

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

20/12/2018

Projekttitlel: SPC – Solar Predictive Control

Projektnummer: 848776

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	1. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/04/2015
Projektende	31/07/2018
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	40 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH BIOENERGY 2020+ GmbH
AnsprechpartnerIn	Peter Innerhofer Markus Gölles
Postadresse	S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH A-8020 Graz Puchstrasse 85 BIOENERGY 2020+ GmbH Inffeldgasse 21b 8010 Graz
Telefon	+43 316 292840 +43 316 873 9201
Fax	
E-mail	office@solid.at office@bioenergy2020.eu
Website	https://www.solid.at/de/ https://www.bioenergy2020.eu/

Projekttitle SPC

Untertitel Solar Predictive Control

AutorInnen:

Viktor Unterberger (Bioenergy2020+)

Peter Innerhofer (SOLID)

Klaus Lichtenegger (Bioenergy2020+)

Markus Gölles (Bioenergy2020+)

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	4
2	Einleitung	6
3	Inhaltliche Darstellung	8
3.1	Beschreibung der Anlage und Mess- /Regelungstechnische Analyse.....	8
3.1.1	Analyse der derzeitigen Regelung	8
3.1.2	Analyse der derzeitigen Messtechnik und Datenerfassung.....	12
3.1.3	Installation zusätzlicher Sensorik und Messtechnik	13
3.2	Modellierung und experimentelle Verifikation.....	17
3.2.1	Modellierung der Pumpe	17
3.2.2	Hydraulisches Netzwerk (Verrohrung, Strangreguliertventil, Mischer)	19
3.2.3	Modellierung von Kollektorfeldern.....	20
3.2.4	Modellierung von Pufferspeichern	23
3.3	Entwicklung von Prognosemethoden.....	26
3.3.1	Genereller Aufbau	26
3.3.2	Verifikation	27
3.4	Regelungsentwicklung.....	28
3.4.1	Konzept der modellbasierten Basisregelung.....	29
3.4.2	Konzept der modellbasierten Systemregelung.....	33
3.5	Implementierung und Umsetzung	36
3.5.1	Optimierte Standardregelung.....	37
3.5.2	Modellbasierte Basisregelung.....	38
3.5.3	Modellbasierte Systemregelung.....	41
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	43
4.1	Regelungstechnische Verbesserungen Basisregelung	43
4.1.1	Starkes Variieren der Kollektorfeldaustrittstemperaturen der unterschiedlichen Kollektorfelder:	44
4.1.2	Zeitliches Schwingen der Kollektoraustrittstemperaturen bei konstanter Globalstrahlung:	44
4.1.3	Schwingverhalten der Kollektoraustrittstemperaturen bei schwankender Globalstrahlung:	47
4.2	Regelungstechnische Verbesserungen Systemregelung	49
4.2.1	Puffermanagement in der Übergangszeit, fixe Schwellwertregelung	49
4.2.2	Puffer als Weiche:	50
4.2.3	Pufferbeladung im Sommer:	50
4.3	Regelungstechnische Verbesserungen Allgemein	51
4.3.1	Einfache Adaptierung des Konzepts	51
4.3.2	Effizientere Fehlersuche	51
4.3.3	Geringere ServiceWartungskosten	51

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

5	Ausblick und Empfehlungen.....	51
6	Literaturverzeichnis	53
7	Anhang	54
8	Kontaktdaten.....	54

2 Einleitung

Aufgabenstellung

Die Regelung mittlerer und großer solarthermischer Anlagen (ab 50 kW Kollektorleistung bzw. 100 m² Kollektorfläche) stellt eine erhebliche Herausforderung dar. Aus unzulänglichen Regelstrategien resultieren u.a. Exergieverluste durch Mischung von Wärmeträgern mit unterschiedlichen Temperaturen am Kollektorfeld, andere suboptimale Betriebsbedingungen sowie ein hoher Wartungsaufwand im Betrieb. Die Anlagen werden bislang nicht (oder nur durch manuelle Eingriffe) vorausschauend betrieben. Das reduziert die solaren Erträge und den solaren Deckungsgrad des Gesamtsystems und führt in weiterer Folge zu höheren Kosten. Eine modellbasierte Regelung, insbesondere in einem Gesamtsystem-Ansatz, der auch Prognosemethoden einbindet, kann hier Abhilfe schaffen wie es bereits in anderen Bereichen erfolgreich demonstriert wurde.

Schwerpunkte des Projektes

Die Schwerpunkte des Projekts beziehen sich dabei auf eine detaillierte Modellbildung, Entwicklung von akkuraten Prognosemethoden, Entwicklung einer Gesamtheitlichen modellbasierten Regelung und deren Implementierung an einer realen Anlage sowie einer Langzeitvalidierung der entwickelten Methode.

Einordnung in das Programm

Das Projekt behandelt prioritär: Schwerpunkt Themenfeld 3 - Erneuerbare Energien und dabei den Subschwerpunkt: 3.3 Solarthermie. Andere Ausschreibungsschwerpunkte werden zwar nicht direkt angesprochen, in langfristiger Perspektive gibt es aber eine Reihe von Anknüpfungspunkten zu anderen Bereichen. Insbesondere für intelligente thermische Netze (TF 4.2) können gut geregelte solare „Großeinspeiser“ von großem Nutzen sein. Starke Querverbindungen gibt es zur Thematik thermischer Speicher (TF 5.4), da vorausschauende Speichereinbindung ein zentrales Element der hier zu entwickelnden Systemregelung darstellt. Optimale Nutzung der solaren Erträge ist auch in Hinblick auf künftige Nutzung von Solarenergie durch saisonale Speicher von großer Bedeutung.

Verwendete Methoden

Die in diesem Projekt verwendeten Methoden waren unter anderem die

- Untersuchung und Auswertung bestehender Messdaten
- Installations- und Programmierarbeiten
- Mathematische Modellbildung und Verifikation
- Implementierung der Modelle in Simulationssoftware
- Durchführung von rechnerunterstützten Simulationsstudien unter Einbindung realer Messdaten
- Ergebnisbewertung und Parameteranpassung
- Durchführung von physikalischen und prozesstechnischen Systemanalysen

- rechnerunterstützter modellbasierter Reglerentwurf
- Programmierarbeiten zur Implementierung der modellbasierten Regelung in der Anlagensteuerung
- Durchführung von Testläufen mit der neuen Regelung und Bewertung
- Parameteroptimierung, Zielgruppenspezifische Aufbereitung von Projektergebnissen
- Erstellung und Einreichung wissenschaftlicher Publikationen
- Präsentation der Ergebnisse auf Konferenzen und Workshops

Aufbau der Arbeit

Die zur Erreichung der technischen Ziele des Projekts erforderlichen Arbeiten wurden in mehreren Arbeitspaketen unterteilt. Zu Beginn des Projekts wurde eine detaillierte mess- und regelungstechnische Analyse der Anlage durchgeführt. Anhand dieser Analyse wurde ein umfassender Umbau der Anlage vorgenommen und es wurden zusätzliche Sensoren und Aktuatoren installiert (siehe Abschnitt 3.1). Die regelungstechnische Analyse zeigte bereits zahlreiche Schwächen des bestehenden State-of-the-Art-Regelungskonzepts. Darauf aufbauend wurden mathematische Modelle der wichtigsten Anlagenkomponente entwickelt und experimentell verifiziert (siehe Abschnitt 3.2). Danach wurden im zweiten Projektjahr Methoden zur adaptiven Prognose des zu erwartenden Solarertrages sowie des zu erwartenden Wärmebedarfs entwickelt und mit Messdaten (siehe Abschnitt 3.3) verifiziert. Dabei wurden beide Methoden mathematisch möglichst einfach gehalten, um später die Anforderungen für die Implementierung in einer Anlagensteuerung gering zu halten bzw. überhaupt zu ermöglichen. Für beide Methoden kann die Prognosequalität für den vorgesehenen Einsatz als sehr gut bezeichnet werden. Weiters konnte auf Basis der im ersten Projektjahr entwickelten mathematischen Modelle die Entwicklung eines modellbasierten Regelungskonzepts (siehe Abschnitt 3.4) umgesetzt werden. Es wurde dabei ein Konzept für eine modellbasierte Basisregelung entwickelt, welche unter Berücksichtigung der hydraulischen Verkoppelungen die Massenströme in den einzelnen Kollektorfeldern so vorgibt, dass Abweichungen der Austrittstemperaturen zwischen den Feldern minimiert werden und welche die Messung von Globalstrahlung und Außentemperatur berücksichtigt um schneller reagieren zu können. Die weiteren Arbeiten zur Regelung beschäftigen sich mit der Entwicklung einer übergeordneten Systemregelung und deren Zusammenspiel mit der Basisregelung. Beide gemeinsam, Basis- und Systemregelung, ergeben danach ein modellbasiertes Regelungskonzept für große Solarthermieanlagen. Parallel zur Entwicklung einer modellbasierten Regelung wurde eine neue speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) an der Anlage installiert, auf der im weiteren Projektverlauf sowohl eine optimierte Standardregelung (ursprüngliche Regelung) als auch die im Projekt entwickelte modellbasierte Regelung implementiert wurden (siehe Abschnitt 3.5). Die Ergebnisse der neuen Regelung sind dabei in Abschnitt 4 beschrieben. Im Rahmen von Abschnitt 5 werden Empfehlung bei der Umsetzung sowie ein Ausblick gegeben. Dabei wurden mehrere Teilergebnisse des Projekts erfolgreiche auf verschiedenen national, wie internationalen Konferenzen präsentiert (siehe Abschnitt 6).

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Beschreibung der Anlage und Mess- /Regelungstechnische Analyse

Zu Beginn des Projekts SPC wurde entschieden, welche der bestehenden Anlagen, die vom Projektpartner SOLID betreut werden, am besten für eine Implementierung der neuen Regelungsstrategie und den damit verbundenen Umbau geeignet ist. Als Bewertungsgrundlage wurden Größe der Anlage, Komplexität der Verschaltung, Menge an bereits vorhandener Messtechnik sowie geografische Nähe und einfache Zugänglichkeit herangezogen. Die Solaranlage *Wasserwerk Andritz (WWA)* in der Wasserwerksstraße Graz, in Abbildung 1 gezeigt, erfüllte die Gesamtheit dieser Kriterien am besten.



Abbildung 1: Solaranlage Wasserwerk Andritz (WWA)

Diese Anlage besitzt eine Kollektorfläche von 3.855 m², einen Pufferspeicher mit 64,6 m³, an den Verbraucher mit einer Anschlussleistung von insgesamt 505 kW_{th} angeschlossen sind. Zusätzlich besteht die Möglichkeit zur Einspeisung ins Grazer Fernwärmenetz. Es sind verschieden große Kollektorfelder verbaut, welche auch unterschiedlich ausgerichtet sind (südlich, südöstlich und südwestlich), siehe auch Abbildung 2, und es gibt mehrere Wärmesenken (Einspeisung ins Fernwärmenetz, direkte Einspeisung in den Pufferspeicher, indirekte Einspeisung in den Pufferspeicher über eine Wärmepumpe).

Bei einer indirekten Einspeisung über die Wärmepumpe wird tiefer als bei Direkteinspeisung in den Pufferspeicher gespeist, damit die thermische Schichtung im Speicher nicht zerstört wird. Die Verbraucher werden über den Pufferspeicher versorgt, der bei mangelndem Solarertrag auch über die Fernwärme nachgeladen werden kann.

Diese Anlage wurde 2009 errichtet und besitzt eine dem Stand der Technik entsprechende Regelung. Da bei der Anlagenplanung meist eine Optimierung der Kollektorfläche auf der vorhandenen Grundfläche vorgenommen wird, kommt es häufig zu hydraulisch komplexen Verschaltungen, was auch bei dieser Anlage der Fall ist. Diese hydraulische Komplexität ist für die Regelung eine Herausforderung, der konventionelle Regelungsstrategien nur unzureichend gewachsen sind.

3.1.1 Analyse der derzeitigen Regelung

Der erste Teil von AP1 beschäftigte sich mit der Analyse der derzeitigen Regelung. Der Stand der Technik bei der Regelung solcher Anlagen ist typischerweise ein Satz an Regeln für Ein-, Aus- und Notfallbedingungen in Kombination mit einfachen PI-Reglern. Dabei wird zum Beispiel die

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Pumpe im Solarkreis (Solarpumpe) eingeschaltet, wenn mehrere Kollektoraustrittstemperaturen einen gewissen Wert überschritten haben, und erst ab diesem Zeitpunkt regeln PI-Regler die Pumpendrehzahl, sodass sich gewünschte Vorlauftemperaturen im Solarkreis einstellen. Alle anderen Pumpen werden nach demselben Prinzip gesteuert. Die derzeitige Regelung ist auf einer Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) der Firma Schneid implementiert, welche auch die Software dafür geschrieben hat.

Die SPS ist ein Eigenbau der Firma Schneid und kann zwar modular aufgebaut und erweitert werden, gelangt dabei aber schnell an ihre Grenze, weshalb im WWA gleich 3 SPS'en eingebaut sind. Grundlage der Regelungssoftware stellt ein von SOLID 2009 erarbeitetes Regelungsdokument dar, in dem Ein-/Aus- und Umschaltbedingungen sowie Schutz- und Notfallbedingungen formuliert wurden. Die Werte der Parameter wurden über Jahre hinweg evaluiert und optimiert.

Über eine Visualisierung kann der aktuelle Anlagenzustand betrachtet und es können definierte Schwellwerte geändert werden. SOLID besitzt einen Fernzugriff auf den Anlagen-PC und kann so das Monitoring durchführen und die Messdaten herunterladen. Der Heizungsteil des Gebäudes liegt nicht im Kompetenzbereich von SOLID, wird von der Firma Sauter betreut und gibt der Schneid-SPS den Heizbedarf der Gebäude vor. Weiters gibt es eine Schnittstelle zum Fernwärmebetreuer IDS der Energie Graz. Obwohl SOLID die Anlage als eine ihrer gewinnträchtigsten Anlagen sieht, wurden bei der Analyse mehrere Schwachstellen identifiziert. Diese wurden in zwei Kategorien unterteilt:

1. Solarkreis, Kollektorfelder und Basisregelungen
2. Wärmemanagement, Pufferspeicher und Systemregelung

Schwachstellen der ersten Kategorie lassen sich durch eine verbesserte Basisregelung beheben, solche der zweiten durch eine übergeordnete prädiktive Regelung. Die wichtigsten Probleme der aktuellen Regelung sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst und kurz erklärt.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

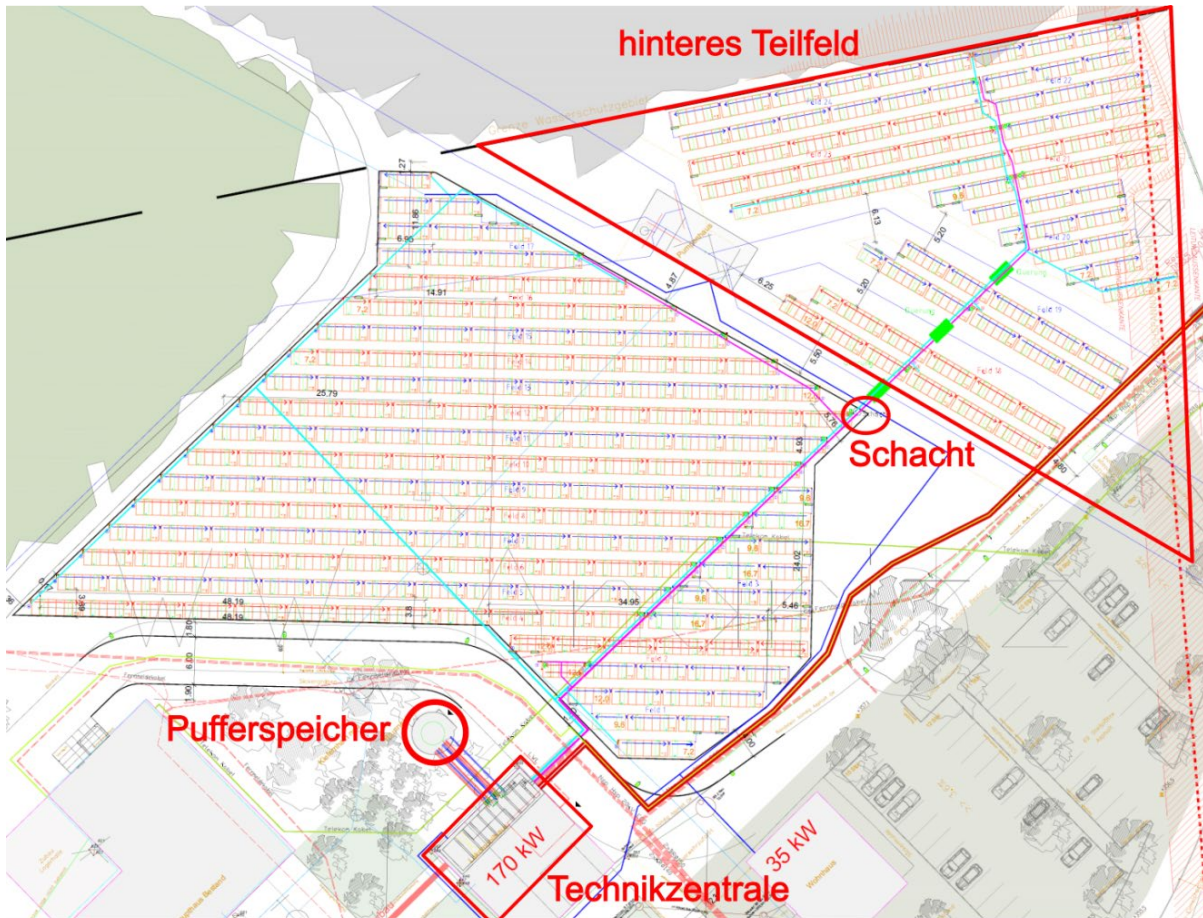


Abbildung 2: Lageplan der Anlage WWA

Tabelle 1: Wesentliche Schwachstellen der aktuellen Regelung

Kürzel	Titel und Beschreibung
1	Solarkreis, Kollektorfelder und Basisregelung Solarkreis
1.a	<p>Starkes Variieren der Kollektorfeldaustrittstemperaturen:</p> <p>Die Temperaturdifferenz zwischen höchster und niedrigster Kollektorfeldaustrittstemperatur kann an einem durchschnittlichen Tag (Globalstrahlung von 500-700W/m²) bis zu 10 K betragen. Dieses Phänomen verstärkt sich im Sommer aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen der Kollektorfelder auf bis zu 25 K. Wird die Anlage wie im Winter und in den Übergangszeiten weit von ihrem Auslegungspunkt (Globalstrahlung 1.000W/m², maximale Pumpendrehzahl) betrieben, kann sich das Phänomen noch verstärken: Die Temperaturdifferenz kann auf bis zu 30 K zwischen höchsten und niedrigsten Austrittstemperaturen steigen. Speziell im Winter kann es auch zu einer Teilverschattung kommen, was den Effekt verstärkt.</p>
1.b	<p>Zeitliches Schwingen der Kollektoraustrittstemperaturen bei konstanter Globalstrahlung:</p> <p>Die derzeitige Regelung steht in einem Zielkonflikt: Einerseits sollte die Pumpenregelung schnell reagieren um Stagnation (d.h. ein Verdampfen des Fluids) zu vermeiden, andererseits begünstigt schnelles Reagieren das Schwingen</p>

	<p>der Vorlauftemperatur aufgrund des Totzeitverhaltens des Systems. Dieses Schwingen tritt sehr oft auf, wenn die Anlage nicht in ihrem Auslegungspunkt betrieben wird. Speziell bei Globalstrahlung zwischen 500 und 700 W/m² ist dieser unerwünschte Effekt quasi Teil des Normalbetriebs.</p>
1.c	<p>Kurzzeitiges Abschalten der Solarpumpe an einem schönen Frühlingstag: Bei einer Globalstrahlung zwischen 700-800 W/m² kommt es immer wieder zur Abschaltung der Solarpumpe, da die geforderte Vorlauftemperatur für eine Fernwärmeeinspeisung zu gering ist, gleichzeitig die Vorlauftemperatur aber über jener beim Referenzfühler im Puffer liegt, weshalb die Regelung nicht mehr in den Puffer einspeist.</p>
1.d	<p>Künstlicher Regelfehler beim Umschalten zwischen Betriebsarten: Die Anlage besaß bisher keine Temperatursensoren an zentraler Stelle im Vor- und Rücklauf der Hauptleitung, sondern nur an den jeweiligen Plattenwärmeübertragern zur Fernwärmeeinspeisung oder zur Pufferladung. Die Regelung der Vorlauftemperatur des Solarkreises muss bei der Umschaltung zwischen der Einspeisung in den Pufferspeicher und jener in die Fernwärme mithilfe eines anderen Temperatursensors erfolgen. Sollte der Sensor, dessen Werte nun verwendet werden, bereits abgekühlt sein, registriert die Regelung beim Umschalten (fälschlicherweise) einen sehr hohen Regelfehler, was zu unnötig aggressiven Gegenmaßnahmen führt.</p>
1.e	<p>Schwingverhalten der Kollektoraustrittstemperaturen bei schwankender Globalstrahlung: Starke Schwankungen der Globalstrahlung zeigen sich in der Regel in Schwankungen der Kollektoraustrittstemperaturen, welche in weiterer Folge die Regelung der Pumpen beeinflussen und zu einem getakteten Betrieb führen. Der derzeitigen Regelung ist es nicht möglich, dieses Phänomen geeignet zu berücksichtigen.</p>
1.f	<p>Primär- und sekundärseitig angepasste Volumenströme an den Wärmeübertragern: Derzeit werden die sekundärseitigen Volumenströme nicht an den primärseitigen Volumenstrom angepasst, dadurch kommt es bei Betrieb abseits des Auslegungspunktes entweder zum Aufheizen oder zum Auskühlen des Solarkreislauf, was zum Schwingen der Vorlauftemperaturen führt.</p>
2	Wärmemanagement, Pufferspeicher und Systemregelung
2.a	<p>Puffermanagement in der Übergangszeit, fixe Schwellwertregelung: Der Puffer im WWA wird speziell im Winter und in der Übergangszeit suboptimal betrieben, da er oft nicht ausreichend solar beladen wird. Grund dafür sind starre Schwellwerte, die bei Überschreitung zum Wechsel von der Pufferladung zur Fernwärmeeinspeisung führen. Hier existieren große Einsparungspotenziale, da an solchen Tagen in die Fernwärme eingespeist wird, obwohl in der folgenden Nacht Energie benötigt und diese wieder zu einem höheren Preis aus der Fernwärme bezogen werden muss.</p>

2.b	Puffer als Weiche: Speziell im Winter wird der entladene Puffer nicht als hydraulische Weiche betrieben (d.h. die bezogene Energie aus der Fernwärme dem Bedarf der Verbraucher angepasst), sondern der Puffer wird beladen, danach wird die Wärme aus dem Puffer entnommen. Das führt zu Verlusten im Puffer, einerseits durch Mischungseffekte, andererseits durch höhere Speicherverluste.
2.c	Unnötiger Fernwärmebezug: Speziell in Übergangszeiten kommt es am Vormittag oft zu einem Bezug an Fernwärme, obwohl die Solaranlage schon den Puffer belädt.
2.d	Pufferbeladung im Sommer: Während des Sommers sinkt der lokale Wärmbedarf auf ein Minimum. In dieser Jahreszeit müsste der Puffer kaum beladen werden.
2.e	Wärmepumpenbetrieb im Sommer: Ein Betrieb der Wärmepumpe hat im Sommer üblicherweise wenig Sinn, da im Solarkreis die notwendige Vorlauftemperatur ohnehin schnell erreicht wird. Mit der aktuellen Regelung tritt aber zu Beginn von Sommertagen dennoch oft kurzzeitiger Wärmepumpenbetrieb auf. Dieser wird derzeit teils manuell deaktiviert, weil das Zeitfenster für einen sinnvollen Betrieb der Wärmepumpe zu kurz ist. Durch eine intelligente Regelung kann ein solcher unerwünschter Betrieb automatisch vermieden werden.

