welche typischerweise in solarthermischen Systemen verwendet werden (Volumenstrom, Einstrahlung, etc.). Auch diese können im FDD-Konzept zur Berechnung von Unsicherheiten usw. genutzt werden. Neben dem direkten Nutzen im FDD-Programm, ist für die Komponenten- und Sensordatenbank weiterhin eine Web-Schnittstelle entstanden, welche zukünftig als Informationsplattform genutzt werden kann.

Es steht also ein leistungsfähiges FDD-Verfahren zur Verfügung, das sich dank seiner Modularität sowohl flexibel an die Gegebenheiten unterschiedlicher Anlagen anpassen kann als auch Raum für Analysealgorithmen und –verfahren unterschiedlichster Komplexität bietet. Dank des modularen Aufbaus können weitere Algorithmen (oder allg. Berechnungsverfahren einer Stufe, wie z.B. Ertragssimulationen) ohne großen Aufwand eingebunden werden. Dadurch können im Laufe der Zeit sowohl die Güte der Fehlererkennung gesteigert als auch der Kreis der detektierbaren Fehler erweitert werden. Weiterhin kann auch die Menge der analysierbaren Anlagentypen vergrößert oder die zur Detektion notwendige Sensorausstattung verkleinert werden, was in einem immer mächtiger werdenden Werkzeug zur automatischen Fehlerdetektion in solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen resultiert.

## Anhang A Literaturverzeichnis

- Heimrath, R.; Haller, M.**, 2007. *The reference heating system, the template solar system of Task 32*. IEA Solar Heating and Cooling program - Task 32. Institute of Thermal Engineering, Div. Solar Energy and Thermal Building Simulation, Graz University of Technology, Austria.
- Technische Alternative - elektronische Steuergerätegesellschaft mbH**, 2011. *Bedienungsanleitung: Frei programmierbare Universalregelung UVR 1611*.
- Rühling, K.; Heymann, M.; Panitz, F.**, 2013. *Entgasung von Solarkreisläufen und Bestimmung der zur Auslegung erforderlichen Stoffdaten*.
- Shahbazfar, R.**, 2011. Masterthesis *Entwicklung eines algorithmenbasierten Konzepts zur automatisierten Funktionsüberwachung thermischer Solaranlagen*, Universität Kassel, Fachbereich Maschinenbau.
- Shahbazfar, R.; de Keizer, A.C.; Kütke, S.; Jordan, U.; Vajen, K.**, 2012. *Fehlerdetektion und Fehlerdiagnose für große thermische Solaranlagen*. 22. OTTI-Symposium Thermische Solarenergie.
- Shahbazfar, R.; Kütke, S.; Jordan, U.; Vajen, K.**, 2013. *Fehlerdetektion und Fehlerdiagnose für thermische Solaranlagen: Systematische Ermittlung von Grenzwerten*. 23. OTTI-Symposium Thermische Solarenergie.

## Anhang B      Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Vierstufiges Konzept zur systematischen Entwicklung von Algorithmen zur FDD, nach [Shahbazfar et al. 2012] .....	5
Abbildung 2-2: Solare Rücklauftemperaturen zweier mit TRNSYS simulierter Anlagen. Die erste Anlage (rot) funktioniert fehlerfrei, bei der zweiten Anlage (grün) fällt die sekundäre Solarkreispumpe im Juli aus. Quelle: [Shahbazfar et al. 2013], S. 4 .....	8
Abbildung 2-3: Solare Rücklauftemperatur einer mit TRNSYS simulierten Anlage, bei der im Juli die Beladepumpe ausfällt. Quelle: [Shahbazfar et al. 2013], S. 5.....	9
Abbildung 4-1: Polysun-Simulationsergebnisse für MFH2, simulierte Kollektorfläche 42,66 m <sup>2</sup> (Aperturfläche 40,5 m <sup>2</sup> ).....	17
Abbildung 4-2: Kollektorfeldinstallation MFH1 .....	18
Abbildung 4-3: Installation des kubischen 2 m <sup>3</sup> Solarspeichers im Keller von MFH1.....	18
Abbildung 4-4: Solar- und Übergabestationen im Keller von MFH2.....	19
Abbildung 3-5: Demonstrationsanlage MFH2, 32,2 m <sup>2</sup> Aperturfläche, 2 m <sup>3</sup> Solarspeicher, TWW-Unterstützung für 12 WE .....	19
Abbildung 3-6: Demonstrationsanlage MFH2, 33,8 m <sup>2</sup> Aperturfläche, 2 m <sup>3</sup> Solarspeicher, TWW-Unterstützung für 16 WE .....	20
Abbildung 4-7: Hydraulikschaltplan der MFH-Anlagen in Kassel.....	21
Abbildung 4-8: Spezifischen Energiemengen im Kollektorkreis 05/2014-04/2015, MFH1. ..	24
Abbildung 4-9: Spezifischen Energiemengen im Kollektorkreis 05/2014-04/2015, MFH2. ..	26
Abbildung 5-1: Versuchsaufbau der Gasblasenkontrolle, Quelle: [Rühling et al. 2013, S. 70] .....	28
Abbildung 5-2: Anlagenzustände während der Gasblasenkontrolle, Quelle: [Rühling et al. 2013, S. 71].....	29
Abbildung 5-3: Fehlerfreier Betrieb von MFH1 .....	32
Abbildung 5-4: Betrieb von MFH1 mit Stickstoff .....	33
Abbildung 5-5: Durchgeführte Messungen und Experimente an MFH1 .....	34
Abbildung 5-6: Fehlerfreier Betrieb von MFH2 .....	35
Abbildung 5-7: Betrieb von MFH2 mit Stickstoff .....	36
Abbildung 5-8: Durchgeführte Messungen und Experimente an MFH2 .....	38
Abbildung 5-9: Hydraulik der Laboranlagen der Uni Kassel. Der Flach- und VR-Kollektor arbeiten parallel über jeweils eine Solarstation auf interne Wärmeübertrager in einem drucklosen 240 l Speicher. Die Anlagen wurden, wie im Schema dargestellt, mit einer umfangreicheren Sensorik ausgestattet, um im Projekt genutzt zu werden. (T – Temperatursensor, V – Volumenstromsensor, P – Drucksensor) .....	39
Abbildung 5-10: Fehlerfreier Betrieb der Flachkollektor-Laboranlage .....	40
Abbildung 5-11: Betrieb der Flachkollektor-Laboranlage mit Stickstoff .....	41
Abbildung 5-12: Durchgeführte Messungen und Experimente an der Flachkollektor-Laboranlage .....	41
Abbildung 5-13 : Versuchsstand Ausdehnung Edelstahlwellrohr.....	44

