# NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**
Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht
erstellt am
23/10/2013

## Projekttitel:

# Renewable Energy Monitoring / Renewable Energy Control / Renewable Energy Simulation for Small Community Heating Networks

Projektnummer: 834441

| | |
|---|---|
| Ausschreibung | 5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020 |
| Projektstart | 01.02.2012 |
| Projektende | 30.04.2013 |
| Gesamtprojektdauer (in Monaten) | 15 Monate |
| ProjektnehmerIn (Institution) | ASTRA BioEnergie GmbH |
| AnsprechpartnerIn | Ing. Anton Aschbacher |
| Postadresse | Villacher Strasse 95, 9800 Spittal/Drau |
| Telefon | 06642047462 |
| Fax | |
| E-mail | anton.aschbacher@astra-bioenergie.eu |
| Website | www.astra-bioenergie.eu |

# Renewable Energy Monitoring / Renewable Energy Control / Renewable Energy Simulation For Small Community Heating Networks

**AutorInnen:**
Herbert Wernig (ASTRA BioEnergie GmbH)
Josef Lax (ASTRA BioEnergie GmbH)
Manfred Tragner (4ward Energy Research GmbH)
Stefan Spann (4ward Energy Research GmbH)
Evelyn Lang (4ward Energy Research GmbH)

# 1 Inhaltsverzeichnis


1 Inhaltsverzeichnis ....4
2 Einleitung ....7
2.1 Aufgabenstellung ....7
2.1.1 Ausgangssituation ....7
2.1.2 Problemstellung ....8
2.2 Schwerpunkte und Zielsetzung des Projektes ....10
2.3 Einordnung in das Programm ....11
2.4 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit ....14
2.4.1 AP 2: Daten ....14
2.4.2 AP 3: Modellierung ....15
2.4.3 AP 4: Simulation ....16
2.4.4 AP 5: Energiemanagementwerkzeug ....16
3 Inhaltliche Darstellung ....16
3.1 Grundsätzliche Funktionsweise Biomasse Nah-/Fernwärmenetze ....16
3.2 Komponenten, Daten und Schnittstellen ....17
3.3 Charakterisierung des Referenzheizsystems ....20
4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen ....23
4.1 AP 1: Datenerhebung ....23
4.1.1 Parameter des Wärmesystems ....23
4.1.1.1 Wärmeerzeugung ....23
4.1.1.2 Regelung und Steuerung Wärmeerzeugung ....26
4.1.1.3 Regelung und Steuerung Wärmeverteilung ....30
4.1.1.4 Parameter weiterer Wärmequellen ....32
4.1.2 Zusammenführung der Daten – Analysetool ASREM ....37
4.1.2.1 Aufbau des Analysetools ASREM ....37
4.1.2.2 Anwendung Referenzheizwerke ....41
4.1.2.3 Funktionen des Programms zur Datenkontrolle und Verdichtung ....52
4.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse ....60
4.2 AP 2: Modellbildung ....61
4.2.1 Mathematische und funktionelle Zusammenhänge ....62
4.2.1.1 Thermodynamische Grundlagen ....62
4.2.1.2 Hydraulische Grundlagen ....63
4.2.1.3 Grundlagen Berechnung Solaranlage ....67

4.2.2 Aufbau des Simulationsmodells in MATLAB/Simulink ....77
4.2.2.1 Modell Wärmeerzeugung (Heizhaus) ....80
4.2.2.2 Modell Wärmeverteilsystem (Netz) ....83
4.2.2.3 Modell Solaranlage ....92
4.2.3 Validierung des Modells ....95
4.2.3.1 Biomassekessel ....95
4.2.3.2 Speicher ....100
4.2.3.3 Wärmeverteilnetz ....103
4.2.3.4 Verbraucher ....105
4.3 AP 3: Ergebnisse der Simulation der Optimierung und der Integration zusätzlicher Wärmequellen ....106
4.3.1 Grundsätzliches Optimierungspotenzial in Nahwärmesystemen ....106
4.3.2 Beschreibung der unterschiedlich simulierten Szenarien ....107
4.3.2.1 Szenario A: Optimierungspotenzial ....107
4.3.2.2 Szenario B:Integration zusätzlicher Wärmequellen ....109
4.3.2.3 Szenario C: Kombination ....109
4.3.3 Ergebnisse der Simulation ....109
4.3.3.1 Szenario A: Optimierungspotenzial ....110
4.3.3.2 Szenario B:Integration zusätzlicher Wärmequellen ....111
4.3.3.3 Szenario C: Kombination ....112
4.3.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse ....112
4.4 AP 4: Machbarkeitsanalyse Energiemanagementsystem ....121
4.4.1 Ökonomische Analyse Optimierung ....121
4.4.2 Wirtschaftlichkeit Solaranlage ....123
4.4.3 Amortisation Energiemanagementsystem ....123
5 Ausblick und Empfehlungen ....124
5.1 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen ....124
5.1.1 Erkenntnisse hinsichtlich der Modellierung und Simulation: ....124
5.1.2 Erkenntnisse hinsichtlich des Optimierungspotenzials: ....125
5.1.3 Erkenntnisse des Einsatzes zusätzlicher Wärmequellen und Wärmespeicher: ....126
5.1.4 Erkenntnisse hinsichtlich der Entwicklung eines Energiemanagementsystems ....127
5.2 Ausblick ....127
5.2.1 Zukünftiges Szenario: Datenmanagement ....127
5.2.2 Unmittelbar geplante Erweiterungen des ASREM-Prototyps ....128
5.2.2.1 Abbildung der Topologie der Nahwärmenetze ....128
5.2.2.2 Erfassung informeller Daten sowie Interaktionen im Betrieb ....129

5.2.2.3 Erweiterung Vektorenkonzept ....129
5.2.2.4 Datenmodell für die Abspeicherung der Simulationsresultate ....129
5.2.3 Erweiterung des Modells ....130
5.2.3.1 Spezifische Eigenschaften Brennstoff ....130
5.2.3.2 Formeln und benötigte Parameter der Berechnung ....131
5.2.3.3 MATLAB Programm ....134
5.2.4 Energiemanagementsystem ....137
6 Verzeichnisse ....138
6.1 Literaturverzeichnis ....138
6.2 Abbildungsverzeichnis ....142
6.3 Tabellenverzeichnis ....146
6.4 Formelverzeichnis ....147
6.5 Formelzeichen und Abkürzungen ....148
7 Anhang ....151
7.1 Anhang A – Weitere Pläne und Grafiken ....151
7.2 Anhang B – Beschreibung der Modellblöcke und Subsysteme ....156
7.3 Anhang C- Weitere Ergebnisse der Simulation ....165
8 Kontaktdaten ....168

# 2 Einleitung

## 2.1 Aufgabenstellung

### 2.1.1 Ausgangssituation

Nah- und Fernwärmenetze haben eine große Bandbreite an hochentwickelter Elektronik, die Fernüberwachung, -steuerung und zusätzliche -services der Wärmesysteme ermöglichen. Es gibt verschiedene Soft- und Hardwareanwendungen auf unterschiedlichen Niveaus mit verschiedenen Formaten und Schnittstellen, die ohne miteinander zu kommunizieren arbeiten (siehe Abbildung 2.1).

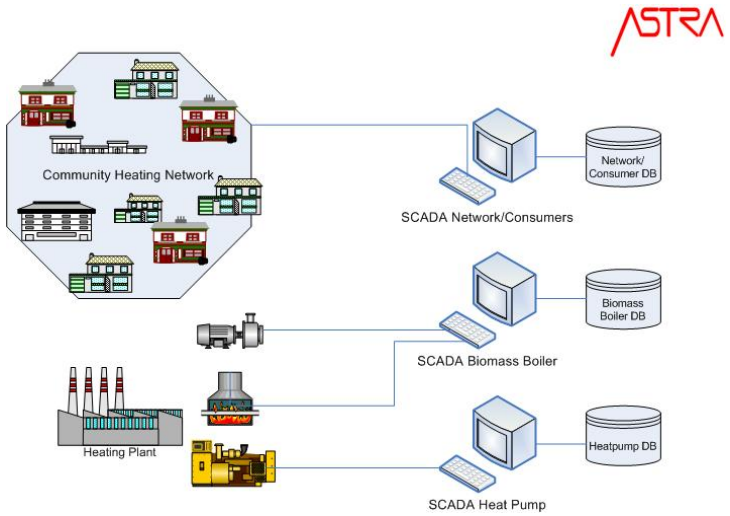



**Abbildung 2.1: Informationsinseln in kleinen und mittleren Wärmenetzen**

Diese Tatsache kann wie folgt beschrieben werden:

- Die Kommunikation zwischen Wärmenetz / Wärmeübertragungsstation und dem Netzkontroller wird allgemein durch ein spezielles Bus-System (z.B. LON) bewerkstelligt. Dabei werde Kupferkabel verwendet, die mit dem Heizungsleitungen mit verlegt werden. Das SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) überwacht und steuert den technischen Prozess durch entsprechende Umwandlung der übertragenen hydraulischen und thermischen Parameter, um die notwendigen Kalkulationen für das Leitungsnetz ausführen zu können. Normalerweise werden vom SCADA-System auch die Verbrauchsdaten der Nutzer für die Verrechnung gesammelt.

- Die Biomassekesseln und damit verbundenen Systemkomponenten werden durch PLC's gesteuert, die ihr eigenes SCADA-System für Steuerungs- und Monitoringaufgaben haben und die Betriebsdaten in einer Datenbank auf einem lokalen PC speichern.
- Wärmepumpen, die für die Warmwasserbereitung im Sommer, wenn das Heizwerk nicht in Betrieb ist, oder zur Steigerung der Rücklauftemperatur eingesetzt werden, werden auch von einem lokalen SCADA-System geregelt, das wiederum eine eigene Datenbank angeschlossen hat.

Speziell bei kleinen Wärmenetzen (bis zu 5 $MW_{th}$) gibt es keine Verbindung zwischen den verschiedenen Steuer- und Regelsystemen. Aber auch bei großen Netzen ist derzeit die Zusammenarbeit der verschiedenen Systeme oft nicht optimal oder unterentwickelt. In der Zusammenführung der Daten in ein Energiemanagementsystem wird ein großes Potenzial für Einsparungen und Effizienzsteigerungen vermutet.

Es sind zwar einige kommerziell verfügbare Systeme am Markt, deren Vor- und Nachteile und somit die Gründe, warum sie die oben angeführten Anforderungen an ein effizientes und nachhaltiges System nicht erfüllen, werden nachfolgend kurz dargestellt:

- Termis [7-Technologies, 2011] (Kommerziell verfügbares System):
  - Vorteil: komplette Implementierung; große Variation von Modulen für Simulation und Optimierung; Universitätslizenz verfügbar
  - Nachteil: umfangreiches System, hohe Investitionskosten, lange Einführungs- und Einbauzeiträume; limitierte Anwendungsfälle für Konsumenten-Feedback; nur auf Microsoft-Plattformen möglich; ausführliches Training erforderlich; nur für große Netze passend
- Danfoss Nopro – Danfoss Energy Control System [Danfoss, 2011] (Ein kommerzielles System von einem Anbieter von Wärmenetzstationen):
  - Vorteil: problemlose Integration bei Verwendung von Danfoss-Stationen
  - Nachteile: Proprietärer Ansatz; funktioniert nur, wenn das Netz mit Danfoss-Komponenten ausgestattet ist; unabhängiges SCADA-Regel-System; Keine Integrationsmöglichkeit von anderen Regelsystemen, LON-Bus
- GENBIL [Lettner, 2011] (Ein System einer Consulting- und Engineering-Firma):
  - Vorteile: wissenschaftlicher Ansatz; methodischer Hintergrund; ausgeprägtes Problembewusstsein; die meisten Optimierungsszenarien werden abgedeckt
  - Nachteile: Keine Integrationsmöglichkeiten, arbeitet nur Auf Excel-Basis; schlechtes Benutzerinterface; keine gemeinsame Datenbank; schwer zu warten; Zur Evaluation und Konzeptüberprüfung geeignet

### 2.1.2 Problemstellung

Die vermuteten Optimierungs- und Effizienzsteigerungspotenziale liegen in drei Punkten, die nachfolgend die Problemstellung des Vorhabens näher beschreiben.

- Die existierenden Software- und Hardware-Anwendungen haben ein signifikantes Potenzial für Effizienzsteigerungen in der Wärmeversorgung und um multifunktionale Anwendungen anbieten zu können:
    - Die derzeit eingesetzten Softwarelösungen erreichen keine ausreichende Balance zwischen Umwelt und Energieverbrauch.
    - Die derzeitigen Regelsysteme ermitteln nicht die optimale Konfiguration und den optimalen Betrieb des Systems zu den niedrigsten Kosten mit Bezug auf die aktuellen Verbräuche und Preise. Eine einfache Optimierung der Betriebsparameter um die Betriebskosten und die Heizwerksemissionen durch Betriebskonfigurationen ist nahezu unmöglich.
    - Auf Grund dieser Fakten können die verschiedenen Anlagenteile nicht angepasst werden.
    - Auf Grund der fehlenden Modellierungsumgebung, die die volle Komplexität der Heiz(kraft)werke berücksichtigt und Vereinfachung vermeidet, erlauben es die existierenden Systeme dem Anwender nicht, die notwendigen Informationen über die verschiedensten Aspekte des Heizwerkes zu bekommen, wodurch tiefer gehende Analysen nicht möglich sind. Die Software-Produkte sind keine flexiblen und umfassenden Werkzeuge, die während der gesamten Anlagenlebensdauer den Anwendern tiefgreifende Analysen ermöglichen und Vorteile generieren helfen. Zusätzlich können keine kurz- und langfristigen Bedarfsprognosen automatisch erstellt werden.
    - Es fehlt ein flexibles, grafisches Benutzer-Interface, folglich sind die allgemeinen Software-Produkte nicht benutzerfreundlich. Die Benutzerschnittstellen ermöglichen keinen kombinierten Überblick zum Systemstatus, aktivierten Voreinstellungen und Verbesserungsmöglichkeiten.
    - Das Betriebspersonal ist durch das Regelsystem nicht genug geschult und sensibilisiert in Bezug auf die notwendigen Aspekte des Heizwerkbetriebes.
- Das derzeitige Regelsystem ermöglicht keine rasche Implementierung von smarten Lösungen, die als Schlüsselfaktoren für eine stärkere Einbindung von Erneuerbaren identifiziert werden können:
    - Eine Ausdehnung und Adaption in Richtung anderer Sektoren, neuer Erneuerbarer und Polygeneration-Technologien ist nahezu unmöglich.
    - Die Anpassungen des Verbrauchs verschiedener erneuerbarer Brennstoffe an die Energieanforderungen des Netzes, deren Verfügbarkeit und ihren Knoten sind unzureichend.
    - Eine rasche Anpassung zwischen Energieverbrauch, -erzeugung und -verteilung (Die Verbindung zwischen Heizwerk, Netz und Konsument) ist nicht verfügbar.
- Einführung von Echtzeitkommunikation und Regelsystemen (bevorzugt Ethernet und TCP/IP) ist oft nicht möglich, da alte Bus-Systeme und fehlende Verbindungen dies verhindern:
    - Das Regelsystem agiert nicht pro-aktiv, wodurch bessere Services bereitgestellt werden könnten. Das Regelsystem kann Probleme nicht automatisch erkennen und beheben.
    - Die vorhandenen Systeme können nicht als entscheidungsunterstützende Werkzeuge für das Management und den Betrieb des Wärmesystems eingesetzt werden.

- Bei unvorhergesehenen Vorfällen sind keine raschen Entscheidungen in Hinblick auf die beste Reaktion möglich, was durch eine automatische Anpassung der Einstellung entsprechend der erhaltenen Sensordaten erreicht werden könnte.
- Eine automatische Erfassung und Verarbeitung des Emissionsniveaus und der Komponenten ($NO_x$, $SO_x$, CO, Feinstaub, usw) wird nicht bereitgestellt.
- Ein thermodynamisches Modell, das die aktuellen Eigenschaften des Wassers, Dampfes und der Rauchgasse unter Berücksichtigung der technischen Einschränkungen, ihre Betriebsweise, der Baucharakteristiken und der Kapital- und Betriebskosten exakt darstellt, fehlt. Eine schnelle Analyse für Verteilnetze zur Modellierung und Identifikation der Nutzungskosten, des Betriebsstatus, kritischer Punkte, Fehlerstellen und der Kalkulation aller hydraulischen und thermischen Hauptparameter ist nicht möglich.
- Eine rigorose Kontrolle der vom Benutzer eingegebenen Daten zur Sicherung der Konsistenz aller Parameter und Limitierung der potenziellen Fehler während des Betriebs kann nicht durchgeführt werden.

Die Entwicklung eines Werkzeugs bzw. einer Plattform zur Simulation, zum Management, Betrieb und Überwachung, welches die zuvor beschriebenen, verschiedenen Aspekte beinhaltet, ist kompliziert und komplex. Auf Grund der verschiedenen Interfaces, Protokolle, Datenspeicher und unzureichenden Dokumentation sind solche Werkzeuge derzeit nicht erhältlich. Die vorhandenen Systeme sind aus Sicht der IKT veraltet. Die Unterstützung für ältere Software-Systeme ist oft sehr schlecht und die Wartung vernachlässigt auf Grund der fehlenden Fähigkeiten des Personals vor Ort. Folglich wurden keine Weiterentwicklungen vorhandener Werkzeuge betrieben und die vorhandenen Regelungs- und Monitoringsysteme sind nicht mehr zeitgemäß. Es gibt ein signifikantes Entwicklungspotenzial, hauptsächlich basierend auf veralteten Technologien.

## 2.2 Schwerpunkte und Zielsetzung des Projektes

Mit Bezug auf die zuvor beschriebene Problemstellung ist das Hauptziel des Vorhabens die Überprüfung der Machbarkeit eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze.

Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob so ein System realisiert werden kann, wurden im Rahmen des Projektes Schwerpunkte gesetzt, durch die die folgenden Teilziele bzw. Ergebnisse erreicht wurden:

(1) Erhebung der in einem kleinen bis mittleren Wärmesystem vorhanden Daten und Komponenten. Überprüfung der automatisierten Datenauslesung und Einflussnahme. Die vorhandenen Daten müssen sich automatisiert auslesen und in ein Gesamtsystem integrieren lassen. Die Komponenten müssen sich durch ein übergeordnetes System beeinflussen lassen.

(2) Erhebung der wesentlichen Modellierungsparameter für das Wärmesystem (Erzeugung, Verteilung, Verbrauch). Die Parameter des Systems müssen in einer Dokumentation zusammengeführt werden. Es sollte zumindest der Lastgang für ein Betriebsjahr vorhanden und in den Teilbereichen entsprechend der vorhandenen Struktur zuordenbar sein.

(3) Erhebung der wesentlichen Modellierungsparameter für weitere Erneuerbare und Wärmequellen zu Überprüfung der Integrationsmöglichkeit dieser Quellen in das bestehende System. Die Modellierungsparameter müssen entsprechend dokumentiert werden.
(4) Erarbeitung eines Simulationsmodells im Programm MATLAB/Simulink für ein entsprechendes Wärmenetz.
(5) Evaluierung von Effizienzsteigerungspotenzialen mit Hilfe des Simulationsmodells. Auf Basis der bestehenden Systemkomponenten und Lastgänge soll eine Optimierung der Systemeinstellungen vorgenommen werden, so dass das Gesamtsystem die geforderte Wärmelast effizienter bereitstellt. Daraus kann dann für den Einsatz in verschiedenen Wärmenetzen eine Abschätzung der Effizienzgewinne vorgenommen werden.
(6) Abschätzung der Integrationsmöglichkeiten weiterer Erneuerbarer und Wärmequellen mit Hilfe des Simulationsmodells. Das Simulationsmodell wird um die entsprechenden Wärmequellen erweitert und eine Optimierung der Aufbringungsseite durchgeführt. Dadurch kann abgeschätzt werden, in welchem Umfang andere Erneuerbare und weitere Wärmequellen in das Wärmenetz integriert werden können.
(7) Abschätzung der Möglichkeit zur Entwicklung eines übergeordneten Energiemanagement-systems. Aus den zuvor erhaltenen Ergebnissen soll die technische und wirtschaftliche Möglichkeit zur Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementwerkzeuges für kleine und mittlere Wärmenetze abgeschätzt werden.

## 2.3 Einordnung in das Programm

Sondierungen sind Vorhaben zur Vorbereitung von Projekten der Industriellen Forschung oder Experimentellen Entwicklung. Im Rahmen einer Sondierung kann die technische Durchführbarkeit von innovativen Ideen und Konzepten überprüft werden. Weiters kann in einer Sondierung die Sinnhaftigkeit eines möglichen zukünftigen FTE-Vorhabens – Einzelprojekt, Kooperatives Projekt oder Leitprojekt - in vorgelagerter Weise ausgelotet und im Falle von geplanten Leitprojekten die Konzepterstellung unterstützt werden. Das vorliegende Projekt wurde durchgeführt, um die Sinnhaftigkeit der Entwicklung eines übergeordneten Energiemanagementsystems und die zusätzliche Integration anderer Wärmequellen für kleine und mittlere Heizwerke zu überprüfen und die Machbarkeit eines Entwicklungsprojektes aus zu loten.
Das Vorhaben unterstützt die energiestrategischen, systembezogenen und technologiestrategischen Programmziele, wobei das Projekt insbesondere einen Beitrag zu den folgenden Programmschwerpunkten leistet:

- Smart Energy Forschung und Entwicklung
  Das Ergebnis des Vorhabens ist eine Aussage über die Durchführbarkeit der Optimierung in Fern- und Nahwärmesystemen und die Möglichkeit zur Implementierung von übergeordneten Energiemanagementsystemen mit klar definierten Schnittstellen zum Wärmeerzeuger, Netz und Konsumenten. Das übergeordnete Energiemanagementsystem ermöglicht es auch in kleinen Wärmenetzen eine entsprechend herstellerunabhängige Smart Grid Lösung zu implementieren. Das zu entwickelnde System würde es den Endkunden ermöglichen, eine zeitnahe,

webbasierende und damit herstellerunabhängige Wahrnehmung des Energieverbrauchs zu erhalten. Entsprechende Schnittstellen zu unterschiedlichen Endkundengeräten müssen definiert werden und können dem Kunden in weiterer Folge auch eine einfache Steuerungsmöglichkeit zur Verfügung stellen. Für den Netz- und Heizkraftwerkbetrieb werden entsprechende Protokolle und Protokollumsetzungen für Smart Grids Lösungen definiert. Um das Energiemanagementsystem für eine Vielzahl an Anwendungsfällen implementierbar zu machen, müssen auch die entsprechenden Kommunikationstechnologien und Infrastrukturen analysiert werden. Insgesamt deckt das Vorhaben die geforderten Fragestellungen bezogen auf Nah- und Fernwärmenetze sehr weit ab.

- Energieeffizienz – Energieeffizienz im Dienstleistungssektor
  Durch die Projektergebnisse können auch neue Dienstleistungen im Hinblick auf eine optimale Wärmeversorgung von VerbraucherInnen unter Einbeziehung von dezentralen Erneuerbaren in das Wärmeversorgungssystem entstehen. Dieser Punkt wird aber erst in einem möglichen Folgeprojekt erforscht, wenn die Projektidee weitergeführt wird.
- Erneuerbare Energieträger - Solarthermie
  Durch die Projektergebnisse werden auch Erkenntnisse für die Regelung und Überwachung (automatisierte Funktions- und Ertragskontrolle und Fehleranalyse) von solarthermischen Systemen und deren Integration in ein Wärmesystem gewonnen.
- Erneuerbare Energieträger – Bioenergie
  Durch die Projektergebnisse werden Erkenntnisse zur Optimierung der Rohstoffbereitstellung und der Sicherung der Brennstoffqualität gewonnen. Zusätzlich führen die Projektergebnisse Optimierung primärer und sekundärer Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen in Heizwerken kleiner und mittlerer Leistung.

Das Vorhaben unterstützt die energiestrategischen, systembezogenen und technologiestrategischen Programmziele:

1. **Energiestrategische Ziele**
   a. Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft: Das Hauptziel des Vorhabens ist die weitere Entwicklung eines modularen Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Fern- und Nahwärmesysteme zur Sicherung eines effizienten und nachhaltigen Betriebes sowohl aus Sicht des Wärmeerzeugers/Wärmenetzbetreibers als auch aus Kundensicht
   b. Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern: Die Ergebnisse des Projektes können zur besseren Integration dezentraler Wärmeerzeugungsanlagen in vorhandenen und geplanten Wärmenetzen verwendet werden und dadurch zu einer Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern beitragen.
   c. Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen: Mit der weiteren Entwicklung hin zu einem Energiemanagement Tool wäre mit Hilfe der Projektergebnisse auch der Aufbau und die Sicherung von effizienten und nachhaltigen Nah- und Fernwärmesystemen und der entsprechenden Strukturen gegeben.

d. Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen: Auf Grund der Möglichkeit zur Simulation verschiedener Szenarien können langfristige Entwicklungen und deren Kosten und Wirkungen besser abgeschätzt werden und damit zukunftssichere Lösungen vorangetrieben werden.

**2. Systembezogene Ziele**

a. Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger: die Simulation des Wärmenetzes erlaubt eine Abschätzung der Möglichkeit zur weiteren Integration diverser Erneuerbarer (z.B. Solarthermie) und dezentraler Wärmeerzeugungseinheiten (z.B. Abwärmequellen).
b. Verbesserung der Umwandlungseffizienz: Durch die Simulation des Gesamtsystems Wärmenetz (Erzeugung, Netz, Verbraucher) können Schwachstellen aufgezeigt und in weiterer Folge behoben werden, was zu einer Effizienzsteigerung führt.
c. Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern: Die Simulation des Wärmenetzes erlaubt eine Integration verschiedenster Technologien und Energieträger, wodurch die Optionen zur Verwendung entsprechend zunehmen und Lösungsvorschläge für eine Gesamtsystemoptimierung mit unterschiedlichen Technologien erarbeitet werden können.
d. Multiplizierbarkeit, Hebel- und Signalwirkung: Sollte die Simulation vielversprechende Ergebnisse zeigen, kann in weiteren Schritten ein entsprechendes Energiemanagementsystem entwickelt und in einem Pilotprojekt umgesetzt werden, wodurch eine entsprechende Hebel- und Signalwirkung erreicht werden könnte. Auf Grund der markenunabhängigen Energiemanagementsystementwicklung und der angestrebten Schnittstellen zu verschiedenen Wärmenetzsystemen ist das System in weiterer Folge für alle kleinen und mittleren Wärmenetzsysteme anwendbar, wodurch eine entsprechende Multiplizierbarkeit gegeben ist.
e. (Kosten-)Effizienz der Treibhausgas-Reduktion: in Euro pro Tonne $CO_2$-Äquivalent pro Jahr, über die Kyoto-Periode und über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition hinaus: Die Kosteneffizienz ist erst nach Durchführung der Sondierung darstellbar.