Im Einklang mit den Ergebnissen der regelungstechnischen Analyse konnte auch durch detaillierte Modellrechnungen mittels entwickelter Simulationsmodelle sowie durch die Auswertung historischer Daten nachgewiesen werden, dass ein erhebliches Optimierungspotenzial durch eine verbesserte Regelung von ca. 8% besteht (siehe [2,4,5]).

3.1.2 Analyse der derzeitigen Messtechnik und Datenerfassung

Vor dem Einbau neuer Sensorik und Aktuatoren sowie vor der Erweiterung der Messdatenerfassung wurde der Ist-Zustand der Anlage evaluiert. Auf die wichtigsten Punkte soll an dieser Stelle kurz eingegangen werden.

Ist-Zustand Sensorik

Sensorseitig war die Anlage bereits vor Projektstart verhältnismäßig gut ausgestattet. Temperaturen werden an den Auslässen mehrerer Kollektorfelder (14 von 24), auf sechs unterschiedlichen Höhen des Pufferspeichers und an den primären und sekundären Anschlüssen aller Plattenwärmeübertrager gemessen. Nachteilig dabei ist, dass die Messung zwar mit hochwertigen PT1000 Temperatursensoren durchgeführt wird, diese allerdings nur als sogenannte „Anlegefühler“ ausgeführt sind. Das bedeutet, dass sie nicht vom Fluid umströmt werden und daher die Oberflächentemperatur an der jeweiligen Position statt der Temperatur des Fluids messen. Dadurch können schnelle Änderungen nicht erfasst werden. Diese Messvariante ist für einfaches Monitoring ausreichend und erleichtert bei Defekt den schnellen Austausch der Temperatursensoren, allerdings ist ihre Qualität für eine exakte mathematische Modellierung nicht ausreichend. Trotz dieser Vielzahl an Temperatursensoren fehlt ein Temperatursensor, welcher an

zentraler Stelle die Vorlauftemperatur des Solarkreises (also die gemischte Austrittstemperatur aller Kollektoren) misst. Das kann zu dem in Tabelle 1 unter 1.d angesprochenen künstlichen hohen Regelfehler führen, der auftritt, obwohl sich an den Außenbedingungen (Globalstrahlung, Außentemperatur) nichts geändert hat.

Neben Temperatursensoren kommen in allen einzelnen hydraulischen Kreisen – bis auf den Solarkreis – auch Wärmemengenzähler zum Einsatz, wobei der Volumenstrom dabei nach einem Ultraschallverfahren gemessen wird. Derzeit werden nur die sekundärseitigen Wärmeströme (d.h. abzüglich der Verluste des Wärmeübertragers) gemessen, aber nicht der gesamte Solarertrag. Für die Entwicklung einer modellbasierten Regelung ist die Kenntnis dieses Wärmestroms jedoch essentiell.

Druckmessungen werden nur an den wichtigsten Stellen durchgeführt, damit sicherheitskritische Situationen detektiert werden können. Zum Zweck der Modellierung sind allerdings weitere Druckmessungen notwendig, die, wenn möglich, mittels Differenzdrucksensoren ausgeführt wurden, um die Genauigkeit der Messung zu erhöhen. Außerdem ist ein einfacher Globalstrahlungssensor am Feld installiert.

Ist-Zustand Aktuatoren

Seitens der Aktuatoren besitzt die Anlage Pumpen, Motorkugelhähne und eine Wärmepumpe. Die Pumpen können dabei drehzahl geregelt im Bereich von 30-100% betrieben oder komplett abgeschaltet werden. Die Motorkugelhähne und die Wärmepumpe können nur mit binären Eingangssignalen angesteuert werden, was AUF-ZU bzw. EIN-AUS entspricht.

Ist-Zustand Messdatenerfassung

Eine Messdatenerfassung der Anlage ist vorhanden und zeichnet prinzipiell im 1-Minutentakt auf. Die Aufzeichnung findet am Anlagen-PC in der Technikzentrale durch Auslesen der Messdaten der SPS statt. Für eine genaue Vermessung, das Modellieren bestimmter Effekte und die Modellparametrierung ist jedoch eine 1-minütige Abtastrate viel zu groß. Aus diesem Grund wurde im Rahmen des Projekts die Abtastrate der Datenerfassung für die Sensorik auf 1 Sekunde reduziert.

3.1.3 Installation zusätzlicher Sensorik und Messtechnik

Eine hochwertige Mess- und Regelungstechnik ist notwendig, um zentrale Effekte und das grundlegende Verhalten zu untersuchen sowie das Potential der Methoden aufzuzeigen.

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass ein Teil der Messtechnik ausschließlich zum Zweck der Modellierung eingebaut wurde, um die Güte des mathematischen Modells zu verifizieren und um seine Parameter zu bestimmen. Zukünftige modellbasierte Regelungen verwenden dann nicht die Gesamtheit der neu eingebauten Sensoren, sondern arbeiten mit den parametrisierten Modellen. Ein Ziel sollte dabei sein, die Modelle für neue Anlagen wiederverwenden zu können und mit so wenig Sensorik wie möglich für die jeweilige neue Anlage zu parametrieren.

Aus budgetären Gründen war es nicht möglich, die gesamte Anlage vollständig mit Aktuatoren (Strangreguliertventilen) und Sensoren in angemessener Qualität auszurüsten. Aus diesem Grund wurden die Umbauarbeiten an den Kollektorfeldern nur für einen Teil der Anlage, das hintere Teilfeld, vorgenommen. In Abbildung 2 ist das hintere Teilfeld markiert. Dieses Teilfeld wurde bei

einem Ausbau der Anlage errichtet, besteht aus 7 Kollektorfeldern und bietet im Gegensatz zu anderen möglichen Teilfeldern mehrere Vorteile:

- Das Teilfeld kann als separates System betrachtet werden, da die Leitungen zu diesem Teilfeld über einen Schacht zugänglich sind und wesentliche Messungen für das gesamte Teilfeld dort durchgeführt werden können.
- Das Vorgehen ermöglicht die Untersuchung von Effekten unterschiedlicher Ausrichtungen der Kollektorfelder (südwestlich und südöstlich) sowie der Auswirkungen unterschiedlich bzw. gleich großer Kollektorfelder.
- Etwaige Fehlfunktionen dieses Teilfeldes sollten die Funktionalität des restlichen Teils der Anlage nur geringfügig beeinflussen.
- Mit der aktuellen Regelung gibt es stark unterschiedliche Kollektoraustrittstemperaturen zwischen den einzelnen Kollektorfeldern des hinteren Teilfeldes, d.h. es besteht erhebliches Verbesserungspotenzial.
- Durch die neue Sensorik sollten alle wichtigen Kenngrößen bei Eintritt ins hintere Teilfeld erfasst werden können.
- Alle Kollektorfelder bis auf eines besitzen bereits einen Anlegetemperatursensoren am Austritt wodurch das grundlegende Temperaturverhalten der Felder, wenn auch nicht die detaillierte Dynamik, bereits zu Projektbeginn bekannt war.

Neben den Umbauarbeiten an den Kollektorfeldern wurden auch Umbauarbeiten am Gesamtsystem vorgenommen und ein Schaltschrank samt neuer Steuerung im Feld installiert.

Umbauarbeiten im Feld

Die Umbauarbeiten sahen für alle Kollektorfelder des hinteren Teilfeldes (siehe Abbildung 2) im Wesentlichen gleich aus. Ein Kollektorfeld bezeichnet dabei eine Kollektorreihe die gegenüber allen anderen hydraulisch parallel verschaltet ist. Für jedes Kollektorfeld wurden sowohl im Vorlauf (Kollektorfeldaustritt, heiße Seite) als auch im Rücklauf (Kollektorfeldeintritt, kalte Seite) umströmte Temperatursensoren und Drucksensoren eingebaut. In zwei Kollektorfeldern wurden darüber hinaus auch Differenzdrucksensoren eingebaut, die mit höherer Genauigkeit den Druckabfall über das jeweilige Kollektorfeld messen können als Absolutdrucksensoren, wie sie in den restlichen Feldern eingebaut wurden. Die Differenzdrucksensoren wurden nur in jenen Kollektorfeldern installiert, an denen die örtliche Distanz der Vor- und Rücklaufleitung es zuließ. Durch die Drucksensoren ist es nun möglich, den Druckabfall über die Kollektorfelder zu erfassen, was speziell für die Entwicklung der Regelung der Strangreguliertventile von großer Bedeutung ist. Des Weiteren wurden im Rücklauf eines jeden Kollektorfeldes ein Durchflusssensor und ein Strangreguliertventil eingebaut. Schlussendlich soll die neue Regelung in der Lage sein, die Durchflüsse durch jedes einzelne Kollektorfeld unabhängig voneinander vorzugeben. Zusätzlich wurde ein Kollektorfeld mit weiteren Temperatursensoren ausgerüstet, um die Erwärmung innerhalb eines Feldes genauer nachvollziehen und modellieren zu können.

Das vordere und hintere Teilfeld sind durch eine in der Erde verlegte Leitung getrennt, welche durch einen Schacht zugänglich ist. Der Schacht besitzt zwei manuell bedienbare Kugelhähne, mit denen das hintere Teilfeld vom vorderen hydraulisch abgetrennt werden kann, und er bietet die Möglichkeit, die gemeinsame, vermischte Vorlauftemperatur sowie den gesamten Druckabfall des

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

hinteren Teilfeldes zu erfassen. Aus diesem Grund wurden im Schacht sowohl Temperatursensoren als auch Drucksensoren eingebaut (siehe Abbildung 3).

Für das Erfassen der Sensorik bzw. der Messdaten im Feld wurde ein Schaltschrank gebaut und im Feld installiert (siehe Abbildung 4). In diesem befindet sich die neue SPS der Firma B&R, welche die Messdaten im Sekundentakt erfasst und die Strangreguliertventile ansteuert. Die SPS ist über WLAN mit der Technikzentrale verbunden und besitzt eine eigene Internetanbindung, welche einen Fernzugriff ermöglicht. Die Steuerung bzw. der Router verbinden sich automatisch über einen VPN-Tunnel (Virtual Private Network) mit dem Firmennetzwerk von SOLID. So können die Messdaten täglich automatisiert an die Server von SOLID übertragen werden.

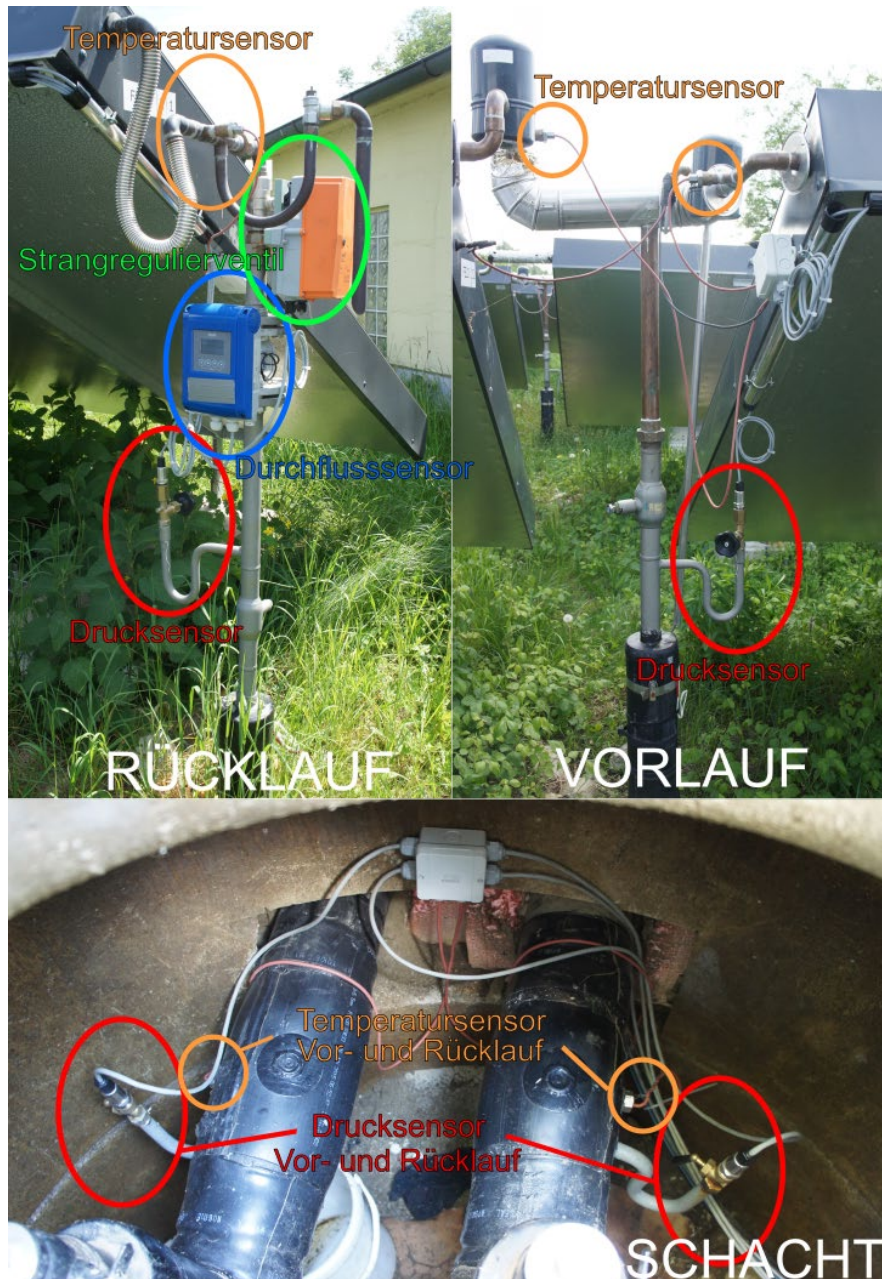


Abbildung 3: Umbau WWA - verbaute Sensoren, Kollektorfelder und Schacht

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Abbildung 4: Schaltschrank mit Steuerung und Messdatenerfassung

Umbauarbeiten am Gesamtsystem

In der Technikzentrale läuft der Solarkreis zusammen. Dort sind alle ursprünglich vorhandenen Aktuatoren, Wärmeübertrager, die Fernwärmeübergabestation, Pumpen, die Wärmepumpe, die Wärmeabnahme und die derzeitige Steuerung lokalisiert. Der Pufferspeicher befindet sich in einem alten Brunnenschacht neben dem Gebäude der Technikzentrale.

In die Hauptleitung des Solarkreises wurden Drucksensoren eingebaut, um den Druckabfall über das gesamte Kollektorfeld messen zu können. Weiters wurde ein Durchflusssensor bzw. Wärmemengenzähler in der solaren Hauptleitung eingebaut (siehe Abbildung 5), der den gesamten Durchfluss sowie die gewonnenen Wärmemengen bestimmen kann. Für ein besseres Puffermanagement wurde ein Bypass zwischen der oben einspeisenden Leitung für die solare Pufferladung und der Leitung für die Pufferladung durch die Wärmepumpe gelegt. Diese speist etwa bei einem Drittel der Speicherhöhe (von oben gemessen) ein. Bislang konnte nur die Wärmepumpe an diesem tieferen Punkt in den Puffer einspeisen. Durch diesen Bypass ist es nun auch für den Solarkreis möglich, direkt am tieferen Punkt in dem Puffer einzuspeisen, anstatt ganz oben. Dies sollte speziell im Winter und den Übergangszeiten Vorteile bringen, da mit geringerer Temperatur in den Puffer eingespeist werden kann ohne die Schichtung zu zerstören.

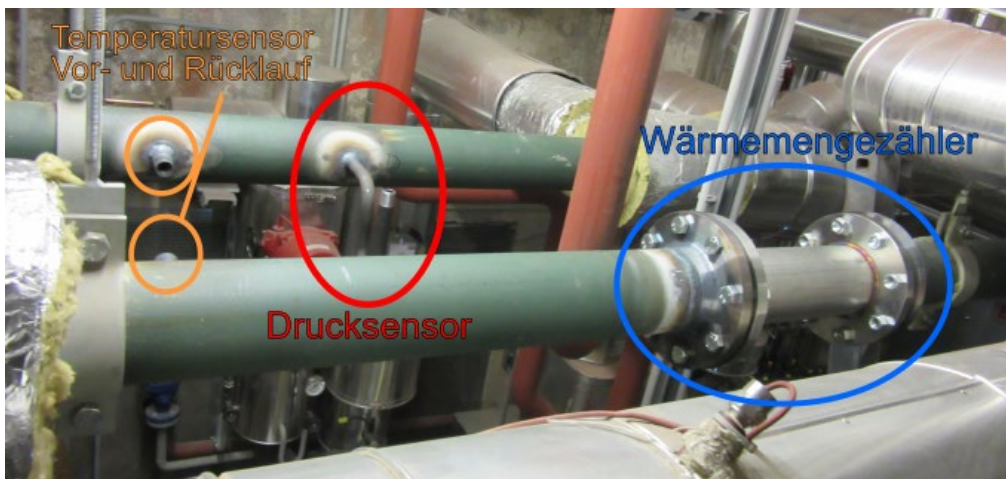


Abbildung 5: Umbau WWA, Technikzentrale: Wärmemengenzähler, Temperatur- und Drucksensoren

3.2 Modellierung und experimentelle Verifikation

Zum Zweck der Entwicklung einer modellbasierten Regelung mussten die wichtigsten Komponenten der Anlage mathematisch modelliert und mit Messdaten verifiziert werden sowie zu einem Gesamtmodell der realen Anlage zu Simulationszwecken erstellt werden. Der folgende Abschnitt beschreibt diesen Teil des Projekts genauer. Konkret wurden im Rahmen des Projekts für folgende Komponenten mathematische Modelle aufgestellt:

- Pumpe
- Hydraulisches Netzwerk (Verrohrung, Strangregulierventil, Mischer)
- Wärmeübertrager
- Pufferspeicher
- Kollektorfelder

Beispielhaft soll im Folgenden auf die Modellierung von Pumpe, hydraulischem Netzwerk, Solarkollektor und Pufferspeicher näher eingegangen werden.

3.2.1 Modellierung der Pumpe

Pumpen sind in der Solarthermie die wichtigsten Aktuatoren. Sie erzeugen einen Differenzdruck Δp der in weiterer Folge einen Massenstrom \dot{m} durch das angeschlossene hydraulische Netzwerk hervorruft. Stand der Technik ist dabei der Einsatz von drehzahlgeregelten Pumpen, wie sie auch bei der Anlage WWA eingesetzt werden.

Für eine konstante Drehzahl n besteht ein für die Pumpe charakteristischer Zusammenhang zwischen Differenzdruck Δp und Massenstrom \dot{m} , welcher als Pumpenkennlinie bezeichnet wird. Diese Kennlinie lässt sich bei allen betrachteten Pumpen für eine konstante Referenzdrehzahl $n_{p,ref}$ durch ein Polynom zweiten Grades ausreichend genau modellieren:

$$\Delta p_{p,ref} = a\dot{m}^2 + b\dot{m} + c \quad , \text{ mit } n_{p,ref} = \text{konst.} \quad (1)$$

Unter Anwendung von Ähnlichkeitsgesetzen aus der Pumpentechnik und der Annahme, dass es sich bei Wasser-Glykol-Gemisch um ein inkompressibles Medium handelt, kann auf Basis einer Referenzkennlinie (1) auf jede andere geschlossen werden. Diese Ähnlichkeitsgesetze beschreiben den Zusammenhang zwischen einer neuen Drehzahl $n_{p,2}$ und dem daraus resultierenden neuen Massenstrom \dot{m}_2 sowie neuen Differenzdruck $\Delta p_{p,2}$ im stationären Zustand, basierend auf alten Messungen ($n_{p,1}$, \dot{m}_1 , $\Delta p_{p,1}$):

$$\frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_1} = \frac{n_{p,2}}{n_{p,1}} \quad (2)$$

$$\frac{\Delta p_{p,2}}{\Delta p_{p,1}} = \left(\frac{n_{p,2}}{n_{p,1}} \right)^2 \quad (3)$$

In Verbindung mit Gleichung (1), welche die Pumpenkennlinie bei einer konstanten Referenzdrehzahl $n_{p,ref}$ beschreibt, ist es möglich, die statische Charakteristik der Pumpe für jede beliebige Drehzahl n_p durch folgende Gleichung anzugeben:

$$\Delta p_p(\dot{m}) = a\dot{m}^2 + b\left(\frac{n_p}{n_{p,ref}}\right)\dot{m} + c\left(\frac{n_p}{n_{p,ref}}\right)^2 \quad (4)$$

Dieses Modell beschreibt den statischen Zusammenhang von Druck, Massenstrom und Drehzahl. Das bedeutet, das Modell gilt nur für den eingeschwungenen Zustand. Die transienten Übergänge, die bei einer Zustandsänderung (z.B.: Sprung der Drehzahl von 30% auf 50%) auftreten, werden damit nicht abgebildet. (Es wurde auch ein Modell entwickelt, welches diese transienten Übergänge ausreichend gut beschreibt, das aber hier nicht behandelt werden soll.) Dieses einfache Modell besitzt den großen Vorteil, dass es im Rahmen des Reglerentwurfs zur Entwicklung einer Vorsteuerung verwendet werden kann. Eine derartige Vorsteuerung unterstützt und beschleunigt das Nachfolgen von Führungsgrößen, indem sie die Stellgrößen sofort bei Auftreten einer Sollwertänderung in den im stationären Zustand erforderlichen Bereich bringt.

Für die Parametrierung und Verifikation lässt sich das Datenblatt des Herstellers verwenden. Dafür kann die vom Hersteller herausgegebene Pumpenkennlinie verwendet werden, welche typischerweise vermessen und grafisch im Datenblatt der Pumpe für verschiedene relative Drehzahlen n (in %) dargestellt ist. Wählt man nun eine solche Kennlinie mit ihrer dazugehörigen Referenzdrehzahl $n_{p,ref}$ aus und ermittelt durch numerische Optimierungsroutinen die Koeffizienten a, b, c (siehe Gleichung (1)) so, dass sie die ausgewählte Kurve möglichst gut beschreiben, dann kann auf Basis dieser einen Referenzkennlinie mit (4) auf jede beliebige andere Kurve geschlossen werden. Ein Vergleich der Kennlinien für verschiedene Drehzahlen aus dem Datenblatt mit dem Modell ist in Abbildung 6 zu sehen. Als Referenzkennlinie wurde die Kennlinie bei $n_{p,ref} = 90\%$ gewählt.

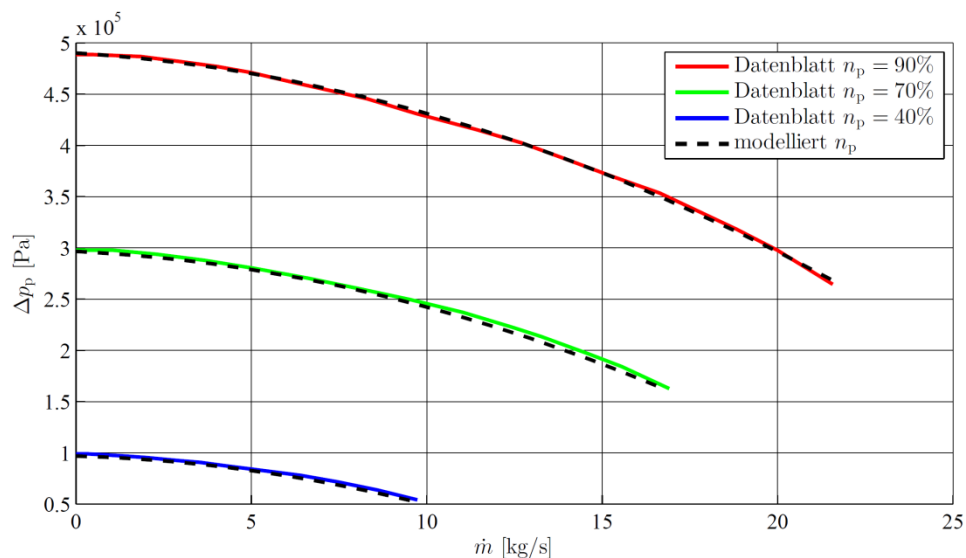


Abbildung 6: Vergleich der Kennlinien aus dem Datenblatt mit dem Ergebnis des Modells für die Pumpe im Solarkreis (Pumpe: Grundfos CR64-2)

Es lässt sich erkennen, dass die Kennlinien aus dem Datenblatt mit den modellierten Kennlinien sehr gut übereinstimmen. Diese gute Übereinstimmung konnte auch bei allen anderen Pumpen der Anlage WWA festgestellt werden. Daraus kann geschlossen werden, dass das Modell in einem großen Bereich Gültigkeit besitzt. Da bereits eine einzelne Kennlinie zur Parametrierung ausreicht, ist das Modell auch leicht adaptierbar.