---

Abbildung 5-14 : Ergebnisse der experimentellen Untersuchung der Ausdehnung von Edelstahlwellrohr (30 m, DN 25).....	45
Abbildung 6-1: Standardsensorik. Die rot eingekreisten Sensoren bilden die Minimalsensorik, durch Hinzunahme der gelb eingekreisten Sensoren ergibt sich die erweiterte Sensorik .....	47
Abbildung 6-2: FDD-Schema .....	51
Abbildung 6-3: Interaktionsmodell der FDD-Software .....	52
Abbildung 6-4: Auszug aus der Datenspeicherstruktur der zentralen Datenbank: Tabelle Messdaten (links), Tabelle Sensorinformationen (unten).....	70
Abbildung 6-5: Startseite der Web-Schnittstelle der Komponenten- und Sensordatenbank ...	71
Abbildung 6-6: Exemplarische Darstellung des linearen Verlustfaktors aller eingetragenen Kollektormodelle (250), Web-Schnittstelle der Komponenten-Datenbank.....	72
Abbildung 6-7: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, alle Betriebspunkte, Mai 2015.....	73
Abbildung 6-8: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb, Mai 2015.....	74
Abbildung 6-9: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb mit Kennlinien aus Komponentendatenbank, Mai 2015 .....	75
Abbildung 6-10: Kollektorwirkungsgrad von MFH1, gefiltert nach stationärem Betrieb tatsächlicher Kollektorkennlinie, Mai 2015 .....	76

## Anhang C Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Auszug aus allgemeiner Fehlerliste für thermische Solaranlagen, dargestellt: Fehler an Temperatursensoren, Drucksensor, Pumpe des primären Solarkreises und Kollektor(-feld).....	10
Tabelle 3-2: Priorisierte Fehler im Projekt hervorgegangen aus FMEA.....	14
Tabelle 4-1: Jährliche Energiebilanzen und Nutzungsgrade MFH1. ....	25
Tabelle 4-2: Jährliche Energiebilanzen und Nutzungsgrade MFH2. ....	27
Tabelle 6-1: Funktionale Bereiche zur Unterteilung von Systemen, Positionsattribut 1 .....	48
Tabelle 6-2: Vierstufige Angabe von Positionen n Kreisläufen und Pfaden.....	49
Tabelle 6-3: Positionsattribute im Kollektorfeld.....	50
Tabelle 6-4: Übersicht über wichtige Konstruktorfunktionen.....	54
Tabelle 6-5: Zuordnung der Symptome und Algorithmen zu den priorisierten Fehlerbildern	57
Tabelle 8-1: Technisches Datenblatt Viessmann Vitosol 200-F, Quelle: <a href="http://www.viessmann.at/content/dam/internet-global/pdf_documents/Datenblaetter_2013/EV/5368786_05-2013_DE.pdf">http://www.viessmann.at/content/dam/internet-global/pdf_documents/Datenblaetter_2013/EV/5368786_05-2013_DE.pdf</a> , Abruf 08.04.2015 .....	90
Tabelle 8-2: Technische Daten Bosch Buderus Logasol SKN 4.0 (-s), Quelle: <a href="http://www.selfio.de/media/wysiwyg/pdf/Solarthermie/SKN-4_0_Aufdachmontage_Logasol_Flachkollektor.pdf">http://www.selfio.de/media/wysiwyg/pdf/Solarthermie/SKN-4_0_Aufdachmontage_Logasol_Flachkollektor.pdf</a> , Abruf: 08.04.2015 .....	91
Tabelle 8-3: Luftanteile in MFH1 .....	92
Tabelle 8-4: Durchgeführte Versuche an MFH1 (chronologisch).....	93
Tabelle 8-5: Luftanteile in MFH2 .....	96
Tabelle 8-6: Durchgeführte Versuche an MFH2 (chronologisch).....	96
Tabelle 8-7: Durchgeführte Versuche an FK-Laboranlage (chronologisch).....	100
Tabelle 8-8: Durchgeführte Versuche an VRK-Laboranlage (chronologisch) .....	102

## Anhang D Kollektordatenblätter

### D.1 Viessmann Kollektor Vitosol 200-F

Tabelle 8-1: Technisches Datenblatt Viessmann Vitosol 200-F, Quelle:

<http://www.viessmann.at/content/dam/internet->

[global/pdf\\_documents/Datenblaetter\\_2013/EV/5368786\\_05-2013\\_DE.pdf](http://global/pdf_documents/Datenblaetter_2013/EV/5368786_05-2013_DE.pdf), Abruf 08.04.2015

#### Technische Angaben Vitosol 200-F, Typ SV2A/B und SH2A/B

Vitosol 200-F gibt es mit 2 unterschiedlichen Absorberbeschichtungen. Typ SV2B/SH2B hat eine Spezial-Absorberbeschichtung, die den Einsatz der Kollektoren in küstennahen Regionen ermöglicht.

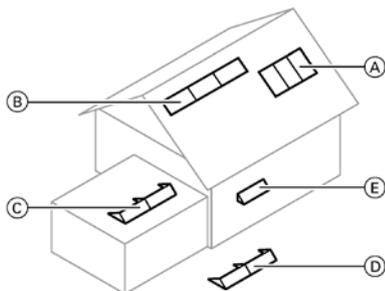
#### Hinweis

Bei Einsatz von Typ SV2A/SH2A in diesen Regionen übernimmt Viessmann keine Haftung.