**3. Technologie-strategische Ziele**

a. Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem: Das Vorhaben wird auf Grund der Simulation eines Wärmenetzes zeigen, ob einerseits durch die Integration regional vorhandener Erneuerbarer eine entsprechende Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils erhalten werden kann, und andererseits auch durch die Entwicklung des angestrebten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze eine Steigerung der inländischen Wertschöpfung am Gesamtenergiesystem erreicht werden kann.
b. Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit durch verbesserte Ressourceneffizienz: Auch unter diesem Punkt wird das Vorhaben konkrete Ergebnisse liefern können, die belegen, ob durch die Erhöhung der Systemeffizienz des Wärmenetzes eine entsprechende Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von kleinen und mittleren Wärmenetzen, der Integration dezentraler Wärmequellen und Erneuerbarer gegeben ist.

c. Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmen: Die Ergebnisse des Vorhabens führen direkt zu einer Stärkung der entsprechenden Kompetenzen der beteiligten Unternehmen und in weiterer Folge durch entsprechende Disseminationsmaßnahmen zu einer Weiterverteilung des Wissens.
d. Generierung von Sekundärnutzen bzw. Spin-offs durch eine Technologie: Es ist in weiterer Folge an der Umsetzung in entsprechenden weiteren Projekten durch ein eigens gegründetes Spin-off gedacht.

## 2.4 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit

Die Arbeiten im Projekt wurden in fünf Arbeitspaketen (AP) durchgeführt. Einen grundsätzlichen Überblick über die methodische Vorgehensweise bei der Bearbeitung des Projektes gibt Abbildung 2.2.

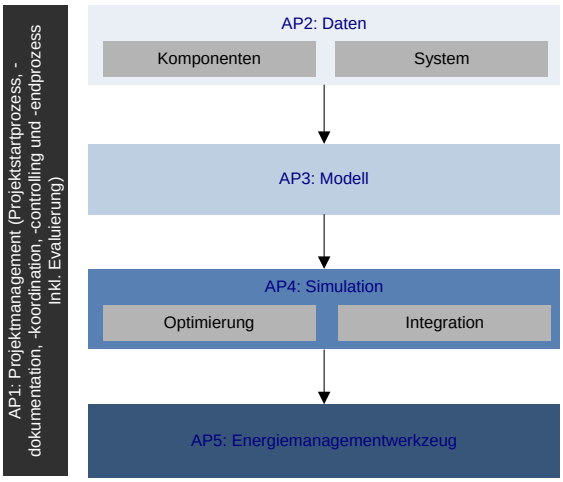



**Abbildung 2.2: Überblick Methodik REM/REC/RES**
Quelle: [eigene Darstellung]

Mit Ausnahme des Arbeitspaketes 1 Projektmanagement, das nach IPMA Standards behandelt wurde, wird nachfolgend auf die Herangehensweise bei der Bearbeitung der einzelnen Projektphasen näher eingegangen.

### 2.4.1 AP 2: Daten

Das Arbeitspaket Datenerhebung gliedert sich in die Untersuchung der Komponenten des bestehenden Systems und der möglichen Erweiterung um lokal vorhandene Wärmequellen.
Die Datenerhebung zu den Komponenten fand grundsätzlich bei den ausgewählten Referenzheizwerken statt. Mithilfe der Qualitätsstandards „qm-Heizwerke“ und Recherchen vor Ort wurde eine

Bestandsaufnahme des Biomasseheizwerks durchgeführt. Es konnten somit die Hauptparameter des Erzeugungssystems, die Netzstrukturdaten und die Lastgänge (Erzeugung und Verbrauch) erhoben werden. Dabei wurden die Komponenten dokumentiert, die Schnittstellen analysiert und die Daten ausgelesen. Die zur Modellierung des Wärmesystems der untersuchten Standorte erforderlichen Daten (technisch und wirtschaftlich) wurden aus der Anlagendokumentation entnommen. Sofern nicht alle notwendigen Daten vorhanden waren, wurden diese mit Literaturdaten ergänzt. Die Lastgänge für Erzeugung und Verbrauch wurden aus den Daten des Wärmesystems generiert.
Für die Möglichkeit zur Erweiterung des Wärmesystems um weitere Erneuerbare oder andere Wärmequellen werden die notwendigen Parameter durch Literaturrecherche, Vor-Ort-Begehung und Herstellerbefragungen gewonnen. Zusätzlich wird beispielsweise für die zugänglichen Nahwärmesysteme die Solarstrahlung (ZAMG) erhoben, um eine Abschätzung der Möglichkeit zur Integration von solarthermischen Anlagen vornehmen zu können. Um nach den richtigen alternativen Wärmequellen recherchieren zu können musste festgestellt werden, welche dieser Wärmequellen für die jeweiligen Standorte besonders gut geeignet sind bzw. welche implementierbar sind.
Ein erster Schritt zur Identifikation möglicher zusätzlicher Energiequellen und weiterer Speichermöglichkeiten war eine Vor-Ort-Begehung. Im nächsten Schritt wurden die einzelnen in Frage kommenden Energiequellen detailliert betrachtet und deren mögliche Nutzung auf Rentabilität und Umweltverträglichkeit untersucht. Darauf basierend wurden Anbieter für Technologien zur Nutzung der analysierten Wärmequellen recherchiert und hierauf aufbauend eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt.
Die aus der Datenerhebung gewonnen Parameter wurden in ein weiter verarbeitbares Format gebracht und in einer Datenbank abgelegt.

### 2.4.2 AP 3: Modellierung

In einem ersten Schritt erfolgte die Erarbeitung der mathematischen und funktionellen Zusammenhänge des Systems. Dafür wurden die relevanten Informationen in Bezug auf den Aufbau und die Funktionsweise des Referenzwärmesystems gesammelt, dies betrifft insbesondere Pläne, Beschreibungen und Datenblätter. Anhand dieser Grundlagen wurde das Funktionsprinzip der Referenzanlage erarbeitet und die wesentlichen Stoff- und Energieströme definiert. Es wurden die Systemgrenzen festgehalten und die identifizierten Ein- und Ausgangsgrößen aufgelistet.
Basierend auf den vorhandenen Daten erfolgte danach die Erstellung eines Modells in MATLAB/Simulink®. Dabei wurden zunächst die Erzeuger- und Verbraucherseite separat betrachtet, wobei das Modell grundsätzlich in einzelne Blöcke z.B. Kessel, Speicher usw. gegliedert ist. Auf Grund der Restriktion, dass nicht alle relevanten Daten vom Referenzheizwerk zur Verfügung standen, musste teilweise auf Werte aus der Literatur bzw. Annäherungen zurückgegriffen werden. Einzelne Blöcke konnten auch aus dem Programm Carnot Blockset ™ für das Modell adaptiert werden. In weiterer Folge wurden die Modelle der Erzeuger- und Verbraucherseite zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.
Es konnte also in einem nächsten Schritt ein erster Simulationsdurchlauf mit den vom Heizwerkbetreiber zur Verfügung gestellten Daten durchgeführt werden.

#### 2.4.3 AP 4: Simulation

Nach einem ersten Simulationsdurchlauf wurden im Rahmen einer Validierung des Modells, die Rechenergebnisse aus der Simulation, den zu modellierenden realen Gegebenheiten bzw. den erfassten Messwerten gegenübergestellt. Hierbei mussten zunächst die für die Validierung ausgewählten Parameter definiert werden, um die Richtigkeit bzw. Aussagekraft des Modells beurteilen zu können.

Nachdem festgestellt werden konnte, dass das Modell den realen Betrieb in ausreichender Form abbilden kann, wurde mit der Identifikation des Optimierungspotenzials begonnen. Es wurden daher in einem nächsten Schritt jene Parameter betrachtet, bei denen grundsätzlich die Möglichkeit besteht, Änderungen vorzunehmen.

Bei der Simulation des Gesamtnetzes wurden einerseits Szenarien durchgerechnet, die möglicherweise zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz des Wärmesystems führen und andererseits lokal vorhandene, zusätzliche Wärmequellen integrieren, um das nachhaltige Optimum für ein Wärmenetz zu finden. Mit Hilfe des Modells konnten unterschiedliche Szenarien des Gesamtsystems simuliert und analysiert werden. Einerseits führten diese Szenarien zu einer möglichen Verbesserung der Gesamteffizienz und andererseits konnte die Machbarkeit der Integration lokal vorhandener, zusätzlicher Wärmequellen überprüft werden. Das Ziel der Simulation des Gesamtnetzes lag daher im Auffinden eines nachhaltigen Optimums für das Wärmenetz.

Die durch die Modellierung und Optimierung gewonnenen Erkenntnisse werden in strukturierter Form aufbereitet und analysiert. Hieraus werden Schlussfolgerungen und Empfehlungen für einen verbesserten Betrieb und den möglichen zukünftigen Einsatz weiterer (erneuerbarer) Wärmequellen in Biomasseheizwerken abgeleitet.

#### 2.4.4 AP 5: Energiemanagementwerkzeug

Auf Basis der zuvor erhaltenen Ergebnisse wird, durch Bestimmung der zu erwartenden Systemkosten und Einsparungspotenziale, abgeschätzt, ob die Entwicklung eines überlagerten Energiemanagementsystems für kleinere und mittlere Wärmenetze eine sinnvolle Zukunftsoption darstellt. Die Überprüfung der Wirtschaftlichkeit erfolgte mit einer statischen Amortisationsrechnung, wobei die Einsparungen den Kosten der Implementierung eines überlagerten Energiemanagement-systems gegenübergestellt wurden.

# 3 Inhaltliche Darstellung

## 3.1 Grundsätzliche Funktionsweise Biomasse Nah-/Fernwärmenetze

Im Allgemeinen besteht ein Nah- oder Fernwärmesystem aus einer Wärmeerzeugungseinheit (Heizwerk oder Heizkraftwerk), dem Wärmeverteilnetz und den Übergabestationen bei den Abnehmern (siehe Abbildung 3.1).

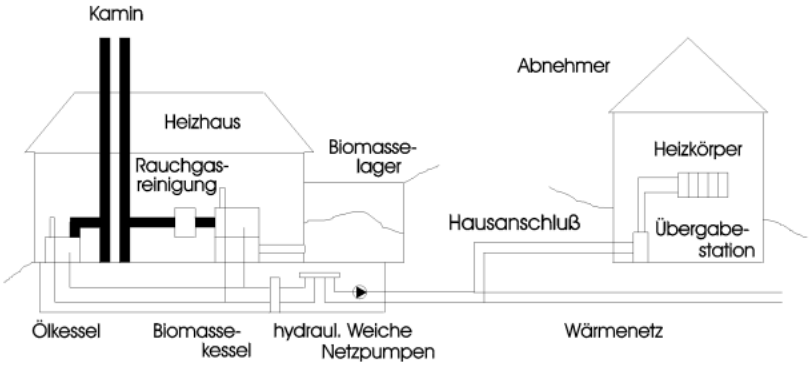



**Abbildung 3.1: Allgemeines Schema eines Biomasseheizwerkes**
Quelle: [Krapf, 2000]

Die Wärmeerzeugung erfolgt durch die Verbrennung von Biomasse in einem oder mehreren Kesseln. Die durch die Verbrennung entstehenden Produkte sind einerseits Asche und zum anderen heiße Rauchgase. Deren Wärme wird genutzt, um ein Wärmeträgermedium, in den meisten Fällen Wasser, manchmal auch Dampf, zu erwärmen. Die Wärme wird mit Hilfe des heißen Wassers (dem Vorlauf) durch ein Rohrleitungsnetz, das unterirdisch geführt wird, zu den Abnehmern transportiert. Bei den Abnehmern sind so genannte Übergabestationen installiert, die als Trennung zwischen Wärmeverteilnetz und Heizkreis des Abnehmers fungieren. Die Übergabestation ist ein Wärmetauscher, mit dessen Hilfe dem Trägermedium die Wärme wieder entzogen und in den Heizkreis des Verbrauchers übergeführt wird. Das abgekühlte Wasser (Rücklauf) fließt danach wieder in das Heizwerk zurück, wo eine erneute Erwärmung und Verteilung des Mediums stattfindet.
Es handelt sich also um ein geschlossenes hydraulisches System in dem das Heizwasser zirkuliert. Daher werden neben den Hauptkomponenten auch noch ein Ausdehnungsbehälter, Pumpen, sowie Druck- und Temperaturabsicherungen benötigt. Ebenso muss die Anlage über Regeleinrichtungen verfügen, die die Leistung der Anlage in Abhängigkeit definierter Betriebsparameter reguliert.

## 3.2 Komponenten, Daten und Schnittstellen

Die Datenerhebung wurde an den zwei ausgewählten Standorten Katschberg und Moosburg in Kärnten durchgeführt. Dabei wurden die Komponenten der bestehenden Systeme und mögliche Erweiterungen um vorhandene Wärmequellen für die beiden Standorte untersucht.
Bei der Datenaufnahme und Analyse der Komponenten der beiden ausgewählten Standorte zeigte sich, dass man auch innerhalb eines einzelnen Heizwerkes bzw. Nahwärmenetzes mit den unterschiedlichsten steuerungs- und regelungstechnischen Systemen für diese Einzelkomponenten konfrontiert ist. So sind beispielsweise beim Heizwerk für die Nahwärmversorgung am ausgewählten Standort 1 (Katschberg) drei verschiedene SCADA -Systeme im Einsatz.

In diesem konkreten Fall stehen für den Betrieb dieser Visualisierungssysteme drei PCs in der Heizzentrale zur Verfügung:

1. Visualisierung erster Biomassekessel „Kohlbach 1“, Frontend zur PLC des Biomassekessels 2500 kW, Economizer, Pufferspeicher, Ölkessel, Kondensation und der Netzregelung
2. Visualisierung zweiter Biomassekessel „Kohlbach 2“, Frontend zur PLC des Biomassekessels 1500 kW
3. Visualisierung der Verbraucher: SCADA für die Darstellung der Hydraulikschemata der in diesem Falle 40 Verbraucher, Speicherung der Abnehmerdaten (Wärmemenge, Massenstrom, etc.)

Diese Systeme bilden aus Datensicht isolierte Einheiten, d.h. eine Kommunikation bzw. ein Datenaustausch zwischen den regelungstechnischen Komponenten dieser Systeme findet bis auf wenige Ausnahmen (Anzeige der Leistung Kessel 2 im SCADA von Kessel 1) nicht statt. Dieser Sachverhalt ist in der nachfolgenden Abbildung 3.2 dargestellt.

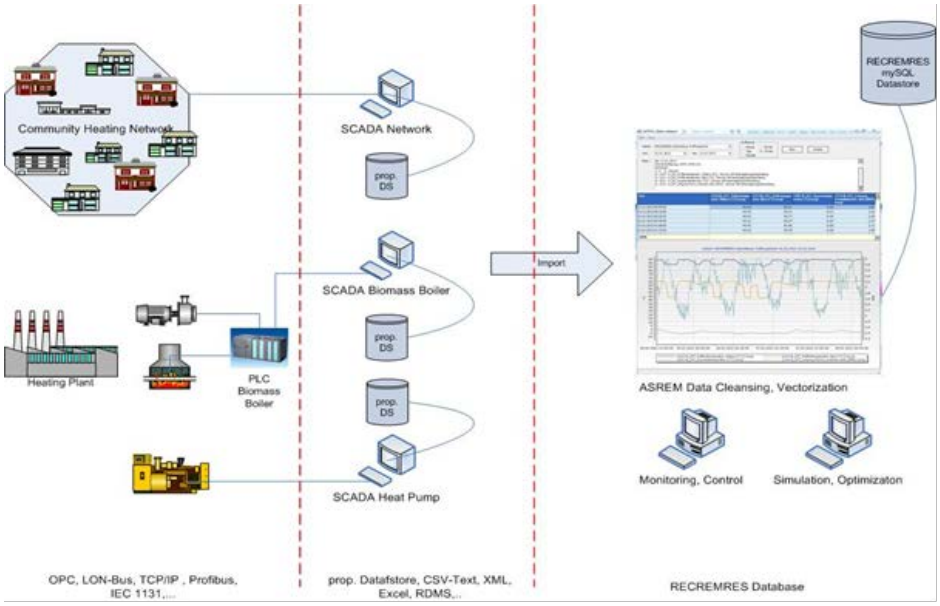



**Abbildung 3.2: Systemgrenzen PLC/SPS – SCADA – zusammengeführte Auswertung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Neben diesen „horizontalen“ Systemgrenzen zwischen den einzelnen SCADA-Systemen sind bei der datentechnischen Betrachtung der Komponenten eines Wärmenetzes auch die „vertikalen“ Systemgrenzen zu beachten:
So wird die Steuerungs-, Regelungs- und Sicherheitstechnik in den Kesselanlagen in der Regel mit SPS/PLC (Speicherprogrammierbare Steuerung, Programmable Logic Controller) abgewickelt. Ein

Einblick in die genaue Funktionsweise dieser SPS ist aus Gründen der Herstellerpolitik in der Regel nicht möglich, ebenso ist die Kommunikation auf dieser hardwarenahen Ebene in der Regel nicht zugänglich dokumentiert. Im vorliegenden Projekt besteht die Möglichkeit, auf Steuer- und Regelsoftware einzelner Komponenten zuzugreifen. Da jedoch in der Praxis für andere Heizwerke diese Zugriffsmöglichkeiten in der Regel nicht bestehen, und das gegenständliche Projekt Lösungen speziell in Hinblick auf diese Problematik anstrebt, wird diese Ebene der Komponentensteuerung im Zuge dieses Projektes (vorerst) als „Black Box" betrachtet – die Schnittstellenbeschreibung bezieht sich auf die Datenschnittstelle der SCADA-Systeme.

Da auch an dieser Datenschnittstelle keine Normierung vorhanden ist (bzw. eingehalten wird), ist es notwendig, die historischen Daten aus unterschiedlichen Quellen, in den unterschiedlichsten Datenformaten und in unterschiedlichen Zeitauflösungen in einer Datenbank zur gemeinsamen Analyse zusammenzuführen, was im Rahmen dieses Projektes durchgeführt wurde.

Als wesentliche Herausforderung bei der Integration von Messdaten unterschiedlicher Steuerungssysteme von Komponenten eines Nahwärmenetzes stellte sich, neben den heterogenen Datenformaten, vor allen die Zeitauflösung dar:

- für den Biomassekessel am untersuchten Standort 2 (Moosburg) werden die Daten in Intervallen von 1 min in Textfiles auf Tagesbasis geschrieben
- das SCADA des ersten der beiden Biomassekesseln am untersuchten Standort 1 (Katschberg) der Firma Kohlbach liefert je nach Rezeptur die Daten in unterschiedlichen Auflösungen:
    - Kesselparameter ($T_{Vorlauf}$, $T_{Feuerraum}$, $O_2$-Gehalt,...) in 1 min (1440 Werte/Tag)
    - Netzparameter ( $T_{Puffer}$, Pumpen,..) in 2 min (720 Werte/Tag)
    - Leistungsparameter (Durchfluss, Leistung,...) in 5 min (288 Werte/Tag)
    - Zählerstände (Energie, Volumen) in Tagesauflösung (1 Wert/Tag)
- das Visualisierungssystem der Firma Danfoss der Übergabestationen bei den Wärmekunden liefert die Daten in einem Binärformat in einer Zeitauflösung von 10 min
- Externe Klimadaten der ZAMG liegen in Stundenauflösung vor
- Informelle Daten (i.e. Eingriffe durch den Heizwart) werden (wenn überhaupt) asynchron erfasst – so findet sich im Logfiles des SCADA beispielsweise ein Eintrag mit Zeitstempel und der Maßnahme „Stockervorschub erhöht von 50 auf 60"
- Weitere Aufzeichnungen des Heizwartes/Betreibers wie beispielsweise Aussagen über die Qualität des zugeführten Brennstoffes werden in unregelmäßigen Abständen als Freitext in Excel-Files abgelegt.

Um den Herausforderungen einer derart heterogenen Datenlandschaft zu begegnen, wurde im Zuge von AP2 ein Import- und Analysetool (ASREM) entwickelt, um die Fülle der Daten in ein normiertes Format zur weiteren Auswertung zu überführen. Das Handling von Datenmengen dieser Größenordnung, wie sie aus den Aufzeichnungen der Systemkomponenten von Nahwärmenetzen anfallen, ist mit Methoden basierend auf Excel-Files kaum möglich.

## 3.3 Charakterisierung des Referenzheizsystems

Als Basis für die Erstellung des Simulationsmodells wurde das Biomasseheizwerk am Katschberg (Rennweg) herangezogen. Das Biomassenahwärmenetz wurde 2002 von der ASTRA BioEnergie GmbH errichtet und versorgt knapp 40 Verbraucher, darunter 100 % der Hotelanlagen am Katschberg, mit Energie in Form von Wärme.

Die Wärmeproduktion erfolgt zentral in einem Biomasseheizwerk und teilt sich in zwei, mit Hackgut befeuerte Biomassekessel der Firma Kohlbach zur Deckung der Grundlast (Kessel 1 $P_{therm}$= 2.000 kW und Kessel 2 $P_{therm}$= 1.500 kW) und einen mit Heizöl befeuerten Spitzenlastkessel ($P_{therm.}$= 3.500 kW) auf. Die Anlage wird als bivalente Mehrkesselanlage in Parallelschaltung mit einem Speicher betrieben, wobei der Aufbau annähernd der Standardschaltung laut qm-Heizwerke entspricht. Als Brennstoff kommt Hackgut mit der Klassifizierung WS-P45-W50 und ein geringer Anteil an Rinde zum Einsatz. Die Bedeutung der Bezeichnung WS-P45-W50 und die Eigenschaften des Brennstoffes sind in der nachfolgenden Tabelle 3.1 erläutert.

**Tabelle 3.1: Klassifizierung von Brennstoffen und deren Energiegehalt**
Quelle: modifiziert nach [Holzenergie Schweiz, 2008]

| | Stückigkeit [mm] | Wassergehalt [Gew-% feuchter Brennstoff] | Stickstoffgehalt [Gew-% atro. Brennstoff] | Nadel-Laubanteil [Gew-% feuchter Brennstoff] | Aschegehalt mit Fremdanteil [Gew-% atro Brennstoff] | Energiegehalt bez. $Hu_{feucht}$ Schwankungsbereich [kWh/srm] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kurzbezeichnung | **P** | **W** | **N** | **na** | **A** | |
| WS<br>Wald- und Sägerestholz | 45 | 30 – 50 | < N 0.5 | < 10 | < A 3.0 | WH 550-750<br>HH 850-1050 |

Die in den beiden Biomassekesseln erzeugte Energie, wird in einem Lastausgleichsspeicher mit einem Volumen von 53 m³ gespeichert. Dieser dient zur Pufferung von momentan erzeugter Wärme, die zum Zeitpunkt der Erzeugung im Heizsystem nicht benötigt wird. Der Speicher wird direkt be-/entladen, somit erfolgt im Heizwerk keine Systemtrennung zwischen Erzeugerkreisen und Speicherkreisen bzw. in weiterer Folge dem Wärmeverteilnetz.
Das Heizwerk verfügt zusätzlich über einen Economizer und eine Rauchgaskondensationsanlage, welche zur Rücklaufanhebung durch die Nutzung der Restwärme der Rauchgase eingesetzt werden. Bei der Verwendung von feuchten Brennstoffen (Wassergehalt des Brennstoffs > 30 %) kann diese auch zur Entstaubung genützt werden [Umweltbundesamt, 2010]. Die Rauchgaskondensationsanlage ist eine elektro-mechanische Anlage, die auf die Kohlbach Kesselanlage abgestimmt und dieser nachgeschaltet ist. Sie dient zur Nutzung der Restwärme aus dem Rauchgas, zur Abscheidung des Reststaubgehaltes sowie zur vollkommenen Entschwadung des Rauchgases durch Beimischung von vorgewärmter Frischluft. Die Anlage besteht dazu aus einem Economizer, der zur Abkühlung des Rauchgases und zur

Anhebung der Temperatur des Rücklaufs dient, einem Kondensator, durch den die Rauchgase unter den Taupunkt abgekühlt werden und schließlich einem Luftvorwärmer.
Die Verteilung der erzeugten Wärme erfolgt über einen Heißwasserkreislauf (Betriebstemperaturen primär: VL 95 °C / RL 55 °C). Das Verteilnetz setzt sich aus zwei separaten Versorgungssträngen zusammen, die vom Heizwerk wegführen. Es handelt sich also um ein strahlenförmiges Fernwärmenetz.
An das Versorgungsnetz sind knapp 40 Verbraucher mit einer Gesamtleistung von ca. 7000 kW angeschlossen. Die Länge des Netzes beträgt in etwa 5.000 m. Die Verrohrung besteht aus Kunststoffmantelrohren der Firma Kelit mit Rohrdurchmessern von DN 25 bis DN 125.

Vom Betreiber des Heizwerks wurden die, im Heizwerk aufgezeichneten Daten für den Zeitraum Juli 2011 bis Juni 2012 bereitgestellt. Für den gesamten Zeitraum liegen allerdings nur die Temperaturdaten des Netzes, sowie die Leistungsdaten (Erzeugerleistung und Wärmebedarf im Netz) vor. Bei den anderen Sensoren sind die Daten fehlerhaft bzw. erfolgte zu bestimmten Zeiten überhaupt keine Aufzeichnung. Für die Simulation konnten nur vollständige Datensätze herangezogen werden, weshalb der Simulationszeitraum auf einige Wochen im Sommer und einige Wochen im Winter beschränkt ist.

In Abbildung 3.3 werden die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes anhand der Realdaten des Heizwerks dargestellt. Die Temperaturdaten zeigen den Verlauf eines Jahres für den zuvor genannten Zeitraum. Vom Sensor werden die Daten als Minutenwerte aufgezeichnet. Beim Auslesen wurden vom Heizwerkbetreiber Stundenmittelwerte gebildet. Die Stundenwerte sind geordnet nach dem definierten Zeitraum dargestellt. Das Temperaturniveau liegt im Winter in etwa bei 95 / 55 °C und im Sommer bei 85 / 50 °C.