3.2.2 Hydraulisches Netzwerk (Verrohrung, Strangregulierventil, Mischer)

Als hydraulisches Netzwerk können alle Komponenten aufgefasst werden, die notwendig sind, um Wärmequellen (z.B. Solarkollektoren) mit Wärmesenken (die über Wärmeübertrager mit dem Netz gekoppelt sind) zu verbinden. Geht man von einer guten Isolierung dieser Komponenten aus, wie es bei Solaranlagen der Fall ist, können in einem ersten Schritt die Wärmeverluste nach außen vernachlässigt werden.

Um Kombinationen mehrerer Komponenten eines hydraulischen Netzwerkes modellieren zu können, müssen die folgenden zwei grundlegenden Gesetzmäßigkeiten berücksichtigt werden. Zum einen muss in einem Knoten eines hydraulisch geschlossenen Netzwerkes die Summe der zufließenden und abfließenden Massenströme \dot{m} Null sein:

$$\sum_{i=1}^N \Delta p = 0 \quad (5)$$

Zum anderen muss die Summe der Differenzdrücke Δp über alle Komponenten einer geschlossenen Schleife Null sein:

$$\Delta p = \frac{1}{C^2} \dot{m}^2 \quad (6)$$

Zusätzlich zu diesen grundlegenden Gesetzen existiert ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen Massenstrom und Differenzdruck für alle Komponenten eines hydraulischen Systems. Dieser nichtlineare Zusammenhang kann für Regelungszwecke vereinfacht durch folgende quadratische Beziehung angenähert werden:

$$\Delta p = \frac{1}{C^2} \dot{m}^2 \quad (7)$$

Dabei stellt C den hydraulischen Leitwert dar. Für starre Verrohrungen kann dieser hydraulische Leitwert als konstant angenommen werden. Für Strangregulierventile ist dieser hydraulische Leitwert eine Funktion der Position φ des Verschlusskörpers im Inneren des Ventils.

Strangregulierventile stellen variable hydraulische Widerstände im Netzwerk dar und bieten die Möglichkeit, das hydraulische Netzwerk vollständig abzusperren. In der Regel werden sie durch einen Servomotor angetrieben, der eine schnelle und genaue Regelung des Ventils ermöglicht. Die Änderung des Leitwertes als Funktion der Position des Verschlusskörpers wird dabei als Ventilkennlinie bezeichnet und kann im Allgemeinen durch ein Polynom höheren Grades beschrieben werden. Die Ordnung k dieses Polynoms hängt dabei von der Charakteristik der Kennlinie (linear oder gleichprozentig) ab:

$$C_V(\varphi_V) = \sum_{i=0}^k q_{V,i} \varphi_V^i \quad (8)$$

Durch das Modell des hydraulischen Leitwertes eines Ventils, kann bei Wissen der Ventilposition und im Zusammenhang mit dem gemessenen Massenstrom oder Differenzdruck die jeweils unbekannte Größe, Massenstrom oder Differenzdruck, bestimmt werden. Damit ist es schlussendlich möglich den Massenstrom eines Kollektorfeldes gezielt zu beeinflussen.

3.2.3 Modellierung von Kollektorfeldern

Große Solaranlagen bestehen in der Regel aus mehreren einzelnen Kollektorfeldern welche ihrerseits wiederum aus mehreren in Serie geschalteten Flachkollektoren bestehen. Für die Modellierung solcher Kollektorfelder ist es notwendig diese hydraulisch und thermisch zu modellieren.

Hydraulisch

Im Vergleich zum hydraulischen Netzwerk in Solaranlage in dem vereinfacht von einem turbulenten Strömungsverhalten ausgegangen werden kann ist das bei Kollektorfeldern, die aus mehreren großen Flachkollektoren bestehen, anders. In Kollektorfeldern bilden sich unterschiedliche Strömungsregime, die von laminar bis turbulent sowie Übergangsregimen dazwischen, reichen können. Es reicht daher nicht aus, den Zusammenhang zwischen Druckdifferenz und Massenstrom durch eine rein quadratische Gleichung zu beschreiben. Eine weitere Herausforderung bei der Modellierung der hydraulischen Eigenschaften von Kollektorfeldern ist der Einfluss der Temperatur. Aufgrund des signifikanten Temperaturanstiegs eines durch einen Kollektor strömenden Fluids werden dessen Viskosität und Dichte stark beeinflusst. Dieser Effekt verstärkt sich noch weiter, wenn ein Frostschutzmittelgemisch verwendet wird. Daraus ergeben sich je nach Temperaturniveau und Temperaturanstieg unterschiedliche hydraulische Widerstandswerte.

Im Rahmen der Modellierung hat sich gezeigt, dass dieser Zusammenhang gut beschrieben werden kann indem man die Druckdifferenz über einem Kollektorfeld Δp_{subf} als Kombination aus der Druckdifferenz in einem laminaren Strömungsregime Δp_{lam} und der Druckdifferenz in einem turbulenten Strömungsregime Δp_{turb} beschreibt.

$$\Delta p_{subf} = \Delta p_{lam} + \Delta p_{turb} \quad (9)$$

Die Druckdifferenz im laminaren Strömungsregime basiert auf der Reibung entlang eines geraden Rohres mit konstantem Querschnitt, wie sie durch die Darcy-Weisbach-Gleichung (siehe z.B. [8]) beschrieben wird. Dabei handelt es sich um eine lineare Korrelation zwischen der Druckdifferenz Δp und dem Massenstrom \dot{m} für eine bestimmte Fluidtemperatur T . Die Korrelation hängt von den Rohrparametern Durchmesser und Länge ab und ist proportional zur temperaturabhängigen kinematischen Viskosität des Fluids $\nu(T)$. Die konstanten Parameter, Durchmesser und Länge können zu einem konstanten Parameter $R_{0,lam}$ kombiniert werden, der experimentell für eine bestimmte Temperatur T_0 bestimmt werden muss:

$$\Delta p_{lam} = \frac{\nu(T)}{\nu(T_0)} R_{0,lam} \dot{m} \quad (10)$$

Die Druckdifferenz im turbulenten Regime Δp_{turb} wird durch eine empirische Formel dargestellt, die üblicherweise zur Beschreibung des Druckabfalls aufgrund einer abrupten Änderung des Rohrquerschnitts verwendet wird, wie sie z.B. eine Blende verursacht. Sie beschreibt den Zusammenhang zwischen der Druckdifferenz und dem Quadrat des Massenstromes, mit dem konstanten Parameter $R_{0,turb}$, der experimentell für eine bestimmte Temperatur T_0 bestimmt wurde, und der temperaturabhängigen Dichte des Fluids $\rho(T)$:

$$\Delta p_{\text{turb}} = \frac{\rho(T_0)}{\rho(T)} R_{0,\text{turb}} \dot{m}^2 \quad (11)$$

Wenn am Eingang des Kollektorteilfeldes ein Strangregulierungsventil installiert ist, ist es sinnvoll die hydraulischen Eigenschaften des Kollektorfeldes zusammen mit dem Strangregulierungsventil zu beschreiben. In diesem Fall werden sowohl der laminare als auch der turbulente temperaturunabhängige Koeffizient ($R_{0,\text{lam}}, R_{0,\text{turb}}$) in Abhängigkeit von der Ventilstellung modelliert. Dies ermöglicht bei gemessener Druckdifferenz über das Kollektorfeld die Berechnung der Ventilstellung, welche erforderlich ist um einen gewünschten Massenstrom durch das Teilfeld zu erhalten. Aus diesem Grund kann dieses Modell gut als Vorsteuerungsstrategie verwendet werden.

Ein Vergleich des Modells mit Messdaten für ein einzelnes Kollektorfeld mit einer Gesamtgröße von 172 m² ist in folgender Abbildung bei schrittweiser Änderung der Ventilstellung eines Strangregulierungsventils dargestellt.

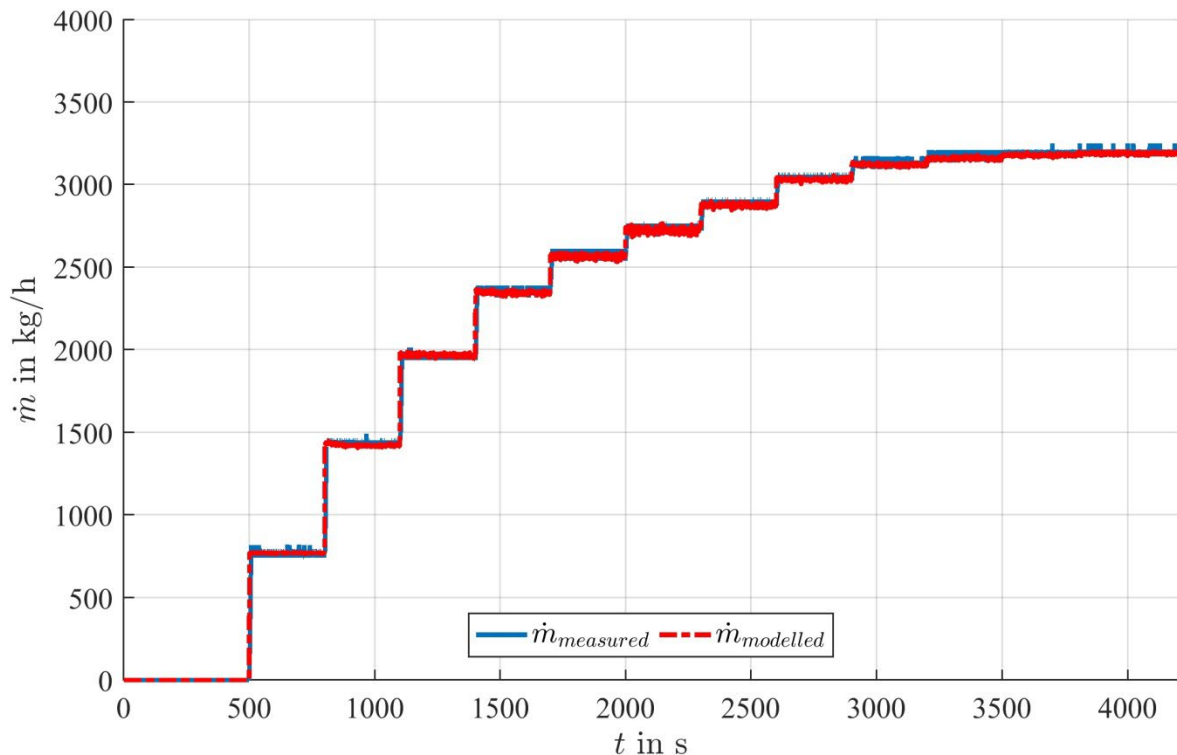


Abbildung 7: Vergleich zwischen hydraulischem Modell eines Kollektorfeldes mit vorgeschaltetem Strangregulierungsventil bei schrittweiser Öffnung des Ventils.

Thermisch

Zentrales Element vom Kollektorfeldmodell ist der Kollektorwirkungsgrad η , der im stationären Zustand vereinfacht durch die folgende Gleichung beschrieben werden kann:

$$\eta = c_0 - c_1 \frac{\bar{T} - T_{\text{amb}}}{I_g} - c_2 \frac{(\bar{T} - T_{\text{amb}})^2}{I_g} \quad (12)$$

Mit der mittleren Fluidtemperatur \bar{T} , der Außentemperatur T_{amb} , der Globalstrahlung I_g , dem optischen Wirkungsgrad c_0 , den Wärmeverlustkoeffizienten durch Wärmeleitung c_1 sowie den Wärmeverlustkoeffizienten durch Wärmestrahlung c_2 .

Die Koeffizienten c_i , (mit $i=0,1,2$) sind dabei vom Typ des Kollektors abhängig und können aus dem jeweiligen Datenblatt entnommen werden. Bei der Modellierung der dynamischen Eigenschaften wird der Solarkollektor im einfachsten Fall als vollständig gemischter Flüssigkeitsbehälter betrachtet, dessen Temperatur sich durch die Enthalpie der ein- und austretende Flüssigkeit sowie gemäß Gleichung (12) durch die Einstrahlung und abhängig von der Außentemperatur ändert. Solche Modelle werden tatsächlich oft verwendet, sind aber für viele Zwecke nicht ausreichend, da sie das reale Verhalten nicht in korrekter Weise wiedergeben. Tatsächlich erfährt die Flüssigkeit während des Durchströmens des Kollektors eine kontinuierliche nicht-konstante Erwärmung. Zu reinen Simulationszwecken kommen häufig Modelle zum Einsatz, in denen der Kollektor diskretisiert (d.h. in viele Einzelelemente zerlegt) wird. Diese Modelle leiden nicht unter solchen Einschränkungen. Als Basis für den Entwurf einer modellbasierten Regelungsstrategie sind solche Modelle jedoch nur schlecht geeignet, da man als Reglerentwurfsmodelle, Modelle in der Form eines möglichst kleinen Satzes an gewöhnlichen Differenzialgleichungen, ggf. mit ergänzenden algebraischen Gleichungen benötigt.

Durch den unkonventionellen Schritt, die effektive Totzeit t_{tot} welches ein Fluidelement beim Durchlaufen des Kollektors benötigt, sowie eine effektive (integrierte) Einstrahlung I_{eff} als dynamische Größen einzuführen, erhält man für einen Solarkollektor ein vergleichsweise einfaches Modell, das aus lediglich zwei Differenzialgleichungen sowie einigen algebraischen Zusammenhängen besteht. Erweitert man dieses Modell um noch zwei weitere Differenzialgleichungen welche den thermischen Massen des Kollektorfeldes sowie der effektiv wirkende Eintrittstemperatur Rechnung tragen, erhält man ein Modell aus nur 4 gewöhnlichen Differenzialgleichungen welche das Verhalten des Kollektors für Regelungszwecke ausreichend genau beschreiben (siehe [1]). In der folgenden Abbildung ist die Austrittstemperatur des Modells (parametriert für ein Kollektorteilfeld 172 m^2) im Vergleich zum Messwert für einen harte Fall (schwankende Globalstrahlung und schwankender Massenstrom) gezeigt. Im ersten Teil der Abbildung sieht man dabei die gemessene Eintrittstemperatur T_{in} , die gemessene Austrittstemperatur T_{meas} sowie die Austrittstemperatur des Modells $T_{out,MDL}$. Im zweiten Teil der Abbildung sieht man die Globalstrahlung I_g gemessen auf die horizontale Fläche und im letzten Teil den Massenstrom welcher durch das Teilfeld fließt.

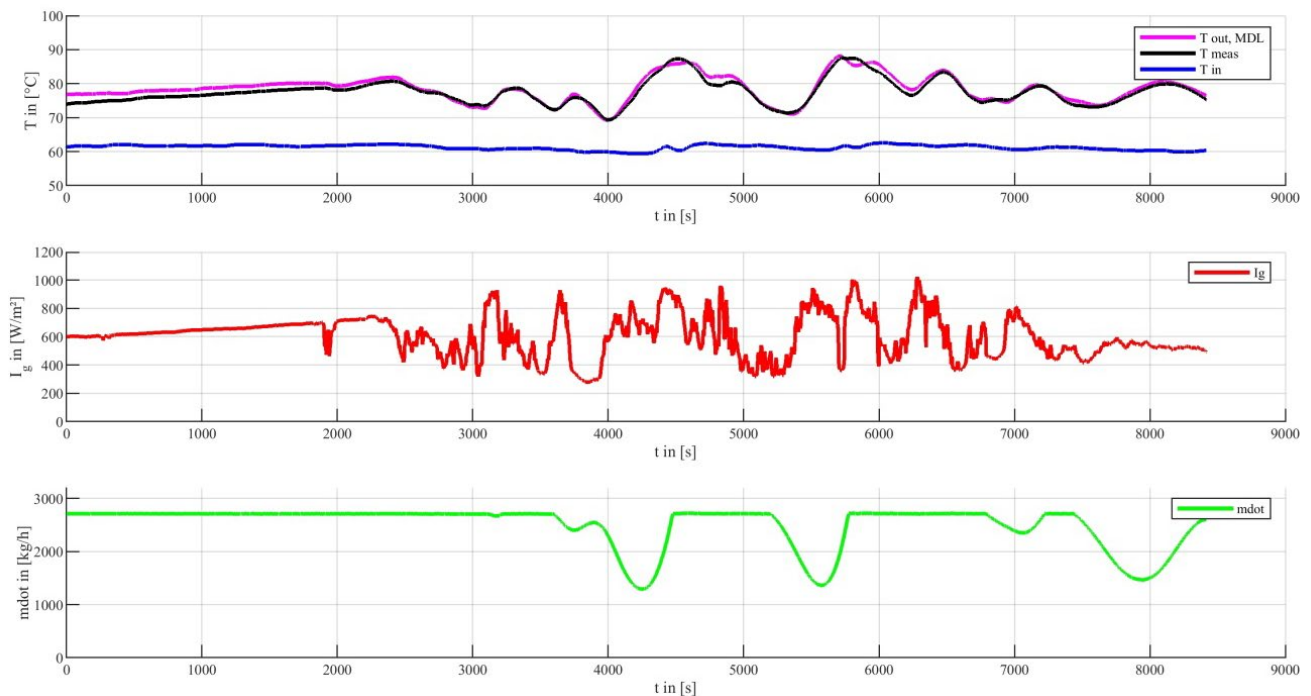


Abbildung 8: Vergleich der gemessenen Kollektorfeldaustrittstemperatur T_{meas} gegenüber Austrittstemperatur des Modells $T_{out,MDL}$ mit dem im Projekt entwickeltem Kollektormodell bei stark schwankendem Verlauf der Globalstrahlung I_g und des Massenstromes \dot{m}_{in} .

3.2.4 Modellierung von Pufferspeichern

Als Modell des Pufferspeichers wurde ein Modell entwickelt, das auf der Lösung einer eindimensionalen, diskretisierten Energiegleichung beruht, in Kombination mit einem Mischalgorithmus zur Abbildung der natürlichen Konvektion. Die verwendete Energiegleichung ist das Grundgerüst des Modells und wurde für inkompressible Fluide unter Vernachlässigung von Dissipation, sowie potentieller und kinetischer Energie formuliert:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} - \frac{1}{A_Q} \frac{\partial (\dot{m} \bar{c}_W T)}{\partial z} + \dot{q} \dot{m}_{ext} - \dot{q}_U \quad (13)$$

Mit der Dichte ρ , der spezifischen Wärmekapazität c , der Temperatur T , der Zeit t , der Wärmeleitfähigkeit λ , die Querschnittsfläche A_Q , die vertikale z -Koordinate z , den Massenstrom \dot{m} in und die mittlere spezifische Wärmekapazität des strömenden Fluids (in diesem Fall Wasser) \bar{c}_W . Das Koordinatensystem, d.h. die z -Koordinate, wurde für alle folgenden Ausführungen so gewählt, dass die Koordinate von oben nach unten ansteigt.

Die einzelnen Terme in der Gleichung beschreiben folgendes:

- Der Speicherterm $\rho c \frac{\partial T}{\partial t}$ beschreibt die zeitliche Änderung der gespeicherten Energie bzw. Temperatur
- Der Leitungsterm $\lambda \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ beschreibt die axiale Wärmeleitung
- Der Konvektionsterm $\frac{1}{A_Q} \frac{\partial (\dot{m} \bar{c}_W T)}{\partial z}$ beschreibt den konvektiven Enthalpietransport in Strömungsrichtung.

- Der Quell.- bzw. Senkterm $\dot{q} \dot{m}_{ext}$ beschreibt die Energiezu- bzw. -abfuhr von konvektiven Strömen durch Anschlüsse.
- Der Senkterm \dot{q}_U beschreibt die Umgebungsverluste.

Das Modell bildete dabei folgende Phänomene ab

- Axiale Wärmeleitung
- Umgebungsverluste
- Konvektive Energiezufuhr und – abfuhr
- Natürliche Konvektion
- (Energiezufuhr durch interne Wärmeübertrager)

Die Auswirkungen der natürlichen Konvektion werden im Modell durch einen Mischalgorithmus abgebildet, alle anderen Phänomene durch eine eindimensionale Energiegleichung (numerische Lösung unter Verwendung des Finite-Differenzen-Verfahrens und der Crank Nicolson Methode). Im Modell wird der Speicher als Zylinder angenähert und in eine finite Anzahl an Zellen unterteilt. Zu- und abgeführte Massenströme werden einer Zelle, in der der Mittelpunkt der Einlassöffnung liegt, zugeschrieben. Anschlüsse wurden nicht nur mit der Zelle, in der der Mittelpunkt des Anschlusses liegt, verbunden, sondern anteilhaft mit allen Zellen, die im Bereich des Querschnitts der Anschlussöffnung liegen.

Die Validierung des Modells wurde anhand des Schichtspeicher der beim WWA installiert ist durchgeführt, welcher ein Speichervolumen von 64,6 m³ besitzt und direkt (ohne interne Wärmeübertrager) durch eine Solaranlage (Sol), einen Fernwärmeanschluss (FW) und eine Wärmepumpe (WP) beladen und durch drei Wärmesenken (Senke 1, Senke 2 und Senke 3) entladen werden kann. Abbildung 9 zeigt den schematischen Aufbau des Speichers. Die Anschlusshöhen und Positionierung der sechs Temperatursensoren TS1 bis TS6, welche relativ gesehen korrekt dargestellt sind.

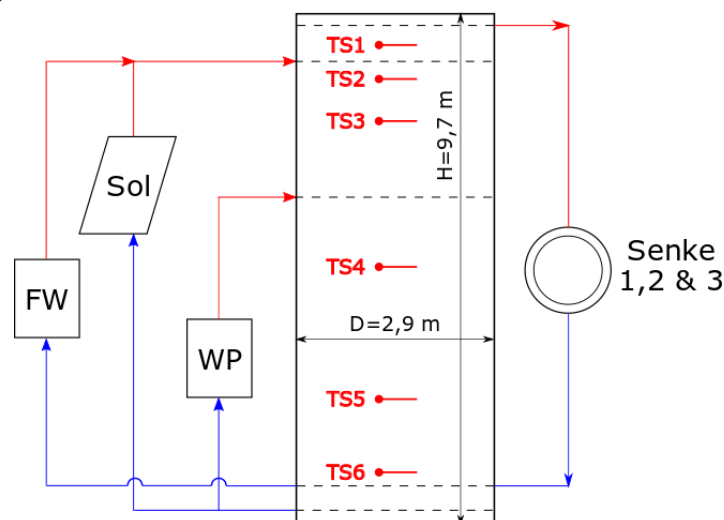


Abbildung 9: Schematischer Aufbau des Speichers

Für alle folgenden Diskussionen ist zu beachten, dass alle Aussagen in Bezug auf den Speicher zu sehen sind. *Eintrittstemperaturen* sind aus diesem Grund immer Temperaturen von Strömen, die in den Speicher eintreten. Zur Verifikation wurden Simulationsstudien mit verschiedenen

Messdaten durchgeführt. Dabei wird die Temperaturverteilung zu Beginn der Simulation (= Startwerte) aus Messwerten und einer kubischen Interpolation ermittelt.

Der folgende Verifikationsversuch zeigt, die Ergebnisse des Modells für den Fall der gleichzeitigen Be- und Entladung auf unterschiedlichen Höhen. Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen Massenstrom und Temperatur der in den Speicher eintretenden Ströme und Abbildung 12 die daraus resultierenden Temperaturverläufe.