Abstand zur Küste:

- bis 100 m:  
ausschließlich Typ SV2B/SH2B einsetzen
- zwischen 100 und 1000 m:  
Einsatz von Typ SV2B/SH2B empfehlenswert

Typ		SV2A	SH2A	SV2B	SH2B
<b>Bruttofläche</b>	m <sup>2</sup>				2,51
(für die Beantragung von Fördermitteln erforderlich)					
<b>Absorberfläche</b>	m <sup>2</sup>				2,32
<b>Aperturfläche</b>	m <sup>2</sup>				2,33
<b>Einbaulage</b> (siehe folgende Abbildung)		Ⓐ (Aufdach und Dachintegration), Ⓒ, Ⓓ	Ⓑ (Aufdach und Dachintegration), Ⓒ, Ⓓ, Ⓔ	Ⓐ (Aufdach und Dachintegration), Ⓒ, Ⓓ	Ⓑ (Aufdach und Dachintegration), Ⓒ, Ⓓ, Ⓔ
<b>Abstand zwischen Kollektoren</b>	mm				21
<b>Abmessungen</b>					
Breite	mm	1056	2380	1056	2380
Höhe	mm	2380	1056	2380	1056
Tiefe	mm	90	90	90	90
Folgende Werte beziehen sich auf die Absorberfläche:					
– Optischer Wirkungsgrad	%		79,3		78,3
– Wärmeverlustbeiwert $k_1$	W/(m <sup>2</sup> · K)		4,04		4,07
– Wärmeverlustbeiwert $k_2$	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )		0,0182		0,016
<b>Wärmekapazität</b>	kJ/(m <sup>2</sup> · K)		5,0		4,6
<b>Gewicht</b>	kg				41
<b>Inhalt Flüssigkeit (Wärmeträgermedium)</b>	Liter	1,83	2,48	1,83	2,48
<b>Zul. Betriebsdruck</b> (siehe Kapitel „Solar-Ausdehnungsgefäß“)	bar/MPa				6/0,6
<b>Max. Stillstandtemperatur</b>	°C		186		185
<b>Dampfproduktionsleistung</b>					
– Günstige Einbaulage	W/m <sup>2</sup>				60
– Ungünstige Einbaulage	W/m <sup>2</sup>				100
<b>Anschluss</b>	Ø mm				22



## D.2 Bosch Buderus Kollektor Logasol SKN 4.0 (-s)

Tabelle 8-2: Technische Daten Bosch Buderus Logasol SKN 4.0 (-s), Quelle:

[http://www.selfio.de/media/wysiwyg/pdf/Solarthermie/SKN-4\\_0\\_Aufdachmontage\\_Logasol\\_Flachkollektor.pdf](http://www.selfio.de/media/wysiwyg/pdf/Solarthermie/SKN-4_0_Aufdachmontage_Logasol_Flachkollektor.pdf), Abruf: 08.04.2015

Logasol SKN 4.0	
Zertifikate	CE  
Länge	2017 mm
Breite	1175 mm
Höhe	87 mm
Abstand zwischen den Kollektoren	25 mm
Kollektoranschluss (als Tülle verformt)	23 mm
Absorberinhalt, Typ senkrecht ( $V_f$ )	0,94 l
Absorberinhalt, Typ waagrecht ( $V_f$ )	1,35 l
Außenfläche (Bruttofläche, $A_G$ )	2,37 m <sup>2</sup>
Absorberfläche (Nettofläche, $A_A$ )	2,18 m <sup>2</sup>
Aperturfläche (lichtdurchlässige Fläche, $A_a$ )	2,25 m <sup>2</sup>
Gewicht netto, Typ senkrecht	40 kg
Gewicht netto, Typ waagrecht	41 kg
zulässiger Betriebsdruck Kollektor ( $p_{max}$ )	6 bar
max. Stillstandstemperatur	199 °C

Tab. 4

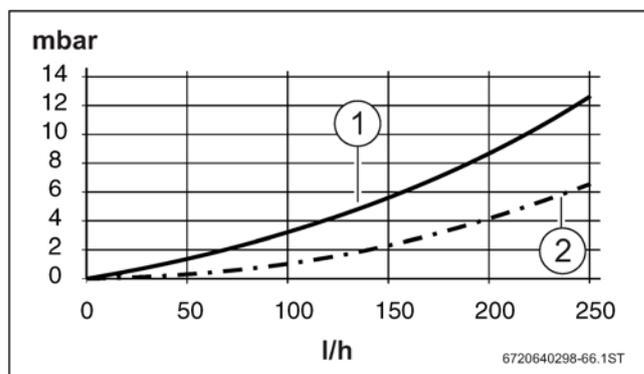


Bild 4 Druckverluste der Kollektoren

- 1 Druckverlustkurve für Typ senkrecht
- 2 Druckverlustkurve für Typ waagrecht

## Anhang E Dokumentation der Versuchsreihen

### E.1 Demonstrationsanlage MFH1

Tabelle 8-3: Luftanteile in MFH1

Datum	Tätigkeit	Gasblasenvolumen (bei Betriebsdruck, 50 °C)	$V_{\text{GB1}^*} / V_{\text{Kollektor}}$	$V_{\text{GB1}^*} / V_{\text{ges, Anlage}}$
09.05.2014	N 2 einbringen			
	GBK	( 3,6 ± 0,2 ) l	13,9 %	5,7 %
13.05.2014	GBK	( 2,9 ± 0,1 ) l	11,5 %	4,7 %
14.05.2014	GBK	( 2,9 ± 0,1 ) l	11,2 %	4,5 %
16.05.2014	GBK	( 2,8 ± 0,1 ) l	11,1 %	4,5 %
19.05.2014	GBK	( 1,8 ± 0,1 ) l	6,8 %	2,8 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 5,5 ± 0,1 ) l	21,6 %	8,8 %
21.05.2014	GBK	( 2,6 ± 0,1 ) l	10,1 %	4,1 %
22.05.2014	GBK	( 2,3 ± 0,1 ) l	9,2 %	3,7 %
27.05.2014	GBK	( 1,8 ± 0,1 ) l	7,2 %	2,9 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 5,3 ± 0,1 ) l	20,7 %	8,4 %
30.05.2014	GBK	( 5,2 ± 0,1 ) l	20,2 %	8,2 %
11.06.2014	GBK	( 1,6 ± 0,1 ) l	6,2 %	2,5 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 4,6 ± 0,1 ) l	18,1 %	7,3 %
16.06.2014	GBK	( 1,5 ± 0,1 ) l	6,0 %	2,4 %
	N2 einbringen			
	Umlauf kommt zum Erliegen, keine weitere GBK möglich			
20.06.2014	GBK	( 1,6 ± 0,1 ) l	6,2 %	2,5 %
	N2 einbringen			
	Umlauf kommt zum Erliegen, keine weitere GBK möglich			
25.06.2014	GBK	( 3,2 ± 0,1 ) l	12,4 %	5,0 %
01.07.2014	GBK	( 1,9 ± 0,1 ) l	7,6 %	3,1 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 6,4 ± 0,2 ) l	24,8 %	10,1 %
15.07.2014	GBK	( 1,7 ± 0,1 ) l	6,4 %	2,6 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 4,9 ± 0,1 ) l	19,2 %	7,8 %
20.08.2014	GBK	( 0,5 ± 0,1 ) l	2,1 %	0,9 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 3,1 ± 0,1 ) l	12,1 %	4,9 %