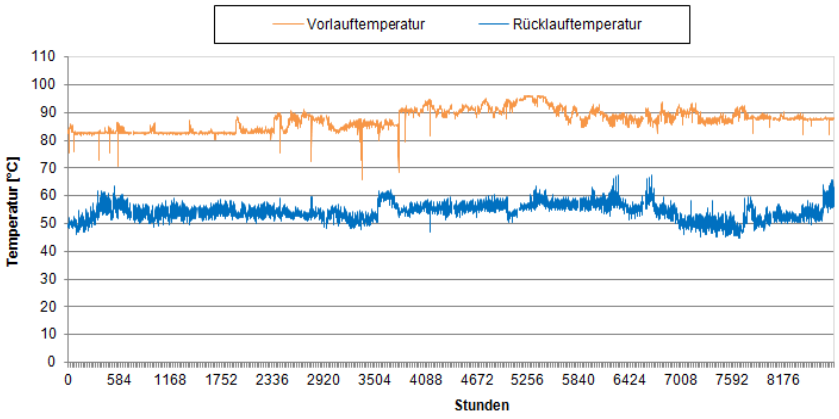



**Abbildung 3.3: Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes am Katschberg im Zeitraum von 01.07.2011 – 30.06.2012**
Quelle: [eigene Darstellung]

In Abbildung 3.4 erfolgt die Darstellung der Leistungen im System. Die Netzleistung wird als Jahresdauerlinie dargestellt, während die Kesselleistungen die darunterliegenden Flächen bilden. Für die Erstellung der Jahresdauerlinie wurden die Leistungsstundenwerte des Netzes für den Zeitraum von 01.07.2011 bis zum 30.06.2012 geordnet nach der Größe von links nach rechts aufgetragen (schwarze Linie). Die Flächen zeigen die gelieferte Wärmeleistung der unterschiedlichen Kessel, geordnet nach der geforderten Wärmeleistung des Netzes. Die Schwankungen der Kesselleistungen werden durch den vorhandenen Speicher ausgeglichen.
Die Darstellung der Jahresdauerlinie des Heizwerks zeigt gut, wie die unterschiedlichen Kessel über den betrachteten Zeitraum eingesetzt werden. Es ist zu erkennen, dass die Wärmebereitstellung ohne Einsatz des Ölkessels erfolgt. Aus diesem Grund wurde der Heizölkessel nicht in das Modell integriert. Ebenso ist ersichtlich, dass die Rauchgaskondensationsanlage und der Economizer nur eine sehr geringe Leistung erbringen und auch nur über einen relativ kurzen Zeitraum betrieben werden. Mit Ausnahmen weniger Wochen, in der nur ein Biomassekessel in Betrieb ist (entweder der 2 MW oder der 1.5 MW), wird der Wärmebedarf durch den gemeinsamen Betrieb der Kessel gedeckt.

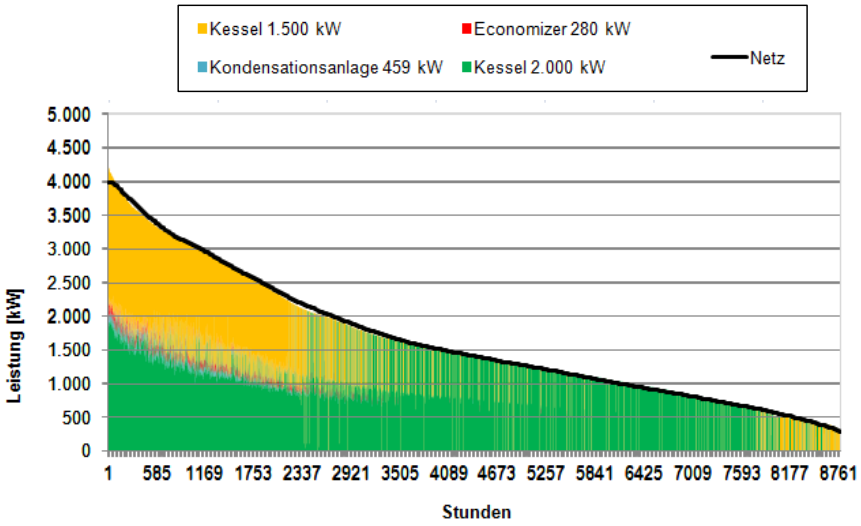



**Abbildung 3.4: Jahresdauerlinie des Heizwerks Katschberg (01.07.2011-30.06.2012)**
Quelle: [eigene Darstellung]

# 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

## 4.1 AP 1: Datenerhebung

Bei zwei ausgewählten Nahwärmesystemen wurden die entsprechenden Parameter, Daten und Schnittstellen der Komponenten erhoben.

### 4.1.1 Parameter des Wärmesystems

Am Grundstück des Biomasseheizwerkes wurden eine Außenanlage, eine Brennstofflagerhalle und ein Kesselhaus errichtet. Zu Beginn stand eine Evaluierung der einzelnen Objekte und es wurde bewertet, ob diese für die Modellerstellung von Bedeutung sind:

- **Außenanlage**

Die Außenanlage beinhaltet die Zufahrtsstraßen für die Zufuhr des Brennmaterials und für die Abfuhr der Asche (Nebenprodukt der thermischen Verwertung von Biomasse). Für die Modellerstellung hat die Außenanlage jedoch keine Relevanz und wurde daher vernachlässigt.

- **Brennstofflager**

Der Brennstoff wird einerseits in einem Freilager und anderseits in einem überdachtem Lager deponiert. Insgesamt umfasst das Lagervolumen 10.900 srm; im Freilager können 3.700 srm, im überdachten Lager 7.200 srm aufbewahrt werden. Des Weiteren gibt es eine Halle, in der 200 srm Biomasse gelagert werden, um einen täglichen Volllastbetrieb beider Heizkessel decken zu können.
Mit dem erhobenen Lagervolumen und dem bei der Planung festgelegten Energiegehalt der Biomasse von 750 kWh/srm, können beide Holzkessel bis zu 83 Tage lang im Volllastbetrieb laufen. Die Größe des Brennstofflagers ist für die Modellerstellung nicht von großer Bedeutung, weil es in der Simulation keine Berücksichtigung der Lagergröße gibt. Der vorgeschriebene Energiegehalt ist jedoch vorgegeben. Daraus ist ableitbar, wie viel Brennstoff in einem Jahr in Abhängigkeit des Wärmebedarfs benötigt wird.

- **Kesselhaus**

Im Kesselhaus sind maschinentechnische und regelungstechnische Komponenten für einen vollautomatischen Betrieb der Nahwärmeanlage untergebracht. Die Ansteuerung, Regelung und Überwachung der Prozesse erfolgt in der Schaltwarte, in der die Steuerschränke und Leitrechner aufgestellt sind. Des Weiteren befinden sich die beiden Wärmerzeuger, der Ölkessel und der Pufferspeicher im Kesselhaus.

#### *4.1.1.1 Wärmeerzeugung*

Im Rahmen des klima:aktiv Programms wird eine Förderung für die Errichtung und den Ausbau eines Biomasseheizwerkes gewährt. Um die Förderung zu erhalten, muss ein Qualitätsmanagementsystem nach der ARGE QM Holzheizwerke eingeführt und nach den vorgegebenen Kriterien überprüft werden. Wichtig dabei ist, dass man bei der Planung eines Heizwerkes eine Wärmeerzeuger Standard-Schaltung auswählt, die die Anforderungen langfristig deckt [LEV, 2013].
Am Katschberg wurde der Wärmeerzeuger nach der Standard-Schaltung „Bivalente Mehrkesselanlage in Parallelschaltung mit Speicher“ realisiert. Aus Abbildung 4.1 ist zu entnehmen, dass zwei Holzkessel

und bei Bedarf drei weitere Wärmeerzeuger parallel geschaltet sind und die Wärme in einem Pufferspeicher gesammelt wird. Vom Pufferspeicher wird die Wärme je nach Wärmebedarf über frequenzgesteuerte und druckdifferenzgeregelte Netzpumpen direkt in das Verteilungsnetz eingespeist. Die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes wird dem Pufferspeicher zugeführt.

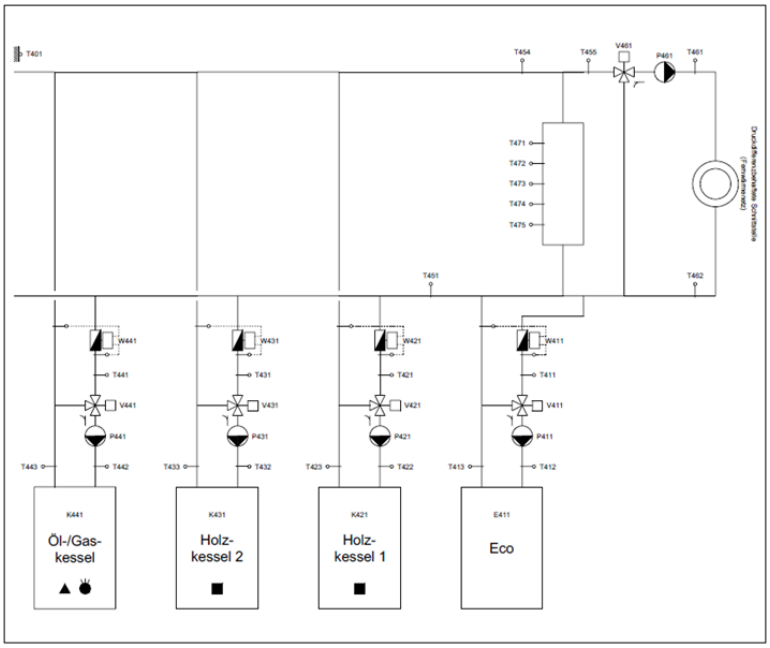



**Abbildung 4.1: Darstellung des Wärmeerzeugerschaltbildes nach qm Holzheizwerke**
Quelle: [Hammerschmid & Stallinger, 2006]

Um das Biomasseheizwerk wirtschaftlicher betreiben zu können, wird der Nutzungsgrad der Anlage durch eine Kondensationsanlage im Abgastrakt bestehend aus Economiser, Kondensation und Luftvorwärmer erhöht, die am Katschberg installiert ist. In Abbildung 4.2 ist im Anlagenschema ein Economiser und ein Kondensator als zusätzliche Wärmeerzeuger eingezeichnet. Diese werden in den Wintermonaten von Oktober bis April je nach Wärmebedarf bzw. -spitzen dazu geschaltet, um die Betriebsstunden des Ölkessels so gering wie möglich zu halten. Durch die Kombination von Holzkesseln und Kondensationsanlage erhöht sich der thermische Wirkungsgrad, da die entnommene Wärme im Rauchgas dem Netzrücklauf bzw. der Rücklaufhochhaltung zugeführt wird. Das Anlagenschema des Heizwerks am Katschberg ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

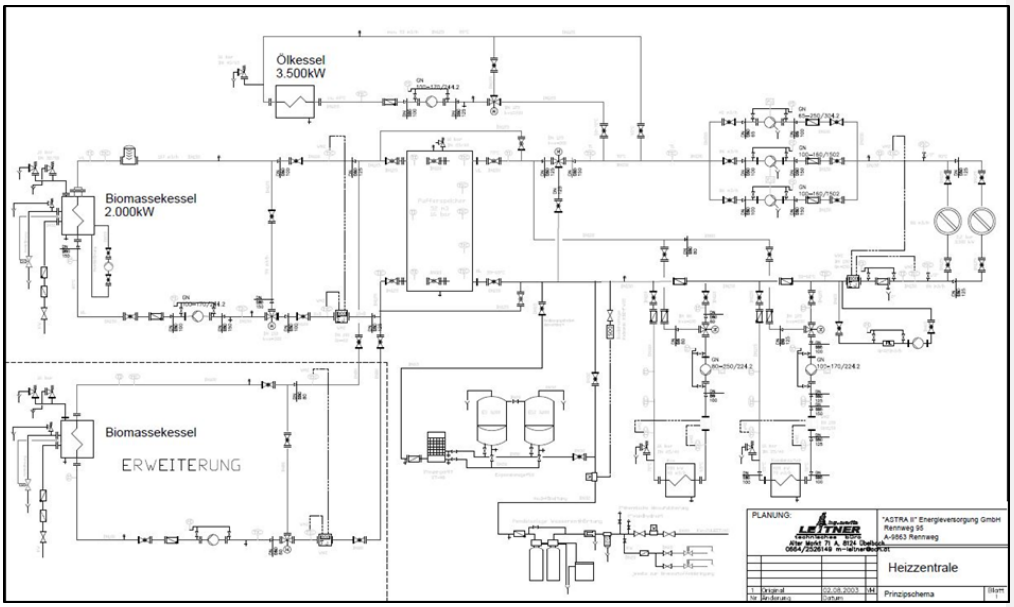



**Abbildung 4.2: Anlagenschema von Katschberg**
Quelle: [Leitner, 2003b]

In Tabelle 4.1 wurden die Bestandteile des Biomasseheizwerkes nach dem jeweiligen Wärmeerzeugerkreis erfasst und ausgewertet, weiters wurden Angaben bzgl. Hersteller, Type, Spezifikation und Softwareparameter des jeweiligen Bauteils aufgenommen.
In der speicherprogrammierbaren Steuerung werden vom Programmierer der Anlagensteuerung Sensor-Identifikationen (ID) vergeben, damit eine vollautomatische Regelung und Steuerung im Heizwerkbetrieb möglich ist. Die Sensor-IDs wurden vom Betreiber der Anlage zur Verfügung gestellt. In der nachfolgenden Tabelle wurde die Sensor-ID den jeweiligen Betriebsmitteln zugeordnet.

**Tabelle 4.1: Darstellung der Betriebsmittel in Katschberg mit Verknüpfung von Betriebsmittelkennzeichnung und „Sensor-ID“**

Quelle: [eigene Darstellung]

| Gruppe | Sensor ID | Betriebskomponente | Bezeichnung QM Heizwerke | Firma | Model / Type | Wertebereich Aufnehmer Spezifikation | Softwareparameter | Einheit |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1201 | Außentemperatur | T401 | | | *) | *) | °C |
| Holzkessel 1 | | Kessel | K421 | Kohlbach | K8 2500 | 2000 kW | | |
| | | Kesselpumpe | P421 | KSB AG | 1LA7106-4AA11-ZX77A | 230/400V; 2,2kW; Q=12m³/h | | |
| | | Regelventil | V421 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 5,0 kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | | |
| | 1102 | Kesseleintrittstemperatur | T422 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 82 | °C |
| | 1101 | Kesselaustrittstemperatur | T423 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 97 | °C |
| | 1405 | Wärmezähler | W421 | | | 60 m³/h, Δp = 0,01bar, θ = 15-130°C | 60 | m³/h |
| Holzkessel 2 | | Kessel Kohlbach K8 2000 | K431 | Kohlbach | K8 2000 | 1500 kW | | |
| | | Kesselpumpe | P431 | | | *) | 0,75 | kW |
| | | Regelventil | V431 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 5,0 kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | *) | % |
| | 1504 | Kesseleintrittstemperatur | T432 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 82 | °C |
| | 1507 | Kesselaustrittstemperatur | T433 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 97 | °C |
| | 1406 | Wärmezähler | W431 | KAMSTRUMP | | 60 m³/h, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | 60 | m³/h |
| Ölkessel | | Kessel Loos UT 3500 | K441 | Loos | UT(LN) 3500 | 3500 kW | | |
| | | Kesselpumpe | P441 | KSB AG | Etaline 100-170/224.2 | 230/400 V; 8,0/4,6A; 2,2kW;Q= 70m³/h | | |
| | 1230 | Regelventil | V441 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 5,0 kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | | % |
| | 1205 | Kesseleintrittstemperatur | T442 | | | *) | 82 | °C |
| | 1209 | Kesselaustrittstemperatur | T443 | | | *) | 97 | °C |
| | | Wärmezähler | W441 | KAMSTRUMP | | 60 m³/h, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | 60 | m³/h |
| Kondensator | | | E401 | Kohlbach | | 459 kW | | |
| | 1322 | Förderpumpe | P401 | KSB AG | 1LA7106-4AA11-ZX77A | 230/400V; 2,2kW; Q=12m³/h | | |
| | 1227 | Regelventil | V401 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 2,2kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | | % |
| | | Temperatur vor Regelventil | T401 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 50 | °C |
| | 1319 | Vorlauftemperatur | T402 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 50 | °C |
| | 1316 | Rücklauftemperatur | T403 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 40 | °C |
| | | Wärmezähler | W401 | KAMSTRUMP | | 60 m³/h, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | | |
| Economizer | | Kesselleistung | E411 | | | 280 kW | | |
| | | Förderpumpe | P411 | | | 2 kW | | |
| | 1321 | Durchfluss Regelventil | V411 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 2,2kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | | % |
| | | Temperatur vor Regelventil | T411 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 65 | °C |
| | 1318 | Vorlauftemperatur | T412 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 65 | °C |
| | 1317 | Rücklauftemperatur | T413 | JUMO | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 70 | °C |
| | 1404 | ECO Wärmezähler | W411 | KAMSTRUMP | | 60 m³/h, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | 60 | m³/h |
| Pufferspeicher | 1210 | Puffertemperatur 100% | | | | *) | | °C |
| | 1211 | Puffertemperatur 66% | | | | *) | | °C |
| | 1212 | Puffertemperatur 33% | | | | *) | | °C |
| | 1213 | Puffertemperatur 0% | | | | *) | | °C |
| Luftvorwärmer LUVO | | Rauchgastemperatur nach LUVO | | | | *) | | °C |
| | 1108 | Waschwasserpumpe | | | | 230V; 4kW | | |
| | | Gastemperatur nach ECO | | | | *) | | °C |
| | 1302 | Gastemperatur nach Kondensator | | | | *) | | °C |
| | 1303 | Gastemperatur nach LUVO | | | | *) | | °C |
| | 1304 | Reingastemperatur | | | | *) | | °C |
| | 1307 | Reingasfeuchtemessung | | | | *) | | |
| | 1312 | Temperatur vorgewärmte Luft | | | | *) | | °C |
| | 1308 | Abwasserzähler | | | | *) | | m³/h |
| | | Abwasserpumpe | | | | 230V; 1,1kW | | |
| | | Reingasventilator (Drehzahl) | | | | 400/690V; 18,5kW | | |
| | 1320 | Wäscherpumpe | | | | 230V; 4kW | | |
| Schnittstelle Fernwärmenetz | 1236 | Regelventil | V461 | ARI Armaturen GmbH & Co Kg | Premio 5,0 kN | 230V; Stellgeschwindigkeit=0,38mm/s | | % |
| | 1231 | Netzpumpe 1 | P466 | KSB AG | 1LA7164-2AA66-ZX77A | 400V/690V; 26,5/15,3 A; 15kW | | |
| | 1232 | Netzpumpe 2 | P466 | KSB AG | 1LA7164-2AA66-ZX77A | | | |
| | 1233 | Netzpumpe 3 | P466 | KSB AG | 1LA7164-2AA66-ZX77A | | | |
| | 1228 | Differenzdruck 1 | | | | *) | | mBar |
| | 1207 | Netzvorlauftemperatur | T461 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 90 | °C |
| | 1204 | Netzrücklauftemperatur | T462 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 50 | °C |
| | 1208 | Netzhauptlauftemperatur | T455 | Jumo | 90.2103 | PT100; Kl. B; ΔT = -40 - +480°C | 95 | °C |
| | 1214 | Netzleistung | | | | *) | 3500 | kW |
| | 1215 | Durchfluss Netz | | | | *) | | m³/h |

*) : keine Daten vorhanden

Einige Felder beinhalten keine technische Information, weil diese aufgrund fehlender Datenblätter in der Anlagendokumentation, eines beschränkten Zugangs zu den Typenschildern bzw. aufgrund schlechter Lesbarkeit der Typenschilder nicht erhoben werden konnten.

### *4.1.1.2 Regelung und Steuerung Wärmeerzeugung*

In Katschberg sind zwei Holzkessel als Wärmeerzeuger installiert, die jeweils eine eigene SPS haben. Die beiden speicherprogrammierbaren Steuerungen sind im Prozessleitsystem integriert und

übernehmen die Steuerungen und Regelungen für das Biomasseheizwerk. Die Ergebnisse wurden nach den vorgegebenen MSR-Systemen mit dem Regelungskonzept, welches in Abbildung 4.3 dargestellt ist, und den aufgezeichneten Screenshots aus der Visualisierung aufbereitet.

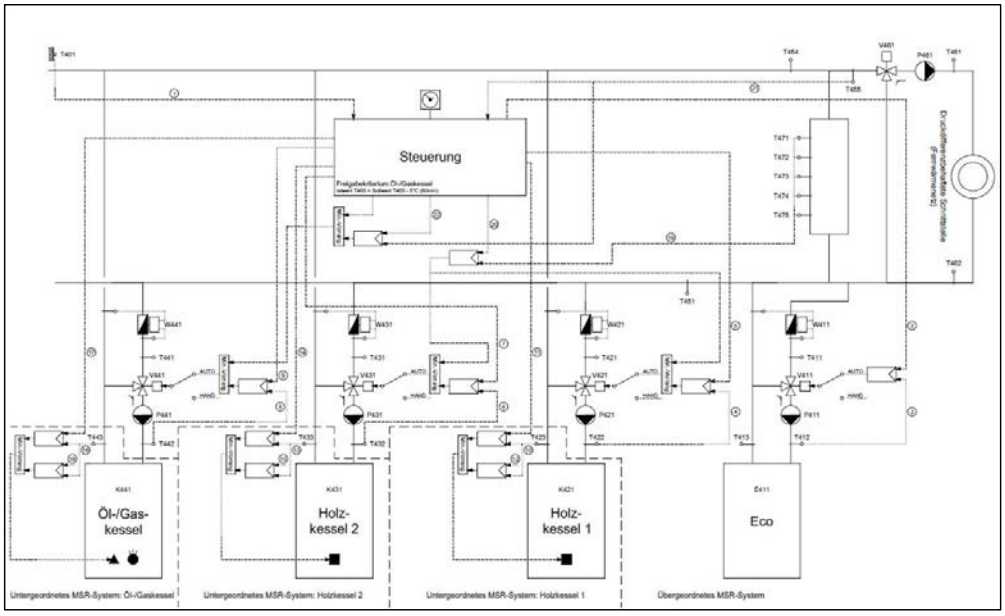



**Abbildung 4.3: Angewendetes Regelungskonzept im Biomasseheizwerk Katschberg**
Quelle: [Hammerschmid & Stallinger, 2006]

#### *4.1.1.2.1 Übergeordnetes MSR-System*

Am Katschberg übernimmt die SPS von Heizkessel 1 die Aufgaben der übergeordneten Steuerung und die Regelungsvorgänge des Biomasseheizwerkbetriebes. Des Weiteren wird die Forderung für eine automatische Archivierung der im Betrieb erfassten Messwerte nach „qm Holzheizwerke“ erfüllt.

Die SPS der jeweiligen Holzkessel wurden vom Kesselhersteller mit einer Visualisierung ausgeliefert. Diese wird an einem Leitrechner durch eine Verbindungsherstellung zur SPS dargestellt und der Heizwart erhält so eine vereinfachte Übersicht über das Biomasseheizwerk Katschberg.
Im übergeordneten MSR-System werden alle Parameter aufgezeichnet und in der Visualisierung grafisch aufbereitet. In Abbildung 4.4 sind als Beispiel alle möglichen Parameter über einen bestimmten Zeitraum dargestellt. Der Heizwart kann die Auswertung individuell anpassen, indem die gewünschten Parameter selektiert und ausgewertet werden.

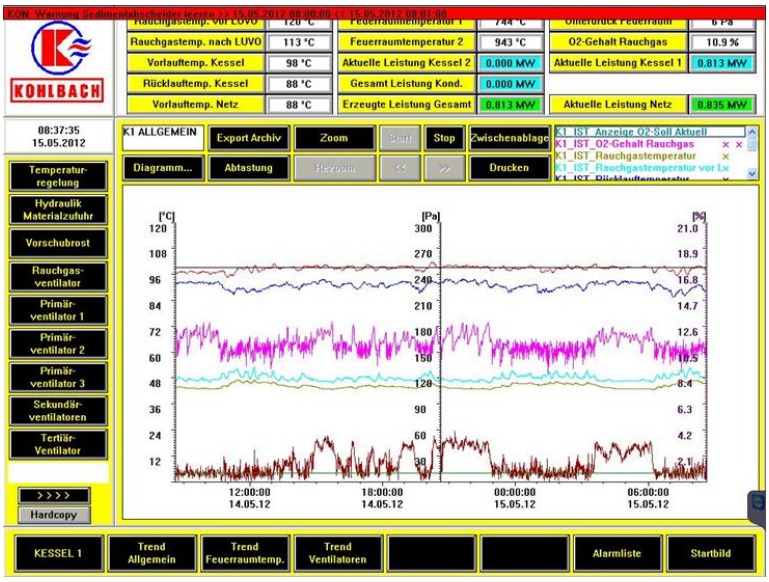



**Abbildung 4.4: Trendverlauf der physikalischen Messgrößen bei Kessel 1**
Quelle: [Wernig, 2012a]

- **Regelung Kesseleintritt**

Die Regelung für den Kesseleintritt unterscheidet die Steuerung und die Regelungsvorgänge zwischen Holzkessel, Ölkessel, Eco und Kondensation in der Parametrierung des Reglers. In der Schriftenreihe „qm Holzheizwerke“ ist die Regelung für den Kesseleintritt vor der Speicherladung zu priorisieren, um die Rücklaufhochhaltung zu gewährleisten. Da dies nicht eruiert werden konnte und die Ausführung nach einer Standard-Schaltung erfolgt, werden die Vorgaben der ARGE QM Holzheizwerke angenommen.

Der Kesselhersteller hat die Eintrittstemperatur der beiden Holzkessel auf mindestens 80 °C festgelegt, um Korrosionsschäden der Kessel zu vermeiden. Es konnte der Visualisierung keine Erhebung der Vorgaben zur Steuerung des Mischventils entnommen werden. In Katschberg erfolgt laut dem Planungsverantwortlichen des Holzheizwerkes die Stellung des Mischventils in Abhängigkeit von der Sollwertvorgabe für die Kesseleintrittstemperatur.

Bei Ölkessel und Abgaskondensation inklusive Eco und Kondensation ist eine Aktivierung notwendig. Bei erfolgter Betriebsauswahl wird das Drei-Wege-Ventil bei Unterschreitung der minimalen Kesseleintrittstemperaturen gesteuert. Eine Erhebung der Regler- und Sollwertvorgaben war nicht möglich, da der Zugriff auf die Steuerung durch den Softwarehersteller beschränkt ist.