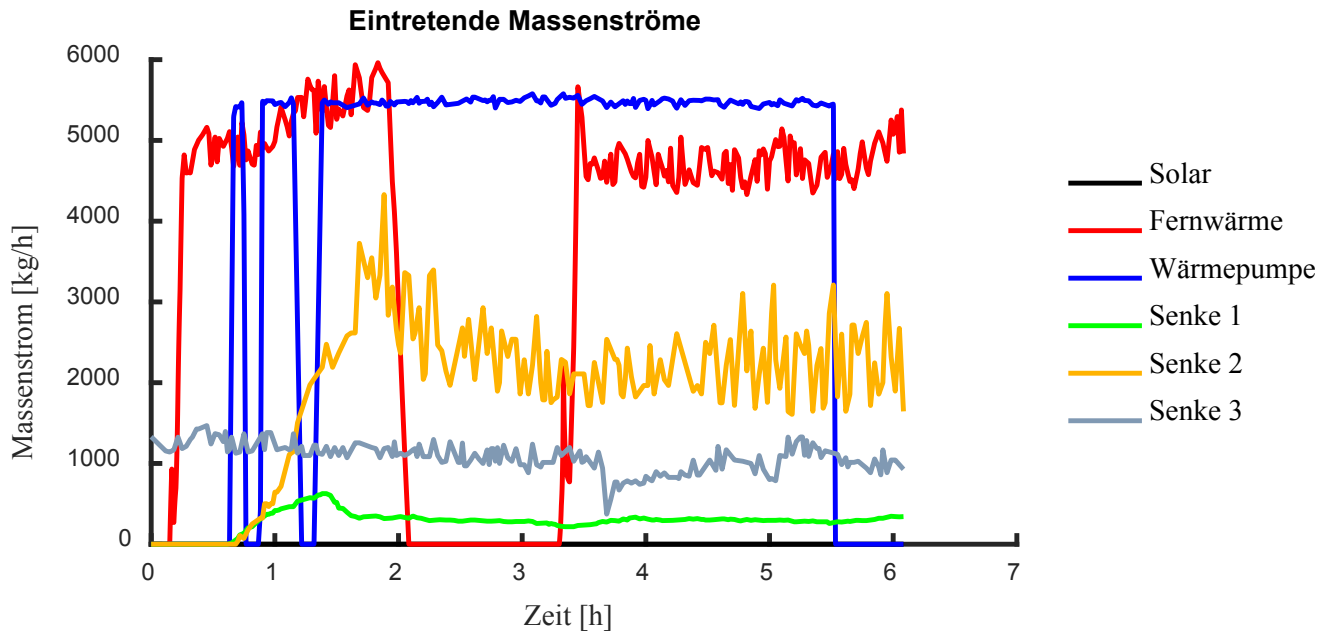


Abbildung 10: Verlauf der Massenströme in den Speicher

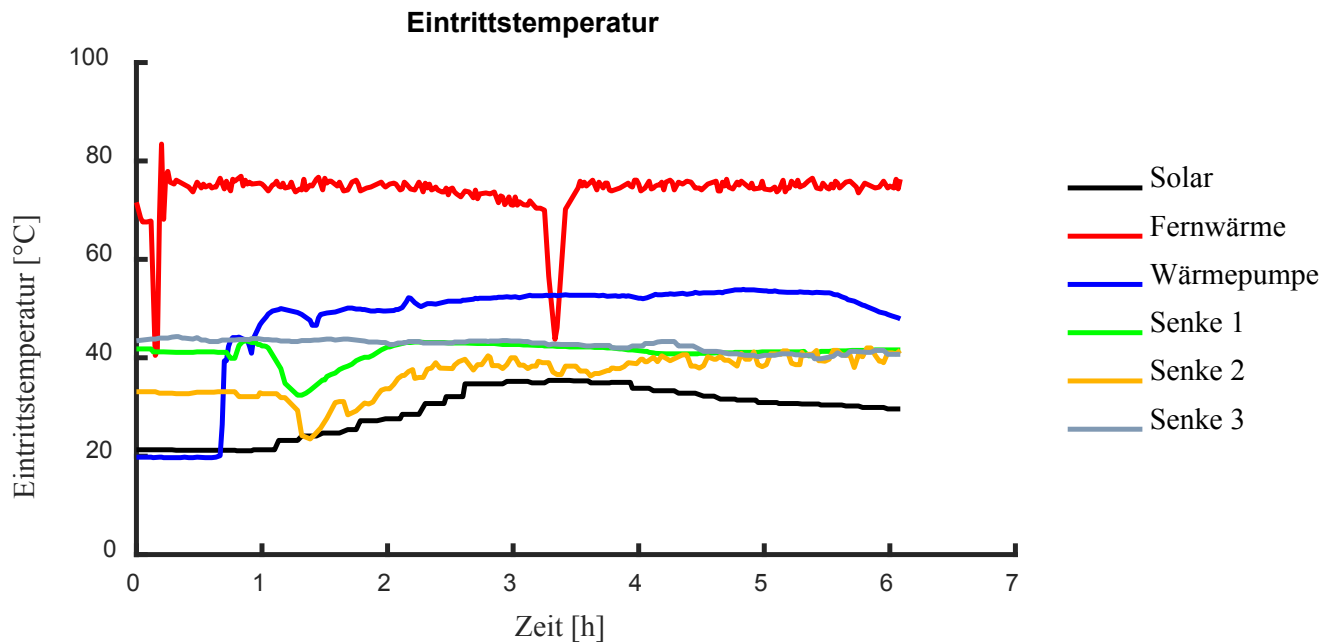


Abbildung 11: Verlauf der Eintrittstemperaturen in den Speicher.

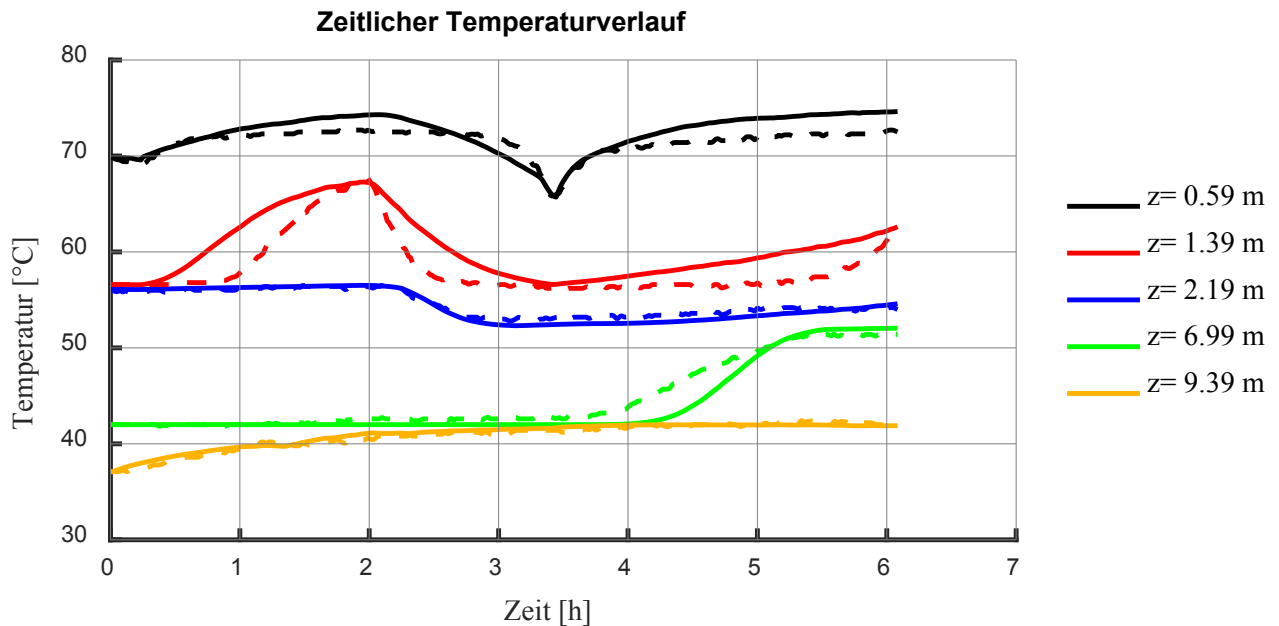


Abbildung 12: Verlauf der gemessenen Temperaturen im Speicher als unterbrochene Linien und dem Modell als durchgezogene Linien.

3.3 Entwicklung von Prognosemethoden

Um die Anlage prädiktiv regeln zu können sind Prognosemethoden für den zukünftigen Solarertrag und Wärmebedarf essentiell. Für Prognosemethoden finden sich viele verschiedene Ansätze in der Literatur, wobei diese in der Regel sehr komplex sind (siehe z.B.: [9,10]). Weiters sind sie oftmals nur für konkrete Anwendungsfälle gültig und nicht universell einsetzbar, erfordern einen hohen Rechenaufwand und aufgrund ihrer Komplexität einen umfassenden mathematischen Hintergrund der implementierenden Automatisierungsingenieure. Aus diesen Gründen sind die meisten dieser Methoden ungeeignet und nicht weit verbreitet in praktischen Implementierungen. Die in diesem Projekt erarbeiteten Methoden wurden mit dem Ziel entwickelt mathematisch einfach, breit einsetzbar und mit geringem Aufwand implementierbar zu sein, selbst auf gängigen speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPSen). Die Ergebnisse dieser Arbeiten wurden unter [6 und 7] präsentiert.

3.3.1 Genereller Aufbau

Die Prognosemethode basiert auf einem einfachen linearen Regressionsmodell für die Abhängigkeit des Solarertrages oder Wärmebedarfs von wetterbedingten Größen wie Außentemperatur und Globalstrahlung. Um sich an saisonale Veränderungen oder Veränderungen des Konsumentenverhaltens (Wärmebedarfsprognose) anzupassen, werden die Regressionsparameter jede Stunde unter Berücksichtigung des tatsächlichen Messwertes (Solarertrag oder Wärmebedarf) und den Wetterbedingungen der Vortage (Globalstrahlung und/oder Außentemperatur) neu berechnet, wobei speziell bei der Wärmebedarfsprognose nur ähnliche Tage (Arbeitstage oder Wochenende / Feiertage) berücksichtigt werden.

Um die Prognose für die nahe Zukunft zu verbessern, wird eine zusätzliche Korrektur der prognostizierten Werte (Solarertrag oder Wärmebedarf) vorgenommen. Dabei wird der aktuelle

Prognosefehler gewichtet und bei der Prädiktion der nächsten (z.B. sechs) Stunden berücksichtigt. Um unsinnige Parameterwerte und Prognosen auszuschließen kommen schlussendlich noch zwei Expertenregeln zum Einsatz. Diese Expertenregel bestehen aus „WENN-SONST“ Bedingungen wodurch zum Beispiel bei Vorhersage eines negativen Wärmebedarfs oder Ertrags, der Prognosewert auf null gesetzt wird.

3.3.2 Verifikation

Als Beispiel für die mit dieser Methode erreichbare Vorhersagequalität zeigen die folgenden Abbildungen den Vergleich des prognostizierten Wärmebedarfs und des Solarertrages.

Dabei zeigt Abbildung 13, den prognostizierten Wärmestrom einer gesamten Woche (strichliert rot) im Vergleich zum gemessenen Wärmebedarf (blau) eines Bürogebäudes mit $150 \text{ kW}_{\text{th}}$ welches aus dem Pufferspeicher des WWA gespeist wird. Zusätzlich ist die für die Prognose herangezogene Außentemperatur (schwarz) dargestellt.

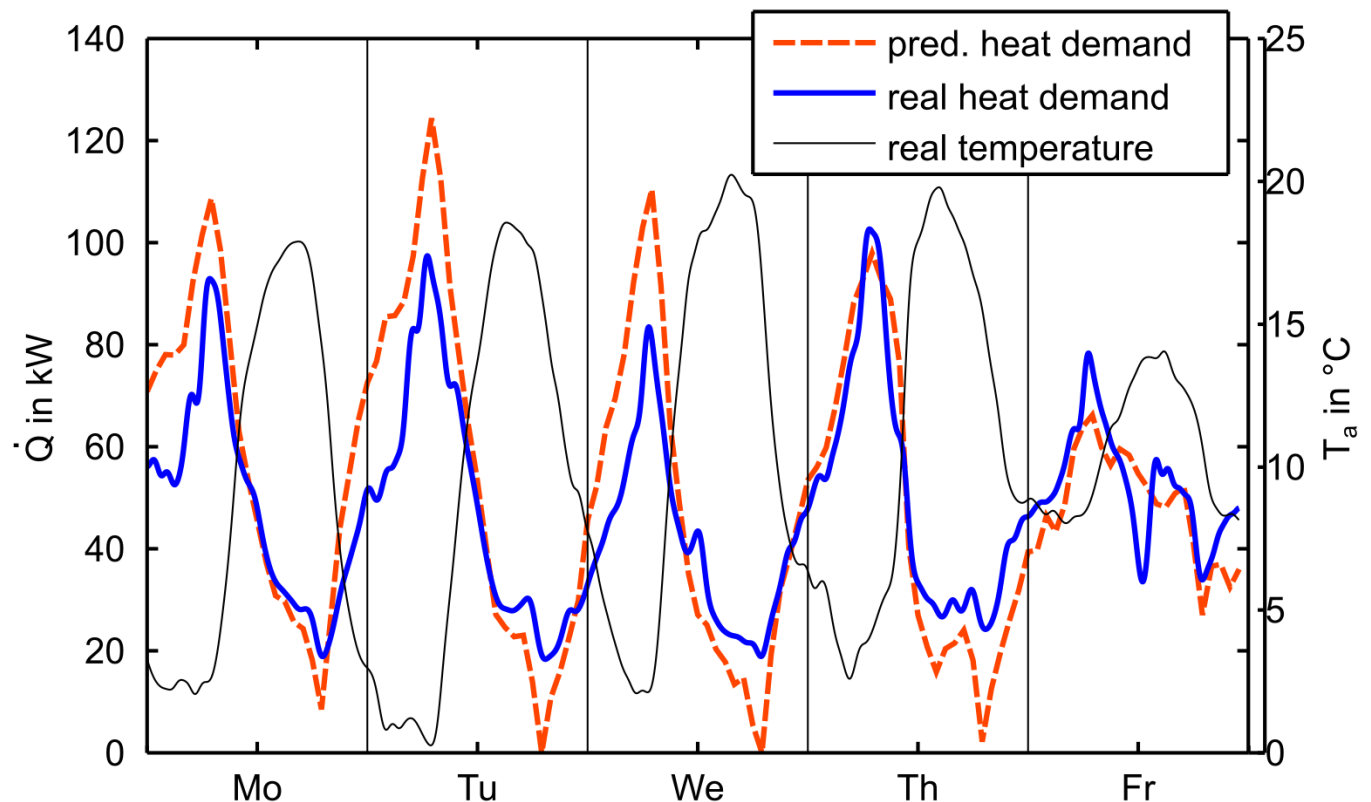


Abbildung 13: Vergleich zwischen prognostiziertem (rot) und realem Wärmestrom (blau) für ein Bürogebäude am Gelände des Wasserwerks Andritz mit einer Anschlussleistung von 150 kW und der für die Prognose herangezogenen Außentemperatur (schwarz).

Die nächste Abbildung zeigt den prognostizierten Solarertrag des nächsten Tages (strichliert rot) im Vergleich zum gemessenen Solarertrag (blau) eines Kollektorfeldes mit 172 m^2 am Wasserwerk Andritz. Zusätzlich ist die gemessene (schwarz) und prognostizierte Globalstrahlung (schwarz strichliert) welche für die Prognose herangezogen wird, dargestellt.

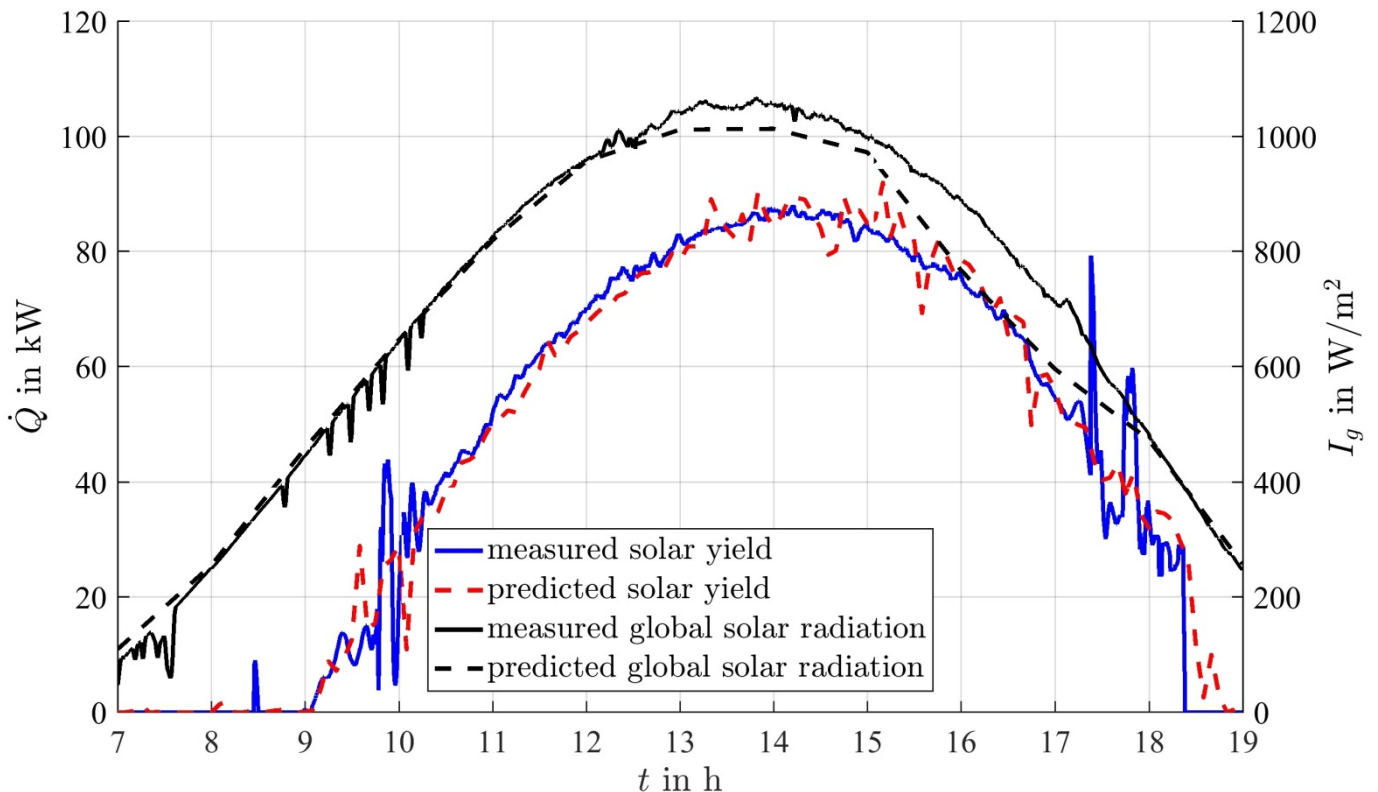


Abbildung 14: Vergleich zwischen dem prognostiziertem Solarertrag (strichliert rot) und dem gemessenen Solarertrag (blau) für ein Kollektorfeld (172m²) am Wasserwerk Andritz. Weiters ist die von einem Wetteranbieter prognostizierte Globalstrahlung (strichliert schwarz) der gemessenen Globalstrahlung (schwarz) gegenüber gestellt.

Abschließend sollen noch einmal die konkreten Vorteile der angewendeten Methode aufgezählt werden:

- Selbstlernender Algorithmus
 - Für Solarertragsprognose:
 - Keine Information über Kollektorfeld (Kollektorparameter, Größe) notwendig
 - Nur Prognose der Außentemperatur und der Globalstrahlung notwendig
 - Für Wärmebedarfsprognose:
 - Keine Information über die angeschlossenen Gebäude oder in den Gebäuden anwesenden Personen notwendig
 - Nur Prognosen der Außentemperatur notwendig, welche im Vergleich zu anderen Wetterdaten (z.B. Windgeschwindigkeit) gut prognostiziert werden kann.
- Einfach zu implementieren da die Methode auf einer simplen mathematischen Struktur (lineare Regression) basiert und keine besonderen Softwarelizenzen notwendig sind.
- Gute bis sehr gute Vorhersagequalität

3.4 Regelungsentwicklung

In AP4 wurde ein modellbasiertes Regelungskonzept für große Solarthermieanlagen erarbeitet. Dieses Regelungskonzept wurde auf zwei Ebenen umgesetzt. Zum einen durch eine

übergeordnete Systemregelung zum anderen durch eine untergeordnete Basisregelung. Die Systemregelung soll dabei unter Verwendung der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Prognosen die Anlage vorausschauend betreiben. Die untergeordnete Basisregelung soll für eine optimale Umsetzung der von der übergeordneten Regelung vorgegebenen Betriebsmodus der Anlage (Puffereinspeisung oder Fernwärmeeinspeisung) sorgen. Beide Regelungen wurden danach in AP5 auf der Anlagensteuerung implementiert um gemeinsam die Anlage vorausschauend optimal zu betreiben. Beide Konzepte für Basis- und Systemregelung stellen gemeinsam das im Projekt entwickelte modellbasierte Regelungskonzept für große Solarthermieanlagen da, welche an dieser Stelle separat beschrieben werden sollen. Teile des Konzepts wurden dabei unter [3] publiziert.

3.4.1 Konzept der modellbasierten Basisregelung

Die Basisregelung soll den vorgegebenen Betriebsmodus der Anlage (Pufferladung, Pufferladung über Wärmepumpe und Fernwärmeeinspeisung) der übergeordneten Regelung optimal umsetzen. Je nach Betriebsmodus muss dabei auf eine andere Vorlauftemperatur des Kollektorkreises geregelt werden. Zum Beispiel muss für eine Einspeisung ins Fernwärmenetz (Betriebsmodus Fernwärmeeinspeisung) Wärme auf einem höheren Temperaturniveau als bei einer direkten Einspeisung in den lokalen Pufferspeicher bereitgestellt werden.

Die Umsetzung dieser gewünschten Vorlauftemperatur erfolgt dann durch die modellbasierte Basisregelung welche sich den dafür notwendigen Massenstrom berechnet, die Solarkreispumpe regelt und sich um den Temperaturabgleich der einzelnen Kollektorfelder kümmert. Eine Schematische Darstellung des Konzepts der Basisregelung findet sich in der nachfolgenden Abbildung.

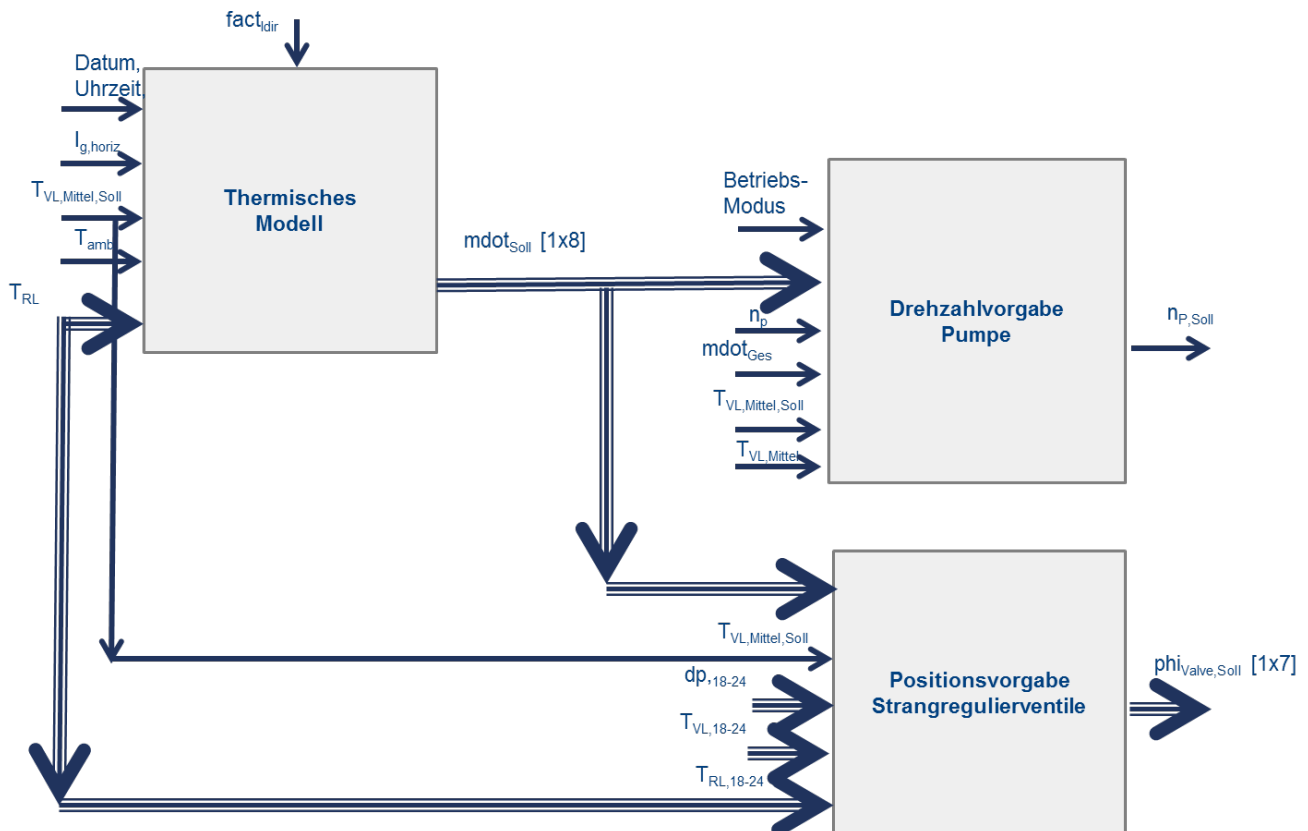


Abbildung 15: Schematische Darstellung des entwickelten Regelungskonzepts für die modellbasierte Basisregelung.