Datum	Tätigkeit	Gasblasenvolumen (bei Betriebsdruck, 50 °C)	$V_{GB1^*}/V_{Kollektor}$	$V_{GB1^*}/V_{ges, Anlage}$
09.09.2014	GBK	( 3,3 ± 0,1 ) l	12,8 %	5,2 %

Tabelle 8-4: Durchgeführte Versuche an MFH1 (chronologisch)

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in l ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
07.03.14	Schließen sämtlicher Entlüfter GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =2350 ml ; T =15,0 °C	$V_{GB1^*} = 4,66 \pm 0,15$
12.03.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =2380 ml ; T =19,0 °C Druck nicht notiert, aber immer von 4,5 → 2 bar	$V_{GB1^*} = 4,65 \pm 0,15$
13.03.14	Entlüfter und Luftabscheider geöffnet	
17.03.14	Entlüfter und Luftabscheider geschlossen	
22.03.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =2050 ml ; T =23,0 °C	$V_{GB1^*} = 3,95 \pm 0,12$
25.03.14	Installation Vakuumentgaser (VE)	
01.04.14	VE noch in Betrieb	
04.04.14	Anlage vollständig entgast, VE auf Standby GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =1850 ml ; T =32,5 °C	$V_{GB1^*} = 3,46 \pm 0,11$
29.04.14	Abbau VE ( → Umzug in MoRoe)	
09.05.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =1725 ml ; T =32,5 °C GBK 2 : 4,5 → 2,05 bar; Δ Vges =1720 ml ; T =32,5 °C GBK 3 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =1740 ml ; T =32,5 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 4,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar GBK 4 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =3520 ml ; T =32,5 °C GBK 5 : 4,5 → 2,05 bar; Δ Vges =3825 ml ; T =32,5 °C GBK 6 : 3,5 → 2,0 bar; Δ Vges =2790 ml ; T =32,5 °C	$V_{GB1^*} = 3,22 \pm 0,10$ $V_{GB1^*} = 3,28 \pm 0,11$ $V_{GB1^*} = 3,25 \pm 0,10$ $V_{GB1^*} = 6,58 \pm 0,21$ $V_{GB1^*} = 7,29 \pm 0,23$ $V_{GB1^*} = 6,72 \pm 0,34$
13.05.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =3130 ml ; T =15,0 °C GBK 2 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =3105 ml ; T =16,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3495 ml ; T =16,5 °C	$V_{GB1^*} = 6,20 \pm 0,20$ $V_{GB1^*} = 6,13 \pm 0,20$ $V_{GB1^*} = 6,39 \pm 0,17$
14.05.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =3100 ml ; T =16,0 °C GBK 2 : 4,5 → 2,0 bar; Δ Vges =3130 ml ; T =17,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3410 ml ; T =18,0 °C	$V_{GB1^*} = 6,12 \pm 0,20$ $V_{GB1^*} = 6,16 \pm 0,20$ $V_{GB1^*} = 6,21 \pm 0,17$
16.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3380 ml ; T =16,0 °C GBK 2 : 5,05 → 2,0 bar; Δ Vges =3400 ml ; T =20,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3440 ml ; T =23,0 °C	$V_{GB1^*} = 6,19 \pm 0,17$ $V_{GB1^*} = 6,11 \pm 0,16$ $V_{GB1^*} = 6,15 \pm 0,17$
19.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3030 ml ; T =45,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3070 ml ; T =45,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =3005 ml ; T =45,0 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =5230 ml ; T =38,0 °C GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; Δ Vges =5160 ml ; T =37,0 °C	$V_{GB1^*} = 5,05 \pm 0,14$ $V_{GB1^*} = 5,11 \pm 0,14$ $V_{GB1^*} = 5,00 \pm 0,14$ $V_{GB1^*} = 8,91 \pm 0,24$ $V_{GB1^*} = 8,81 \pm 0,24$

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in l ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 5100$ ml ; T =36,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,74 \pm 0,24$
21.05.14	Ausfall der Datenübertragung	
	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3500$ ml ; T =?	$V_{GBK1^*} = 5,92 \pm 0,16$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3480$ ml ; T =?	$V_{GBK1^*} = 5,89 \pm 0,16$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3460$ ml ; T =?	$V_{GBK1^*} = 5,85 \pm 0,16$
22.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 35400$ ml ; T =45,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,66 \pm 0,15$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3380$ ml ; T =46,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,61 \pm 0,15$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3420$ ml ; T =?46,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,68 \pm 0,15$
27.05.14	GBK 1 : 5,1 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3070$ ml ; T =36,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,19 \pm 0,14$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3020$ ml ; T =37,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,16 \pm 0,14$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3005$ ml ; T =39,0 °C	$V_{GBK1^*} = 5,10 \pm 0,14$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar	
	GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 5015$ ml ; T =38,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,54 \pm 0,23$
	GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 5010$ ml ; T =37,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,56 \pm 0,23$
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 5200$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,74 \pm 0,24$
30.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4720$ ml ; T =22,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,47 \pm 0,23$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4750$ ml ; T =23,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,50 \pm 0,23$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4750$ ml ; T =24,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,47 \pm 0,23$
11.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2900$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,88 \pm 0,13$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2910$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,89 \pm 0,13$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2900$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,88 \pm 0,13$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar	
	GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4440$ ml ; T =36,0 °C	$V_{GBK1^*} = 7,61 \pm 0,21$
	GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4690$ ml ; T =33,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,12 \pm 0,22$
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4640$ ml ; T =32,0 °C	$V_{GBK1^*} = 8,06 \pm 0,22$
16.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2825$ ml ; T =38,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,81 \pm 0,13$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2825$ ml ; T =37,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,83 \pm 0,13$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2885$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,85 \pm 0,13$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 3,7 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar	
	GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 4600$ ml ; T =44,0 °C	$V_{GBK1^*} = 7,68 \pm 0,21$
	Bei GBK 4 merklich N 2 abgeführt Keine weitere GBK mehr möglich, da Anlage keinen Umlauf mehr zustande bekommt	
20.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3060$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,88 \pm 0,13$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3060$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,89 \pm 0,13$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 3100$ ml ; T =42,0 °C	$V_{GBK1^*} = 4,88 \pm 0,13$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 5,0 bar	