- **Regelung Kesselaustritt**

Eine Regelung der Kesselaustrittstemperatur erfolgt in der untergeordneten Steuerung des jeweiligen Wärmeerzeugers. In der übergeordneten Steuerung werden die Sollwerte für die Kesselaustritts-temperatur festgelegt.

- **Regelung Pufferspeicher Ladezustand**

In der Visualisierung konnte keine Regelung bzw. Stellgröße erhoben werden. Da das Heizwerk nach Qualitätsmanagementkriterien der ARGE QM Holzheizwerke geprüft ist, wurde eine mögliche Funktionsweise der Regelung anhand der vorgegebenen Regelung in der Standard-Schaltung ausgearbeitet. Die Erkenntnisse wurden mit Angaben des Anlagenplaners abgeglichen und ihnen angepasst.
Der Speicher in Katschberg wurde als Lastausgleichsspeicher konzipiert, der direkt mit Warmwasser beladen wird. Im Speicher sind vier Temperatursensoren installiert, die von der Anlagensoftware erfasst werden. Die Anordnung der Temperaturfühler im Pufferspeicher erfolgte anhand der vier Niveaupegel: 0 %, 33 %, 66 % und 100 %, wobei 0 % die Wassertemperatur des Netzrücklaufs und 100 % die Austrittstemperatur aus dem Wärmerzeuger bzw. Vorlauftemperatur charakterisiert. Im Winter Automatik-Betrieb erfolgt eine Regelung nach dem Sollwert für die Kesselvorlauftemperatur. Anhand dieses Werts wird der Ventilhub des jeweiligen Kesselmischventils gesteuert.
Bei 0 % wird die Netzrücklauftemperatur dem Speicher zugeführt, welcher der Sollwertvorgabe der Netzrücklauftemperatur entspricht. Die Regelung des Speicherladezustandes wird bei Nichteinhaltung der minimalen Kesseleintrittstemperatur ausgesetzt, da die Rücklaufhochhaltung Priorität hat [Hammerschmid & Stallinger, 2006].

- **Kesselfolgeschaltung**

In Katschberg sind normalerweise beide Holzkessel von Oktober bis April in Betrieb und werden leistungsgeregelt gesteuert. Ein Wärmebedarf des Nahwärmenetzes von 3,5 $MW_{th}$ entspricht einem Vollastbetrieb bzw. 100 % Leistung der Holzkessel. Sinkt der Wert beispielsweise auf 2,45 $MW_{th}$ bedeutet dies eine anteilsmäßige Regelung der beiden Kessel auf 70 %. Eine Umschaltung auf einen Kessel erfolgt manuell, wenn die dauerhafte Leistung unter 2 $MW_{th}$ liegt.

#### *4.1.1.2.2 Untergeordnetes MSR-System*

Das untergeordnete System besteht aus einer speicherprogrammierbaren Steuerung, die bei jedem Holzkessel in Katschberg eingesetzt wurde. In dieser SPS, die von der übergeordneten MSR-Ebene überwacht und gesteuert wird, werden die Regelfunktionen und Sollwertvorgaben für den jeweiligen Wärmeerzeuger festgelegt. Der Ölkessel ist in der SPS in den Holzkessel 1 eingebunden und die Steuerung sowie Regelung des Mischventils erfolgt durch das übergeordnete MSR-System, das mit der untergeordneten Ebene verbunden ist.
Beide Wärmeerzeuger erfüllen die Mindestanforderungen der ARGE QM Holzheizwerke. Es wurden die Funktionen für die Regelung des Leistungsbereiches und des Unterdrucks ausgewertet.

- **Regelung der Kesselaustrittstemperatur**

Die Sollwertvorgaben für die Austrittstemperatur werden vom übergeordneten MSR-System gesteuert. In dieser Ebene erfolgt die Regelung der Kesselaustrittstemperatur, welche die Feuerungsleistung des jeweiligen Wärmeerzeugers verändert. Da am Katschberg Holzkessel, Ölkessel, Eco und Rauchgaskondensation zum Einsatz kommen, sind für den garantierten Betrieb des Heizwerks individuelle Vorgaben notwendig. Beim Kessel wurde eine Vorlauftemperatur von 99 °C als Sollwertgröße vorgegeben.
Bei der Kondensator-Regelung wurden die Werte für die „SOLL-Rücklauftemperatur Kondensator" mit 50 °C und den „Grenzwert Maximale Rücklauftemperatur" mit 55 °C eingestellt. Für die Regelung ECO (Economiser) wurde der Wert für die „SOLL-Rücklauftemperatur ECO" mit 65 °C definiert.

- **Regelung Ölkessel**

Im untergeordneten MSR-System ist eine Regelung nach Kesselaustrittstemperatur umgesetzt worden. Für die Begrenzung der Feuerungsleistung wird die Kesselaustrittstemperatur als Regelgröße herangezogen. Eine Sollwertvorgabe wird in der unteren bzw. übergeordneten Steuerung durchgeführt.

#### *4.1.1.3 Regelung und Steuerung Wärmeverteilung*

##### ***4.1.1.3.1 Netzregelung***

Die Netzregelung erfolgt nach den Vorgaben der ARGE QM Holzheizwerke. Dabei kommen zwei Regelungsarten, die Vor- und Druckdifferenzregelung zum Einsatz.
Im Biomasseheizwerk Katschberg wurden die in Tabelle 4.2 festgelegten Werte als Sollwerte in der übergeordneten Steuerung übernommen.

**Tabelle 4.2: Auflistung der Parameter für die Netzregelung im Biomasseheizwerk Katschberg**
Quelle: [modifiziert nach Lax, 2009a]

| Hydraulische und regelungstechnische Auslegung | Einheit | Wert | Sensor ID |
|---|---|---|---|
| **Garantierte Temperatur-Grenzwerte** | | | |
| Maximale Fernleitungs-Vorlauftemperatur | °C | 95 | T461 |
| Maximal zulässige Fernleitung-Rücklauftemperatur | °C | 50 | T462 |
| **Vorregelung und Fernleitungspumpe** | | | |
| Wärmeleistung Fernleitung | kW | 7.500 | - |
| Förderstrom Fernleitungspumpe | m³/h | 86 | P461 |
| Förderhöher Fernleitungspumpe | m | 37 | P461 |
| Durchfluss Regelventil Vorregelung Fernleitung | m³/h | | V461 |
| Druckabfall Regelventil | kPa | 15 | V461 |
| Druckabfall mengenvariable Strecke | kPa | 9 | |

- **Vorlauftemperaturregelung**

Die Vorlauftemperaturregelung ist eine witterungsgeführte Regelung, die in Abhängigkeit der Temperatur den Sollwert ändert. In Abbildung 4.5 ist die Außentemperaturregelung dargestellt, wobei erkennbar ist, dass der Netzvorlauf-Sollwert zwischen 88 °C und 96 °C, abhängig von der Außentemperatur, variiert.

Diese Regelung ist aktiv, solange die Außentemperatur nicht den untersten Grenzwert von -10 °C unterschreitet bzw. den obersten Grenzwert von +10 °C überschreitet. Zwischen den beiden Werten wird der Sollwert mittels Interpolation automatisch ermittelt und der Hub des Netzmischventils verstellt, solange bis sich die ermittelte Vorlauftemperatur eingestellt hat. Unterschreitet die Außentemperatur den untersten Grenzwert von -10 °C, so wird für die Netzvorlauftemperatur der maximal definierte Wert (96 °C) herangezogen. Bei einer Überschreitung der Außentemperatur von +10 °C dementsprechend der minimal definierte Wert (88 °C).
Die oberen und unteren Grenzwerte für die Netzvorlauftemperatur können vom Heizwart je nach Jahreszeit individuell eingestellt werden.

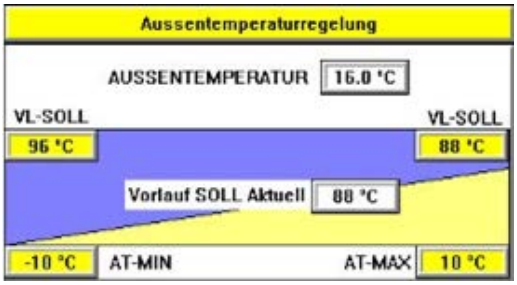



**Abbildung 4.5: Darstellung der Außentemperaturregelung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Regelgröße Sollwert Netzvorlauf steuert den Stellhub des Netzmischventils. Je nach Bedarf wird dem Vorlauf des Netzrücklaufs mehr oder weniger warmes Wasser zugeführt. Eine Steuerung des Ventils erfolgt durch eine stetige Regelung durch den definierten Regler.

- **Differenzdruckregelung**

Der Differenzdruck wird am Netzende bei drei Verbrauchern konstant auf mindestens 50 kPa geregelt. Schließt das Regelventil an der Wärmeübergabestation, so erhöht sich der Differenzdruck am entsprechenden Verbraucher (steilere Anlagenkennlinie). Die Fernleitungspumpe regelt entsprechend mit einer Reduktion der Drehzahl entgegen. Dadurch wird gewährleistet, dass sich die Anlagenkennlinie und die Pumpenkennlinie immer an der dem jeweiligen schlechtesten Schlechtpunkt entsprechenden Pumpförderhöhe schneiden. Der Betriebspunkt bleibt somit immer auf einer dem schlechtesten Schlechtpunkt entsprechenden Pumpförderhöhe.
Sollte jedoch die Übertragung der Werte vom Netzende ausfallen, oder es ist keiner der Differenzdrücke vom Netzende aktiv geschalten, wird automatisch nach Differenzdruck Heizhaus geregelt (siehe Abbildung 4.6). Mit steigendem Netzdurchfluss (Zeichen, dass bei den Verbrauchern Ventile öffnen) wird auch der Differenzdrucksollwert Heizhaus erhöht, um zu gewährleisten, dass alle Verbraucher mit der geforderten Wärmemenge versorgt sind.

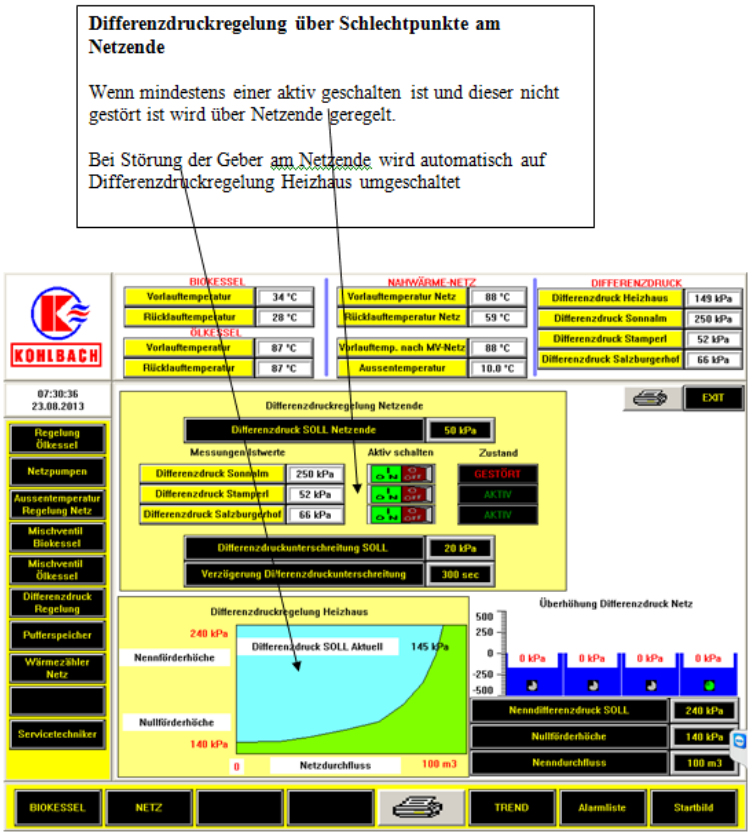



**Abbildung 4.6: Differenzdruckregelung Katschberg**
Quelle: [Maier, 2013a]

### *4.1.1.4 Parameter weiterer Wärmequellen*

#### ***4.1.1.4.1 Solarthermie***

Die Integration von Solarthermie in Biomasseheizwerke ist insofern sinnvoll, da während der Sommermonate der Bedarf in den Wärmenetzen oft sehr gering ist, sodass die Abnahmeleistung im Netz auf einen Bruchteil der Auslegungsleistung sinkt. Da die Biomassekessel nur in einem definierten Leistungsbereich betrieben werden können, kommt es dadurch zu ungünstigen Schwach- und Teillastbetrieben. Die Folgen sind ein verminderter Wirkungsgrad der Anlage und ein höherer Ausstoß von Luftschadstoffen. Bei vielen Anlagen wird daher in den Sommermonaten ein zusätzlicher mit Öl oder Gas betriebener Kessel zur Energiebereitstellung genutzt. Da die Erträge der Solarenergie genau in dieser Zeit am höchsten sind, ergibt sich hier die Möglichkeit, die fossilen Kessel zu substituieren und

auch den Sommerbedarf durch den Einsatz erneuerbarer Energie zu decken [Streicher, 2002]. In Heizwerken, die im Sommer überhaupt nicht in Betrieb sind, da die Abnahmeleistung in den warmen Monaten zu gering ist, wird durch die Integration einer Solaranlage ein Sommerbetrieb ermöglicht. Dies ist vor allem im Sinne der Abnehmer, da diese in den Sommermonaten die benötigte Energie (hauptsächlich für Warmwasserbereitung) durch andere Quellen bereitstellen müssen.

Am Standort Katschberg kommen Solaranlagen einerseits am Dach des Heizwerkes selbst und andererseits an den Dächern einiger Abnehmer in Frage. Um herauszufinden welche Abnehmer für solche Anlagen geeignet sind, wurden eine Vor-Ort-Begehung durchgeführt sowie der Netzplan des Heizwerks herangezogen. Wichtig dabei sind die Dachflächen in Richtung Südseite und auch die Dachneigung. Um ein möglichst rentables Ergebnis zu erzielen, sollten die Dachflächen möglichst groß und deren Neigung zwischen 30° und 50 ° sein. Aus diesem Grund kommen vor allem die drei größeren Abnehmer in Frage.
Die Solarthermie hat bestimmte charakteristische und technologische Eigenschaften, die bei einer Integration in Nah- und Fernwärmenetze zu berücksichtigen sind:

- Instationarität: Die solare Wärmeerzeugung ist direkt proportional zur Sonneneinstrahlung, wodurch das Leistungsmaximum in der Mittagszeit liegt und stark von der Jahreszeit bzw. Bewölkung etc. abhängt.
- Temperaturniveau: Die Temperatur des Wärmeträgermediums ist nur begrenzt regulierbar. So hängt dies wiederum einerseits von der Bestrahlungsstärke ab, andererseits kann durch Massenstromänderung eine gewisse Regelung erfolgen. Temperaturniveaus sind bei Flachkollektoren in der Regel < 100 °C.
- Regelung: Wie bereits erwähnt, können Solaranlagen nur durch Massenstromänderung des Wärmeträgermediums bzw. durch Reduktion des Anteils der tatsächlich genutzten an der insgesamt erzeugten Solarwärme geregelt werden.

Den Anforderungen eines Nahwärmenetzes stehen diesen Eigenschaften der Solarthermie gegenüber. Der zeitliche Unterschied zwischen dem Angebot der Solarwärme und den Leistungsspitzen eines Fernwärmenetzes stellt eine starke Einschränkung der direkten Solarwärmeeinspeisung dar. Eine Abdeckung von Morgen- und Abendspitzen ist daher nur unter Verwendung von Wärmespeichern möglich. In betrieblicher Hinsicht müssen auf Grund der Instationarität der Solarwärmeeinspeisung Reservekapazitäten vorgehalten werden, die dann Wärme in das Netz einspeisen, wenn es z. B. durch Wolken zu einer vorübergehenden Reduktion der Solareinspeisung kommt. Das niedrigere Temperaturniveau der Solarwärme schränkt den Betrieb je nach der erforderlichen Vorlauftemperatur in den Nahwärmenetzen ein.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine Integration von Solarwärme in Nahwärmenetzen grundsätzlich möglich ist, dass aber die spezifischen Eigenschaften der Solarwärme eine detaillierte Analyse und entsprechende Maßnahmen im Netz notwendig machen.

Förderungen für thermische Solaranlagen

Das Land Kärnten fördert thermische Solaranalagen mit dem Ziel, dass mindestens 2.000 neue thermische Solaranlagen pro Jahr in Kärnten errichtet werden. Diese Förderung dient des Weiteren der Erreichung des Zieles der EU-Endenergieeffizienzrichtlinie in Kärnten.

Bedingungen [Energiewirtschaft Kärnten, 2013a]:

- Andere für denselben Gegenstand von Land, Bund oder EU gewährte Förderungen werden eingerechnet. Sollten die Kosten für diesen Förderungsgegenstand bereits bei einer anderen Landesförderung berücksichtigt worden sein, ist eine Förderung nach dieser Richtlinie nicht mehr möglich.
- Der Förderungsgegenstand muss nach dem 01.01.2010 errichtet worden sein (Rechnungsdatum) und es muss sich um den erstmaligen Förderungsantrag innerhalb der letzten 10 Jahre für diesen Förderungsgegenstand beim Energiereferat des Landes handeln.
- Ausgenommen davon sind Erweiterungen bestehender Anlagen und gebrauchte Anlagenteile.
- Die Wärmeerzeugung muss ausschließlich Wohnbedürfnissen dienen
- Für die Förderung einer Solaranlage zur Warmwasserbereitung mit Raumzusatzheizung müssen mindestens 15 m² neu errichtet werden. Pro m² Flachkollektor ist ein Wärmespeichervolumen (Boiler und/oder Puffer) von mindestens 50 Liter und pro m² Vakuumrohrkollektor von mindestens 70 Liter notwendig.
- Für die Errichtung einer thermischen Solaranlage wird ein einmaliger, nicht rückzahlbarer Baukostenzuschuss in Höhe von 10 % der anerkennbaren Investition gewährt.
- Die maximale Höhe des Baukostenzuschusses beträgt 100 € pro m² Kollektorfläche Diese Förderung ist zusätzlich zur Umweltförderung Inland möglich.

Die Wirtschaftskammer Kärnten bietet für ihre Mitgliedsbetriebe geförderte Energieberatung zu Fragestellungen wie „Wie kann ich die Energiekosten im Betrieb senken?“, „Ist Energie in meinem Betrieb sinnvoll eingesetzt?“ oder „Wie groß sind die Einsparpotentiale?“ an.

Die neue Förderungsbestimmung für die Umweltförderung im Inland, die Ende 2009 beschlossen wurde besagt, dass Solaranlagen mit einer Kollektorfläche bis zu 100 $m^2$ mit Pauschalen von 100 € pro $m^2$ für Flachkollektoren bzw. 150 € pro $m^2$ für Vakuumröhrenkollektoren gefördert werden. Außerdem wird noch ein Beratungsbonus von 300 € zugeschossen.

Biomasse Nahwärmesysteme werden gefördert, insofern die Meilensteine I und II gemäß Qualitätsmanagementsystem „qm – Heizwerke“ bei Baubeginn bzw. beim Ausbau erreicht werden und von einem Beauftragten bestätigt sind. Diese Bestimmung gilt für Neuerrichtungen und Erweiterungen bestehender Anlagen mit einer Nennwärmeleistung aus Biomasse ≥ 400 kW bzw. für Netzneu- und Ausbauten mit einer Trassenlänge ≥ 1.000 lfm nach Ausbau [KPC, 2009].

#### *4.1.1.4.2 Wärmepumpen*

In Nahwärmesystemen haben Wärmepumpen zwei Funktionsbereiche:

- als Grundlastwärmeerzeuger, kombiniert mit einer Kesselanlage, um die in der Regel erforderlichen Vorlauftemperaturen zu erreichen
- als saisonaler, dezentraler Wärmeerzeuger für die Warmwasserbereitung im Sommer, um nicht das Netz wegen weniger Warmwasserabnehmer in Bereitschaft halten zu müssen

Für die Funktion als Grundlastwärmeerzeuger sind vor allem motorische Wärmepumpen interessant. Neben der Kondensationswärme kann zusätzlich die Abwärme des Verbrennungsmotors genutzt werden. Man erreicht Jahresarbeitszahlen von ca. 1,5.

Durch die Integration einer Wärmepumpe in ein solar unterstütztes Nahwärmesystem kann die energetische Effizienz der Gesamtanlage gesteigert werden. Daraus ergibt sich, dass der integrierten Wärmepumpe, im Vergleich zu herkömmlichen erdgekoppelten Wärmepumpen, ein höheres Temperaturniveau als Wärmequelle zur Verfügung steht, wodurch sie eine hohe Jahresarbeitszahl zwischen 4 und 5 erreicht. Durch den Betrieb mit einer Wärmepumpe kann der Wärmespeicher auf ein niedrigeres Temperaturniveau abgekühlt und somit die Speicherkapazität erhöht werden. Außerdem verringern sich dadurch die Wärmeverluste und durch die niedrigeren Systemtemperaturen steigt der Wirkungsgrad der Kollektoren.

Die Wärmepumpen können so betrieben werden, dass sie zeitweise den Kessel zur Wärmebereitstellung ersetzen, oder ihn durch eine Temperaturanhebung unterstützen. Durch den Einsatz von Wärmepumpen steigen sowohl die Speichernutzungsgrade des Wärmespeichers, als auch die solaren Deckungsanteile [Marx et al., 2011].

<u>Förderung von Wärmepumpen zur Raumheizung</u>

Durch den Einsatz von modernen Wärmepumpenanlagen zur Raumheizung an Stelle von herkömmlichen Wärmeerzeugungsanlagen auf fossiler Basis, kann ein wesentlicher Beitrag zur Verminderung klimarelevanter Gase geleistet werden. Um die gewünschte Energieeffizienz in der gesamten Erzeugungskette von Primärenergie bis Endenergie zu erreichen, ist eine Jahresarbeitszahl von mindestens vier notwendig. Durch die Förderung sollen jährlich 170 neue Wärmepumpen zur Raumheizung errichtet werden.

Bedingungen [Energiewirtschaft Kärnten, 2013b]:

- Andere für denselben Gegenstand von Land, Bund oder EU gewährte Förderungen werden eingerechnet. Sollten die Kosten für diesen Förderungsgegenstand bereits bei einer anderen Landesförderung berücksichtigt worden sein, ist eine Förderung nach dieser Richtlinie nicht mehr möglich.
- Der Förderungsgegenstand muss nach dem 01.01.2010 errichtet worden sein (Rechnungsdatum) und es muss sich um den erstmaligen Förderungsantrag innerhalb der letzten 10 Jahre für diesen Förderungsgegenstand beim Energiereferat des Landes handeln.
- Ausgenommen davon sind Erweiterungen bestehender Anlagen und gebrauchter Anlagenteile.

- Der Wärmeschutzstandard des Gebäudes bei Referenzklima in Abhängigkeit zum Oberflächen-Volumenverhältnis ist durch Vorlage eines von einem Befugten erstellten Energieausweises nachzuweisen.
- Mit der Wärmepumpe muss eine Niedertemperaturheizung mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 35 °C betrieben werden.
- Für die Errichtung einer Wärmepumpe zur Raumheizung wird ein einmaliger, nicht rückzahlbarer Baukostenzuschuss in Höhe von 30 % der anerkennbaren Investition gewährt.
- Die maximale Höhe des Baukostenzuschusses beträgt:
    a) Wärmepumpe € 1.500,--
    b) Tiefenbohrung oder Entnahme- und Schluckbrunnen oder Sondenfeld € 500,--

Die Umweltförderung im Inland fördert seit 2009 Wärmepumpen mit einer Leistung bis zu 400 kW, darunter Wasser / Wasser – Wärmepumpen mit 85 € pro kW im Leistungsbereich von 0 – 80 kW bzw. mit 45 € pro kW im Leistungsbereich von 81 – 400 kW. Luft / Wasser – Wärmepumpen werden mit 70 € pro kW (0 – 80 kW) bzw. 35 € pro kW (81 – 400 kW) gefördert. Außerdem wird noch ein Beratungsbonus von 300 € zugeschossen [KPC, 2009].

#### *4.1.1.4.3 Pufferspeicher*

Die teuersten Wärmeleitungen sind die zwischen Solaranlage und Pufferspeicher, weil sie die ungeglätteten Solarspitzen übertragen müssen. Sie sollten so kurz wie möglich gehalten werden. Kritiker behaupten, dass der weitere Bau von Solaranlagen die Stabilität des Netzes gefährden würde. Tatsächlich wird häufig die Regelfähigkeit des konventionellen Heiz(kraft)werkparks überfordert. Durch den Einbau zusätzlicher Pufferspeicher wird die Regelfähigkeit nicht mehr besonders beansprucht, das heißt, die solare Energie wird nicht nur zu den Solarspitzen sondern ganztägig geliefert.
Die Speichergröße hängt nicht nur von der Funktion des Speichers selbst, sondern auch von der Größe und Eigenschaft des Wärmeerzeugers und der Heizanlage, sowie von den Anforderungen des Nutzers ab. Ein Speicher kann also dimensioniert werden, wenn die Auslegungsdaten der übrigen Anlagenteile bekannt sind. Da der Speicher den Anforderungen der jeweiligen Anlage angepasst werden soll, können hier keine detaillierten Rechenverfahren, sondern nur Ansätze zur Auslegung des Speichers angegeben werden. Typische Kennzahlen dafür sind der Wärmeinhalt (abhängig von der Einschaltdauer und der Nennleistung), das Speichervolumen, die Mindestlaufzeit und die Spreizung. In Abbildung 4.7 ist der Zusammenhang zwischen Speichervolumen, Spreizung und Mindestlaufzeit dargestellt.