Die einzelnen Teile des Konzepts sollen in Folge hinsichtlich ihrer Struktur noch genauer betrachtet werden.

Thermisches Modell :

Die Eingänge des *thermischen Modells* sind Messwerte (Globalstrahlung auf die horizontale Fläche $I_{g,horz}$, die Außentemperatur T_{amb} und die Eintrittstemperatur in die Kollektoren T_{RL}), die gewünschte Austrittstemperatur $T_{VL,soll}$ sowie der von einem externen Wetterserviceanbieter (meteoblue) vorhergesagter Wert für den Anteil der Direktstrahlung $fact_{dir}$.

In einem ersten Schritt wird die auf die horizontale gemessene Globalstrahlung $I_{g,horz}$ mit Hilfe geografischer Daten, Datum/Uhrzeit und dem vorhergesagten Wert für den Anteil der Direktstrahlung n_{dir} auf die effektive Strahlung $I_{g,eff}$ welche auf die einzelnen Kollektorfelder trifft, umgerechnet. Im zweiten Schritt werden basierend auf der effektiven Strahlung und den verbleibenden Inputs mit Hilfe eines Kollektormodells die gewünschten Massenströme durch die einzelnen Felder bestimmt, welche fließen müssen, um bei den gegebenen Bedingungen die gewünschte Austrittstemperatur bei jedem Feld hervorzurufen.

Für das Kollektormodell können prinzipiell verschiedene Modelle zur Anwendung kommen um den dafür erforderlichen Massenstrom (Massenstromvorgabe) bei gegebener Eintrittstemperatur T_{in} , Globalstrahlung I_g und Außentemperatur T_{amb} zu bestimmen. Um das Konzept leicht an weitere Anlagen zu adaptieren und schnell und gezielt zu parametrieren, kann ein statisches Modell des Kollektorfeldes verwendet werden. Für die 7 einzelregelbaren Felder (18-24) wurde jeweils ein eigenes Modell aufgesetzt und die restlichen 17 Felder wurden vereinfacht als ein großes Kollektorfeld modelliert, was in Summe zu 8 unterschiedlich parametrierten Modellen führte, wo für jedes 7 Parameter bestimmt werden müssen. Die Ausgänge dieses Blocks sind danach 8 Massenstromvorgaben für die einzelnen Felder (unteres Gesamtfeld und die 7 oberen Felder). Weiters hat sich im Rahmen der Optimierung in AP6 gezeigt, dass es vorteilhaft ist, den gemessenen Globalstrahlungswert zu filtern damit ein rascher Einbruch der Globalstrahlung nicht sofort zu einem Einbruch der Massenströme führt. Diese Maßnahme trägt dem Umstand Rechnung, dass die Metallmasse des Absorbers in der Realität eine Speicherwirkung besitzt und die Energie der Globalstrahlung erst verzögert an das Fluid überträgt. Eine schematische Skizze über den Aufbau dieses Blocks ist in folgender Abbildung dargestellt, wobei mehrdimensionale Größen mit dicken Pfeilen gekennzeichnet wurden.

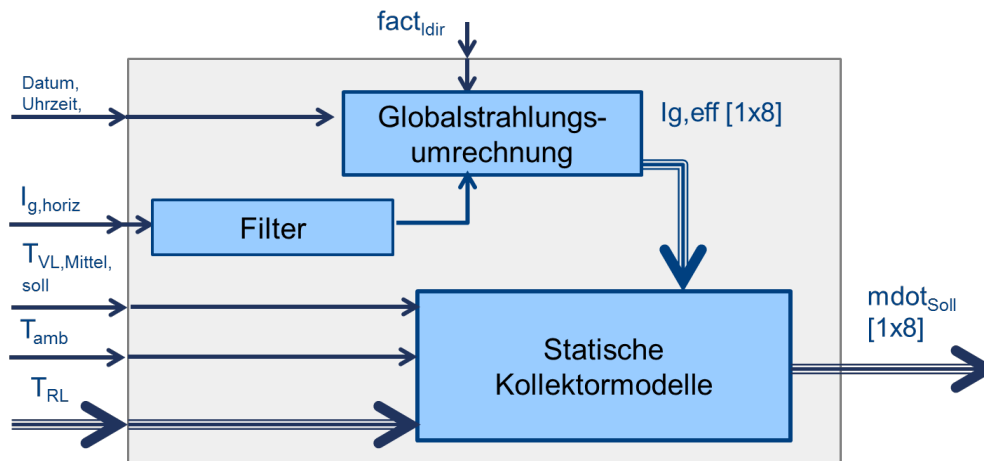


Abbildung 16: Aufbau des Blocks *Thermisches Modell*.

Drehzahlvorgabe Pumpe

In diesem Block wird die Drehzahl der Pumpe berechnet. Zu diesem Zweck wird in einem ersten Schritt die Summe der Massenstromvorgaben gebildet und dieser Wert auf eine Drehzahlvorgabe für die Pumpe umgerechnet. Zu diesem Zweck wurden zwei Ansätze entwickelt die je nach Rahmenbedingungen der Anlage zur Anwendung kommen können. Der erste Ansatz, basiert auf Ähnlichkeitsgesetzen der Strömungslehre und setzt voraus, dass der Massenstrom im Kollektorkreis gemessen wird. In diesem Fall kann die für den gewünschten Massenstrom \dot{m}_{Soll} erforderliche Drehzahl $n_{p,Soll}$ aus dem derzeitigen (gemessenen) Massenstrom \dot{m}_1 und der dazugehörigen Drehzahl $n_{p,1}$ bestimmt werden. Dieser Ansatz hat den großen Vorteil, dass keine Parametrierung notwendig ist, allerdings muss der aktuelle Massenstrom \dot{m}_1 in guter Qualität gemessen werden sowie die aktuelle Drehzahl der Pumpe bekannt sein.

$$n_{p,Soll} = \frac{\dot{m}_{Soll}}{\dot{m}_1} n_{p,1} \quad (13)$$

Der zweite Ansatz, der ohne Massenstrommessung im Solarkreis auskommt, verwendet ein Modell des hydraulischen Widerstandes des Kollektorkreises und der Charakteristik der eingesetzten Pumpe (Pumpenkennlinie). Das Modell der Pumpenkennlinie kann in guter Näherung durch die Datenblattangaben des Pumpenherstellers parametrieren werden (siehe Modellierung der Pumpe im Abschnitt 3.2.1). Der hydraulische Widerstand des Kollektorkreises kann dabei durch einen einfachen Versuch bei dem die Pumpe schrittweise variiert und gleichzeitig der Druck gemessen wird, parametrieren werden. Bei der Anlage WWA mussten für diesen Zweck zwei Kennlinien für den hydraulischen Widerstand aufgenommen werden, da die Anlage zwei unterschiedliche Wärmeübertrager besitzt über die je nach Betriebsmodus (Pufferspeichereinspeisung, Fernwärmeeinspeisung) die Wärme übertragen wird. Diese Kennlinien, Pumpen- als auch Anlagenkennlinien, werden dabei für eine Temperatur parametrieren und danach im Betrieb basierend auf der gemessenen mittleren Temperatur im Kollektorkreis angepasst, da sich bei unterschiedlichen Temperaturen die hydraulischen Verhältnisse aufgrund der Temperaturabhängigkeit von Dichte und Viskosität, ändern. Dieser zweite Ansatz zur Drehzahlbestimmung bietet den Vorteil, dass er prinzipiell ohne Massenstrommessung auskommt und auch Änderungen der hydraulischen Verhältnisse, in diesem Fall die Umschaltung zwischen

zwei Wärmetauschern, berücksichtigen kann. Allerdings sind dafür Versuche zur Parametrierung notwendig, welche eventuell, nach gewisser Zeit wiederholt ausgeführt werden müssen um die Genauigkeit des Modells zu garantieren. Unabhängig welche Methode zur Umrechnung auf die Drehzahl verwendet wird, wird im zweiten Schritt die so bestimmte Drehzahl der Pumpe noch über einen PI-Regler korrigiert, auf Basis der Abweichung zwischen Mittelwert der Austrittstemperaturen aller Kollektorfelder $T_{VL,Mittel}$ und dem gewünschtem Mittelwert der Austrittstemperaturen $T_{VL,Mittel,Soll}$ welche vom Betriebsmodus abhängig ist. Im Rahmen der Optimierung in AP6 hat sich dabei gezeigt, dass der Einsatz eines normalen PI-Reglers mit Anhalten des Integrators als Anti-Wind-Up (AWU) Methode, nicht ausreichend ist, weshalb ein PI-Regler mit der AWU-Methode nach Hanus implementiert wurde. Eine schematische Skizze über den Aufbau dieses Blocks ist in folgender Abbildung dargestellt, wobei mehrdimensionale Größen mit dicken Pfeilen gekennzeichnet wurden.

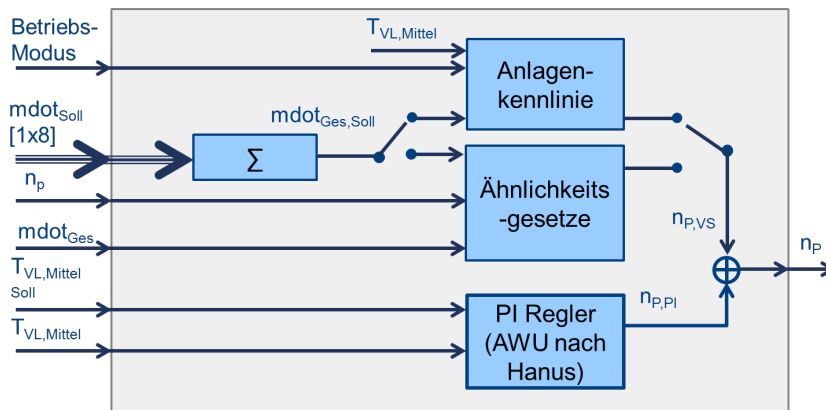


Abbildung 17: Aufbau des Blocks Drehzahlvorgabe Pumpe

Positionsvorgabe Strangreguliertventile

In diesem Block wird die Positionsvorgabe der Strangreguliertventile welche in den oberen Feldern eingebaut sind, bestimmt. Dabei passiert in einem ersten Schritt eine Umrechnung der Massenstromvorgaben (Output aus Block „thermisches“ Modell) in eine Positionsvorgabe der Ventile. Zu diesem Zweck wurde in AP2 ein Modell entworfen welches den Zusammenhang von Differenzdruck, Ventilposition und dem dabei resultierenden Massenstrom durch das Feld mathematisch beschreibt (siehe 3.2.3) und für jedes der 7 oberen Felder (18 – 24) parametriert. Mit Hilfe dieses Modells ist es nun möglich aus dem gemessenen Differenzdruck der über die Felder abfällt (dp_{18}, \dots, dp_{24}) jene Ventilposition zu berechnen welche den gewünschten Massenstrom (aus dem ersten Block *thermisches Modell*) hervorruft. Im zweiten Schritt wird dieser so bestimmte Wert der Ventilposition noch durch einen PI-Regler basierend auf der Abweichung zwischen geforderter und gemessener Austrittstemperatur angepasst und somit Modellunsicherheiten kompensiert.

Zusammenfassend sollen noch einmal die Vorteile des Konzepts der modellbasierten Basisregelung aufgezählt werden:

- Relativ einfache mathematische Struktur für komplizierte Regelungsaufgabe
- Keine Messung des Massenstroms im Betrieb erforderlich, da nur die Austrittstemperaturen der Kollektorfelder geregelt werden.

- Zweistufiger modellbasierter Regelungsalgorithmus welcher die hydraulische (Zusammenhang zwischen Druck und Massenstrom) als auch die thermische (Wärmeab-/aufnahme) berücksichtigt.

3.4.2 Konzept der modellbasierten Systemregelung

Die Systemregelung soll den Betriebsmodus der Anlage (Pufferspeichereinspeisung, Fernwärme-einspeisung) basierend auf dem derzeitigen Status der Anlage sowie auf Prognosen des zukünftigen Solarertrags und des Wärmebedarf (siehe Abschnitt 3.3) bestimmen. Wie auch bereits bei der modellbasierten Basisregelung wurde auch bei der modellbasierten Systemregelung darauf geachtet, das Konzept möglichst einfach und robust zu halten um dadurch einen hohen Multiplikationseffekt zu erreichen. Die Rahmenbedingungen für das entwickelte Konzept waren dabei die folgenden:

- Unterschiedliche Betriebsmodi:
Die Anlage kann auf zwei unterschiedlichen Arten betrieben werden. Eine Möglichkeit ist, die Wärme in einen lokalen Pufferspeicher zu speichern um sie für die lokalen Verbraucher bereit zu halten. Die andere Möglichkeit besteht darin, dass die Solarenergie ins Fernwärmenetz einspeist.
- Wärmezukauf:
Im Fall, dass der Bedarf der lokalen Verbraucher nicht gedeckt werden kann, muss Wärme über die Anlage aus dem Fernwärmenetz zugekauft werden.
- Unterschiedliche Tarife:
Die beiden verschiedenen Betriebsmodi werden dabei unterschiedlich monetär entlohnt: Der Wärmeverkauf an lokale Verbraucher ist wesentlich besser vergütet (ca. doppelt so hoch) als die Einspeisung ins Fernwärmenetz. Der Zukauf von Wärme kostet der Anlage gleich viel wie der Verkauf der Wärme an die Verbraucher. Ein Weiterverkaufen der Wärme aus der Fernwärme bringt den Anlagenbetreibern also keinen Gewinn, berücksichtigt man auch noch Wärmeverluste, macht der Anlagenbetreiber dabei sogar Verlust.

Neben diesen Rahmenbedingungen wurde im Projekt auch das Potential zur Verbesserung durch eine übergeordnete Regelung für unterschiedliche Tagestypen evaluiert. Dabei wurde auf Basis der Energieströme das Jahr in folgende *Typtage* geteilt und das für jeden dieser Tage charakteristische Verbesserungspotential, welches durch eine vorausschauende Regelung genutzt werden soll, beschreiben:

- Sommertag:
 - Beschreibung: Als Sommertag wurden jene Tage klassifiziert, an denen Wärme in die Fernwärme eingespeist wurde und keine Wärme zugekauft werden musste.
 - Verbesserungspotential: An Sommertagen kann es vorkommen, dass der Pufferspeicher aufgrund der starren Anwendung von Regeln (z.B.: „in Sommermonaten muss der Pufferspeicher immer bis zum 2. Temperaturfühler von oben gefüllt sein“) mit zu viel Solarwärme geladen wird, die von den Verbrauchern allerdings nicht genutzt wird, sondern durch Mischung und Verluste an die Umgebung verloren geht.

- Wintertag:
 - Beschreibung: Als Wintertag wurden jene Tage klassifiziert, an denen keine Wärme ins Fernwärmenetz verkauft werden konnte, aber sehr wohl Wärme bezogen werden musste.
 - Verbesserungspotential: An *Wintertagen* kann es vorkommen, dass der Pufferspeicher mit zu viel extern zugekaufter Wärme geladen wird obwohl diese Wärme von den Verbrauchern gar nicht benötigt wird.
- Übergangszeittag:
 - Beschreibung: Als *Übergangszeittag* wurden alle anderen Tage klassifiziert, welche keine Sommer- und keine Wintertage sind.
 - Verbesserungspotential: In Tagen der Übergangszeit kann es vorkommen, dass über den Tag viel in die Fernwärme eingespeist wird, obwohl in der folgenden Nacht Wärme für die lokalen Verbraucher benötigt wird und diese wieder aus dem Fernwärmenetz teuer zurückgekauft werden muss. Für diese Tage wurde das größte Verbesserungspotential identifiziert, weil damit eigentlich gewinnträchtige Tage im schlimmsten Fall sogar monetäre Verluste bringen können, weil zu wenig im Puffer gespeichert und deshalb zu viel aus der Fernwärme zurückgekauft werden muss.

Bei der Entwicklung der modellbasierten Systemregelung wurde konkret darauf geachtet, dass diese genannten Fälle, welche auf Basis von Analysen der derzeitigen Regelung das größte Verbesserungspotential beinhalten (siehe [2,4,5]), von der übergeordneten Regelung berücksichtigt werden sollen. Das Konzept der modellbasierten Systemregelung gliedert sich dabei in drei Teile, die wiederholt, z.B. alle 15 min. pro Tag ausgeführt werden:

1. Bewertung des IST Zustand

Im ersten Schritt der Systemregelung wird der Zustand des Pufferspeichers bewertet. Zu diesem Zweck wird ein Modell des Pufferspeichers (siehe 3.2.4) auf Basis der gemessenen Temperatursensoren parametrisiert. Bei dem Modell handelt es sich um ein partielles Differentialgleichungsmodell des Pufferspeichers welches über die Höhe in 100 Schichten diskretisiert wird. Auf Basis der Werte der einzelnen Temperatursensoren (6 Stück, über 10m Höhe verteilt) wird danach der derzeitige Verlauf der Thermokline (Wasserschichten unterschiedlicher Temperatur) im Pufferspeicher geschätzt. Das hat den Vorteil, dass dadurch der reale energetische Zustand des Pufferspeichers besser bewertet werden kann, da die 100 Schichten des Modells als 100 virtuelle Sensoren angesehen werden können. Nachdem der Pufferspeicher anhand von Messdaten parametrisiert wurde, wird die Exergie (für die Verbraucher nützliche Energie) im Pufferspeicher hinsichtlich einer Referenztemperatur bewertet. Dazu wird die Exergie jeder einzelnen Schicht aufsummiert. Vereinfacht wurde angenommen, dass wenn die Temperatur einer Schicht unter einer vorgegebener Referenztemperatur liegt (z.B. 50°C) die Exergie dieser Schicht mit 0 bewertet wird, da dieses Temperaturniveau nicht genügt um die Verbraucher zu versorgen. Da diese Referenztemperatur von den Verbraucherbedingungen abhängig ist und einen starken Einfluss auf die Bewertung des energetischen Zustands des

Pufferspeichers hat, handelt es sich dabei um einen Parameter der vom Anwender wohl überlegt vorgegeben werden muss.

2. Berechnung des zukünftigen Wärmeertrags\bedarfs.

Im nächsten Teil der Systemregelung wird unter Verwendung von externen Wetterprognosedaten und der im Projekt entwickelten Prognosemethoden (Solarertrags- und Wärmebedarfsprognose, siehe 3.3) der Verlauf der zukünftig generierten Solarwärme als auch des Wärmebedarfs der lokalen Verbraucher prognostiziert. Der Solarertrag (generierte Solarwärme) wird für die drei unterschiedlichen Ausrichtungen (Süden: Felder 1-17, Südwesten: Felder 18 und 19 sowie Südosten: Felder 20-24) extra berechnet und danach zu einem gemeinsamen Wärmestrom aufsummiert. Diese Prognose des Solarertrages wird dabei für zwei unterschiedliche Austrittstemperaturen erzeugt, wie sie typisch für die beiden Betriebsmodi (Pufferspeichereinspeisung: $T_{out,des} = 75^{\circ}\text{C}$, Fernwärmeeinspeisung: $T_{out,des} = 90^{\circ}\text{C}$) ist. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in der kontinuierlichen Variation dieser Werte auch noch großes Potential steckt, wofür im Projekt jedoch zu wenig Ressourcen zur Verfügung standen dies näher zu untersuchen. Prinzipiell wird durch diese unterschiedlichen Austrittstemperaturen unterscheiden, dass je nach Betriebsmodus auch der Solarertrag ein anderer ist, da bei höheren Austrittstemperaturen (Betrieb Fernwärmeeinspeisung) der Wirkungsgrad der Kollektoren abnimmt. Wie weit in diesem Fall in die Zukunft gerechnet werden soll, kann ebenfalls durch einen Parameter vom Anwender vorgegeben werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass weit in der Zukunft liegende Prognosen von der Vorhersagequalität weniger vertrauenswürdig sind.

3. Entscheidung über Betriebsmodus der Anlage

Im letzten Schritt der Systemregelung wird entschieden ob die Exergie welche derzeit im Pufferspeicher steckt Q_{PS} ausreicht um den Wärmebedarf der Verbraucher Q_{Verb} über die nächste Zeit (z.B. 1 Tag) zu decken. Ist das der Fall, wird die Wärme in die Fernwärme eingespeist. Ist das nicht der Fall soll die Wärme in den Pufferspeicher eingespeist werden. Dadurch, dass diese 3 genannten Schritte der Systemregelung wiederholt über den Tag (z.B. alle 15 Minuten) ausgeführt werden, werden Fehler der Prognosen laufend berücksichtigt und korrigiert. Wie oft die Systemregelung pro Tag ausgeführt werden soll muss durch den Anwender bestimmt werden, wobei eine häufigere Ausführung Fehler der Prognose korrigiert, aber auch zu einem häufigeren Umschalten des Betriebes (Pufferspeicher, Fernwärmeeinspeisung) führen kann.

Der schematische Aufbau der modellbasierten Systemregelung ist in folgender Skizze dargestellt.

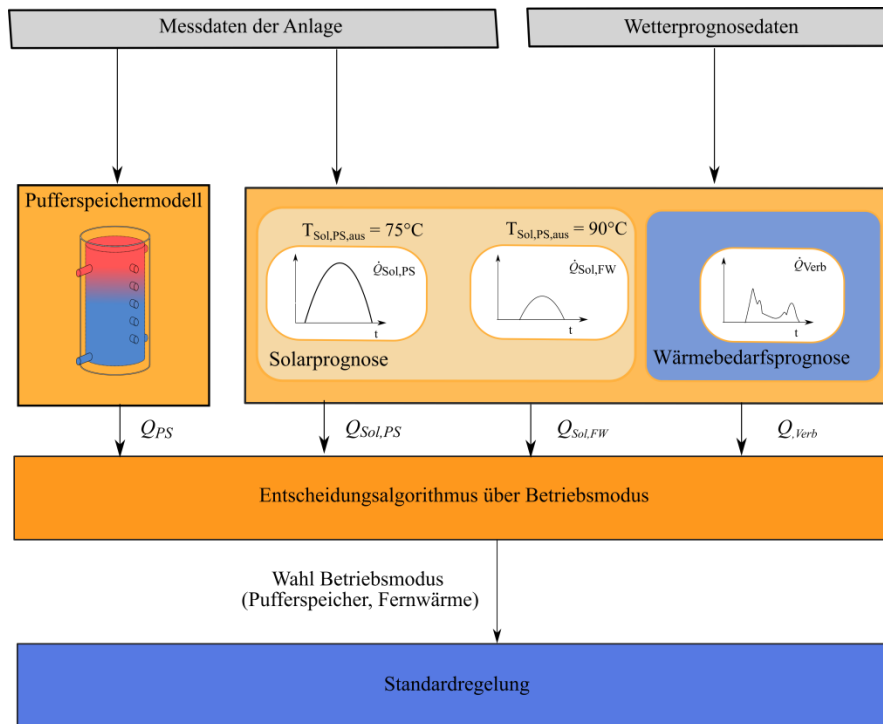


Abbildung 18: Schematische Darstellung der übergeordneten modellbasierten Systemregelung

Zusammenfassend sollen noch einmal die Vorteile des Konzepts aufgezählt werden:

- Vorausschauende prädiktive Regelung welche aktuelle Wetterprognosedaten einbindet
- Modularer Aufbau, Komponenten wie Pufferspeichermodell, Prognosemethoden und Entscheidungsalgorithmus können leicht ausgetauscht oder angepasst werden.
- Modellbasierte Regelung welche, unter Voraussetzung von fehlerfreien Prognosen, die im oberen Abschnitt erwähnten Verbesserungspotentiale für die verschiedenen Typtage (*Sommertag, Wintertag, Übergangszeittag*) erschließen kann.
- Einfache Struktur für komplizierte Regelungsaufgabe welche auf keinen lizenzabhängigen Optimierungsalgorithmus basiert was die Möglichkeit auf einen Multiplikationseffekt (Anwendung der Methode auf eine Vielzahl von Anlagen) erhöht.