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in I ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
	Einblasen bei Stillstand + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =5400 ml ( 5,0 → 2,0 bar ) Keine GBK mehr möglich, Temperatur zu hoch	
25.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3590 ml ; T =17,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3550 ml ; T =19,5 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3570 ml ; T =21,0 °C	$V_{GBK1^*}$ =6,56 ± 0,18 $V_{GBK2^*}$ =6,43 ± 0,17 $V_{GBK3^*}$ =6,43 ± 0,17
01.07.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3100 ml ; T =40,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3100 ml ; T =40,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3095 ml ; T =39,0 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 4,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =4500 ml ( 3,65 → 2,0 bar ) GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =5450 ml ; T =30,0 °C GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =5500 ml ; T =27,0 °C GBK 6 : 5,0 → 1,97 bar; $\Delta V_{ges}$ =5555 ml ; T =26,0 °C	$V_{GBK1^*}$ =5,24 ± 0,14 $V_{GBK2^*}$ =5,24 ± 0,14 $V_{GBK3^*}$ =5,25 ± 0,14 $V_{GBK4^*}$ =9,52 ± 0,26 $V_{GBK5^*}$ =9,71 ± 0,26 $V_{GBK6^*}$ =9,74 ± 0,26
15.07.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =2725 ml ; T =19,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =2740 ml ; T =19,5 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =2740 ml ; T =19,6 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 4,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =4500 ml ( 3,65 → 2,0 bar ) GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =4690 ml ; T =27,0 °C GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =4650 ml ; T =26,0 °C GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =4630 ml ; T =25,5 °C	$V_{GBK1^*}$ =4,94 ± 0,14 $V_{GBK2^*}$ =4,96 ± 0,14 $V_{GBK3^*}$ =4,96 ± 0,14 $V_{GBK4^*}$ =8,28 ± 0,23 $V_{GBK5^*}$ =8,24 ± 0,22 $V_{GBK6^*}$ =8,13 ± 0,22
14.08.14	Austausch Kugelhahn im Keller am Luftabscheider gegen Doppelmuffe mit Heizungsentlüfterkappe	
20.08.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =2140 ml ; T =24,8 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =2190 ml ; T =24,7 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 3,5 bar Einblasen bei Stillstand + Ablassen auf 2,0 bar GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3500 ml ; T =21,0 °C GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3570 ml ; T =19,0 °C Anlagendruck (mit MAG) wieder auf 2 bar aufgepumpt	$V_{GBK1^*}$ =3,81 ± 0,11 $V_{GBK2^*}$ =3,90 ± 0,11 $V_{GBK3^*}$ =6,30 ± 0,18 $V_{GBK4^*}$ =6,47 ± 0,18
09.09.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3600 ml ; T =12,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges}$ =3490 ml ; T =12,5 °C	$V_{GBK1^*}$ =6,69 ± 0,18 $V_{GBK2^*}$ =6,47 ± 0,18

## E.2 Demonstrationsanlage MFH2

Tabelle 8-5: Luftanteile in MFH2

Datum	Tätigkeit	Gasblasenvolumen (bei Betriebsdruck, 50 °C )	$V_{\text{GB1}^*}/V_{\text{Kollektor}}$	$V_{\text{GB1}^*}/V_{\text{ges, Anlage}}$
Anlage standardmäßig gespült und befüllt				
17.03.2014	GBK	( 0,8 ± 0,1 ) l	6,2 %	1,6 %
22.05.2014	N 2 einbringen			
	GBK	( 0,8 ± 0,1 ) l	5,9 %	1,5 %
27.05.2014	GBK	( 0,8 ± 0,1 ) l	5,8 %	1,5 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 3,1 ± 0,1 ) l	23,5 %	6,1 %
30.05.2014	GBK	( 2,7 ± 0,1 ) l	20,6 %	5,3 %
11.06.2014	GBK	( 0,5 ± 0,1 ) l	4,1 %	1,1 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 2,5 ± 0,1 ) l	18,7 %	4,8 %
16.06.2014	GBK	( 0,9 ± 0,1 ) l	7,0 %	1,8 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 3,8 ± 0,1 ) l	28,8 %	7,4 %
20.06.2014	GBK	( 1,0 ± 0,1 ) l	7,5 %	1,9 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 5,7 ± 0,1 ) l	43,3 %	11,2 %
25.06.2014	GBK	( 5,2 ± 0,1 ) l	39,1 %	10,1 %
01.07.2014	GBK	( 5,6 ± 0,1 ) l	42,4 %	11,0 %
	N2 einbringen			
	GBK	( 18,2 ± 0,4 ) l	137,9 %	35,7 %
17.07.2014	GBK	( 19,4 ± 0,8 ) l	146,7 %	38,0 %
	N 2 abführen			
	GBK	( 14,9 ± 0,6 ) l	113,1 %	29,3 %
	N2 abführen			
	GBK	( 9,2 ± 0,4 ) l	69,4 %	18,0 %
30.07.2014	GBK	( 10,7 ± 0,4 ) l	81,3 %	21,1 %
	N2 abführen			
	GBK	( 6,7 ± 0,2 ) l	50,6 %	13,1 %
	N2 abführen			

Tabelle 8-6: Durchgeführte Versuche an MFH2 (chronologisch)

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in l ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
-------	-----------	---