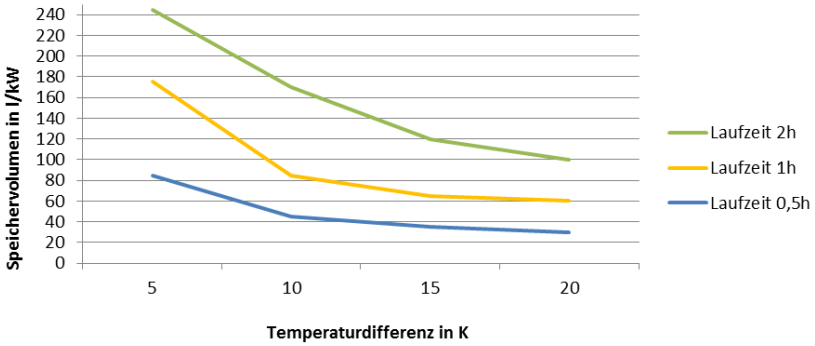



**Abbildung 4.7: Zusammenhang zwischen Speichervolumen, Spreizung und Mindestlaufzeit**
Quelle: [in Anlehnung an Bollin et al., 2009]

Der Speicher, der zur Überbrückung von Abschaltzeiten von Wärmepumpen eingesetzt wird, muss während der gesamten Abschaltzeit die Heizlast des Gebäudes decken können. Ein Maß für die Speichergröße kann der Wasserinhalt des aufzuheizenden Anlagenteils sein [Bollin et al., 2009].

### 4.1.2 Zusammenführung der Daten – Analysetool ASREM

Um die Probleme der Datenmengen, der Fehlerwerte und der unterschiedlichen Zeitauflösungen zu lösen, wurde ein relationales Datenmodell für die Archivierung und Auswertung der Messdaten entwickelt. Für das Projekt wird ein Softwaretool (ASREM) bereitgestellt, welches den Datenimport, die Datenüberprüfung und die Generierung von Analysevektoren für eine beliebige Anzahl von Heizwerken und den dazugehörenden Nahwärmeverteilernetzen mit den Verbrauchern erlaubt.

#### *4.1.2.1 Aufbau des Analysetools ASREM*

Für die Archivierung der Daten der Biomassekessel, der Netzregelungen, sowie der Verbraucherdaten an den Wärmeübergabestationen wurde ein universelles Datenmodell entwickelt, welches die Abbildung einer beliebigen Anzahl von Heizwerken mit beliebiger Sensorik (Erzeuger, Netz, Verbraucher, Extern) ermöglicht. Als relationale Datenbank wird derzeit das OpenSource System mySQL verwendet, die Tabellen verwenden aus Gründen der Performance myISAM, Transaktionssicherheit wird hier nicht gefordert.
Neben den eigentlichen Datentabellen (valueraw(nn), valuem_(nn), etc.) sind noch Tabellen zur Strukturierung des Systems vorhanden (plant, device, sensor, etc.). Eine schematische Darstellung des Datenmodells REMRECRES wird in Abbildung 4.8 gezeigt.

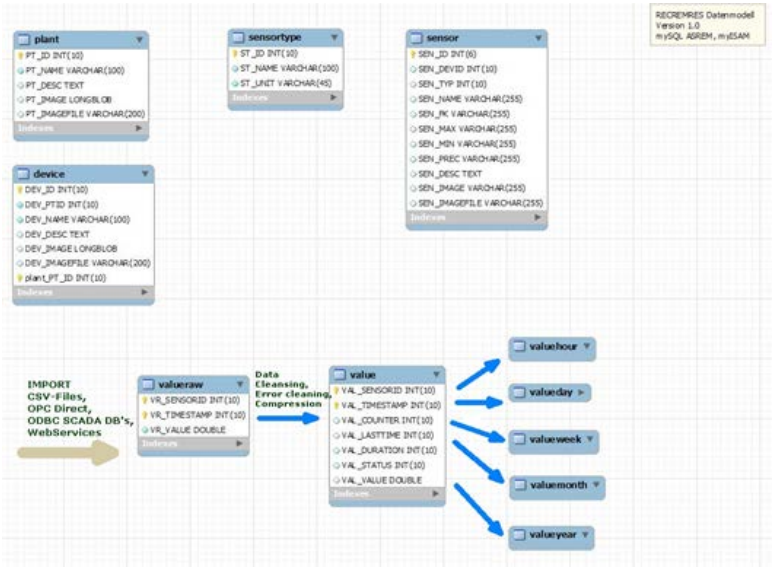



**Abbildung 4.8: Datenmodell RECREMRES Version 1**
Quelle: [eigene Darstellung]

Beschreibung der Datentabellen:

- Anlage / Sensorik:

| | |
|---|---|
| **PLANT** | **Master-Tabelle, Heizwerke bzw. Nahwärmeversorgung** |
| **DEVICE** | **Anlagenteil (Kessel, Übergabestation Abnehmer,...)** |
| **SENSORTYPE** | **Name, Messeinheit** |
| **SENSOR** | **Beschreibung, Spezifikation (Wertebereich, Genauigkeit, Hersteller,...)** |

- Definition Ausgabevektoren:

| | |
|---|---|
| **VECTOR** | **Definition und Beschreibung der Ausgabevektoren** |
| **VECTORSENSOR** | **Zuordnung Ausgabevektor/Sensoren** |

Da in weiterer Folge auch eine Abbildung der Topologie des Nahwärmenetzes geplant ist, sind die entsprechenden Tabellen bereits vorgesehen (siehe Kapitel 5.2.2):

| | |
|---|---|
| **NETNODE** | **Knotenpunkte im Netz mit Wärmequellen, Verbrauchern und Sensorik (Differenzdruck), Koordinaten** |
| **NETEDGE** | **Kanten im Netz, Länge, Rohrtyp** |

Nachdem beim ursprünglichen Ansatz durch die Datenvolumina (150 x $10^6$ Werte / Jahr und Anlage) erhebliche Performanceprobleme auftraten, wurde das Datenmodell überarbeitet und für jedes Heizwerk ein eigener Tabellenkreis eingeführt, dieser kann bei Bedarf dynamisch erweitert werden (siehe Abbildung 4.9).

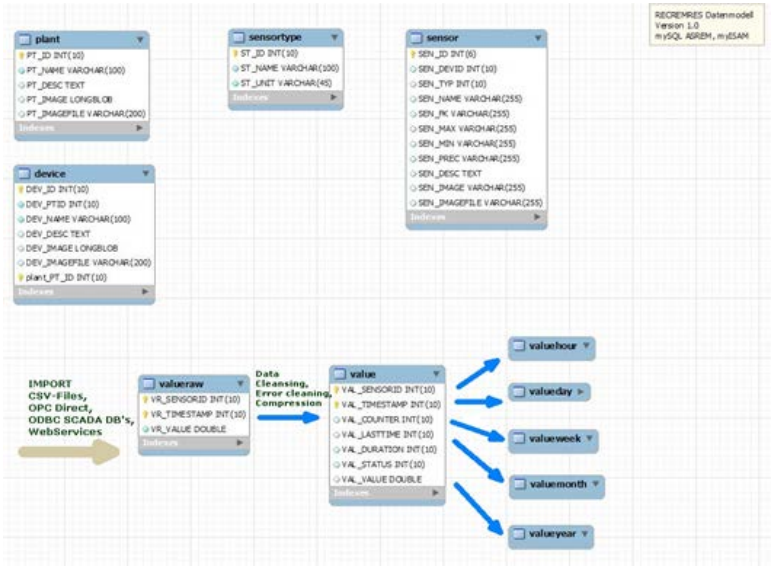



**Abbildung 4.9: Ausschnitt Datenmodell RECREMRES Version 2**
Quelle: [eigene Darstellung]

Beschreibung der Datentabellen:

- Rohdaten:

**VALUERAW(nn) Rohdaten für eine bestimmte Anlage, ReadOnly**

Aus Gründen der Performance werden in die Rohdatentabelle nur der Zeitstempel, die ID des Messwertsensors sowie der Messwert gespeichert. Der Primärschlüssel ist eine Kombination aus den zuvor genannten Werten.

VR_DATETIME/VR_SENSORID

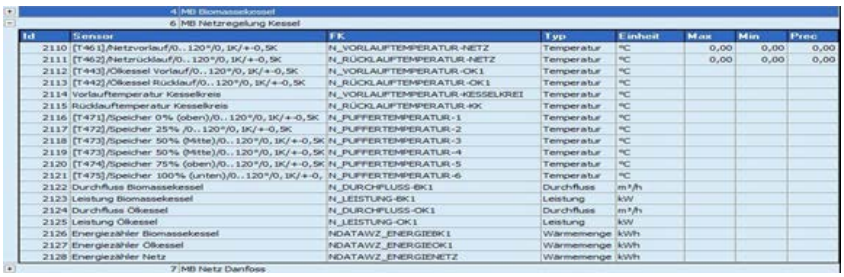
**VALUEM_(nn) Verdichtung Monatswerte**
**VALUEW_(nn) Verdichtung Wochenwerte**
**VALUED_(nn) Verdichtung Tageswerte**
**VALUE60_(nn) Verdichtung Stundenwerte**
**VALUE30_(nn) Verdichtung Werte 30 Minuten**
**VALUE15_(nn) Verdichtung Werte 15 Minuten**

- Verdichtungstabelle:

Die Verdichtungstabellen bilden die Basis für die Generierung der Ausgabevektoren – so können jederzeit hochperformant Auswertungen der entsprechenden Sensorik gezogen, Verknüpfungen der Einzelwerte gebildet und geeignete grafische Auswertungen erstellt werden. Darüber hinaus ist der Export in verschiedenste Tools zur weiteren Analyse vorgesehen (i.e. MatLab, HeizBil 1.x von qm-

heizwerke), um beispielsweise den Anforderungen eines standardisierten Betriebsberichtes qm-heizwerke Meilenstein 5 zu erfüllen.
Es sei an dieser Stelle betont, dass die Daten in den Rohdatentabellen (VALUERAW_(nn)) nach dem Import nicht mehr geändert werden, ein Ausscheiden von fehlerhaften Werten erfolgt ausschließlich über die Verdichtungstabellen.

Durch das Datenmodell ist der Zugriff auf einen bestimmten Sensor eines Heizwerkes / eines Verbrauchers jederzeit möglich. Die Definition der Sensoren für das Heizwerk muss logischerweise nach Analyse der entsprechenden Anlage vor Import der Daten in das System vorgenommen werden. Die folgenden Screenshots zeigen einige Systemfunktionen zur Anlage / Ausgabe der Sensorik (siehe Abbildung 4.10 und Abbildung 4.11).



4 MB Biomassekessel
6 MB Netzregelung Kessel

| Id | Sensor | FK | Typ | Einheit | Max | Min | Prec |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2110 | [T461]/Netzvorlauf/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_VORLAUFTEMPERATUR-NETZ | Temperatur | °C | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2111 | [T462]/Netzrücklauf/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-NETZ | Temperatur | °C | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2112 | [T443]/Ölkessel Vorlauf/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_VORLAUFTEMPERATUR-OK1 | Temperatur | °C | | | |
| 2113 | [T442]/Ölkessel Rücklauf/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-OK1 | Temperatur | °C | | | |
| 2114 | Vorlauftemperatur Kesselkreis | N_VORLAUFTEMPERATUR-KESSELKREI | Temperatur | °C | | | |
| 2115 | Rücklauftemperatur Kesselkreis | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-KK | Temperatur | °C | | | |
| 2116 | [T471]/Speicher 0% (oben)/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_PUFFERTEMPERATUR-1 | Temperatur | °C | | | |
| 2117 | [T472]/Speicher 25% /0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_PUFFERTEMPERATUR-2 | Temperatur | °C | | | |
| 2118 | [T473]/Speicher 50% (Mitte)/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_PUFFERTEMPERATUR-3 | Temperatur | °C | | | |
| 2119 | [T473]/Speicher 50% (Mitte)/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_PUFFERTEMPERATUR-4 | Temperatur | °C | | | |
| 2120 | [T474]/Speicher 75% (oben)/0..120°/0, 1K/+-0,5K | N_PUFFERTEMPERATUR-5 | Temperatur | °C | | | |
| 2121 | [T475]/Speicher 100% (unten)/0..120°/0, 1K/+-0, | N_PUFFERTEMPERATUR-6 | Temperatur | °C | | | |
| 2122 | Durchfluss Biomassekessel | N_DURCHFLUSS-BK1 | Durchfluss | m³/h | | | |
| 2123 | Leistung Biomassekessel | N_LEISTUNG-BK1 | Leistung | kW | | | |
| 2124 | Durchfluss Ölkessel | N_DURCHFLUSS-OK1 | Durchfluss | m³/h | | | |
| 2125 | Leistung Ölkessel | N_LEISTUNG-OK1 | Leistung | kW | | | |
| 2126 | Energiezähler Biomassekessel | NDATAWZ_ENERGIEBK1 | Wärmemenge | kWh | | | |
| 2127 | Energiezähler Ölkessel | NDATAWZ_ENERGIEOK1 | Wärmemenge | kWh | | | |
| 2128 | Energiezähler Netz | NDATAWZ_ENERGIENETZ | Wärmemenge | kWh | | | |

7 MB Netz Danfoss

**Abbildung 4.10: Sensorik Heizwerk Moosburg/Netzregelung Biomassekessel**
Quelle: [eigene Darstellung]

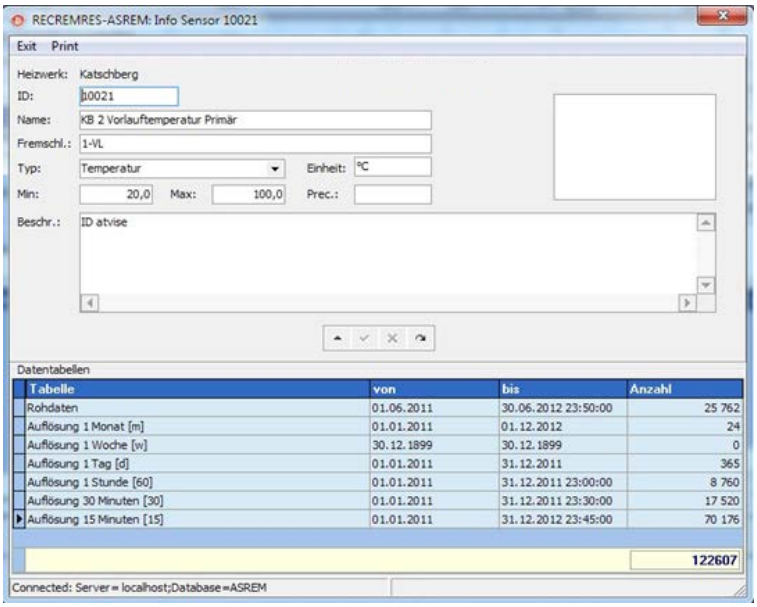



**Abbildung 4.11: Stammdatenblatt eines Sensors mit der Anzahl der erfassten Messwerte (VL-Temperatur des Verbrauchers E am Katschberg)**

Quelle: [eigene Darstellung]

In der Datentabelle VR_SENSOR können neben dem Messbereich des Sensors auch Meta-Informationen wie eine technische Beschreibung (bzw. ein externer Verweis) hinterlegt werden, ebenso ein allfällig vorhandener Fremdschlüssel zugeordneten System (i.e. Kohlbach, Danfoss FK).
Weiters ist zu beachten, dass für eine Auswertung die Bezeichnungen des Heizwerkes und der Anlage nicht verwendet werden müssen, denn für die Identifikation ist ausschließlich die interne ID (SEN_ID) als Primärschlüssel maßgebend.

#### *4.1.2.2 Anwendung Referenzheizwerke*

##### ***4.1.2.2.1 Kessel und Netzsteuerung Heizwerk Moosburg (csv – Textdateien)***

- ***Anlage 2/Device 1 (Biomassekessel***

Sensorik Heizwerk 2, 1500 kW; qm heizwerke Typ: WE2 / Bivalente Einkesselanlage in Parallelschaltung mit Speicher.
Die Visualisierung der Anlage 2 / Device 1 (Biomassekessel) ist in Abbildung 4.12 dargestellt. Die verfügbaren Sensoren für den Biomassekessel im Heizwerk Moosburg sind in Tabelle 4.3 aufgelistet.

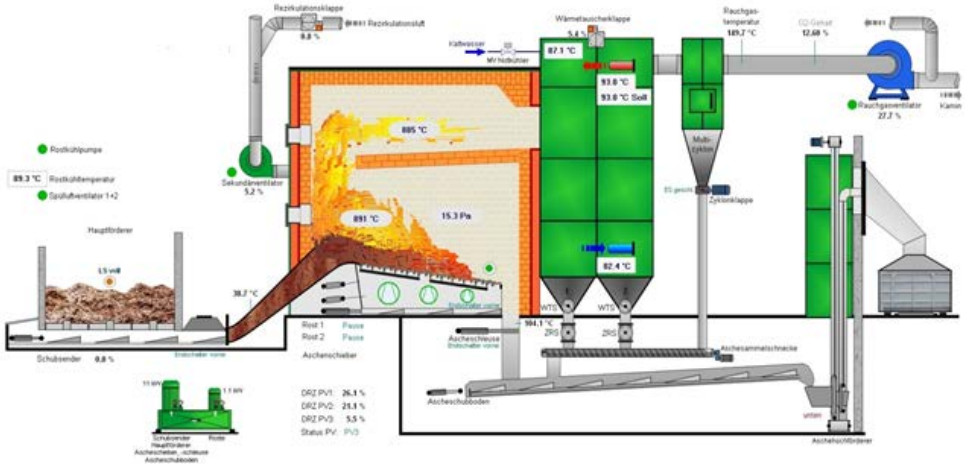


**Abbildung 4.12: Visualisierung Kessel Moosburg**

**Tabelle 4.3: Verfügbare Sensorik Kessel Moosburg**

Quelle: [eigene Darstellung]

| Nr | Urbas Bez | qm Heizwerke | REC SId | Unit | typ Value |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | K1_TE_VORLAUFTEMPERATUR | [T123]/Kessel-Vorlauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2100 | °C | 90,7 |
| 2 | K1_TE_RÜCKLAUFTEMPERATUR | [T122]/Kessel-Rücklauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2101 | °C | 80,2 |
| 3 | K1_TE_RAUCHGASTEMPERATUR | [-]/Abgasrohr/0..400°/2K/+-5K | 2102 | °C | 147,6 |
| 4 | K1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR1 | [-]/Feuerraum/0..1300°/2K/+-5K | 2103 | °C | 849 |
| 5 | K1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR2 | | 2104 | °C | 875 |
| 6 | K1_O2GEHALTRAUCHGAS | [-]/Restsauerstoff/0..21%/0,1%/+-0,5% | 2105 | % | 10,16 |

In der Datenbank wurden die Sensoren wie in Abbildung 4.13 definiert.

| Id | Anlage |
|---|---|
| 4 | MB Biomassekessel |

| Id | Sensor | FK | Typ | Einheit | Max | Min | Prec |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2100 | T123 Kessel-Vorlauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | K1_TE_VORLAUFTEMPERATUR | Temperatur | °C | 120,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2101 | T123 Kessel-Rücklauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | K1_TE_RÜCKLAUFTEMPERATUR | Temperatur | °C | 120,00 | 0,00 | 0,00 |
| 2102 | Rauchgastemperatur/0..400°/2K/+-5K | K1_TE_RAUCHGASTEMPERATUR | Temperatur | °C | 400,00 | 0,00 | 5,00 |
| 2103 | Temperatur Feuerraum 1/0..400°/2K/+-5K | K1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR1 | Temperatur | °C | 400,00 | 0,00 | 5,00 |
| 2104 | Temperatur Feuerraum 2/0..400°/2K/+-5K | K1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR2 | Temperatur | °C | 400,00 | 0,00 | 5,00 |
| 2105 | Restsauerstoff/0..21%/0,1%/+-0,5% | K1_O2GEHALTRAUCHGAS | O2 Gehalt | %x100 | 21,00 | 0,00 | 0,00 |

| | |
|---|---|
| 6 | MB Netzregelung Kessel |
| 7 | MB Netz Danfoss |

**Abbildung 4.13: Zuordnung ASREM**

Quelle: [eigene Darstellung]

- ***Anlage 2/Device 2 (Netzregelung)***

Die Darstellung der Netzregelung in Moosburg erfolgt in Abbildung 4.14 und die verfügbaren Sensoren sind in Tabelle 4.4 erfasst.

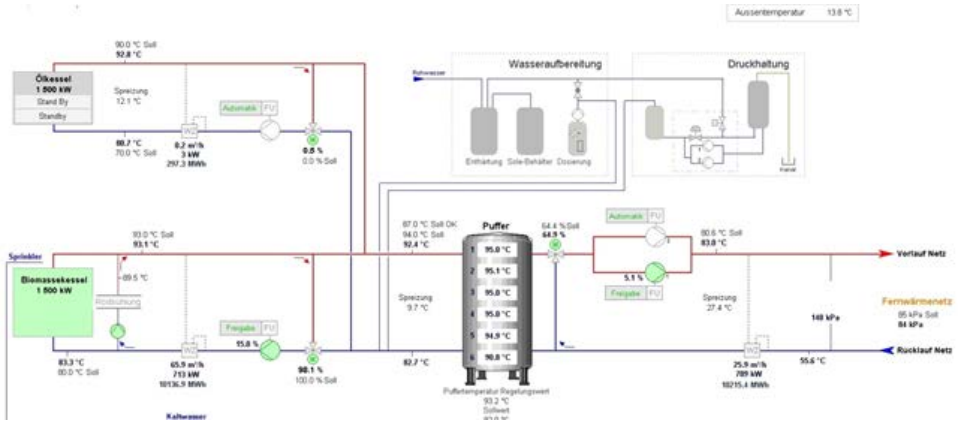



**Abbildung 4.14: Visualisierung Netzregelung Moosburg**

**Tabelle 4.4: Verfügbare Sensorik Netzregelung Moosburg**

Quelle: [eigene Darstellung]

| Nr | Hersteller Bez | qm Heizwerke | REC SId | Unit | typ Value |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | N_VORLAUFTEMPERATUR-NETZ | [T461]/Netzvorlauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2110 | °C | 90,7 |
| 2 | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-NETZ | [T462]/Netzrücklauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2111 | °C | 80,2 |
| 3 | N_VORLAUFTEMPERATUR-OK1 | [T443]/Ölkessel Vorlauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2112 | °C | 147,6 |
| 4 | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-OK1 | [T442]/Ölkessel Rücklauf/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2113 | °C | 849 |
| 5 | N_VORLAUFTEMPERATUR-KESSELKREI | | 2114 | °C | 875 |
| 6 | N_RÜCKLAUFTEMPERATUR-KK | | 2115 | °C | 10,16 |
| 7 | N_PUFFERTEMPERATUR-1 | [T471]/Speicher 0% (oben)/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2116 | °C | |
| 8 | N_PUFFERTEMPERATUR-2 | [T472]/Speicher 25% /0..120°/0,1K/+-0,5K | 2117 | °C | |
| 9 | N_PUFFERTEMPERATUR-3 | [T473]/Speicher 50% (Mitte)/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2118 | °C | |
| 10 | N_PUFFERTEMPERATUR-4 | [T473]/Speicher 50% (Mitte)/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2119 | °C | |
| 11 | N_PUFFERTEMPERATUR-5 | [T474]/Speicher 75% (oben)/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2120 | °C | |

| Nr | Hersteller Bez | qm Heizwerke | REC SId | Unit | typ Value |
|---|---|---|---|---|---|
| 12 | N_PUFFERTEMPERATUR-6 | [T475]/Speicher 100% (unten)/0..120°/0,1K/+-0,5K | 2121 | °C | |
| 13 | N_DURCHFLUSS-BK1 | | 2122 | m³/h | |
| 14 | N_LEISTUNG-BK1 | | 2123 | kW | |
| 15 | N_DURCHFLUSS-OK1 | | 2124 | m³/h | |
| 16 | N_LEISTUNG-OK1 | | 2125 | kW | |
| 17 | NDATAWZ_ENERGIEBK1 | | 2126 | kWh | |
| 18 | NDATAWZ_ENERGIEOK1 | | 2127 | kWh | |
| 19 | NDATAWZ_ENERGIENETZ | | 2128 | kWh | |

Die Sensorik für die Netzregelung am Standort Moosburg wurde in der Datenbank analog angelegt.
Als Auffälligkeit ist zu bemerken, dass beim Heizwerk Moosburg im betrachteten Zeitraum die Aufzeichnung der Außentemperatur fehlt ([T101] lt. Vorgabe qm-Heizwerke), in diesem Fall wurden externe Daten (ZAMG Wetterdaten) verwendet.

- ***Schema der Datenaufzeichnung Kessel und Netzregelung***

Die Daten für die Kessel- und Netzregelung werden getrennt in Tagesdateien im CSV-Format gespeichert, die Auflösung erfolgt im Beispiel minutengenau (siehe Tabelle 4.5 und Tabelle 4.6).

**Tabelle 4.5: Beispiel – Ausschnitt File NE120227.CSV, Tageswerte Netzregelung**

Quelle: [eigene Darstellung]

```
$Date;$Time;IIN_VORLAUFTEMPERATUR-NETZ;IIN_RÜCKLAUFTEMPERATUR-NETZ;IIN_VORLAUFTEMPERATUR-OK1;IIN_RÜCKLAUFTEMPERATUR-OK1;IIN_VORLAUFTEMPERATUR-KESSELKREI;IIN_RÜCKLAUFTEMPERATUR-KK;IIN_PUFFERTEMPERATUR-1;IIN_PUFFERTEMPERATUR-2;IIN_PUFFERTEMPERATUR-3;IIN_PUFFERTEMPERATUR-4;IIN_PUFFERTEMPERATUR-5;IIN_PUFFERTEMPERATUR-6;IIN_DURCHFLUSS-BK1;IIN_LEISTUNG-BK1;IIN_DURCHFLUSS-OK1;IIN_LEISTUNG-OK1;IINDATAWZ_ENERGIEBK1;IINDATAWZ_ENERGIEOK1;IINDATAWZ_ENERGIENETZ
02/27/12;00:00:00;88,3;51,5;91,6;82,3;89,7;79,9;93,7;93,8;93,6;93,6;93,6;86,2;60;694;0,4;4;10085,6;296,4;10161,6
02/27/12;00:01:00;88,8;51,5;91,6;82,3;89,7;80,4;93,7;93,6;93,3;93,3;93,3;86,7;66;738;0,4;4;10085,6;296,4;10161,6
02/27/12;00:02:00;88,8;51,5;91,3;82,3;89,7;80,7;93,4;93,6;93,3;93,3;93,3;86,4;69,6;763;0,4;4;10085,7;296,4;10161,6
02/27/12;00:03:00;88,8;51,5;91,3;82,3;89,4;80,7;93,4;93,3;93,3;93,3;93,3;86,7;65,1;694;0,4;4;10085,7;296,4;10161,6
02/27/12;00:04:00;89,1;51,5;91,3;82,3;89,4;80,9;93,4;93,3;93,1;93,1;93,1;87,9;64,8;650;0,4;4;10085,7;296,4;10161,7
```

**Tabelle 4.6: Beispiel - Ausschnitt File FR120227.CSV, Tageswerte Kesselsensorik**

Quelle: [eigene Darstellung]

```
$Date;$Time;IIK1_TE_VORLAUFTEMPERATUR;IIK1_TE_RÜCKLAUFTEMPERATUR;IIK1_TE_RAUCHGASTEMPERATUR;IIK1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR1;IIK1_TE_FEUERRAUMTEMPERATUR2;IIK1_O2GEHALTRAUCHGAS
02/27/12;00:00:00;90,7;80,4;147,6;843;848;10,93
02/27/12;00:01:00;90,7;80,4;147,4;843;851;11,99
02/27/12;00:02:00;90,4;80,7;146,9;843;848;12,18
02/27/12;00:03:00;90,2;80,7;146,6;843;848;11,46
02/27/12;00:04:00;89,9;81,2;149,9;843;848;10,35
02/27/12;00:05:00;89,9;81,2;153,4;843;851;9,94
02/27/12;00:06:00;89,7;80,9;155,4;840;857;9,73
02/27/12;00:07:00;89,7;81,2;156,9;840;866;9,73
02/27/12;00:08:00;89,7;81,2;157,1;843;872;9,73
```

- ***Übergang in das relationale REM/REC/RES-Modell***

Die "flachen" Daten aus den einzelnen CSV-Dateien werden mittels eines Tools in das relationale Datenbankschema von RECREMRES überführt, dabei wird für jeden Sensor zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Wert in die Tabelle VALUERAW geschrieben (siehe Tabelle 4.7).