Das Konzept der modellbasierten Systemregelung stellt gemeinsam mit der modellbasierten Basisregelung, das modellbasierte Regelungskonzept für große Solarthermieanlagen dar.

3.5 Implementierung und Umsetzung

Das im vorherigen Abschnitt beschriebene Regelungskonzept für große Solarthermieanlagen wurde danach an der Anlage implementiert. Zusätzlich wurde auch noch das Softwarekonzept einer optimierten Standardregelung (ursprüngliche Regelung) welche die beiden Regelungen, modellbasierte Basis- und Systemregelung, verbindet und die Kommunikation zu allen anderen Komponenten sicherstellt, (weitere Ventile, Pumpen in den Sekundärkreisen, Puffermanagement) implementiert. Auf die Arbeiten zur Implementierung soll in den folgenden Abschnitten einzeln eingegangen werden.

3.5.1 Optimierte Standardregelung

Die optimierte Standardregelung beinhaltet den ordnungsgemäßen Betrieb der solaren Großanlage mit allen darin beinhalteten Details und wurde hinsichtlich der ursprünglichen Regelung überarbeitet und hinsichtlich ihrer Struktur optimiert. So wurde etwa die Ansteuerung aller Aggregate wie Pumpen mit Frequenzumformer und Ventile implementiert. Aber auch eine Handhabung für die Parametersätze (Recipe Handling), ein Alarmmanagement und Benachrichtigungssystem, eine Visualisierung mit Servicebereich, Usermanagement, Internationalisierung (Auswahl verschiedener Sprachen) und das Schreiben der Sensor- und Prozessdaten auf einen USB-Stick. Die Softwarestruktur der Standardregelung inklusive Basis- und Systemregelung ist in Abbildung 19 dargestellt. Die unterschiedlichen Farben repräsentieren die Standardregelung (Blau), die modellbasierte Basisregelung (Gelb) und die modellbasierte Systemregelung (Grün und Grün umrandetes Blau). Ein wichtiges Detail ist darin nur schematisch enthalten, die Reihenfolge der einzelnen Subprogramme wie Eingangssignalverarbeitung (Input Conversion) vor Ausgangssignalverarbeitung (Output Conversion).

Die Standardregelung startet jeden Zyklus mit der Verarbeitung der Eingangssignale. Diese müssen von analogen Signalen und INT/UINT32 auf eine Fließkommarepräsentation mit physikalischer Einheit entsprechend verarbeitet werden. Hier ist der jeweilige Sensor mit den Messgrenzen wichtig, aber auch die Überprüfung der Sensoren auf Fehler sowie etwaige Filterungen werden in diesem Programm durchgeführt.

Gefolgt wird die Konvertierung von der Bewertung des Pufferspeichers und der Betriebswahl (Operation Mode Selection /System Control) wobei hier bereits die modellprädiktive Regelung eingreift, die auf einen Server von SOLID betrieben wird, worauf in den nächsten Abschnitten noch genauer eingegangen werden soll. Falls die Kommunikation mit dem Server nicht funktioniert wird auf eine einfache Bewertung des Pufferspeichers zurückgegriffen die in Abhängigkeit der Außentemperatur das zu beladende Niveau festlegt. Für die Wahl des Betriebsmodus wird auf einen Parametersatz zurückgegriffen der mittels des *Recipe Handling* gespeichert, verändert und geladen werden kann.

Nach der Wahl des Betriebsmodus (Puffereinspeisung, Fernwärmeeinspeisung, Wärmepumpenbetrieb), kommt die Standardregelung zur Steuerung der jeweiligen Pumpen und Ventile zum Einsatz. Hier wurden kleine Zustandsautomaten eingesetzt die zuerst die Ventile ansteuern, etwaige Bedingungen überprüfen und danach die Pumpen in Betrieb nehmen. Hier wird wieder auf die Parametersätze zurückgegriffen wie minimale und maximale Drehzahlen, aber auch PI-Parameter, Einschaltverzögerungen und mehr. Eine Besonderheit stellt hier die Solarpumpe dar, die auf zwei verschiedene Weisen betrieben werden kann. Einerseits in der Standardregelung als PI-Regler der auf die Kollektorausstrittstemperatur regelt. Andererseits auf die modellbasierte Basisregelung mit einem dahinterliegenden Kollektormodell, welches die aktuelle Globalstrahlung berücksichtigt. Details zur Basisregelung werden in den Abschnitten davor und danach behandelt. Obwohl die Basisregelung auch auf der SPS implementiert wurde, ist auch aus Sicherheitsgründen und zum Zweck des Vergleichs beider Regelungen sowohl die Standard als auch die Basisregelung der Solarpumpe umgesetzt.

Die Regelung der Strangreguliertventile folgt danach. Die Strangreguliertventile benötigen die Informationen der modellbasierten Basisregelung da diese die Massenstromvorgaben ermittelt, welche durch die einzelnen Felder fließen sollen und nach welchen die Strangreguliertventile die Durchflüsse regeln. Den Abschluss eines Zyklus bildet die Ausgangssignalverarbeitung, die alle berechneten und zur Steuerung benötigten Werte auf analoge Signale zurück konvertiert (*Output Conversion*).

Neben dem sequentiellen Zyklus der Subprogramme werden gewisse Programme asynchron abgearbeitet wie etwa die Visualisierung, das Datenlogging und das Speichern und Laden der Parametersätze (*Recipe Handling*). Diese sind teilweise in höheren Taskklassen angesiedelt, werden also weniger oft aufgerufen, und sind so aufgebaut dass sie asynchron abgearbeitet werden bzw. beinhalten keine zeitkritischen Funktionen.

3.5.2 Modellbasierte Basisregelung

Die modellbasierte Basisregelung bezeichnet die modellbasierte Regelung der Solarpumpe und der motorisierten Strangreguliertventile. Die Funktionsweise der Basisregelung wurde bereits im vorangegangenen Abschnitt 3.4.1 beschrieben. An dieser Stelle soll deren Implementierung und Einbindung in die Standardregelung wiedergegeben werden.

Wie in Abbildung 19 gelb schematisch dargestellt, wurde die Basisregel, auch als „Feed Forward Control“ oder „Model Based Control“ bezeichnet, als eigene Programme implementiert und greift sowohl in die Regelung der Solarpumpe ein, als auch in jene der motorisierten Strangreguliertventile („Balancing Valves“) der Felder 18-24. Bei einem Fehler der Basisregelung wird automatisch auf die Standardregelung zurückgeschaltet. Die Basisregelung in ihrer Implementierung besteht im Groben aus 3 Unterprogrammen bzw 4. wenn man die Regelung der Strangreguliertventile dazuzählt.

Im ersten Teil des Programms wird zum einen von der lokalen Zeit auf die so genannte Solarzeit zurückgerechnet, zum anderen wird mit Hilfe der Solarzeit die effektive Globalstrahlung auf die unterschiedlich ausgerichteten Kollektorfelder berechnet. Zur Berechnung der Solarzeit wird die geografische Länge (Längengrad) und die lokale Zeit benötigt. Über den Sonnenstand kann die Strahlung auf die unterschiedlich ausgerichteten Kollektoren ermittelt werden. Mittels eines horizontal montierten Pyranometers (Strahlungssensor) wird die aktuelle globale Strahlung gemessen, gefiltert und anhand von Daten eines Wetterdienstes in direkte und diffuse Strahlung aufgeteilt. Nur die direkte Strahlung muss auf die Kollektorebenen übertragen werden. Bei einem Ausfall der Kommunikation mit dem Wetterdienst wird auf einen fixen Faktor zwischen direkter und diffuser Strahlung zurückgegriffen. Mit Hilfe der Solarzeit, des Breitengrades, der Ausrichtung und der Neigung kann aus der horizontalen Strahlung, die effektive Strahlung wie sie auf die unterschiedlich ausgerichteten Kollektorfelder auftrifft, berechnet werden. Im 2. Programm der Basisregelung, bezeichnet als „*Calculation of Mass Flow of each Collector*“, werden die notwendigen Massenströme für die einzelnen (unterschiedlich großen) Felder berechnet sodass die für den jeweiligen Betriebsmodus notwendige Austrittstemperatur erreicht wird. Dazu müssen zuerst die Fluideigenschaften der Glykol-Wassermischung (z.B. spez. Wärmekapazität) bei der aktuellen mittleren Kollektortemperatur ermittelt werden. Unter Zuhilfenahme der Kollektorparameter werden danach die Massenströme der einzelnen Kollektorfelder berechnet.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das 3. Programm, bezeichnet als „*Calculation of Solar Pump Rotation*“, summiert die Massenströme der einzelnen Felder/Reihen auf und errechnet daraus die Drehzahl der Solarpumpe. Hier wurden zwei verschiedene Ansätze implementiert, die aus dem gewünschten Durchfluss die Drehzahl der Pumpe berechnen, beschrieben in Abschnitt 3.4.1. Zusätzlich zur Berechnung der Drehzahl wurde ein PI-Regler implementiert, welcher die Ungenauigkeiten des Kollektormodelles ausgleicht und auf die mittlere Austrittstemperatur der Kollektoren regelt. Da die Anforderungen an diesen PI(D)-Regler mit spezieller Anti-Windup Maßnahme (nach Hanus) sowie sich ständig ändernden Min/Max Grenzen hoch sind, musste dieser eigens implementiert werden und konnte nicht auf einen bereits fertig programmierten Block zurückgegriffen werden. Zusätzlich zur Drehzahlvorgabe und PI-Regler wurden Sicherheitsbestimmungen in diesem Programm umgesetzt, damit auch bei fehlerhafter Konfiguration ein sicherer Betrieb zu jeder Zeit gewährleistet ist.

Den Abschluss der Basisregelung bildet die Regelung der motorisierten Strangreguliertventile, als „Balancing Valve Control“ bezeichnet. Diese basiert auf der Massenstromvorgabe des Kollektormodells und wurde bereits in Abschnitt 3.4.1 beschrieben. Ähnlich wie bei der Drehzahlvorgabe der Solarpumpe werden auch in diesem Programm PI-Regler zur Korrektur von Modellungenauigkeiten verwendet. Auch kommen diverse Sicherheitsmechanismen zum Einsatz um eine Teilstagnation zu vermeiden. Ein Ausschnitt des Graphical User Interfaces (GUI) ist beispielhaft in Abbildung 20 zu sehen.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

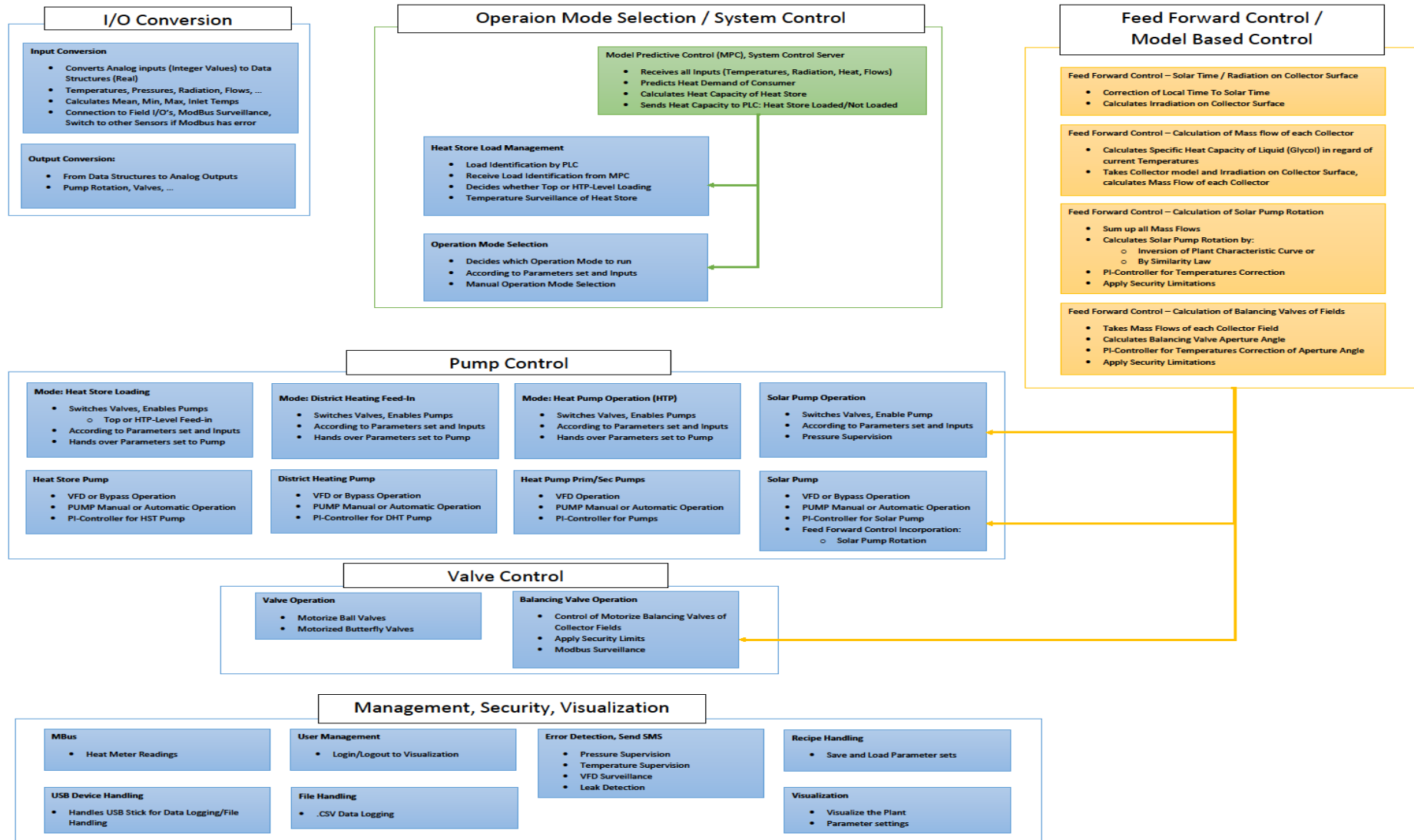


Abbildung 19: Softwareschema der Standard-, Basis- und Systemregelung

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

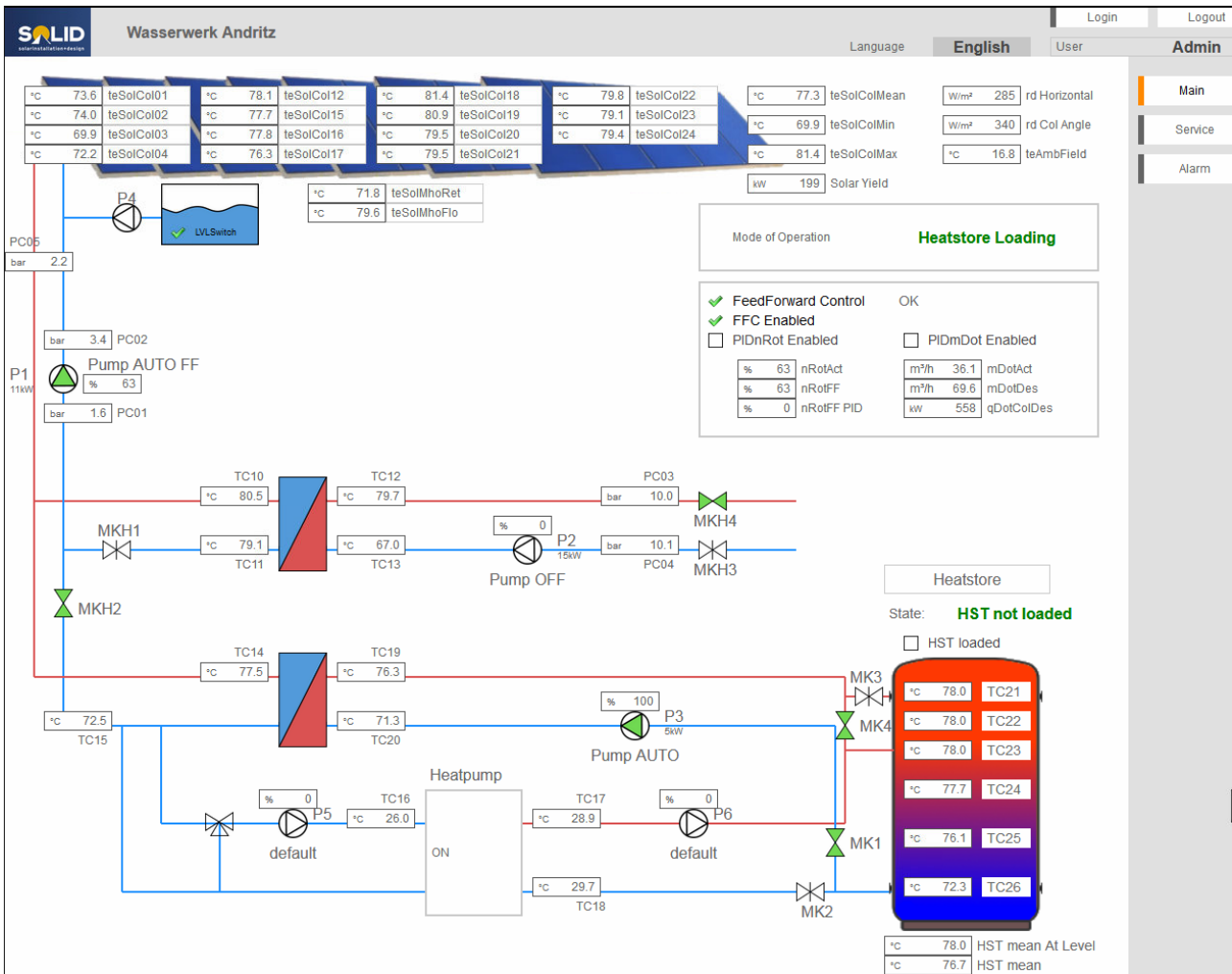


Abbildung 20: Beispielhafter Ausschnitt der Visualisierung des im Rahmen von SPC erarbeiteten Gesamtkonzepts für große Solarthermieanlage gemeinsam mit der entwickelten optimierten Standardregelung.

3.5.3 Modellbasierte Systemregelung

Die modellbasierte Systemregelung wurde aufgrund ihrer hohen Komplexität, ihrer rechenintensiven Bestimmung der Parameter der Prognosemethoden, der Notwendigkeit größeren Datenmengen (unter anderem zur Parametrierung der Prognosemethoden) sowie ihrer längeren Zykluszeit (z.B.: Ausführung alle 15 min.) nicht auf der Anlagensteuerung sondern auf einem virtuellen Server umgesetzt. Dazu wurde ein Kommunikationskonzept zwischen Anlagensteuerung und virtuellen Server entwickelt und ein Eingriffspunkt in die Standardregelung geschaffen.

Kommunikationskonzept:

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

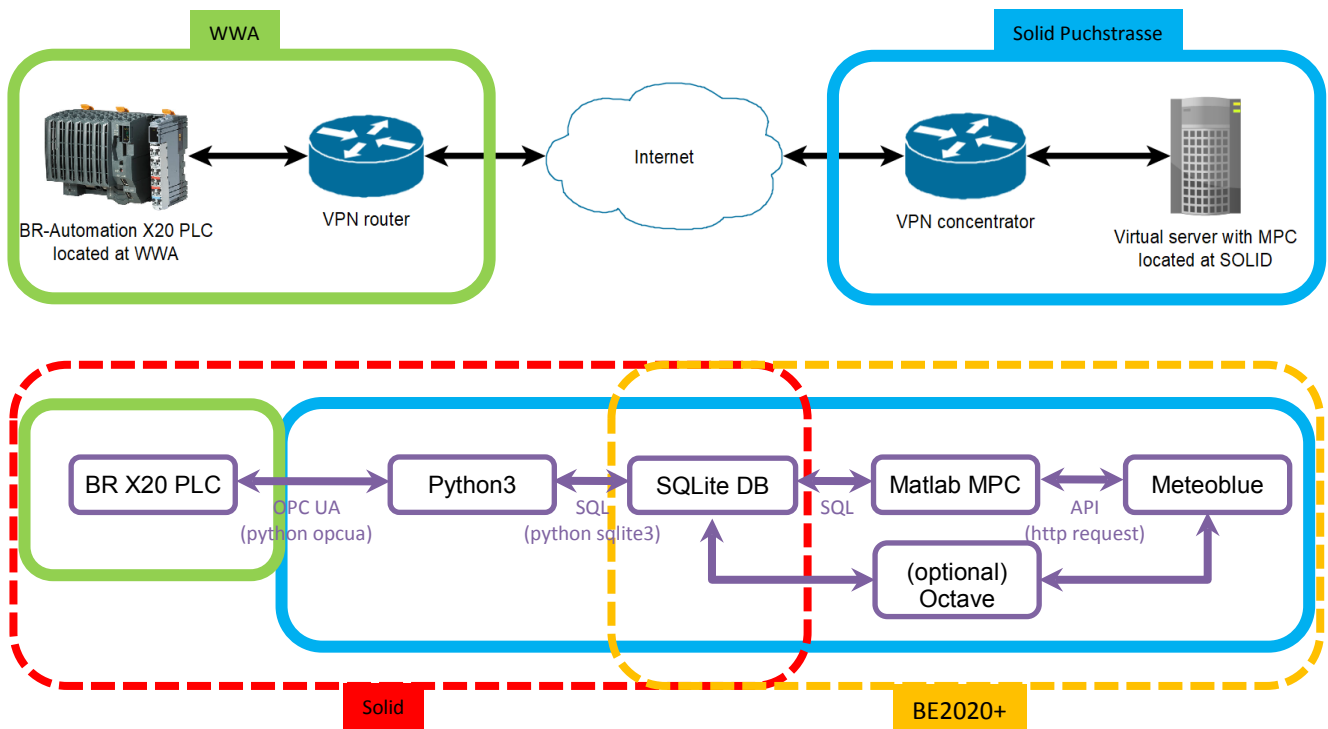


Abbildung 21: Kommunikationskonzept Systemregelung mit SPS.

Im Prinzip werden definierte Mess- und Steuerungsdaten zyklisch an den Server gesendet, dort verarbeitet und als Befehle wieder an die Steuerung gesendet, wie in Abbildung 21 dargestellt. Dabei wird auf ein zukunftssicheres Protokoll, OPC-UA, zurückgegriffen, das auch Metadaten wie Einheiten und ein Benutzermanagement beinhaltet. Die Daten werden am Server mittels eines Python Script in eine SQLite Datenbank gespeichert. Dort können sie von Matlab/Octave ausgelesen und verarbeitet werden. Unter Zuhilfenahme eines Wetterdienstes (meteoblue, <https://www.meteoblue.com>) werden die Berechnungen durchgeführt. Da die Steuerung den sicheren Anlagenbetrieb garantieren muss und diese Funktionalität nicht in der Systemregelung implementiert werden soll und kann, musste ein Eingriffspunkt gefunden werden, welcher diese Bedingungen erfüllt. Zum einen muss sichergestellt werden den Anlagenbetrieb mit Sicherheitsmaßnahmen und Fehlerbehandlungen zu garantieren, andererseits die Vorgaben der Systemregelung umzusetzen. Der geeigneten Eingriffspunkt wurde in der Bewertung des Pufferspeichers gefunden. Somit gibt die Systemregelung vor ob der Pufferspeicher ausreichend geladen ist oder nicht. Die Standardregelung hat dadurch die Freiheit die Sicherheit zu gewährleisten, gleichzeitig wird ihr mitgeteilt ob sie bevorzugt in die Fernwärme (Puffer geladen) oder in den Puffer laden soll (Puffer nicht geladen). Die modellbasierte Systemregelung berechnet somit indirekt, ob der Pufferspeicher geladen werden soll oder nicht. Bei einem Ausfall der Kommunikation entscheidet dies die Steuerung selbst.