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in 1 ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
12.03.14	Tischaufbau, Vorbereitung der Messungen	
17.03.14	Entlüfter zu, bei Luftabscheider fehlt ein Kugelhahn GBK : 4,5 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1200$ ml ; T =17,0 °C	$V_{GB1^*} = 2,23 \pm 0,07$
22.03.14	Anlage läuft, GBK nicht möglich	
29.04.14	Installation Vakuumentgaser (VE)	
30.04.14	VE noch in Betrieb	
13.05.14	VE auf Störung M09 Meldung vom 10.05.2014, bis dahin fehlerfreier Betrieb → ab 10.05.2014 vollst. entgast	
14.05.14	VE läuft nicht (M09), Schmutzfänger ist zu reinigen	
16.05.14	Schmutzfänger gereinigt keine Datenübertragung → Bootloader neu gestartet später VE wieder mit M09 außer Betrieb	
21.05.14	VE nach hydr. Abgleich wieder in Betrieb genommen	
22.05.14	VE wieder auf M09, erneut in Betrieb genommen Abends VE auf Standby geschaltet GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 840$ ml ; T =33,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,04 bar; $\Delta V_{ges} = 860$ ml ; T =33,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 870$ ml ; T =32,0 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,0 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1320$ ml ; T =36,0 °C GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1355$ ml ; T =35,0 °C GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1350$ ml ; T =34,0 °C	$V_{GB1^*} = 1,38 \pm 0,05$ $V_{GB1^*} = 1,43 \pm 0,05$ $V_{GB1^*} = 1,43 \pm 0,05$ $V_{GB1^*} = 2,15 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 2,21 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 2,21 \pm 0,06$
27.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1360$ ml ; T =37,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1350$ ml ; T =37,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1330$ ml ; T =36,0 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 3,25 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2740$ ml ; T =30,0 °C GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2705$ ml ; T =31,0 °C GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2750$ ml ; T =32,0 °C	$V_{GB1^*} = 2,20 \pm 0,07$ $V_{GB1^*} = 2,19 \pm 0,07$ $V_{GB1^*} = 2,16 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 4,54 \pm 0,12$ $V_{GB1^*} = 4,47 \pm 0,12$ $V_{GB1^*} = 4,53 \pm 0,12$
30.05.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2500$ ml ; T =28,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2470$ ml ; T =28,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2480$ ml ; T =31,0 °C	$V_{GB1^*} = 4,17 \pm 0,11$ $V_{GB1^*} = 4,12 \pm 0,11$ $V_{GB1^*} = 4,10 \pm 0,11$
11.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1235$ ml ; T =44,0 °C GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1240$ ml ; T =44,0 °C GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 1220$ ml ; T =43,0 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{ges} = 2310$ ml ; T =32,0 °C	$V_{GB1^*} = 1,96 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 1,96 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 1,94 \pm 0,06$ $V_{GB1^*} = 3,80 \pm 0,10$

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in l ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)
	GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 2415 \text{ ml}$ ; T =32,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 3,98 \pm 0,10$
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 2350 \text{ ml}$ ; T =32,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 3,87 \pm 0,10$
16.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1475 \text{ ml}$ ; T =44,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,34 \pm 0,07$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1510 \text{ ml}$ ; T =44,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,39 \pm 0,07$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1450 \text{ ml}$ ; T =44,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,30 \pm 0,07$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar	
	GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 3200 \text{ ml}$ ; T =38,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 5,17 \pm 0,13$
	GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 3200 \text{ ml}$ ; T =36,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 5,20 \pm 0,13$
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 3200 \text{ ml}$ ; T =32,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 5,27 \pm 0,14$
20.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1510 \text{ ml}$ ; T =44,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,39 \pm 0,07$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1510 \text{ ml}$ ; T =45,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,39 \pm 0,07$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 1540 \text{ ml}$ ; T =47,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 2,42 \pm 0,07$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 4,9 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =4090 ml ( 4,7 → 2,0 bar )	
	GBK 4 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 3405 \text{ ml}$ ; T =40,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 7,07 \pm 0,18$
	GBK 5 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4500 \text{ ml}$ ; T =40,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 7,22 \pm 0,19$
	GBK 6 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4400 \text{ ml}$ ; T =39,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 7,08 \pm 0,18$
25.06.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4020 \text{ ml}$ ; T =33,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 6,60 \pm 0,17$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4020 \text{ ml}$ ; T =35,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 6,56 \pm 0,17$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4060 \text{ ml}$ ; T =37,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 6,58 \pm 0,17$
01.07.14	GBK 1 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4050 \text{ ml}$ ; T =16,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 7,04 \pm 0,19$
	GBK 2 : 5,0 → 1,97 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4080 \text{ ml}$ ; T =16,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 7,02 \pm 0,18$
	GBK 3 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4020 \text{ ml}$ ; T =16,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 6,99 \pm 0,18$
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 4,0 bar Einblasen bei Stillstand + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =4595 ml ( 4,0 → 2,0 bar ) Viel Gas mit abgeführt	
	GBK 4 : 5,0 → 2,1 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 10400 \text{ ml}$ ; T =22,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 18,32 \pm 0,49$
	GBK 5 : 4,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 9860 \text{ ml}$ ; T =21,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 19,85 \pm 0,75$
	GBK 6 : 4,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 10240 \text{ ml}$ ; T =20,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 20,69 \pm 0,78$
17.07.14	GBK 1 : 4,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 10600 \text{ ml}$ ; T =29,0 °C N 2 abführen über Entlüfter unter dem Dach (bei Umlauf mit erhöhtem Druck)	$V_{\text{GBK1}^*} = 20,78 \pm 0,79$
	GBK 2 : 4,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 8420 \text{ ml}$ ; T =32,0 °C N 2 abführen über Entlüfter unter dem Dach (bei Umlauf mit erhöhtem Druck, bis Anlage bei 2 bar wieder selbstständig anläuft)	$V_{\text{GBK1}^*} = 16,34 \pm 0,62$
	GBK 3 : 4,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 5540 \text{ ml}$ ; T =37,0 °C	$V_{\text{GBK1}^*} = 10,58 \pm 0,40$

---

<b>Datum</b>	<b>Tätigkeit</b>	<b>Ergebnis GBK in l ( 50 °C ) ("Offset" nicht abgezogen)</b>
30.07.14	GBK 1 : 4,5 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 6750$ ml ; T =26,0 °C N 2 abführen über Entlüfter unter dem Dach (bei Umlauf mit erhöhtem Druck)	$V_{\text{GB1}^*} = 12,15 \pm 0,38$
	GBK 2 : 5,0 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 4850$ ml ; T =28,0 °C N 2 abführen über Entlüfter unter dem Dach (bei Umlauf mit erhöhtem Druck, bis Anlage bei 2 bar wieder selbstständig mit ca. 550 l/h anläuft)	$V_{\text{GB1}^*} = 8,09 \pm 0,21$