**Beispiel:**
**CSV-Zeile:** **02/27/12;00:01:00;90,7;80,4;147,4;843;851;11,99**

**Tabelle 4.7: VALUERAW2**
Quelle: [eigene Darstellung]

| VR_SENSORID | VR_DATETIME | VR_VALUE |
|---|---|---|
| ... | | |
| 2100 | 1318143925 | 90,7 |
| 2100 | 1318143927 | 90,7 |
| ... | | |
| 2101 | 1318143925 | 80,4 |
| ... | | |

Aus jeder Zeile der CSV-Datei RF120227.CSV entstehen in diesem Falle (6 Sensoren) 6 Zeilen in der Tabelle VALUERAW2. Die Spezifikation der Sensoren ergibt sich durch die VR_SENSORID (INT(10)) aus dem relationalen Datenmodell (Zuordnung Sensor / Anlage, Einheit, Wertebereich, etc.). Der Primary Key der Tabellen VALUERAW(x) ist VR_SENSORID, VR_DATETIME. Aus diesen Rohdatentabellen werden automatisch die Verdichtungen in den entsprechenden Zeittabellen generiert, die Daten müssen vorher fehlerbereinigt und fehlende Werte (Sensorfehler, Ausfall, etc.) eventuell ergänzt werden.
Im Moment werden nur Werte außerhalb der gültigen Ranges des jeweiligen Sensors verworfen, eine weitere Fehlerbereinigung bzw. Interpolation bei fehlenden Daten erfolgt nicht.

- ***Import der Daten***

Da die Thematik des Datenimports mit den vorhandenen Quellen variiert, wurden je nach Anlage eigene Importtools erstellt, welche eine komfortable und fehlerfreie Datenübernahme ermöglichen. In Abbildung 4.15 ist ein Beispiel für den Datenimport mit dem Tool für das Heizwerk Moosburg dargestellt.

Beim Import wird die Zuordnung der Spalten zu den vorher definierten Sensoren im Datenmodell überprüft, Primärschlüsselwerte werden zur Zeit nicht überschrieben – d.h. zu einem bestimmten Datum / Uhrzeit kann für einen Sensor genau 1 Wert übernommen werden. Dadurch wird verhindert, dass bei fehlerhafter Quellenauswahl unabsichtlich Werte überschrieben werden.
Eine Kontrolle der bereits importierten Werte ist jederzeit in der Hauptmaske des Systems möglich, eine Fehlerbereinigung erfolgt beim Import nicht (Ausnahme: nicht gültige Double-Werte und NAN werden verworfen)

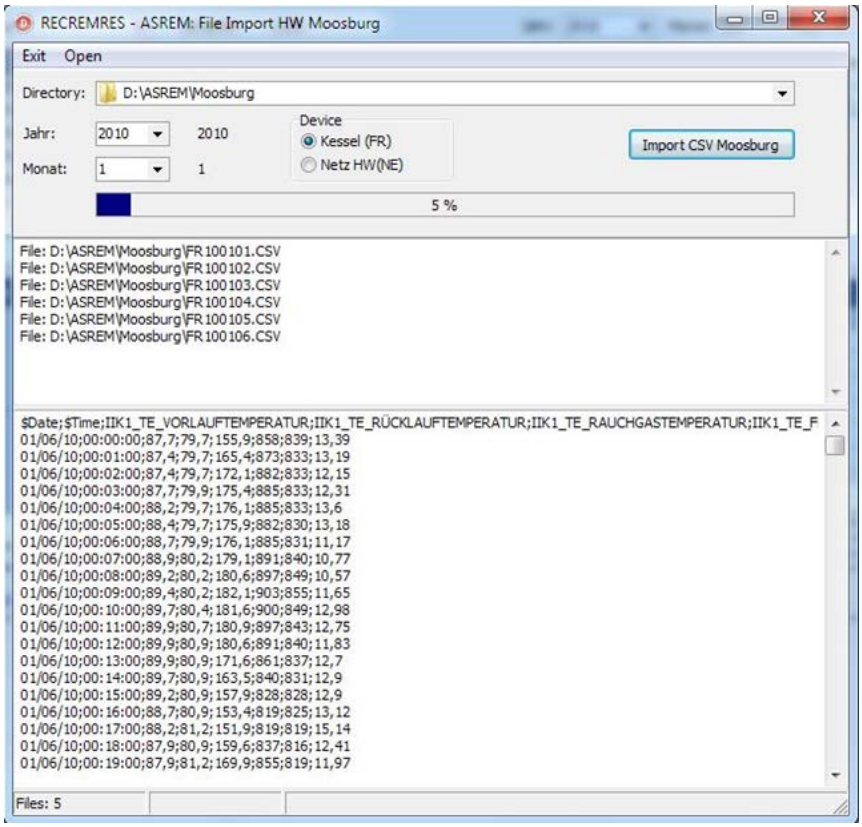



**Abbildung 4.15: Tool Datenimport Heizwerk Moosburg**
Quelle: [eigene Darstellung]

#### *4.1.2.2.2 Kessel und Netzsteuerung Heizwerk Katschberg (DBF – Rezepturdaten)*

Sensorik Heizwerk 1, 2500 + 1500 kW; qm heizwerke Typ: WE4 / Bivalente Mehrkesselanlage in Parallelschaltung mit Speicher

- ***Anlage 1/Device 1 (Biomassekessel Kohlbach 1)***

Hier wird nur ein Ausschnitt der vorhandenen Kesselvisualisierung (siehe Abbildung 4.16) dargestellt, die Übernahme der Daten für die beiden Biomassekessel, die Kondensation und die Netzregelung erfolgt analog.

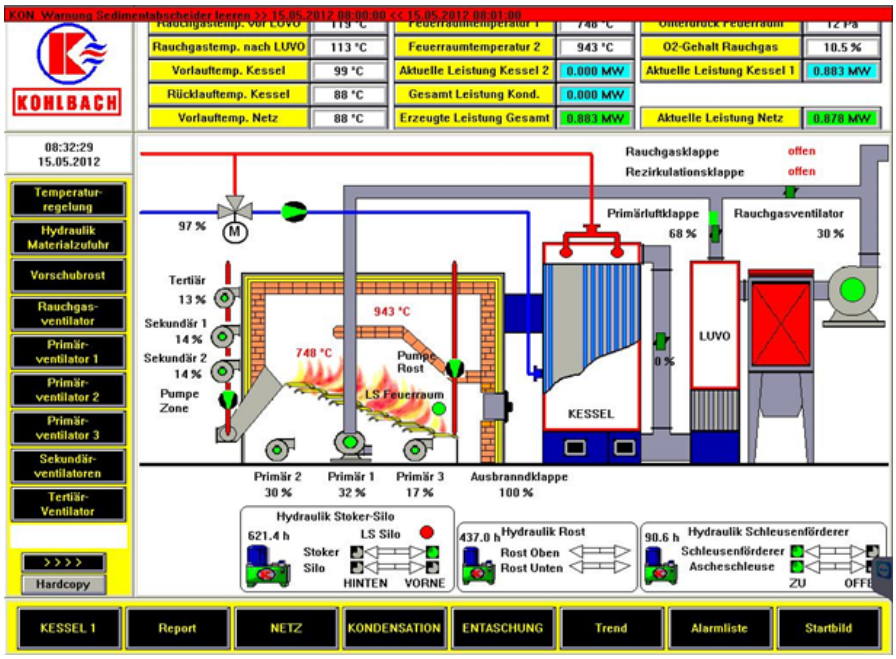



**Abbildung 4.16: Ausschnitt Visualisierung Katschberg Kohlbach 1**
Quelle: [eigene Darstellung]

Im Heizwerk Katschberg besteht die Möglichkeit, Daten aus beiden SCADA-Systemen an Hand bereits erstellter Rezepturen zu extrahieren.

Aus Performance- und Platzgründen wird das DBase – Format für den Datenexport verwendet, die ebenfalls vorhandenen Formate XML und CSV erwiesen sich in der Praxis als zu unhandlich. Zu beachten sind die unterschiedlichen Zeitskalen in den einzelnen Rezepturen und die Möglichkeit, fehlende Sensorwerte nach Bedarf in Zukunft zu ergänzen.

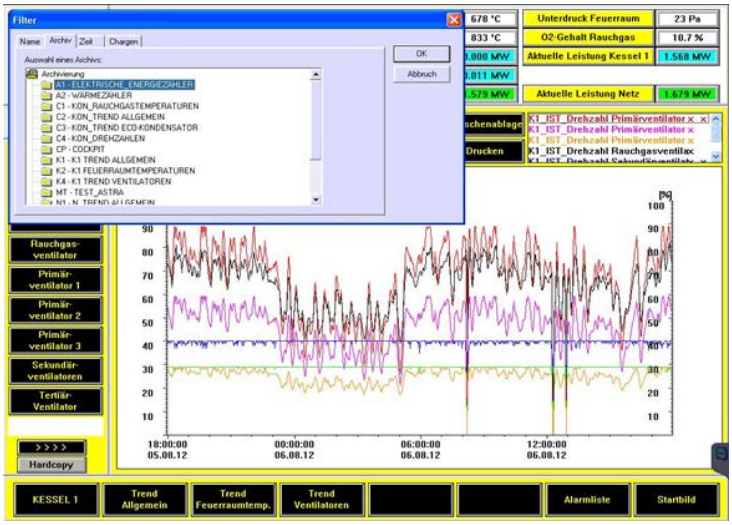



**Abbildung 4.17: Exportfunktion des SCADA-Systems für den Biomassekessel 1**
Quelle: [eigene Darstellung]

Für die Anlage am Katschberg werden derzeit insgesamt 8 Rezepturen verwendet, einen Ausschnitt der Sensordefinitionen zeigt die Tabelle in der nachfolgenden Abbildung 4.18. Zu beachten sind hier die unterschiedlichen Zeitauflösungen (1 min, 2 min, 5 min).

| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | Kohlbach Katschberg | | | | | Device | Sensor | Typ | Auflösung | Werte/Tag |
| 2 | | K1 | | Kohlbach I : Trend Allgemein | | K1jjjjmm.DBF | | | | | |
| 3 | 1 | | 1 | K1_IST_Vorlauftemperatur | | | 1 | 1101 | 1 | 1 | 1440 |
| 4 | 2 | | 2 | K1_IST_Rücklauftemperatur | | | 1 | 1102 | 1 | 1 | 1440 |
| 5 | 3 | | 3 | K1_IST_Unterdruck Feuerraum | | | 1 | 1103 | 5 | 1 | 1440 |
| 6 | 4 | | 4 | K1_SOLL_Vorlauftemperatur | | | 1 | 1104 | 1 | 1 | 1440 |
| 7 | 5 | | 5 | K1_SOLL_Unterdruck Feuerraum | | | 1 | 1105 | 5 | 1 | 1440 |
| 8 | 6 | | 6 | K1_IST_O2-Gehalt Rauchgas | | | 1 | 1106 | 4 | 1 | 1440 |
| 9 | 7 | | 7 | K1_IST_Anzeige O2-Soll Aktuell | | | 1 | 1107 | 4 | 1 | 1440 |
| 10 | 8 | | 8 | K1_IST_Rauchgastemperatur | | | 1 | 1108 | 1 | 1 | 1440 |
| 11 | 9 | | 9 | K1_IST_Rauchgastemperatur vor LU | | | 1 | 1109 | 1 | | |
| 12 | | | | | | | | | | | |
| 13 | | K2 | | Kohlbach I : Feuerraun | | K2jjjjmm.DBF | | | | | |
| 14 | 10 | | 1 | K1_IST_Feuerraumtemperatur 1 | | | 1 | 1110 | 1 | 1 | 1440 |
| 15 | 11 | | 2 | K1_IST_Feuerraumtemperatur 2 | | | 1 | 1111 | 1 | 1 | 1440 |
| 16 | | | | | | | | | | | |
| 17 | | | | | | | | | | | |
| 18 | | K4 | | Kohlbach I : Ventilatoren | | K4jjjjmm.DBF | | | | | |
| 19 | 12 | | 1 | K1_IST_Drehzahl Primärventilator | | | 1 | 1112 | 14 | 2 | 720 |
| 20 | 13 | | 2 | K1_IST_Drehzahl Rauchgasventilat | | | 1 | 1113 | 14 | 2 | 720 |
| 21 | 14 | | 3 | K1_IST_Drehzahl Sekundärventilat | | | 1 | 1114 | 14 | 2 | 720 |
| 22 | 15 | | 4 | K1_IST_Tertiärventilator Drehzah | | | 1 | 1115 | 14 | 2 | 720 |
| 23 | | | | | | | | | | | |
| 24 | | N1 | | Netz : Trend Allgemein | | N1jjjjmm.DBF | | | | | |
| 25 | 1 | | 1 | N_IST_Aussentemperatur | | | 13 | 1201 | 1 | 2 | 720 |
| 26 | 2 | | 2 | N_IST_Netzpumpe 1 Drehzahl | | | 13 | 1202 | 1 | 2 | 720 |
| 27 | 3 | | 3 | N_IST_Netzpumpe 2 Drehzahl | | | 13 | 1203 | 1 | 2 | 720 |
| 28 | 4 | | 4 | N_IST_Rcklauftemperatur | | | 13 | 1204 | 1 | 2 | 720 |
| 29 | 5 | | 5 | N_IST_Rcklauftemperatur ™lkesse | | | 12 | 1205 | 1 | 2 | 720 |
| 30 | 6 | | 6 | N_IST_Soll Vorlauftemperatur Net | | | 13 | 1206 | 1 | 2 | 720 |
| 31 | 7 | | 7 | N_IST_Vorlauftemperatur | | | 13 | 1207 | 1 | 2 | 720 |
| 32 | 8 | | 8 | N_IST_Vorlauftemperatur nach Puf | | | 13 | 1208 | 1 | 2 | 720 |
| 33 | 9 | | 9 | N_IST_Vorlauftemperatur ™lkessel | | | 12 | 1209 | 1 | 2 | 720 |
| 34 | | | | | | | | | | | |
| 35 | | N2 | | Netz : Pufferspeicher | | N2jjjjmm.DBF | | | | | |
| 36 | 10 | | 1 | N_IST_Puffertemperatur 100pro | | | 13 | 1210 | 1 | 2 | 720 |
| 37 | 11 | | 2 | N_IST_Puffertemperatur 66pro | | | 13 | 1211 | 1 | 2 | 720 |
| 38 | 12 | | 3 | N_IST_Puffertemperatur 33pro | | | 13 | 1212 | 1 | 2 | 720 |
| 39 | 13 | | 4 | N_IST_Puffertemperatur 0pro | | | 13 | 1213 | 1 | 2 | 720 |
| 40 | | | | | | | | | | | |
| 41 | | N3 | | Netz : Trend Leistung | | N3jjjjmm.DBF | | | | | |
| 42 | 14 | | 1 | N_IST_Leisung Fernw,rmenetz aktu | | | 13 | 1214 | 6 | 5 | 288 |
| 43 | 15 | | 2 | N_IST_Durchfluss Fernw,rmenetz a | | | 13 | 1215 | 2 | 5 | 288 |
| 44 | 16 | | 3 | WZ_021_Offset_07_Leistung_Kond | | | 11 | 1216 | 6 | 5 | 288 |

**Abbildung 4.18: Ausschnitt Sensordefinitionen HW Katschberg**
Quelle: [eigene Darstellung]

- ***Import der Daten***

Analog zur Importthematik für Textdateien wurde auch für das DBase-Format der Rezepturen für das Heizwerk Katschberg eine Importmaske erstellt (siehe Abbildung 4.19). Durch den Einsatz von Filtern auf den Quelldateien ist eine Einschränkung auf bestimmte Sensoren und Zeitbereiche beim Import möglich. Auch hier wird die Zuordnung der Spalten zu den vorher definierten Sensoren im Datenmodell überprüft.

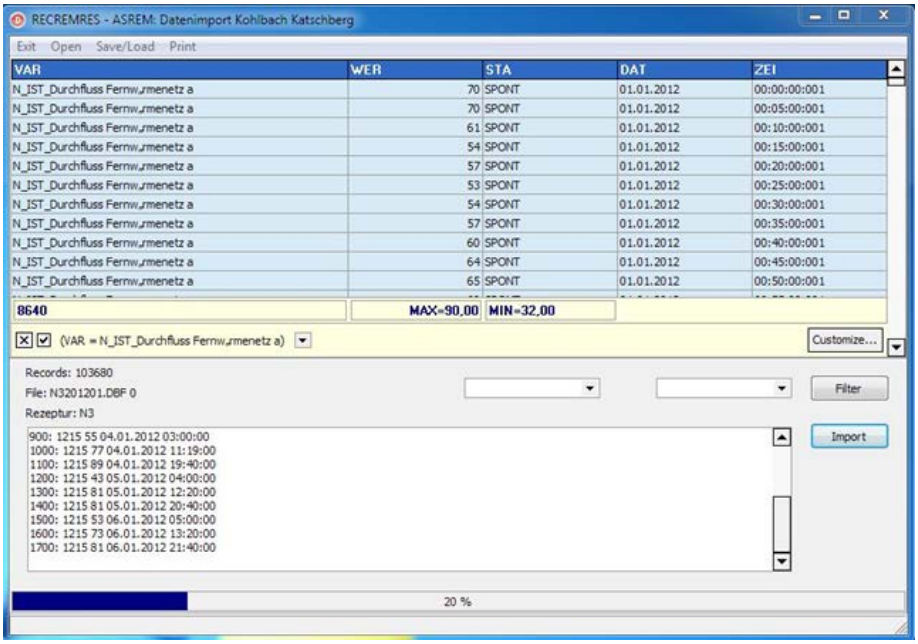



**Abbildung 4.19: Tool Datenimport HW Katschberg**
Quelle: [eigene Darstellung]

#### *4.1.2.2.3 Verbraucher Katschberg (Binäre Datendateien aus Danfoss SCADA Elipse)*

- ***Anlage 1 – Device VB1 bis VB40***

Im untersuchten Nahwärmenetz sind derzeit 40 Verbraucher definiert und messtechnisch erfasst, die Visualisierung der Übergabestationsregler erfolgte bis Juli 2012 mit dem SCADA-System Elipse. Dieses System verwendet zur Abspeicherung der historischen Daten ein proprietäres Binärdateiformat, bei dem die Daten zyklisch nach Erreichen einer festgelegten Anzahl überschrieben werden. Es ist daher bei Systemen mit einem derartigen Ansatz zur Datenspeicherung besonders wichtig, die Datendateien vom PC des SCADA-Systems regelmäßig zu archivieren.

Die unterschiedlichen Verbraucher haben je nach Anforderung differierende Hydraulikschemata mit abweichenden Sensoren / Regelungspunkten, die folgenden Screenshots der Visualisierung in Abbildung 4.20 und Abbildung 4.21 zeigen zwei Beispiele.

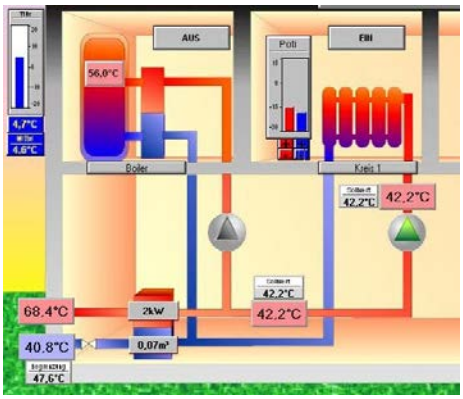



**Abbildung 4.20: Hydraulik Verbraucher 1**
Quelle: [eigene Darstellung]

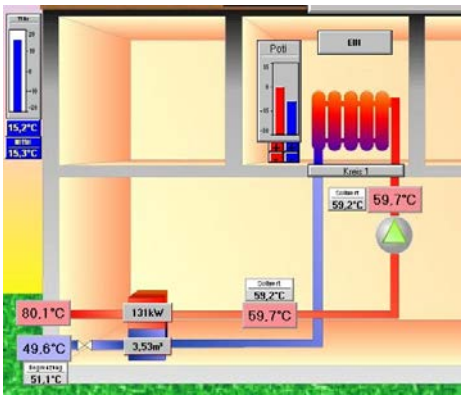



**Abbildung 4.21: Hydraulik Verbraucher 2**
Quelle: [eigene Darstellung]

Beim Import der Daten werden zur Zeit nur folgende Sensoren, welche in Abbildung 4.22 dargestellt sind, erfasst (Systemgrenze ist der Wärmetauscher in der Übergabestation) - die entsprechenden Sensordefinitionen müssen auch hier vor dem Import im System angelegt werden.

1002 KB 2 Salzburgerhof

| Id | Sensor | FK | Typ | Einheit | Max | Min | Prec |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10021 | KB 2 Vorlauftemperatur Primär | 1-VL | Temperatur | °C | 100,00 | 20,00 | |
| 10022 | KB 2 Rücklauftemperatur Primär | 1-RL | Temperatur | °C | 100,00 | 20,00 | |
| 10023 | KB 2 Durchfluss | 1-Durchfluss | Durchfluss | m³/h | 20,00 | 0,00 | |
| 10024 | KB 2 momentane Leistung | 1-mom.Leistung | Leistung | kW | 300,00 | 0,00 | |
| 10025 | KB 2 Wärmemenge | 1-WM | Wärmemenge | kWh | 150 000,00 | 0,00 | |
| 10026 | KB 2 Volumen | 1-Vol. | Volumen | m³ | 2 500 000,0 | 0,00 | |
| 10027 | KB2 Aussentemperatur | 1-TA | Temperatur | °C | 40,00 | -20,00 | |

1003 KB 3 Hotel Lärchenhof

| Id | Sensor | FK | Typ | Einheit | Max | Min | Prec |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10031 | KB 3 Vorlauftemperatur Primär | 1-VL | Temperatur | °C | 100,00 | 20,00 | |
| 10032 | KB 3 Rücklauftemperatur Primär | 1-RL | Temperatur | °C | 100,00 | 20,00 | |
| 10033 | KB 3 Durchfluss | 1-Durchfluss | Durchfluss | m³/h | 20,00 | 0,00 | |
| 10034 | KB 3 momentane Leistung | 1-mom.Leistung | Leistung | kW | | | |
| 10035 | KB 3 Wärmemenge | 1-WM | Wärmemenge | kWh | | | |
| 10036 | KB 3 Volumen | 1-Vol. | Volumen | m³ | | | |

**Abbildung 4.22: Datenbank - Sensorik für 2 Verbraucher im Netz Katschberg**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Erfassung dieser Messwerte entspricht den Mindestanforderungen und muss vom Betreiber des Netzes an den Lieferanten der Wärmeübergabestationen vorgeschrieben werden - vom Qualitätshandbuch qm-Heizwerke gibt es hier keine verbindlichen Vorgaben. Für die Optimierung des Verbraucherverhaltens sind sicherlich weitere Mess- und Steuerparameter erforderlich.

- ***Import der Daten***

Für den Import der binären Dateien HISTxx.DAT des verwendeten SCADA vom Typ Elipse wurde an Hand der Dateibeschreibung (Anhang 1) ein Softwaremodul erstellt:

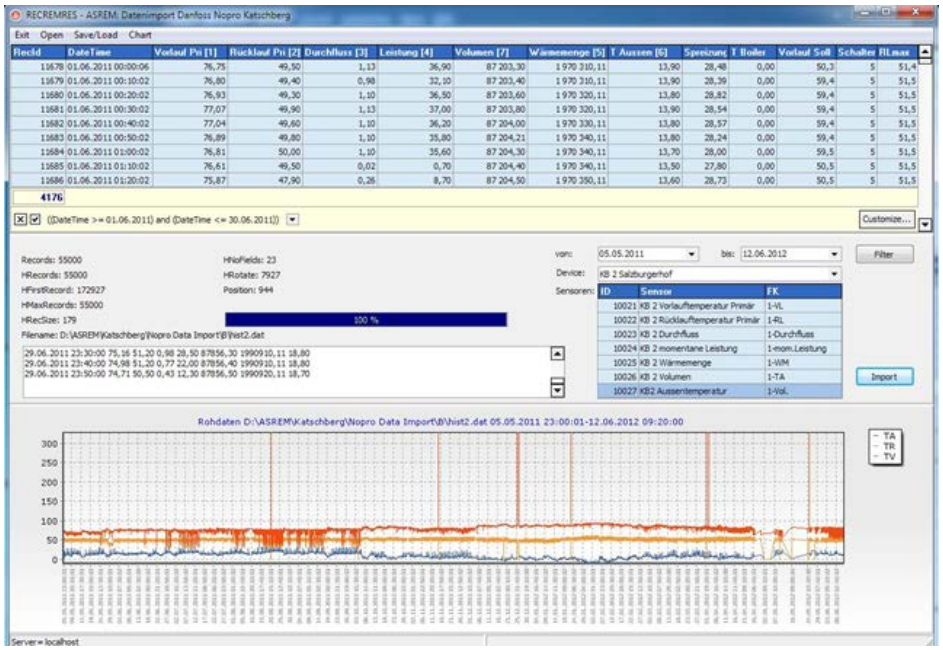



**Abbildung 4.23: Import des binären Files HIST2.DAT für einen Verbraucher**
Quelle: [eigene Darstellung]

Folgende Punkte sind hier hervorzuheben:

- Die Dateien haben eine konstante Länge von 55 000 Einträgen, ältere Einträge werden an der Position HRotate zyklisch überschrieben.
- Die Anzahl der Datensätze entspricht bei der gegebenen Zeitauflösung einer Aufzeichnungsdauer von ca. 13 Monaten, es ist daher wichtig die Datenfiles regelmäßig zu Archivieren.
- Für die Kommunikation der Übergabestationsregler mit dem Kontrollsystem wird in der Regel ein Bussystem auf Kupferkabelbasis (LON-Bus) verwendet.
- Die Qualität der Daten ist, wie aus obigen Diagramm in der Importmaske ersichtlich, nicht immer optimal (Peaks, Aussetzer, etc.). Die Möglichkeit, fehlerbehaftet Datenwerte vor Übernahme in die Verdichtungstabellen auszuscheiden, ist hier essentiell (siehe Datenkontrolle und Verdichtung).