Systemregelungsalgorithmus

Der eigentliche modellbasierte Systemregelungsalgorithmus wurde dabei in Matlab umgesetzt, kompiliert und wird als Executable (.exe File) zyklisch vom Windows Aufgabenmanager aufgerufen. Um die Parameter der Systemregelung im Betrieb optimieren zu können, und nicht jedes Mal ein neues Executable erzeugen zu müssen, wurden die wichtigsten Parameter wie: (Pufferspeicherreferenztemperatur, Prognosehorizont, Anzahl der Trainingstage für die

Prognosemethoden) in einem .Konfigurationsfile (.ini File) hinterlegt, welches bei jedem Aufruf des Systemregelungsalgorithmus neu eingelesen wird. Somit wird eine Änderung der Parameter bereits beim nächsten Aufruf des Systemregelungsalgorithmus umgesetzt und erleichtert die Parameteroptimierung der Systemregelung. Jedes Mal wenn das Matlab Executable aufgerufen wird, wird zuerst das .ini File eingelesen welches die wichtigsten Einstellungen enthält. In Abhängigkeit dieser Einstellungen (z.B. Anzahl der Trainingstage) wird danach eine unterschiedlich große Anzahl an Datensätzen aus der SQLite Datenbanken geladen. Basierend auf diesen Daten werden danach die Prognosemethoden parametrisiert und die Pufferzustandsberechnung durchgeführt (eine genauere Beschreibung des Konzepts der modellbasierten Systemregelung ist unter 3.4.2 zu finden). Die Ergebnisse der modellbasierten Systemregelung (Wahl des Betriebsmodus, Energieinhalt im Pufferspeicher, zukünftiger Wärmebedarf, zukünftiger Solarertrag) werden danach in eine eigne Tabelle der SQLite Datenbank geschrieben, von dort sorgt ein Python3 Skript für eine Übertragung des von der Systemregelung bestimmten Betriebsmodus, an die Anlagensteuerung. Im Fall einer erfolgreichen Übertragung wird der Eintrag in der Tabelle der Datenbank als „transmitted“ markiert. Um einen robusten Betrieb sicherzustellen, überprüft das Python3-Skript jedes Mal ob ein neuer Datensatz zum Übertragen an die Anlagensteuerung vorhanden ist, sollte das nicht der Fall sein, wird kein Befehl an die Anlagensteuerung geschickt. Auf der Anlagensteuerung selbst wird, jedes Mal wenn ein Befehl der Systemregelung empfangen wurde ein Timer zurückgestellt und danach gestartet. Im Fall dass der Timer abläuft bevor ein neues Signal empfangen wurde, ist das ein Zeichen für die Anlagensteuerung, dass ein Problem mit der Verbindung zur Systemregelung vorliegt und der Betriebsmodus der Anlage wird über die Standardregelung selbst bestimmt. Mit diesem Konzept ist ein robuster Anlagenbetrieb garantiert, da die Anlage auch im Fehlerfall den Betriebsmodus vernünftig bestimmt und bei Ausfall der Kommunikation selbst entscheidet.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Auch wenn beide Regelungen zusammen arbeiten und wirken wurde versucht, die Verbesserungen durch jede modellbasierte Regelung (Basisregelung wie Systemregelung) für sich zu bewerten, sowie allgemeine Verbesserungen welche beiden Regelungen zuzuschreiben sind aufzulisten:

4.1 Regelungstechnische Verbesserungen Basisregelung

Im Rahmen des ersten Projektjahres wurde eine Analyse der jetzigen Regelung durchgeführt (siehe Abschnitt 3.1.1), und dabei 5 dominante Schwachstellen der Basisregelung zusammengetragen auf die im folgenden Abschnitt beispielhaft eingegangen werden soll und wie diese Schwachstellen von der neuen modellbasierten Basisregelung adressiert und entschärft werden konnten. Es sei an dieser Stelle konkret darauf hingewiesen, dass bei den hier aufgelisteten Beispielen bewusst keine sehr sonnigen Tage als auch keine ganz kalten regnerischen Tage untersucht wurden, da bei ersteren die Anlage im Auslegungsfall mit 100% Pumpenleistung läuft (kein Spielraum für die Regelung) und im zweiten Fall die Anlage im schlechtesten Fall gar nicht betrieben werden kann. Am interessantesten aus

regelungstechnischer Sicht sind gerade Tage aus der Übergangszeit wo prinzipiell Solarenergie vorhanden ist aber nicht effektiv genutzt werden kann.

4.1.1 Starkes Variieren der Kollektorfeldaustrittstemperaturen der unterschiedlichen Kollektorfelder:

Die Temperaturdifferenz zwischen höchster und niedrigster Kollektorfeldaustrittstemperatur kann an einem durchschnittlichen Tag (Globalstrahlung 500-700 W/m²) bis zu 10 K betragen. Dieses Phänomen verstärkt sich im Sommer aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen der Kollektorfelder auf bis zu 25 K. Wird die Anlage wie im Winter und in den Übergangszeiten weit abseits von ihrem Auslegungspunkt (Globalstrahlung 1.000W/m², maximale Pumpendrehzahl) betrieben, kann sich das Phänomen noch deutlicher verstärken: Die Temperaturdifferenz kann auf bis zu 35 K zwischen höchsten und niedrigsten Austrittstemperaturen steigen. Speziell im Winter kann es auch zu einer Teilverschattung kommen, was den Effekt verstärkt.

Zu diesem Zweck wurden im Rahmen vom Projekt SPC Strangreguliertventile in jedes der oberen Felder (Feld 18-24) eingebaut um die Kollektorfelder im Betrieb thermisch (auf die Austrittstemperatur bezogen) abzugleichen. Im Konzept der modellbasierten Regelung wird danach auf Basis eines Kollektormodells für jedes Kollektorfeld der gewünschte Massenstrom berechnet der unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Kollektorfeldgröße und Ausrichtung dieselbe Austrittstemperatur hervorbringen sollte. Diese Massenstromvorgaben werden danach an die Ventile weitergegeben welche durch eine Kombination aus Vorsteuerung und PI-Regler die Ventile auf die gewünschte Position stellen. Durch dieses Konzept konnten die Abweichungen zwischen den einzelnen Feldern reduziert werden.

4.1.2 Zeitliches Schwingen der Kollektoraustrittstemperaturen bei konstanter Globalstrahlung:

Die ursprüngliche Regelung stand in einem Zielkonflikt: Einerseits sollte die Pumpenregelung schnell reagieren um Stagnation (d.h. ein Verdampfen des Fluids) zu vermeiden, andererseits begünstigt schnelles Reagieren das Schwingen der Vorlauftemperatur aufgrund des Totzeitverhaltens des Systems. Dieses Schwingen trat sehr oft auf, wenn die Anlage nicht in ihrem Auslegungspunkt betrieben wurde. Speziell bei Globalstrahlungen zwischen 500 und 700 W/m² war dieser unerwünschte Effekt quasi Teil des Normalbetriebs.

Durch das Konzept der modellbasierten Regelung kann dieses Schwingen deutlich gedämpft werden, da die Regelung nun nicht mehr nur auf Kollektoraustrittstemperatur regelt sondern als Vorsteuerung den Globalstrahlungswert welcher auf die einzelnen Felder wirkt berücksichtigt. Dadurch wird die Drehzahl der Pumpe bei nahezu konstanten Globalstrahlungswerten nahezu konstant gehalten und nur im Falle einer Abweichung der gemittelten Kollektoraustrittstemperatur von einem deutlich langsameren Regler variiert, wodurch ein Schwingen der Austrittstemperaturen vermieden wird. Um Stagnation trotzdem zu jeder Zeit zu verhindern, existiert in der optimierten Standardregelung eine Sicherheitsvorschrift, welche ab einer kritischen Kollektortemperatur die Vorgabe der Regelung überschreibt und die Pumpe auf dem Maximum betreibt um in jedem Fall Stagnation zu verhindern.

Als Vergleich zwischen den Ergebnissen der ursprünglichen Regelung und der im Rahmen von SPC entwickelten modellbasierten Regelung soll beispielhaft ein Tag bei solchen Bedingungen gezeigt werden. Dabei wurde speziell darauf geachtet, dass der Verlauf der wesentlichen Störgröße, der

Globalstrahlung, so ähnlich als möglich war. Bei Solarthermieranlagen geht zwar auch die Außentemperatur als Störgröße ein, bezogen auf die Globalstrahlung spielt sie allerdings eine untergeordnete Rolle. Außerdem ist es, bei solarthermischen Systemen so gut wie nicht möglich zwei exakt gleiche Tage zu finden. Für die Verifikation wurde bei der ursprünglichen Regelung ein Tag im Februar 2015 ausgewählt (genau vor Beginn des Projekts SPC) und bei der neuen Regelung ein Tag im Oktober 2018 mit sehr ähnlichen Verläufen der Globalstrahlung (siehe erster Graph in den Abbildungen 22 und Abbildung 23).

Beide Strahlungswerte variieren im Bereich von 500 bis 700 W/m². Der Verlauf der Globalstrahlung und der Zeitpunkt des Erreichens des Maximums ist aufgrund der unterschiedlichen Jahreszeit leicht verschieden, macht aber für die Verifikation keinen großen Unterschied, da die Anlage in beiden Fällen über einen längeren Zeitraum bei nur sehr geringfügig unterschiedlicher Globalstrahlung betrieben wird. Im zweiten Graph beider Abbildungen sind die Drehzahlen der einzelnen Pumpen in Prozent dargestellt. Die Pumpe im Solarprimärkreis ($P1_{Sol,Prim}$) sowie die beiden Pumpen in den Sekundärkreisen ($P2_{Sol,Sec,DH}$ wenn die Solarwärme ins Fernwärmenetz und $P3_{Sol,Sec,BS}$ wenn die Solarwärme in den Pufferspeicher eingespeist wird). Im Fall der ursprünglichen Regelung wird die Wärme an dem betrachteten Tag in den Pufferspeicher im Falle der im Projekt entwickelten Regelung ins Fernwärmenetz eingespeist. Der letzte Graph beider Abbildungen zeigt den Mittelwert der Kollektoraustrittstemperaturen.

Bei der ursprünglichen Regelung (Abbildung 22) sieht man, dass ab einem Zeitpunkt von 10:00 Uhr in den Pufferspeicher eingespeist wird, was einem gewünschtem Verhalten entspricht, da die Globalstrahlung für eine Einspeisung in das Fernwärmenetz noch nicht ausreicht und die Wärme im Pufferspeicher (wenn an die lokalen Verbraucher verkauft) dem Anlagenbetreiber einen größeren Gewinn bringt und deshalb vorrangig geladen wird. Allerdings schwingt bei der ursprünglichen Regelung die mittlere Kollektoraustrittstemperatur beträchtlich. Da die Pumpe im Primärkreis ($P1_{Sol,Prim}$), geregelt über einen PI-Regler, versucht die Temperatur konstant zu halten. Wodurch immer, wenn die Temperatur zu hoch ist, die Pumpe ihre Drehzahl rasant erhöht um danach wenn die Temperatur einbricht die Drehzahl wieder rasant zu senken. Die Pumpe im aktivem Sekundärkreis ($P3_{Sol,Sec,BS}$) welche auf die Temperatur auf ihrer Seite des Wärmetauscher regelt folgt gezwungener Weise diesem Verhalten, wodurch sich das Schwingen in den Sekundärkreis überträgt. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass nicht nur das Schwingen der Austrittstemperatur ein ungewünschtes Verhalten der Regelung darstellt, sondern auch das rasante Ändern der Pumpendrehzahl zu einer Belastung der Stellgeräte und somit einem höheren Verschleiß führt, ähnlich einem Kraftfahrzeug dass immer wieder abrupt beschleunigt und gebremst wird.

Im Falle der im Projekt entwickelten modellbasierten Regelung (Abbildung 23) kann die Temperatur wesentlich stabiler gehalten werden und es findet kein Schwingen der mittleren Austrittstemperatur statt. Die Temperatur reicht in diesem Fall aus, die Wärme ins Fernwärmenetz einzuspeisen. Dabei ist gut zu erkennen wie die Solarkreispumpe $P1_{Sol,Prim}$ ihre Pumpendrehzahl anpasst um die Austrittstemperatur und damit auch indirekt die Drehzahl der Pumpe im Sekundärkreis der Fernwärmeeinspeisung ($P2_{Sol,Sec,DH}$) möglichst konstant zu halten.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

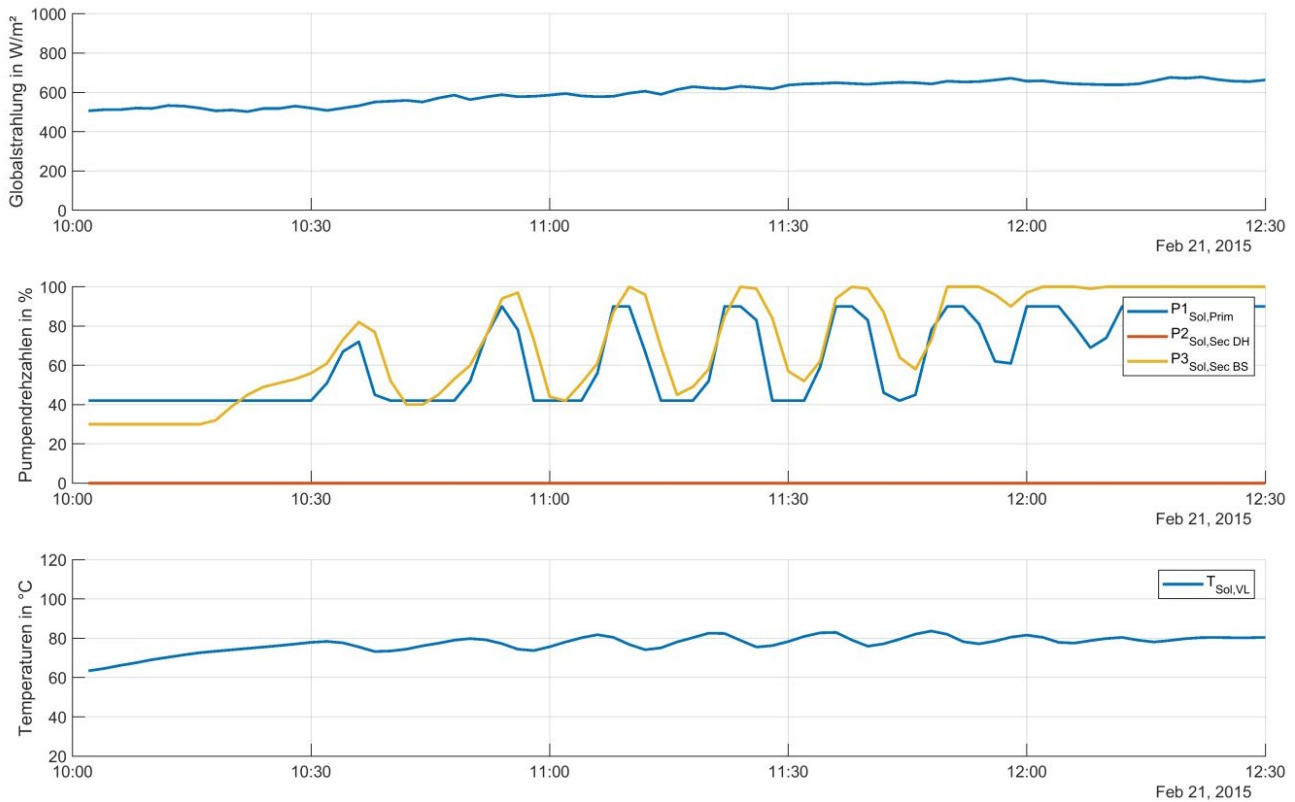


Abbildung 22: Regelungsergebnis der alten Regelung für einen Tag in der Übergangszeit mit sonnigem Verlauf.

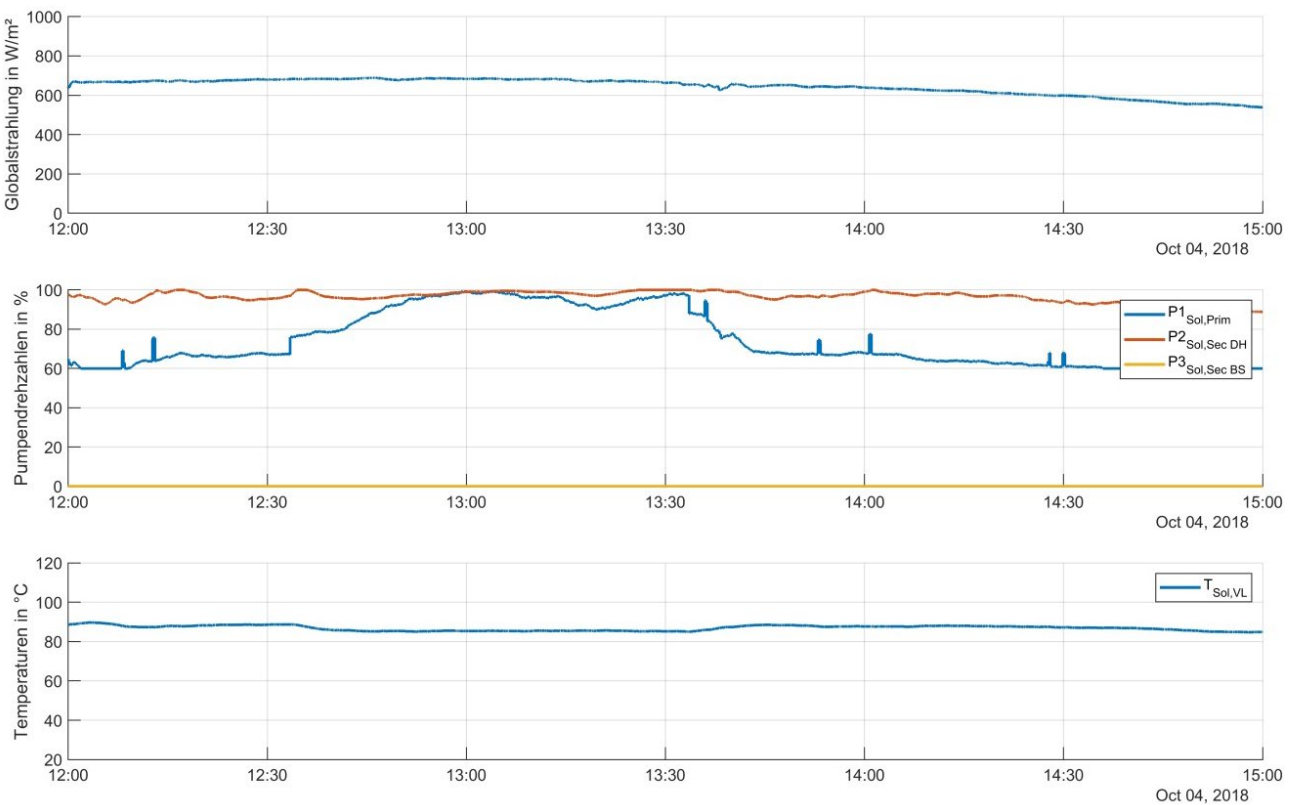


Abbildung 23: Regelungsergebnis der neuen in SPC entwickelten Regelung für einen Tag in der Übergangszeit mit sonnigem Verlauf.

4.1.3 Schwingverhalten der Kollektorausstrittstemperaturen bei schwankender Globalstrahlung:

Starke Schwankungen der Globalstrahlung zeigen sich in der Regel in Schwankungen der Kollektorausstrittstemperaturen, welche in weiterer Folge die Regelung der Pumpen beeinflussen und zu einem getakteten Betrieb führen. Der ursprünglichen Regelung ist es nicht möglich, dieses Phänomen geeignet zu berücksichtigen.

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass rasante Strahlungsänderungen den absoluten Härtefall für die Regelung von großen thermischen Solaranlagen darstellen und auch nur bis zu einem gewissen Grad durch eine bessere Regelung kompensiert werden können. Sollte die Globalstrahlung rasant von 1000W/m^2 auf bloß 300W/m^2 einbrechen, kann eine gute Regelung, dass durch Reduktion der Pumpendrehzahl eine Zeitlang kompensieren, sollte die Strahlung aber nicht wieder ansteigen, hat die Regelung selbst keine Möglichkeit die Austrittstemperatur zu halten da die Kollektoren und damit das Fluid langsam auskühlen. Aus diesem Grund wurde zum Zweck der Verifikation der in SPC entwickelten Regelungsstrategie Tage gewählt wo die Globalstrahlung soweit schwankt, dass eine Regelung sie noch kompensieren könnte. Dabei ist allerdings festzuhalten, dass nicht die Globalstrahlung allein und in unter geordneter Rolle die Außentemperatur die Austrittstemperatur im Solarkreis beeinflussen sondern auch die Wärmeabnahme der Sekundärkreise, wodurch sich die Eintrittstemperatur in den Solarkreis rasch ändert und zu einer ebenfalls signifikanten Störung führen kann.

Im ersten Graphen der beiden Abbildungen 24 und 25, sieht man die Globalstrahlung welche sich rasch ändert und in beiden Fällen immer wieder einmal einbricht. Im zweiten Graph beider Abbildungen sieht man die relativen Drehzahlen der wichtigsten Pumpen in Prozent, der Solarkreisprimärpumpe $P_{1,\text{Sol,Prim}}$ sowie der Fernwärme- $P_{2,\text{Sol,Sec,DH}}$ und der Puffereinspeisepumpe $P_{3,\text{Sol,Sec,BS}}$. Im dritten Graph beider Abbildungen sieht man die mittlere Kollektorausstrittstemperatur $T_{\text{Sol,VL}}$. Der Globalstrahlungsverlauf beider Tage ist relativ ähnlich, jedoch bei der ursprünglichen Regelung leicht höher weshalb in diesem Fall auch Wärme in die Fernwärme eingespeist wird. In beiden Fällen schwankt sie jedoch über den Tag sehr stark.