---

## E.3 Laboranlagen Uni Kassel

**Tabelle 8-7: Durchgeführte Versuche an FK-Laboranlage (chronologisch)**

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in I ( 50 °C ) (kein "Offset" ermittelt)	
25.02.14	Abdecken FK und Test GBK		
03.03.14	GBK+ Test Luft in System einzubringen		
11.04.14	Umbau der Anlage mit erweiterter Messtechnik Spülen- und Befüllen der Anlage mit Solarstation		
23.04.14	GBK 1 : 5,3 → 1,52 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 60 \text{ ml}$ ; T =14,2 °C	V GB 1 * =0,10 ± 0,01	
	GBK 2 : 5,3 → 1,49 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 63 \text{ ml}$ ; T =14,2 °C	V GB 1 * =0,11 ± 0,01	
	Stickstoff mit ND 4,0 bar: Anlagendruck 1,5 → 3,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar		
	GBK 3 : 5,49 → 1,50 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 90 \text{ ml}$ ; T =14,5 °C	V GB 1 * =0,15 ± 0,01	
	Stickstoff mit ND 4,0 bar: Anlagendruck 1,5 → 3,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar		
	GBK 4 : 5,07 → 1,51 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 150 \text{ ml}$ ; T =14,0 °C	V GB 1 * =0,26 ± 0,01	
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 5,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar		
	GBK 5 : 5,21 → 1,46 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 180 \text{ ml}$ ; T =15,4 °C	V GB 1 * =0,3 ± 0,01	
	24.04.14	GBK 1 : 5,30 → 1,50 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 140 \text{ ml}$ ; T =25,3 °C	V GB 1 * =0,23 ± 0,01
		GBK 2 : 5,35 → 1,50 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 145 \text{ ml}$ ; T =25,6 °C	V GB 1 * =0,23 ± 0,01
25.04.14	GBK 1 : 5,25 → 1,47 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 130 \text{ ml}$ ; T =23,0 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
	GBK 2 : 5,27 → 1,52 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 130 \text{ ml}$ ; T =23,1 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
26.04.14	FK abdecken		
	GBK 1 : 5,39 → 1,44 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 135 \text{ ml}$ ; T =22,6 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
	GBK 2 : 5,32 → 1,51 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 128 \text{ ml}$ ; T =22,9 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 5,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar		
	GBK 3 : 5,27 → 1,52 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 250 \text{ ml}$ ; T =23,7 °C	V GB 1 * =0,41 ± 0,01	
	GBK 4 : 5,25 → 1,54 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 270 \text{ ml}$ ; T =24,0 °C	V GB 1 * =0,44 ± 0,01	
	GBK 5 : 5,29 → 1,53 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 270 \text{ ml}$ ; T =24,0 °C	V GB 1 * =0,44 ± 0,01	
05.05.14	FK abdecken		
	GBK 1 : 5,35 → 1,52 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 130 \text{ ml}$ ; T =36,8 °C	V GB 1 * =0,20 ± 0,01	
	GBK 2 : Sicherheitsventil spricht an, Anlage bläst ab Anlage über Nacht abgedeckt gelassen		
06.05.14	Anschluss und Test Prüfpumpe		
	GBK 1 : 5,04 → 1,51 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 120 \text{ ml}$ ; T =18,6 °C	V GB 1 * =0,20 ± 0,01	
	GBK 2 : 5,01 → 1,49 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 123 \text{ ml}$ ; T =18,6 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
	GBK 3 : 4,98 → 1,49 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 125 \text{ ml}$ ; T =19,1 °C	V GB 1 * =0,21 ± 0,01	
	GBK 4 : 4,98 → 1,52 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 115 \text{ ml}$ ; T =31,9 °C	V GB 1 * =0,19 ± 0,01	

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in I ( 50 °C ) (kein "Offset" ermittelt)
	GBK 5 : 4,97 → 1,51 bar; $\Delta V$ ges =118 ml ; T =31,9 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 4,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar	V GB 1 * =0,19 ± 0,01
	GBK 6 : 5,00 → 1,54 bar; $\Delta V$ ges =170 ml ; T =32,9 °C	V GB 1 * =0,28 ± 0,01
	GBK 7 : 5,04 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =170 ml ; T =31,8 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 4,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar	V GB 1 * =0,28 ± 0,01
	GBK 8 : 5,00 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =282 ml ; T =33,3 °C	V GB 1 * =0,46 ± 0,01
	GBK 9 : 5,07 → 1,49 bar; $\Delta V$ ges =295 ml ; T =32,3 °C	V GB 1 * =0,47 ± 0,01
07.05.14	GBK 1 : 4,95 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =285 ml ; T =53,5 °C	V GB 1 * =0,44 ± 0,01
	GBK 2 : 5,00 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =293 ml ; T =54,1 °C	V GB 1 * =0,44 ± 0,01
	GBK 3 : 5,02 → 1,42 bar; $\Delta V$ ges =298 ml ; T =54,1 °C	V GB 1 * =0,44 ± 0,01
12.05.14	GBK 1 : 5,02 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =238 ml ; T =15,5 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
	GBK 2 : 5,05 → 1,53 bar; $\Delta V$ ges =235 ml ; T =16,4 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
	GBK 3 : 5,00 → 1,60 bar; $\Delta V$ ges =225 ml ; T =16,7 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
13.05.14	GBK 1 : 5,01 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =222 ml ; T =50,0 °C Anlage springt während der Messung an, Abbruch	V GB 1 * =0,34 ± 0,01
	GBK 2 : 5,05 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =237 ml ; T =36,5 °C	V GB 1 * =0,38 ± 0,01
	GBK 3 : 5,09 → 1,53 bar; $\Delta V$ ges =236 ml ; T =35,5 °C	V GB 1 * =0,38 ± 0,01
	GBK 4 : 5,15 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =242 ml ; T =34,6 °C	V GB 1 * =0,38 ± 0,01
19.05.14	GBK 1 : 5,09 → 1,54 bar; $\Delta V$ ges =160 ml ; T =30,0 °C	V GB 1 * =0,26 ± 0,01
	GBK 2 : 5,04 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =165 ml ; T =33,2 °C	V GB 1 * =0,27 ± 0,01
	GBK 3 : 5,18 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =170 ml ; T =34,7 °C	V GB 1 * =0,27 ± 0,01
23.05.14	GBK 1 : 5,03 → 1,54 bar; $\Delta V$ ges =120 ml ; T =41,2 °C	V GB 1 * =0,19 ± 0,01
	GBK 2 : 5,15 → 1,49 bar; $\Delta V$ ges =130 ml ; T =42,7 °C	V GB 1 * =0,20 ± 0,01
	GBK 3 : 5,07 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =130 ml ; T =42,8 °C	V GB 1 * =0,20 ± 0,01
24.05.14	Einbau der Kugelhähne in Anlage	
11.06.14	GBK 1 : 5,00 → 1,54 bar; $\Delta V$ ges =112 ml ; T =32,5 °C	V GB 1 * =0,18 ± 0,01
	GBK 2 : 4,95 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =109 ml ; T =31,1 °C	V GB 1 * =0,18 ± 0,01
	GBK 3 : 5,00 → 1,54 bar; $\Delta V$ ges =108 ml ; T =31,2 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,7 → 4,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar	V GB 1 * =0,18 ± 0,01
	GBK 4 : 5,04 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =250 ml ; T =32,9 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
	GBK 5 : 5,05 → 1,49 bar; $\Delta V$ ges =250 ml ; T =31,8 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
	GBK 6 : 5,01 → 1,52 bar; $\Delta V$ ges =246 ml ; T =31,5 °C	V GB 1 * =0,40 ± 0,01
16.06.14	GBK 1 : 5,01 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =250 ml ; T =27,8 °C	V GB 1 * =0,41 ± 0,01
	GBK 2 : 5,07 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =257 ml ; T =30,8 °C	V GB 1 * =0,41 ± 0,01
	GBK 3 : 5,07 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =252 ml ; T =28,6 °C Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,8 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =235 ml ( 3,5 → 2,0 bar )	V GB 1 * =0,41 ± 0,01