#### *4.1.2.2.4 Externe Daten (ZAMG Wetterdaten Katschberg, Moosburg)*

Externe Daten, wie Wetterdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), werden meist im Microsoft Excel-Format geliefert. Die Übernahme in das System erfolgte für die Messwerte Katschberg und Moosburg direkt durch Datenbankimport in die mySQL-DB. Die entsprechenden Ziele müssen allerdings zuerst als (virtuelle) Sensoren angelegt werden.
Generell ist im Einzelfall abzuwägen, ob sich bei häufig wiederkehrenden Aufgabenstellungen im Bereich des Datenimports die Erstellung einer GUI-Appliaktion mit den Möglichkeiten der erweiterten Fehlerprüfung lohnt.

### *4.1.2.3 Funktionen des Programms zur Datenkontrolle und Verdichtung*

#### *4.1.2.3.1 Überprüfung der importierten Rohdaten*

An Hand von Screenshots werden die wesentlichen Funktionen des erstellten Softwareprogramms zur Kontrolle, Verdichtung und Strukturierung der importierten Rohdaten von Nahwärmenetzen dargestellt. Die Stammdaten: Heizwerke, Erzeuger, Verbraucher und die entsprechenden Sensordefinitionen werden mit besonderen Programmmodulen definiert und sind für die weitere Betrachtung, als bereits in der Datenbank angelegt, vorausgesetzt.

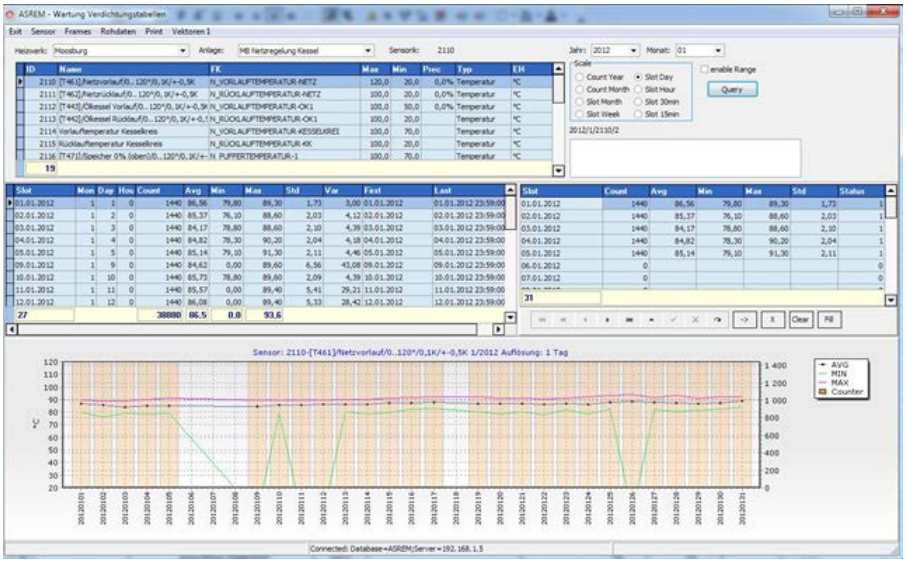


**Abbildung 4.24: Hauptmaske mit Auswahl und Filtermöglichkeit**
Quelle: [eigene Darstellung]

Beschreibung der Elemente:

- Heizwerk: Dropdown mit den im System vorhandenen Heizwerken

- Anlage: nach Auswahl des Heizwerkes Wahlmöglichkeit der zu diesem Heizwerk definierten Anlagenteile (Kessel, Netzregelung, Verbraucher, externe Daten,...)
- Grid Sensoren: nach Auswahl der Anlage Anzeige der zugeordneten Sensorik, Auswahl eines bestimmten Sensors
- Wahl Zeitraum: die Auswertung wird für die Auflösungen Day, Hour, 30 min und 15 min auf Monatsbasis vorgenommen, sonst wird das gewählte Jahr dargestellt
- Wahl Auflösung: Auswahl der verfügbaren Auflösungen, die feinste Granularität ist zur Zeit 15 min
- Grid 1: Datengrid mit den durch das abgesetzte SQL-Statement gelieferten Daten
- Grid 2: Datengrid der Verdichtungstabelle des gewählten Sensors in der eingestellten Auflösung
- Chart: Grafische Darstellung der Daten aus der Query zur schnellen Beurteilung der Datenqualität, Lücken und Ausreißer können so schneller identifiziert werden.

Nach Betätigung des Button <Query> wird ein SQL-Statement auf die Rohdatentabelle der gewählten Anlage abgesetzt, siehe Tabelle 4.8.

**Tabelle 4.8: Query mit Verdichtung auf 60 min**

Quelle: [eigene Darstellung]

```
SELECT
DATE_SUB(DATE_SUB(VR_DATETIME, INTERVAL MOD(MINUTE(VR_DATETIME),60) MINUTE ),INTERVAL SECOND(VR_DATETIME)
SECOND) AS Slot,
VR_SENSORID AS Sensor, HOUR(VR_DATETIME) AS Hour,DAY(VR_DATETIME)as Day,MONTH(VR_DATETIME) AS Month,
COUNT(VR_VALUE) as Count,MIN(VR_VALUE) as Min,MAX(VR_VALUE) as Max,AVG(VR_VALUE) as Avg,STD(VR_VALUE)*1 as
Std,VARIANCE(VR_VALUE)*1 as Var,
MIN(VR_DATETIME) as First , MAX(VR_DATETIME) as Last
FROM asrem.valueraw2
WHERE (MONTH(VR_DATETIME)=:p1) AND (YEAR(VR_DATETIME)=:p2) AND (VR_SENSORID= :p3)
GROUP BY VR_SENSORID,DAY(VR_DATETIME),HOUR(VR_DATETIME) ORDER BY VR_DATETIME ;
```

Die Resultate der Abfrage werden im Grid 1 in der folgenden Tabelle 4.9 dargestellt.

**Tabelle 4.9: Grid 1 – Ergebnisse der Abfrage**

| | |
|---|---|
| Slot | Datum des Betrachtungsintervalls lt. gewählter Auflösung |
| Month, Day, Hour | Datum aufgelöst externe Daten, ... |
| Count | Anzahl der Messwerte in der Verdichtungszeile, Sample |
| Avg | Mittelwert der Messwerte im Sample |
| Min | Minimum des Messwertes im Sample |
| Max | Maximum des Messwertes im Sample |
| Std | Standardabweichung des Messwertes im Sample (MySQL Function) |
| Var | Varianz des Messwertes im Sample (MySQL Function) |
| First | Datum/Uhrzeit des ersten Messwertes im Sample |
| Last | Datum/Uhrzeit des letzten Messwertes im Sample |

Grid 2 dient zur Erstellung und Befüllung der physikalischen Verdichtungstabellen und wird später erläutert. Der in der Hauptmaske vorhandene Chart dient zur Visualisierung der Resultate, so können Extremwerte und Datenlücken rasch identifiziert werden. Es werden die Werte aus Avg, Max und Min als Liniendiagramm in der Sensoreinheit dargestellt, die Anzahl der Werte (Count) als Balkendiagramm.

#### *4.1.2.3.2 Ausscheiden von Ausreißern durch Range-Filter*

Wie schon in der Beschreibung der Datenimportfunktion erwähnt, sind die vorhandenen Daten oftmals mit Ausreißern behaftet, die natürlich die Mittelwertbildung unzulässig beeinflussen. Für jeden Sensor besteht daher die Möglichkeit, einen Wertebereich zu definieren. Werte außerhalb dieses Bereiches sind mit der Checkbox <enable Range> ausblendbar (siehe Abbildung 4.25). Die Gültigkeitsbereiche für die Filteranwendung können für jeden Sensor individuell hinterlegt werden.

Die Problematik von Ausreißern im Messzyklus ist mit dieser Methode natürlich nur unvollständig behandelt (so kann Beispielsweise 0 °C ein gültiger Temperaturwert für einen Sensor darstellen, ein Sprung von +20 ° auf 0 °C innerhalb eines Messzyklus von 1 Minute deutet hingegen sicher auf ein Sensorproblem hin).

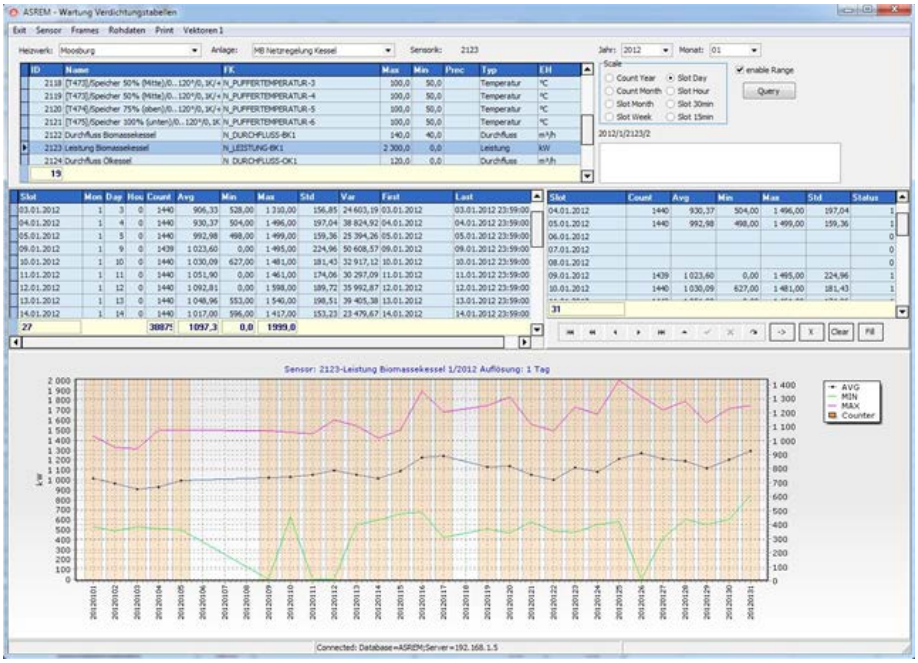



**Abbildung 4.25: Ausblenden von Ausreißern mit <enable Range>**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die aktuellen Daten in den zugeordneten Rohdatentabellen (siehe Abbildung 4.26) werden ab dem Zeitpunkt des Importes an keiner Stelle im Programm verändert, es ist jederzeit eine Überprüfung des Originalimportes in einem Fenster möglich.

**Abbildung 4.26: Verdichtung und Rohdatentabelle**
Quelle: [eigene Darstellung]

Der vorherige Screenshot zeigt eine weitere Besonderheit: Die Daten des Verbrauchers am Katschberg werden in einer Auflösung von 10 min importiert, die gewählte Verdichtung ordnet diese Rohdaten dem entsprechenden fixen Slot in der Query zu.
Hinweis: alle dargestellten Datenausschnitte können an jeder Stelle mit einer Exportfunktion als XLS oder CSV-File verspeichert werden, außerdem steht eine komfortable Druckfunktion für die Datengrids und den Chart zu Verfügung.

#### *4.1.2.3.3 Übernahme der Rohdaten in die Verdichtungstabellen*

Wie bereits in der Beschreibung des Datenmodells erwähnt, werden aus den Resultaten der Queries auf den Rohdaten Verdichtungstabellen für die entsprechenden Zeitauflösungen befüllt. Diese Tabellen mit normierten Timeslots dienen als Basis für die Erstellung von Ausgabevektoren für die Analyse der Daten mit Fremdprogrammen.
So zeigt beispielsweise der vorherige Screenshot (Abbildung 4.25) das Grid der Verdichtungstabelle valued_x für den Sensor 2123 des Heizwerkes Moosburg (Leistung Biomassekessel) in Tagesauflösung. Verdichtungstabellen haben immer konstante Timeslots – obwohl in den Rohdaten die Werte für 06.01.2012 bis 08.01.2012 fehlen (Sensorausfall) wird ein Timeslot für diese Tage angelegt. Allerdings können hier keine Werte aus den Rohdaten geliefert werden, der Status dieser Zeile ist daher 0.
In vorherigen Screenshot (Abbildung 4.26) wird die Verdichtung der Rohdaten des Rücklauftemperatursensors eines Verbrauchers im Nahwärmenetz Katschberg von einer Auflösung von

10 min auf 15 min dargestellt – hier werden mittels <enable Range> Werte außerhalb der Sensorrange ignoriert. Die Verdichtungstabelle zeigt auch hier die fixen Slots in 15-Minutenabständen mit Leerstellen analog den fehlenden Rohdaten.
Die Verdichtungstabellen werden derzeit noch interaktiv über das GUI befüllt, die Einführung eines Automatismus ist nach Überprüfung des Konzeptes geplant. Weiters ist eine automatische Interpolation von fehlenden Werten angedacht – derzeit werden Nullwerte (Missing Data, Out of Range) als VarNull durchgereicht.

#### *4.1.2.3.4 Definition von Ausgabevektoren, Generieren von Ausgabevektoren für den zu betrachtenden Zeitraum in der gewünschten Auflösung*

Mittels der erstellten Verdichtungstabellen können nun nach der Definition von Ausgabevektoren (siehe Abbildung 4.27) beliebige Verknüpfungen von bestehenden Sensoren erstellt werden.
Durch die Normierung auf fixe Timeslots in den Verdichtungen spielen unterschiedliche Messintervalle der Sensoren keine Rolle, nicht vorhandene Werte werden in den entsprechenden Zellen des Ausgabevektors zur Zeit als VarNull dargestellt, hier ist jedoch je nach Anforderung des Simulations- oder Analysetools ebenso ein anderer NAN-Wert denkbar.

Vektorsensorik

| Col | SensorId | Sensor | HB Col | Heizbil | Spaltentitel |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0 | Dummy Slot (DateTime) | 1 | Datum und Zeit (Zeitstempel) | Datum - Uhrzeit |
| 2 | 2100 | T123 Kessel-Vorlauf/0..120°/0, 1K/+.0 | 3 | Vorlauf-Temperatur | T123 Kessel-Vorlauf/0..120°/0, 1K/+.0,5K |
| 3 | 2101 | T123 Kessel-Rücklauf/0..120°/0, 1K/+. | 4 | Rücklauf-Temperatur | T123 Kessel-Rücklauf/0..120°/0, 1K/+.0,5K |
| 4 | 2122 | Durchfluss Biomassekessel | 6 | Durchfluss WMZ | Durchfluss WMZ |
| 5 | 2101 | T123 Kessel-Rücklauf/0..120°/0, 1K/+. | 7 | Wärmemenge WMZ | Wärmemenge WMZ |
| 6 | 2102 | Rauchgastemperatur/0..400°/2K/+-5 | 8 | Rauchgas-Temperatur | Rauchgastemperatur/0..400°/2K/+-5K |

**Abbildung 4.27: Definition der Spalten eines Ausgabevektors**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die folgenden Screenshots zeigen einige der Möglichkeiten, Vektoren aus den vorhandenen Daten für die Übergabe an Simulationssysteme zu generieren:

Das erste Beispiel in Abbildung 4.28 kombiniert Sensorik aus der Netzregelung des Heizwerkes Moosburg mit externen Daten: wegen der fehlenden Außentemperaturmessung wurde hier ein zugekaufter Datenstand der ZAMG verwendet – diese Daten liegen allerdings nur in Stundenauflösung vor. Für den Vektor wurde hier eine Auflösung von 15 min im Zeitraum von 2 Monaten gewählt.

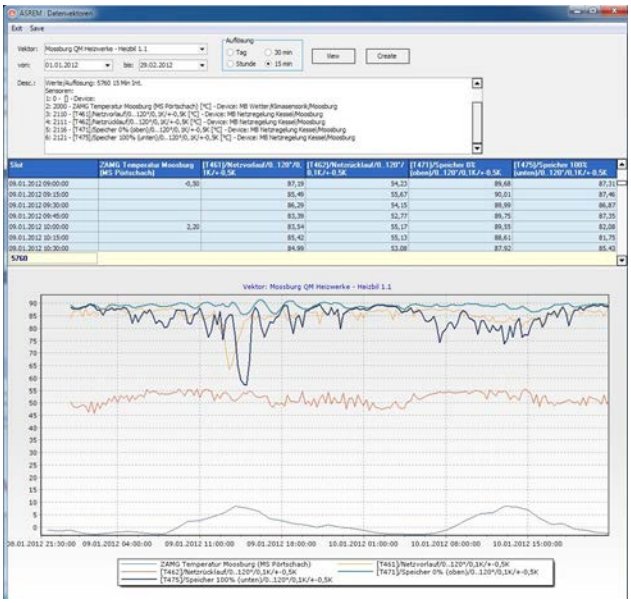


**Abbildung 4.28: Beispiel 1 - Vektor Moosburg 15 min**
Quelle. [eigene Darstellung]

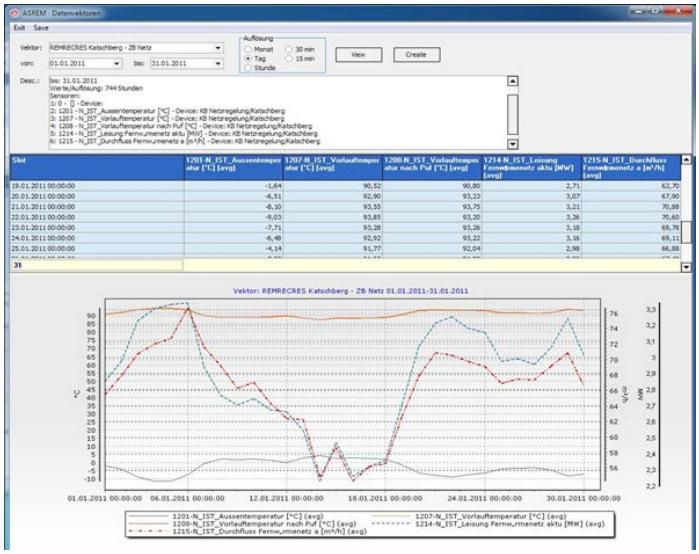


**Abbildung 4.29: Beispiel 2 - Sensorik des HW Katschberg in Tagesauflösung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Auflösung der Chart-Komponente wurde für das Beispiel 2 (siehe Abbildung 4.29) auf 1 Monat gezoomt, weiters wurden zusätzliche Skalen für Durchfluss und Leistung eingeführt.

**Abbildung 4.30: Beispiel 3 - Analyse der Puffertemperaturen**
Quelle: [eigene Darstellung]

Beispiel 3, welches in Abbildung 4.30 dargestellt ist, zeigt einen Ausschnitt von 4 Tagen der Puffertemperaturen (0 %, 100 %) in einer Auflösung von 15 Minuten. Zusätzlich werden im Vektor noch die Daten für die Außentemperatur und die Netzleistung mitgeführt.
Die Anzahl der Spalten in den Vektoren ist grundsätzlich beliebig (1:n). Die im Prototyp verwendete Chart-Komponente gestattet ein stufenloses Zoomen in einen Datenausschnitt und bietet zahlreiche Möglichkeiten des Customizing.

Bei der Definition der Spalten des Ausgabevektors kann weiters angegeben werden, ob der Durchschnittswert [avg] oder die Differenz [delta] aus den Verdichtungstabellen verwendet werden soll, dies ist bei der Darstellung von summierenden Sensoren (Wärmemengenzähler, etc.) von Bedeutung.

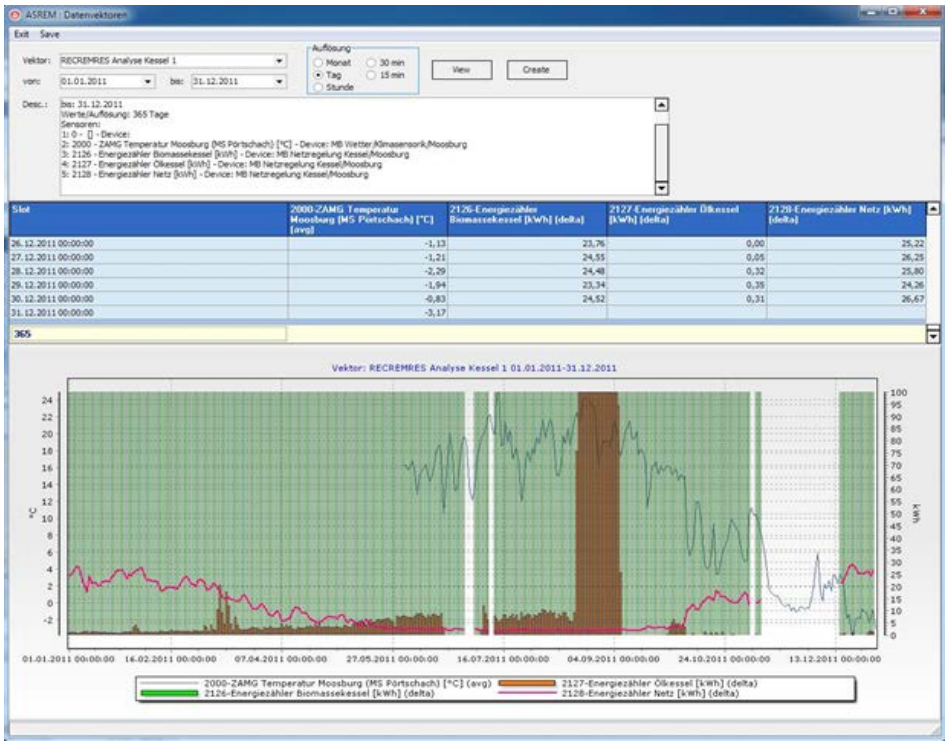



**Abbildung 4.31: Beispiel 4 - Analyse Biomasse / Ölkessel-Netz**
Quelle: [eigene Darstellung]

Im Vektor, der in Abbildung 4.31 gezeigt ist, wird das jeweilige Delta der Energiezähler verwendet, in der Chart-Darstellung sind die Zähler für den Biomassekessel und den Ölkessel auf 100 % gestackt. Man beachte hier die Auswirkung von Datenlücken und Verfügbarkeiten (ZAMG Daten ab 01.06.2011)

#### *4.1.2.3.5 Exportfunktionen: Rohdaten, Vektoren*

Die im Datengrid der Ausgabevektoren vorhandenen Daten können nach Belieben formatiert, sortiert und gefiltert werden. Es ist derzeit eine Ausgabe im Microsoft XLS-Format sowie als CSV-File möglich. Besondere Anforderungen des lesenden Systems wie Feldtrenner und Datenformate können beim Export berücksichtigt werden. Ebenso können die im System vorhandenen Rohdaten wie oben beschrieben zur Archivierung bzw. zu Kontrollzwecken jederzeit exportiert werden.

Die folgenden Daten stellen einen Ausschnitt eines Datenexports im CSV-Format in einer Auflösung von 15 Minuten dar:

Slot;1201-N_IST_Aussentemperatur [°C] (avg);1207-N_IST_Vorlauftemperatur [°C] (avg);1208-N_IST_Vorlauftemperatur nach Puf [°C] (avg);1214-N_IST_Leisung Fernw„rmenetz aktu [MW] (avg);1215-N_IST_Durchfluss Fernw„rmenetz a [m³/h] (avg)
01.01.2011 00:00:00;-2,88;91,31;91,49;2,07;52,00
01.01.2011 00:15:00;-3,41;91,47;91,63;1,73;40,00
01.01.2011 00:30:00;-3,77;91,54;91,72;2,13;46,33
01.01.2011 00:45:00;-4,03;91,79;91,94;2,97;66,67
01.01.2011 01:00:00;-4,14;91,86;92,03;2,63;58,33
01.01.2011 01:15:00;-4,30;92,06;92,24;2,07;46,00
01.01.2011 01:30:00;-4,42;91,96;92,08;2,17;49,00
01.01.2011 01:45:00;-4,54;92,10;92,34;2,07;46,33
01.01.2011 02:00:00;-4,63;92,14;92,30;1,97;45,00
01.01.2011 02:15:00;-4,63;92,03;92,21;2,20;50,33
01.01.2011 02:30:00;-4,66;91,17;92,56;1,50;34,00
01.01.2011 02:45:00;-4,77;92,07;92,19;1,57;35,33
01.01.2011 03:00:00;-4,84;92,15;92,41;2,27;51,67
01.01.2011 03:15:00;-4,94;92,36;92,59;1,70;40,67
01.01.2011 03:30:00;-4,99;92,11;92,33;2,03;44,67
01.01.2011 03:45:00;-5,06;92,36;92,53;2,20;47,67
01.01.2011 04:00:00;-5,09;92,59;92,71;2,20;51,33
01.01.2011 04:15:00;-5,03;92,27;92,39;1,90;41,00
01.01.2011 04:30:00;-4,90;92,11;92,35;2,53;55,67
01.01.2011 04:45:00;-4,90;92,09;92,47;3,00;69,00

### 4.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei zwei ausgewählten Nahwärmesystemen wurden die entsprechenden Parameter, Daten und Schnittstellen der Komponenten erhoben. Anhand der nachfolgenden, dem Arbeitspaket „Erhebung der Komponenten, Daten und Schnittstellen“ zugrunde liegenden Fragestellungen, können die Ergebnisse im Rahmen von Task 2.1 wie folgt zusammengefasst werden:

- *Welche Datenformate sind vorhanden?*

Die Problematik der unterschiedlichen Datenformate an den Schnittstellen der SCADA-Systeme wurde in der Beschreibung der durchgeführten Arbeiten bereits erwähnt.