Bei der ursprünglichen Regelung (Abbildung 24) ist zu sehen dass zwar die Pumpe im Solarkreis variiert wird aber die Austrittstemperatur deutlich schwankt. Außerdem, gelingt es der Regelung nicht auch bei einem teilweise sehr glatten Verlauf der Globalstrahlung von ca. 13:30 bis 14:00 Vormittag (10:15 - 11:15) die Austrittstemperatur konstant zu halten. Die neue Regelung kann trotz des dynamischen Verlaufs der Globalstrahlung die Temperatur sehr konstant halten, siehe Abbildung 25. Selbst bei einem längeren ausbleiben der Globalstrahlung um ca. 11:45 kann die gewünschte Temperatur von der modellbasierte Regelung gut gehalten werden.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

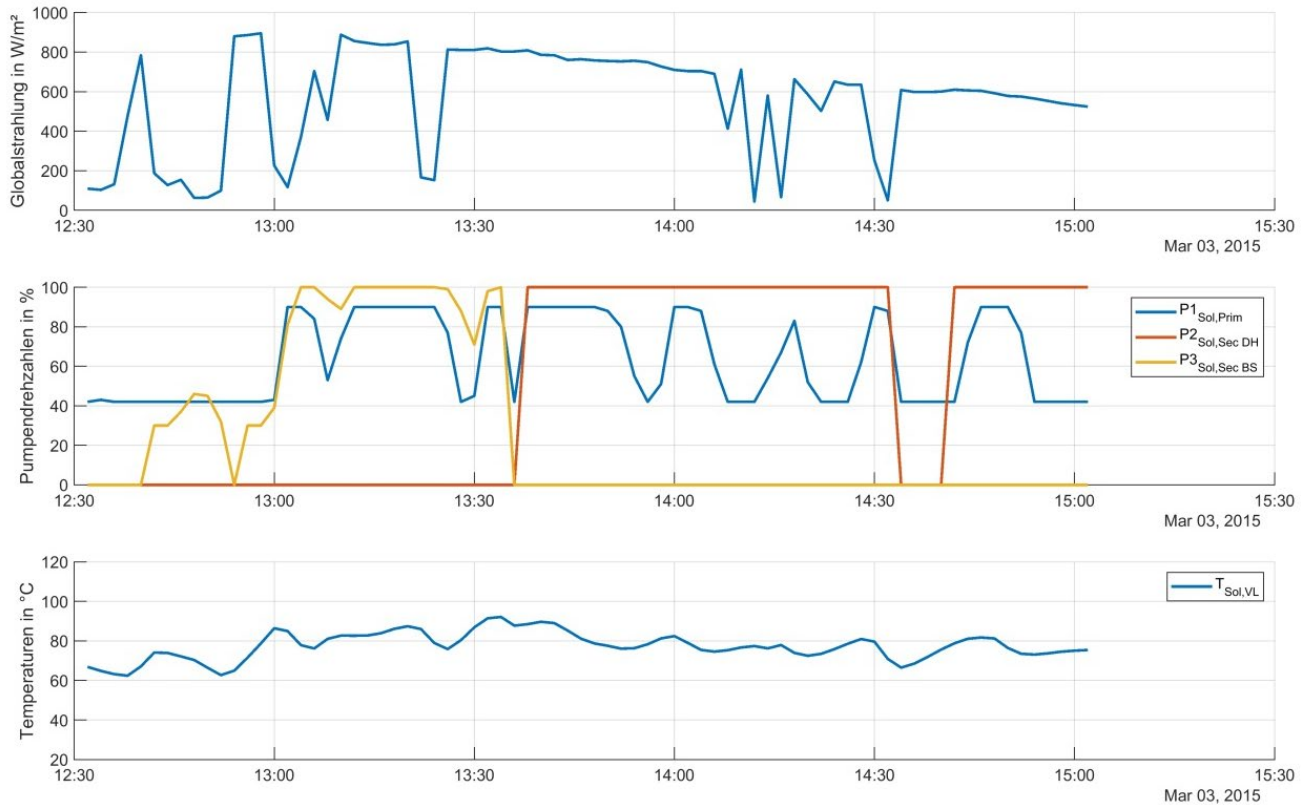


Abbildung 24: Regelungsergebnis der alten Regelung für einen Tag in der Übergangszeit mit schwankender Globalstrahlung.

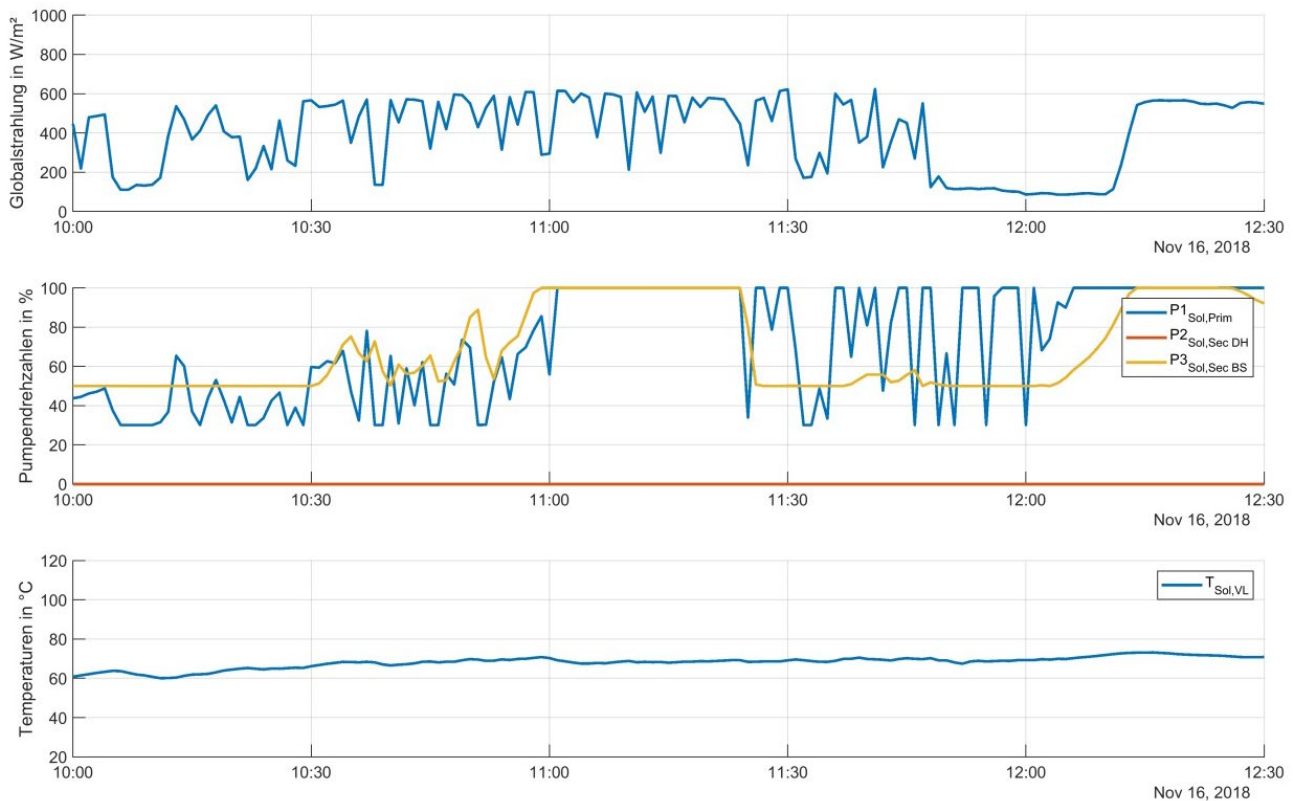


Abbildung 25: Regelungsergebnis der neuen in SPC entwickelten Regelung für einen Tag in der Übergangszeit mit schwankender Globalstrahlung.

4.2 Regelungstechnische Verbesserungen Systemregelung

Im Rahmen der *regelungstechnischen Analyse* während des ersten Projektjahres wurden dabei mehrere dominante Schwachstellen der Systemregelung identifiziert auf die im folgenden Abschnitt beispielhaft eingegangen werden soll und wie diese Schwachstellen von der neuen modellbasierten Systemregelung adressiert und entschärft werden konnten.

4.2.1 Puffermanagement in der Übergangszeit, fixe Schwellwertregelung

Der Puffer im WWA wurde speziell im Winter und in der Übergangszeit von der ursprünglichen Regelung suboptimal betrieben, da er oft nicht ausreichend solar beladen wurde. Grund dafür waren starre Schwellwerte, die bei Überschreitung zum Wechsel von Pufferladung zur Fernwärmeeinspeisung führte. Hier existieren die größten Einsparungspotenziale, da an solchen Tagen in die Fernwärme eingespeist wird, obwohl in der folgenden Nacht Wärme benötigt wird und diese wieder zu einem höheren Preis aus der Fernwärme bezogen werden muss.

Dieses Problem konnte durch die modellbasierte Systemregelung durch Einbindung der Prognosen über den zukünftigen Bedarf und Verbrauch deutlich reduziert werden. Wodurch auch Tage die bei der ursprünglichen Regelung als „Tage der Übergangszeit“ (sowohl Fernwärmeeinspeisung als auch Bezug von Fernwärme) definiert gewesen wären zu reinen „Sommertagen“ (kein Bezug von Fernwärme) werden würden (siehe Abschnitt 3.4.2). Ein Beispiel für solche Tage ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei ist im ersten Graph der Verlauf der Globalstrahlung für 3 sonnig-wolkige Tage im Oktober dargestellt. Im zweiten Graph der Abbildungen sieht man den Verlauf der 6 Temperaturfühler im Pufferspeicher welche über die Höhe angebracht sind.

Die Systemregelung fordert dabei zwischen der Einspeisung ins Fernwärmenetz immer wieder eine Einspeisung in den Pufferspeicher, damit dieser am Ende des Tages vollbeladen und alle Temperatursensoren auf ca. 80°C stehen. Danach sieht man, dass über Nacht die Temperaturen im Pufferspeicher der Reihe nach einbrechen. Bis auch die oberste Temperatur (dunkelblau) zu Beginn des Tages einbricht. Kurz darauf kann aber solare Wärme in den Puffer eingespeist und dieser bis oben gefüllt werden wodurch kein Bezug von Wärme aus der Fernwärme notwendig ist. Dadurch, dass keine Fernwärme bezogen werden muss, können diese späten Oktobertage, nach der in Abschnitt 3.4.2 getroffenen Einteilung als „Sommertage“ klassifiziert werden. Bei der ursprünglichen Regelung kam es an solchen Tagen in der Übergangszeit oftmals vor, dass über den Tag viel in die Fernwärme eingespeist wurde, obwohl in der folgenden Nacht Wärme für die lokalen Verbraucher benötigt wurde und diese wieder aus dem Fernwärmenetz teuer zurückgekauft werden musste. Für diese Tage wurde das größte Verbesserungspotential identifiziert, weil damit eigentlich gewinnträchtige Tage im schlimmsten Fall sogar monetäre Verluste bringen können, weil zu wenig im Puffer gespeichert und deshalb zu viel aus der Fernwärme zurückgekauft werden muss. Die neue Systemregelung welche Prognosen über den zukünftigen Wärmebedarf berücksichtigt, entschärft diese Problematik beträchtlich.

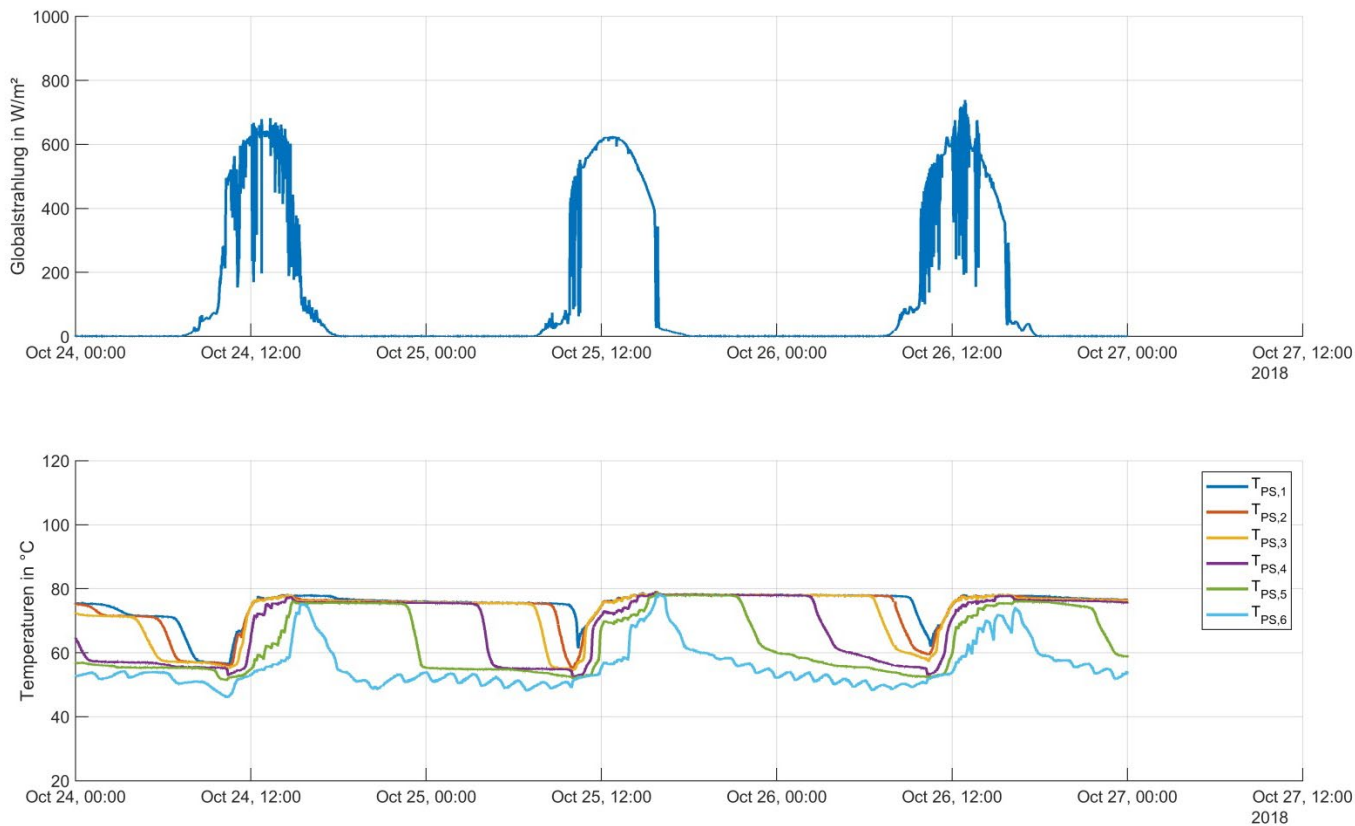


Abbildung 26: Regelungsergebnis der neuen in SPC entwickelten Systemregelung für mehrere Tage im Oktober.

4.2.2 Puffer als Weiche betreiben:

Speziell im Winter wird der entladene Puffer durch die Fernwärme zu einem gewissen Grad beladen und danach die Fernwärme aus dem Puffer wieder entnommen. Das führt zu zusätzlichen Verlusten im Puffer, einerseits durch Mischungseffekte, andererseits durch höhere Speicherverluste. In diesem Fall wäre es besser den Puffer wie eine hydraulische Weiche zu betreiben, d.h. die bezogene Energie aus der Fernwärme dem Bedarf der Verbraucher anzupassen.

Dieses ungewünschte Verhalten wurde dadurch reduziert, dass die Pumpe des Fernwärmebezugs soweit wie möglich (beschränkt durch Drehzahlgrenzen) den Massenstrom an den Bedarf der Verbraucher angepasst wird.

4.2.3 Pufferbeladung im Sommer:

Während des Sommers sinkt der lokale Wärmebedarf auf ein Minimum. In dieser Jahreszeit müsste der Puffer kaum beladen werden.

Auch dieses Phänomen wurde durch die Systemregelung unter Anwendung der Prognosemethoden für den zukünftigen Solarertrag und Wärmebedarf reduziert. Da wesentlich besser vorausgesagt werden kann wie viel Wärme von den Verbrauchern benötigt wird.

4.3 Regelungstechnische Verbesserungen Allgemein

Weitere Verbesserungen welche sich durch die neu entwickelte Regelung ergeben, sollen ebenfalls aufgezählt werden.

4.3.1 Einfache Adaptierung des Konzepts

Bei der Entwicklung wurde speziell darauf geachtet ein Konzept zu schaffen, welches auf modernen Kriterien der Softwareentwicklung (Modularität, Wiederverwendbarkeit, Erweiterbarkeit, etc.) beruht. Aus diesem Grund ist zum Beispiel auch der Aufbau des Konzepts für die Regelung von solarthermischen Anlagen einzelne Module unterteilt ist, welche je nach Anlagen aktiviert oder deaktiviert werden können (z.B. Konzept der Strangreguliertventile, Systemregelung) das Konzept somit trotzdem zur Anwendung kommen kann und somit eine einfache Adaptierung ermöglicht

4.3.2 Effizientere Fehlersuche

Da aufgrund der Entscheidung des Konsortiums auf einen Subauftragnehmer verzichtet wurde, konnte der Know-How Transfer zwischen dem wissenschaftlichen Partner (BE2020+) und dem Unternehmenspartner (SOLID) maximiert werden. Dadurch ist es dem Unternehmenspartner SOLID möglich wesentlich effizienter Fehler im Betrieb der Regelung oder Implementierung selbst zu erkennen, zu lokalisieren und zu beheben. Durch diesen effektiven Wissens-Transfer, musste nicht jedes Mal ein Subauftragnehmer engagiert werden und konnten somit Kosten und Ressourcen gespart werden.

4.3.3 Geringere Service\Wartungskosten

Bei der ursprünglichen Regelung wurden noch viele Anpassungen per Hand durchgeführt. So wurde zum Beispiel an verschiedenen Tagen manuell entschieden den Pufferspeicher aufgrund des Wissens über eine nahende Schlechtwetterperiode möglichst voll zu laden was Servicekosten verursachte. Diese Anpassung des Pufferspeichers wird nun von der übergeordneten Systemregelung automatisch durch die Einbindung von Wettervorhersagen in Kombination mit den Prognosemethoden berücksichtigt und somit geringere Servicekosten verursacht.

5 Ausblick und Empfehlungen

Das Projekt SPC hat gezeigt, dass selbst bei einer so ausgereiften Technologie wie der Solarthermie noch immer großes Verbesserungspotential hinsichtlich der Regelung existiert vor allem wenn man Solaranlagen in einem gesamtheitlichen Kontext betrachtet. Nur wenn man beide Regelungsebenen gemeinsam optimiert (Basis- und Systemregelung) kann eine Solaranlage ihr volles Potential entfalten. Denn einerseits ist beste Systemregelung welche die genauesten Prognosen berücksichtigt hilflos, wenn ihr eine effiziente Basisregelung für die Umsetzung der optimalen Sollwerte bzw. Betriebsmodi fehlt. Andererseits kann eine Basisregelung noch so effizient externe Störungen kompensieren, wenn ihr allerdings eine suboptimale Systemregelung „falsche“ Sollwert/Betriebsmodi vorgibt, ist diese Eigenschaft irrelevant. Dieser Umstand wird umso kritischer wenn die Solaranlage gemeinsam mit mehreren anderen Energieerzeugern welche unterschiedliche Charakteristika aufweisen (z.B. hinsichtlich dynamischen Verhalten, Modulationsfähigkeit, etc.) betrieben wird.

Hinsichtlich der Basisregelung hat sich gezeigt, dass eine Berücksichtigung der Globalstrahlung bei der Regelung essentiell ist und unbedingt gemacht werden sollte. Dabei ist darauf zu achten dass der Sensor zur Messung der Globalstrahlung das ganze Jahr über nicht verschattet wird, bzw. bei großen Anlagen sogar mehrere Globalstrahlungssensoren zur Ausfallsicherheit installiert werden sollten. Bei einer Berücksichtigung der gemessenen Globalstrahlung über eine statische Vorsteuerung kann die Austrittstemperatur bereits deutlich besser geregelt werden also wenn nur auf die Austrittstemperatur geregelt wird. Die Berücksichtigung der Globalstrahlung über ein dynamisches thermisches Modell ist dabei noch vorteilhafter erfordert aber einen höheren Parametrierungsaufwand. Die Regelung der Austrittstemperatur einzelner Kollektorteilfelder über Strangreguliertventile ist möglich und kann durch die in SPC entwickelten Modelle nach erfolgreicher Parametrierung sogar auch ohne Massenstrommessung bei einfacher (und günstigerer) Differenzdruckmessung erfolgen. Der Einbau von Strangreguliertventilen macht vor allem dann Sinn wenn sehr genaue Austrittstemperaturen gefordert werden, bzw. wenn unterschiedlich große bzw. unterschiedlich ausgerichtete Kollektorfelder innerhalb einer Anlage installiert sind, was im urbanen Umfeld aufgrund von Einschränkungen der Umgebung häufig vorkommt. Die Umrechnung eines gewünschten Massenstromes auf die dafür erforderliche Drehzahl der Solarkreispumpe lässt sich sehr gut aufgrund der Ähnlichkeitsgesetze beschrieben in 3.2.13.4.1 erreichen, in diesem Fall sollte darauf geachtet werden einen Durchflusssensor mit schneller Ansprechzeit zu verwenden statt einen trägen Wärmemengenzähler. Ist ersteres nicht möglich, zeigte sich, dass die Umrechnung eines Massenstromes auf eine Drehzahl in der Regel besser auf Basis der Datenblattangabe der Pumpe und eines Modells des hydraulischen Widerstandes des Kreises gemacht werden sollte.

Hinsichtlich der Systemregelung konnten genaue, adaptive aber einfache Prognosemethoden entwickelt werden, auf Basis derer sich eine „einfache“ auf Regeln basierende verbesserte Systemregelung entwerfen lässt welche selbst ohne komplexe Optimierungsalgorithmen auskommt. Damit war es möglich die identifizierten Schwachstellen der ursprünglichen Regelung bereits deutlich abzuschwächen. Ist das betrachtete System jedoch wesentlich komplexer, mit verschiedenen Wärmeerzeugern/ Verbrauchern sowie unterschiedlichen Temperaturanforderungen, kommt man mit solchen einfachen Systemregelungen nicht mehr aus und es sollten Optimierungsbasierende Systemregelungen zum Einsatz kommen (siehe z.B. [11,12]).

6 Literaturverzeichnis

[1]	Unterberger V, Lichtenegger K, Innerhofer P, Gerardts B, Gölles M. Mathematische Modellierung mittlerer bis großer Solaranlagen als Basis für modellbasierte Regelungsstrategien. Gleisdorf Solar 2016. Gleisdorf: 2016. (Auszeichnung als innovativstes Poster).
[2]	Innerhofer P, Unterberger V, Gerardts B, Lichtenegger K, Gölles M. Abschätzung der Ertragssteigerung durch moderne Regelungsstrategien. 27. Symposium Thermische Solarenergie OTTI. Bad Staffelstein, Deutschland: 2017.
[3]	Unterberger V, Muschick D, Gölles M. Model-Based Control Strategies for an Efficient Integration of Solar Thermal Plants Into District Heating Grids. ISES Solar World Congress 2017. 29.10-02.11.2017. Abu Dhabi, United Arab Emirates.
[4]	Innerhofer P, Unterberger V, Luidolt P, Lichtenegger K, Gölles M. Performance improvement of model-based control strategies in large-scale solar plants and its implementation details. 5th International Solar District Heating Conference SDH. Graz, Austria: 2018.
[5]	Unterberger V, Lichtenegger K, Innerhofer P, Gerardts B, Gölles M. Evaluation of the Potential for Efficiency Increase by the Application of Model-Based Control Strategies in Large-Scale Solar Thermal Plants. International Journal of Contemporary ENERGY. 2018; 4(1): 549-559.
[6]	Unterberger V, Nigitz T, Luzzu M, Innerhofer P, Muschick D, Gölles M. Adaptive forecasting methods for the prediction of future solar yield of solar thermal plants and heat demand of consumers. 5th International Solar District Heating Conference SDH. Graz, Austria: 2018.
[7]	Unterberger V, Nigitz T, Luzzu M, Muschick D, Gölles M. Adaptive Methods for Energy Forecasting of Production and Demand of Solar Assisted Heating Systems., Proceeding of Papers Vol1, p170-181 International conference on time series and forecasting, Granada, Spain, September 19-21, 2018.
[8]	Rouse, H., 1946. Elementary Mechanics of Fluids. John Wiley and Sons, New York.
[9]	Neto, A.H, Fiorelli, F.A.S, Comparison between detailed model simulation and artificial neural network for forecasting building energy consumption, Energy and Buildings, Vol-ume 40, Issue 12, 2008, Pages 2169-2176
[10]	Kramer, W., Bitterling, M., Artificial Neural Networks (ANN) for the Prediction of Local Outside Temperatures and Solar Yields, in Proceedings SWC2017.
[11]	Muschick D, Moser A, Stadler M, Gölles M. Modular Energy Management Systems for future cross-sectoral energy systems. World Sustainable Energy Days 2018.
[12]	Moser A, Muschick D, Lichtenegger K, Gölles M, Hofer A. Modellprädiktive Regelung eines solar- und biomassebasierten Fernwärmenetzes. Zukunft der Gebäude: digital - dezentral - ökologisch. 23 Nov 2017; Leykam;16:151-159.

7 Anhang

8 Kontaktdaten

Projektkoordinator:

S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH

Dipl.-Ing. Peter Innerhofer

Puchstrasse 85, A-8020 Graz

Tel: +43 316 292840

office@solid.at

<https://www.solid.at/de/>

Kooperationspartner:

Dr. Markus Gölles

BIOENERGY2020+ GmbH

Inffeldgasse 21b, A-8010 Graz

Tel.: +43 316 873 9201

office@bioenergy2020.eu

<https://www.bioenergy2020.eu>