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in 1 ( 50 °C ) (kein "Offset" ermittelt)
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 2,2 → 2,9 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 2,0 bar $\Delta V$ ablassen =215 ml ( 2,9 → 2,0 bar )	
	GBK 4 : 5,08 → 1,50 bar; $\Delta V$ ges =540 ml ; T =40,4 °C	V GB 1 * =0,82 ± 0,01
	GBK 5 : 5,05 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =539 ml ; T =41,5 °C	V GB 1 * =0,82 ± 0,01
	GBK 6 : 5,11 → 1,48 bar; $\Delta V$ ges =530 ml ; T =44,0 °C	V GB 1 * =0,80 ± 0,01
22.08.14	Abdecken der Anlagen	
	GBK 1 : 5,11 → 1,44 bar; $\Delta V$ ges =528 ml ; T =30,4 °C	V GB 1 * =0,84 ± 0,01
	GBK 2 : 5,01 → 1,49 bar; $\Delta V$ ges =510 ml ; T =28,3 °C	V GB 1 * =0,83 ± 0,01
	GBK 3 : 5,0 → 1,51 bar; $\Delta V$ ges =500 ml ; T =26,6 °C	V GB 1 * =0,83 ± 0,01

Tabelle 8-8: Durchgeführte Versuche an VRK-Laboranlage (chronologisch)

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in 1 ( 50 °C ) (kein "Offset" ermittelt)
11.04.14	Umbau der Anlage mit erweiterter Messtechnik Spülen- und Befüllen der Anlage mit Solarstation	
25.04.14	VRK Abdecken	
	GBK 1 : 5,1 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =480 ml ; T =30,0 °C	V GB 1 * =0,78 ± 0,02
	GBK 2 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =489 ml ; T =32,0 °C	V GB 1 * =0,80 ± 0,02
26.04.14	VRK Abdecken	
	GBK 1 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =500 ml ; T =43,0 °C	V GB 1 * =0,79 ± 0,02
	GBK 2 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =495 ml ; T =44,0 °C	V GB 1 * =0,78 ± 0,02
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 3,5 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar Klingt bei Ablassen so, als ob Gas direkt abgeführt wird	
	GBK 3 : 4,5 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =390 ml ; T =46,0 °C	V GB 1 * =0,65 ± 0,02
	GBK 4 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =500 ml ; T =45,0 °C	V GB 1 * =0,79 ± 0,02
	Stickstoff mit ND 5,5 bar: Anlagendruck 1,5 → 3,0 bar Einblasen unter Umlauf + Ablassen auf 1,5 bar Anlage kann keinen Volumenstrom mehr aufbauen	
12.05.14	GBK 1 : 4,5 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =668 ml ; T =18,0 °C	V GB 1 * =1,22 ± 0,03
	GBK 2 : 4,55 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =680 ml ; T =18,0 °C	V GB 1 * =1,23 ± 0,03
	GBK 3 : 5,0 → 1,1 bar; $\Delta V$ ges =930 ml ; T =19,0 °C	V GB 1 * =1,59 ± 0,04
	GBK 4 : 5,0 → 1,495 bar; $\Delta V$ ges =733 ml ; T =20,0 °C	V GB 1 * =1,25 ± 0,03
13.05.14	GBK 1 : 4,5 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =668 ml ; T =38,0 °C	V GB 1 * =1,14 ± 0,03
	GBK 2 : 4,5 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =665 ml ; T =38,0 °C	V GB 1 * =1,13 ± 0,03
	GBK 3 : 4,5 → 1,5 bar; $\Delta V$ ges =660 ml ; T =38,0 °C	V GB 1 * =1,12 ± 0,03
19.05.14	GBK 1 : 5,05 → 1,495 bar; $\Delta V$ ges =735 ml ; T =34,0 °C	V GB 1 * =1,19 ± 0,03

Datum	Tätigkeit	Ergebnis GBK in 1 ( 50 °C ) (kein "Offset" ermittelt)
	GBK 2 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 715 \text{ ml}$ ; T =35,0 °C	V GB 1 * =1,16 ± 0,03
	GBK 3 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 702 \text{ ml}$ ; T =36,0 °C	V GB 1 * =1,14 ± 0,03
23.05.14	GBK 1 : 5,02 → 2,0 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 530 \text{ ml}$ ; T =34,0 °C	V GB 1 * =1,00 ± 0,04
	GBK 2 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 720 \text{ ml}$ ; T =35,0 °C	V GB 1 * =1,17 ± 0,04
	GBK 3 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 730 \text{ ml}$ ; T =36,0 °C	V GB 1 * =1,18 ± 0,04
23.05.14	GBK 1 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 632 \text{ ml}$ ; T =37,0 °C	V GB 1 * =1,02 ± 0,03
	GBK 2 : 5,0 → 1,495 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 645 \text{ ml}$ ; T =38,0 °C	V GB 1 * =1,03 ± 0,03
	GBK 3 : 5,0 → 1,5 bar; $\Delta V_{\text{ges}} = 640 \text{ ml}$ ; T =38,0 °C	V GB 1 * =1,03 ± 0,03