Zu diesem Ergebnis muss weiters angemerkt werden, dass die Hersteller der SCADA-Software zunehmend XML als Exportformat für Daten verwenden. Durch die Struktur einer XML-Datei bedingt wird neben den eigentlichen Daten auch die Metainformation (Struktur, Bezeichnungen, etc.) mit gespeichert – dies führt rasch zu sehr großen XML-Files, die sich nicht mehr vernünftig handhaben lassen. Der Wert der mitgeführten Metadaten ist außerdem begrenzt – die Zielfelder für die zu importierenden Daten müssen in jedem Fall vorher angelegt werden, Änderungen in der Datenstruktur der Import/Export Schnittstelle bedingen in jedem Fall einen erhöhten Aufwand.

- *Welche Schnittstellen gibt es?*

In den untersuchten Heizwerken und Nahwärmenetzen kommen Textformate (CSV, XML), Datenbankformate (DBase DBF) sowie proprietäre Binärformate zum Einsatz.

- *Gibt es zu allen Komponenten Daten und Schnittstellen?*

Es war möglich, für alle bis dato näher betrachteten Komponenten Daten und Schnittstellen-definitionen zu extrahieren, noch offene Themen wie beispielsweise die Extraktion der Verbraucherdaten aus anderen Nahwärmenetzen sind technisch sicherlich ebenso lösbar, hier liegt die Schwierigkeit vielmehr in datenschutzrechtlichen Bedenken seitens des Betreibers.

Für die informellen Betriebsparameter (Interaktion des Heizwartes) und die noch nicht erfassten Parameter (Brennstoffklassifizierung, etc.) wurden im Rahmen des Projektes nach Lösungen gesucht. Es ist denkbar, dass derzeit nicht erfasste Betriebsparameter als Anforderungen des Simulationsmodells, in eine zukünftige Schnittstellendefinition einfließen und über nachträgliche Erweiterungen des Messsystems erfasst werden.

- *Gibt es Grafiken, Tabellen und Beispiele?*

Grafiken zur Auswertung können einerseits aus den betroffenen SCADA-Systemen gezogen werden, andererseits stehen mit dem Analysetool ASREM eine Fülle von Möglichkeiten zur grafischen Auswertung der importierten Daten zur Verfügung. Durch das Konzept des Analysetools können beliebige Grafiken und Tabellen aus den Datenverdichtungen gezogen werden. Die Rohdaten stehen zur Kontrolle in der Datenbank unverändert zur Verfügung.

- *Steuerungs- und Regelsoftware von Pumpen, Regler, Ventilen und Temperaturaufnehmer (Kategorien z.B.: Komponente / Schnittstelle / Auslesbare Parameter / Datenformat / Software / beeinflussbare Parameter)*

Wie bereits zuvor erwähnt, wirft die „Black Box“ Sicht auf die SPS / PLC der Kesselsteuerungen hinsichtlich der Dokumentation der internen Programmabläufe in den Steuerungen Probleme auf, da diese Abläufe als herstellerintern nicht nach außen dokumentiert werden. Technische Tabellen und die Spezifikationen der Sensorik sind in den Kesselhandbüchern vorhanden – das interne Handling der Daten (A/D Wandlung, Skalierung, Multiplexing, Steuerungslogik,...) und die damit verursachten Messfehler bleiben in der Regel allerdings verborgen.

Im vorliegenden Projekt besteht grundsätzlich die Möglichkeit, auf Steuer- und Regelsoftware einzelner Komponenten zuzugreifen. Da jedoch in der Praxis diese Zugriffsmöglichkeiten in der Regel nicht bestehen, und das gegenständliche Projekt Lösungen speziell in Hinblick auf diese Problematik anstrebt, wird die Ebene der Komponentensteuerung daher im Zuge dieses Projektes als „Black Box“ betrachtet.

## 4.2 AP 2: Modellbildung

Bei der Modellbildung wird zwischen physikalischen und empirischen Ansätzen unterschieden. Bei der physikalischen Modellbildung wird das reale System auf Grund der bestehenden physikalischen Zusammenhänge und Gesetze in Form eines mathematischen Modells abgebildet. Dem gegenüber steht die empirische Modellbildung (oder „Black box modelling“), bei der das mathematische Modell auf Grund von Messungen erstellt wird. Der Nachteil der experimentellen Identifikation ist, dass das reale System bereits vorhanden sein muss, um ein Modell generieren zu können. Die vorliegende Arbeit verfolgt einen semi-empirischen Ansatz, da in erster Linie eine physikalische Modellbildung erfolgt, aber auf Grund der Tatsache, dass nicht alle Zusammenhänge des Systems erfasst werden können, bei der Modellbildung auch auf Daten aus Messungen zurückgegriffen werden muss.

### 4.2.1 Mathematische und funktionelle Zusammenhänge

*4.2.1.1 Thermodynamische Grundlagen*

#### *4.2.1.1.1 Wärmeerzeugung und –speicherung*

Die Bereitstellung von Wärme erfolgt für das betrachtete Referenzheizwerk durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Biomasse. Um die Effizienz des Systems zu beschreiben, werden Wirkungsgrade definiert. Bei der Nutzwärmeerzeugung werden zu diesem Zweck der Brennstoffausnutzungsgrad nach Formel 1 und der Kesselwirkungsgrad nach Formel 2 bestimmt [Karl, 2012]. Erster setzt die gesamte durch die Verbrennung des Brennstoffs erzeugte Nutzenergie zur eingesetzten Energie ins Verhältnis.

**Formel 1: Brennstoffausnutzungsgrad [-]**

$$\eta_B = \frac{Q_N}{Q_{BWL}} = \frac{Q_N}{\dot{m}_B * H_u}$$

Der Kesselwirkungsgrad setzt die Nutzwärmeleistung zur Brennstoffwärmeleistung ins Verhältnis.

**Formel 2: Kesselwirkungsgrad [-]**

$$\eta_K = \frac{Q_N}{Q_{BWL} + Q_L} = \frac{Q_N}{\dot{m}_B\left(H_u + c_{p,B} t_B\right) + \dot{m}_L c_{p,L} t_L}$$

Die im Biomassekessel durch Verbrennung erzeugte Energie wird durch ein Wärmeträgermedium an die Verbraucher transportiert. Da es sich beim Wärme übertragenden Medium im Fall des Referenzheizwerks um Wasser handelt, ist die relevante Art des Wärmetransports Konvektion. Die durch Konvektion übertragene Wärmeleistung berechnet sich in Abhängigkeit des Massenstroms, der Temperaturdifferenz, der spezifischen Wärmekapazität und der Dichte des Mediums nach Formel 3 [Schäfer, 2001].

**Formel 3: Wärmeleistung [W]**

$$\dot{Q} = \dot{V} * c_p * \Delta t * \rho$$

Die spezifische Wärmekapazität und die Dichte können als konstant angesehen werden, was zu einer Vereinfachung des zuvor gezeigten Zusammenhangs führt (siehe Formel 4).

**Formel 4: Vereinfachte Berechnung der Wärmeleistung [W]**

$$\dot{Q} = \dot{m} * \Delta t$$

Dieser Zusammenhang lässt darauf schließen, dass sich die Leistung proportional zum Massenstrom bzw. der Temperaturdifferenz verhält und zeigt die Möglichkeiten zur Änderung der Leistung auf. Dies ist in weiterer Folge für die hydraulische Schaltung in den Heizkreisen von Bedeutung.

Die Speicherung der erzeugten Wärme erfolgt im Heizwerk Katschberg durch einen Warmwasserspeicher. Die Wärmemenge, die die im Speicher befindliche Masse enthalten kann, wird anhand von Formel 5 berechnet.

**Formel 5: Gespeicherte Wärmemenge [Wh]**

$$Q = m * c_p * (T - T_{ref})$$

#### *4.2.1.2 Hydraulische Grundlagen*

##### ***4.2.1.2.1 Rohrnetzberechnung***

Für den Transport der erzeugten Wärmeenergie vom Heizwerk zu den Verbrauchern werden Rohrnetze verlegt, durch die das Wärmeträgermedium fließt. Um die geforderte Wärmemenge zu den Verbrauchern transportieren zu können, muss ein bestimmter Massenstrom, nach Formel 6, durch das Rohrnetz fließen.

**Formel 6: Berechnung Massenstrom [kg/s]**

$$\dot{m} = \frac{Q}{c_p * \Delta T}$$

Da bei einem Fernwärmenetz eine Vielzahl von Verbrauchern versorgt werden muss, wird für die Förderung des Wärmeträgers durch die Rohrleitungen eine Kraft F bezogen auf den Rohrleitungsquerschnitt A benötigt. Dies entspricht also einem Druck p = F/A, dem Differenzdruck, auch als Druckverlust $\Delta p$ in [Pa/m] bezeichnet. Die Rohrdurchmesser der Leitungen (Hauptleitungen und Anschlussleitungen) müssen dabei so ausgelegt sein, dass bei gleichem vorhandenem Differenzdruck alle Verbraucher mit der benötigten Heißwassermenge versorgt werden können. Um nun das Fernwärmenetz simulieren zu können, ist es nötig die Druckverluste der einzelnen Teilstrecken zu berechnen.
Über die Strömungsgeschwindigkeit in den Rohren, kann die Reynolds-Zahl und damit die Strömungsart ermittelt werden. Diese wird benötigt um daraufhin die Druckverluste bestimmen zu können.
Die Reynolds-Zahl berechnet sich nach Formel 7.

**Formel 7: Berechnung Reynolds-Zahl [-]**

$$Re = \frac{VD}{\nu}$$

Anhand der Reynolds-Zahl kann die Art der Strömung bestimmt werden. Für Strömungen in Rohrleitungen wird bis zu Re < 2.300 von laminarer Strömung und für Re > 4.000 von turbulenter Strömung ausgegangen. Der Bereich dazwischen, also 2.300 < Re < 4.000 wird als kritischer Bereich bezeichnet, der allerdings wie der turbulente Fließzustand zu behandeln ist.

Für die Berechnung des Druckverlustes entlang eines geraden Rohres wurde für die Simulation die Darcy-Weisbach Gleichung unter Verwendung des Darcy Reibungskoeffizienten $f$ verwendet (siehe Formel 8).

**Formel 8: Berechnung Druckverluste entlang eines geraden Rohres mit Darcy Reibungskoeffizienten [Pa]**

$$\Delta p = f * \frac{l}{D} * \frac{\rho V^2}{2}$$

Wobei $V = \frac{Df}{A}$ mit $A = \pi * \frac{D^2}{4}$.

Der Reibungskoeffizienten nach Darcy-Weisbach $f$ ist eine Funktion der Reynolds-Zahl und der relativen Rohrrauigkeit. Bei turbulenter Strömung muss die Bestimmung des Faktors f für den jeweils zutreffenden Strömungszustand über die Gleichung von Witte und Colebrook erfolgen [Kiijärv, 2011], siehe Formel 9. Die Bestimmung des Faktors erfolgt dabei über Annäherung.

**Formel 9: Bestimmung Darcy-Reibungsfaktor [-]**

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2log_{10} * \left[\frac{k}{3.7} + \frac{2.51}{Re * \sqrt{f}}\right]$$

Wobei $k = \frac{e}{D}$

Der Anfangswert für den Darcy-Reibungsfaktor $f$ muss angenommen werden. Für hydraulische, raue Rohre kann k aus den entsprechenden Tabellen entnommen werden.
Für hydraulische Rohre kann die Rauigkeit e aus dem entsprechenden Datenblatt abgelesen werden. Für die verwendeten Kunststoffmantelrohren der Firma Kelit beträgt die Rauigkeit e = 0,1 mm.

#### *4.2.1.2.2 Pumpentechnik*

In der Heizungstechnik werden für die Wasserumwälzung hauptsächlich Kreiselpumpen eingesetzt. Bei diesem Pumpentyp wird das auf einer Welle sitzende Laufrad durch einen Elektromotor angetrieben.
Da in einem Wärmesystem eine Vielzahl von Verbrauchern versorgt werden muss, wird für die Förderung des Wärmeträgers durch die Rohrleitungen eine Kraft F bezogen auf den Rohrleitungsquerschnitt A benötigt. Dies entspricht also einem Druck p = F/A, dem Differenzdruck, auch als Druckverlust $\Delta p$ in Pa/m bezeichnet. Die Rohrdurchmesser der Leitungen (Hauptleitungen und Anschlussleitungen) müssen dabei so ausgelegt sein, dass alle Verbraucher mit der benötigten Heißwassermenge versorgt werden können. Um den Druckverlust in geraden Rohren zu berechnen, wird Formel 10 herangezogen.

**Formel 10: Berechnung Druckverluste in Rohren [Pa]**

$$\Delta p = \frac{\lambda}{d} * \frac{\rho}{2} * w^2 * L$$

Für die Fließgeschwindigkeit gilt die Beziehung in Formel 11.

**Formel 11: Fließgeschwindigkeit [m/s]**

$$\mathrm{w} = \frac{\frac{\dot{m}}{\rho}}{A} = \frac{\dot{V}}{A} = \frac{\dot{V}}{\frac{\pi}{4} * d^2}$$

Entsprechend dem Verlauf der Pumpenkennlinie (flach oder steil), die bei der Auslegung des Heizwerks anhand der zuvor dargelegten Gleichungen erstellt wird, haben Änderungen der Anlagenkennlinie unterschiedliche Auswirkungen auf den Förderstrom und die Druckverhältnisse in den Heizkreisen bzw. im Netz. Anhand von Abbildung 4.32 wird ersichtlich, wie der aktuelle Betriebspunkt einer Pumpe bestimmt werden kann. Im Schnittpunkt der Anlagen- und Pumpenkennlinie liegt der Betriebspunkt, welcher den momentanen Förderstrom und die Förderhöhe angibt.

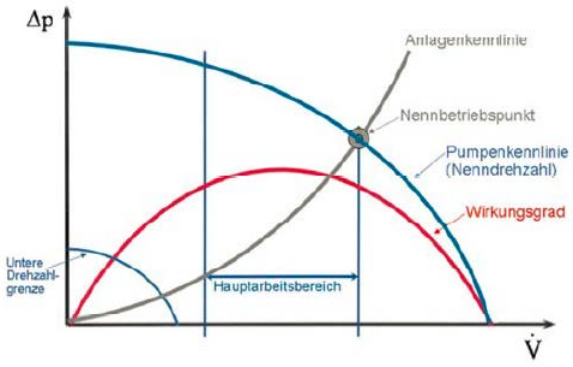



**Abbildung 4.32: Pumpendiagramm zur Ermittlung des Betriebspunkts einer Pumpe**
Quelle: [Floß, 2007]

Die zum Antrieb der Pumpe erforderliche Leistung ergibt sich nach Formel 12 [Recknagel, 2003].

**Formel 12: Leistungsbedarf Pumpe [W]**

$$P = \frac{\dot{V} * \Delta p_t}{\eta}$$

#### *4.2.1.2.3 Ventile*

Für die Berechnung der Druckverluste hydraulischer Einbauten wie Ventile, ist der $k_V$-Wert (Durchflussfaktor) ausschlaggebend. Er wird angegeben als der Volumenstrom einer Flüssigkeit mit

einer Dichte $\rho$ von 1.000 kg/m³ bei einer Druckdifferenz von 1 bar und einer Wassertemperatur von 5 – 30 °C. Formel 13 zeigt die Gleichung zur Berechnung des Druckverlustes an einem Ventil.

**Formel 13: Druckverlust an einem Ventil [Pa]**

$$\Delta p = \left(\frac{\dot{V}}{k_V}\right)^2 * \frac{\rho}{1000}$$

Die Berücksichtigung der Dichte kann in der Regel vernachlässigt werden.

#### *4.2.1.2.4 Differenzdruckregelung*

Unter Beachtung der in Abschnitt 4.1.1.3.1 erläuterten Funktionsweise der Differenzdruckregelung, wurden folgende Zusammenhänge bzw. Annahmen für die Modellierung getroffen:
Der Volumenstrom am Regelventil des jeweiligen Verbrauchers j ist vorgegeben durch die Vorlauf- und Rücklauftemperatur und die vom Verbraucher geforderte Wärmeleistung.

**Formel 14: Volumen- und Massenstrom am Regelventil der Verbraucher**

$$\dot{V}_j = \frac{m_j}{\rho} \qquad \dot{m}_j = \frac{P_{therm,j}}{c_p * \Delta T_j}$$

Wenn das Regelventil komplett geschlossen ist, müsste die gesamte Pumpförderhöhe abzüglich der Verluste im vorgelagerten Netz am Regelventil abfallen. Wenn das Regelventil komplett geöffnet ist, entspricht der Druckabfall dem berechneten Druckverlust. Zur Berechnung der Druckdifferenz am Regelventil des jeweiligen Verbrauchers wird der $k_V$-Wert anhand der nachfolgenden Gleichung (Formel 15) berechnet.

**Formel 15: Berechnung $k_V$-Wert [m³/h]**

$$k_V = 0{,}01 * \frac{\dot{V}\ [\frac{l}{h}]}{\sqrt{\Delta p}\ [kPa]}$$

Ebenso wird die Ventilautorität $a = \frac{\Delta p_{V,100}}{(\Delta p_{V,100} + \Delta p_{V,var})}$ berechnet. Entsprechend Formel 16 wird der Druckabfall über dem Ventil ermittelt, wobei durch $\Delta p_{min}$ bei jedem Verbraucher der Mindestdruck von 50 kPa sichergestellt sein sollte.

**Formel 16: Druckabfall über dem Ventil [Pa]**

$$\Delta p_{Ventil,j} = p_0 - p_{VerlNetz,j} - \frac{\dot{V}_j^2}{{k_{V,j}}^2}$$

Tritt eine Änderung des Volumenstroms auf, so kommt es zu einer Änderung des Druckabfalls am Ventil j. Entsprechend dieser Änderung des Druckabfalls regelt die Pumpe mit einer Veränderung der Pumpförderhöhe nach. Die neue Pumpförderhöhe kann mit Formel 17 berechnet werden, wobei für die Berechnung immer der minimale Druck ($\min(\Delta p_{ventil,i}(t))$ der drei Schelchtpunkte herangezogen wird.

**Formel 17: Pumpförderhöhe**

$$p_0(t+1) = p_0(t) - \min(\Delta p_{ventil,i}(t)) + \Delta p_{min}(t)$$

Der Zusammenhang zwischen $\dot{V}$ und P ist aus der Regelkennlinie bekannt. Die Ventilkennlinie ergibt sich nach der folgenden Abbildung 4.33.

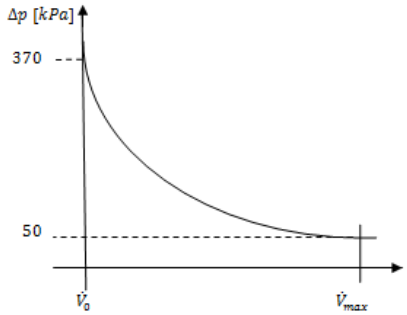



**Abbildung 4.33: Ventilkennlinie**
Quelle: [eigene Darstellung]

### *4.2.1.3 Grundlagen Berechnung Solaranlage*

#### ***4.2.1.3.1 Berechnung Globalstrahlung auf geneigte Fläche***

Zur Berechnung der solarthermischen Leistung der zu modellierenden Anlage am Katschberg wurden die Globalstrahlungsdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik [ZAMG, 2012] verwendet. Da sich die Globalstrahlung aus einem direkten und diffusen Anteil zusammensetzt und für die solarthermische Energieerzeugung der direkte Anteil auf die geneigte Fläche bestimmt werden muss, muss der Diffusanteil heraus gerechnet werden. Der Vorgang zur Berechnung der direkten Strahlung auf die geneigte Fläche wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

Anhand des stündlichen Transparenzfaktor $k_T$ (clearness factor) kann der Anteil der diffusen Strahlung berechnet werden, wobei $k_T$ das Verhältnis der Globalstrahlung zur extraterrestrischen Einstrahlung (siehe Formel 18) beschreibt [Stieglitz&Heinzel, 2012] [Kishore, 2009].

**Formel 18:Berechnung des Transparenzfaktors (clearness factor) [W/m²]**

$$k_T = \frac{i_{glob}}{i_{extra}}$$

$i_{glob}$ ist von den ZAMG Daten bekannt, allerdings wurde bei der Übermittlung der Daten eine falsche Einheitenangabe von Seiten der ZAMG gemacht. Dieser Fehler konnte erst im Zuge der Berechnung der Diffusstrahlung identifiziert werden.
Auf Grund der elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne ergeben sich Schwankungen der extraterrestrischen Strahlung, weshalb sich nach Formel 19 eine tagesabhängige extraterrestrische Solarkonstante $i_0$ für den n-ten Tag im Jahr berechnen lässt.

**Formel 19:Tagesabhängige extraterrestrische Solarkonstante [W/m²]**

$$i_0 = i_{sc} * (1 + 0{,}033 \cos(\frac{360}{365} * n))$$

Mit der Solarkonstante $i_{sc}$ = 1367 W/m$^2$ und n als bestimmter Tag im Jahr, wobei der 1 Jänner als Startwert definiert wird und daher mit 1 beginnt. Die Berechnungsfaktoren für n wurden aus [Kishore, 2009] entnommen und sind in der nachfolgenden Tabelle 4.10 aufgelistet.

**Tabelle 4.10: Berechnungsfaktoren für n**
Quelle: [Kishore, 2009]

| Monat | n für ith Tag des Monats | Für durchschnittlichen Tag des Monats | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Tag | n, Tag des Jahres | $\delta$, Neigungswinkel |
| Jänner | I | 17 | 17 | - 20,9 |
| Februar | 31 + i | 16 | 47 | - 13,0 |
| März | 59 + i | 16 | 75 | - 2,4 |
| April | 90 +i | 15 | 105 | 9,4 |
| Mai | 120 + i | 15 | 135 | 18,8 |
| Juni | 151 + i | 11 | 162 | 23,1 |
| Juli | 181 + i | 17 | 198 | 21,2 |
| August | 212 + i | 16 | 228 | 13,5 |
| September | 243 + i | 15 | 258 | 2,2 |
| Oktober | 273 + i | 15 | 288 | - 9,6 |
| November | 304 + i | 14 | 318 | 18,9 |
| Dezember | 334 + i | 10 | 344 | - 23,0 |

Für $i_{extra}$ an einem bestimmten Ort muss auch noch die geografische Lage mit berücksichtigt werden, weshalb $i_0$ mit dem $\cos\theta_z$ multipliziert werden muss.

$$i_{extra} = i_0 * cos\theta_z$$

Dabei stellt $\theta_z$ den Winkel für die horizontale Fläche dar, welcher aus Formel 20 berechnet werden kann.

**Formel 20: Berechnung Winkel der Horizontale $\theta z$ [°]**

$$cos\theta_z = sin\emptyset * sin\delta + cos\emptyset * cos\delta * cos\omega$$

Wobei $\phi$, der Winkel der geographischen Breite für den Standort Katschberg 47,06 ° beträgt und $\delta$, die Deklination (Neigung), sich nach [Kishore, 2009] [Stieglitz&Heinzel, 2012] Formel 21 berechnet.

**Formel 21: Berechnung $\delta$ Deklination (Neigung) [°]**

$$\delta = 23{,}45 * \sin(360\frac{284+n}{365})$$

Bei der Winkelberechnung muss darauf geachtet werden, dass die Berechnung in Grad erfolgt. Wenn die Berechnung im Bogenmaß ist, muss noch mit $\pi/180$ multipliziert werden, da ansonsten das Ergebnis nicht korrekt ist:

$$\delta = 23{,}45 * \sin(360\frac{284+n}{365}\frac{\pi}{180})$$

Der in Formel 20 verwendete Stundenwinkel $\omega$ kann in einer ersten Näherung mit 1 h = 15 ° angenommen werden. Vormittags muss der Wert < 0 und nachmittags > 0 sein. Ebenso muss darauf geachtet werden die Sommerzeit zu korrigieren, sonst stimmen die Strahlungswerte nicht. Der Stundenwinkel kann nach Formel 22 auch exakt berechnet werden [Häberlin; 2007].

**Formel 22: Berechnung Stundenwinkel $\omega$ [°]**

$$\omega = \frac{360}{24}(t_{lok} - 12)$$

Der Stundenwinkel sollte mittags 0, vormittags negativ und nachmittags positiv sein. Die lokale Zeit $tlok$ berechnet sich aus [Stieglitz&Heinzel, 2012] nach Formel 23.

**Formel 23: Berechnung lokale Zeit $t_{lok}$**

$$t_{lok} = LST + ET + \frac{24}{360}(L_{st} - L_{Lokal})$$

LST ist dabei die Zeit der lokalen Zeitzone (local standard time) und im betrachteten Fall mitteleuropäische Zeit bzw. Mitteleuropäische Sommerzeit von 0 bis 24 Uhr. $L_{st}$ ist die geografische Länge der lokalen Zeitzone und ist für den Standort Katschberg für die CET (Central European Time) -15 ° (negativ, da östlich von Greenwich Meridian). $L_{lokal}$ ist der Längengrad des Standortes, was im

vorliegenden Fall für Katschberg – 13,61 ° ergibt. Die Zeitgleichung ET wird durch Formel 24 beschrieben.

**Formel 24: Zeitgleichung ET**

$$ET = \sum_{k=1}^{3} [a_k cos(k * J) + b_k sin(k * J)]$$

Mit

$a_k$ ... $a_1$ = 0,0072, $a_2$ = -0,0528, $a_3$ = -0,0012

$b_k$ ... $b_1$ = -0,1229, $b_2$ = -0,1565, $b_3$ = -0,0041

und $J = \frac{2\pi}{365,25} n$.

Anhand der dargelegten Formeln und Zusammenhänge lässt sich $k_T$ für jede Stunde bestimmen. Der Wert von $k_T$ wird bei < 0 immer gleich 0 angenommen. Der graphische Zusammenhang ist in Abbildung 4.34 dargestellt.

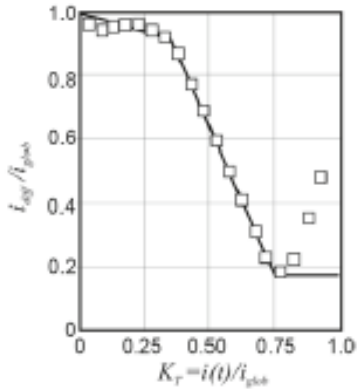



**Abbildung 4.34: Diffuser Strahlungsanteil $i_{diff}$ als Funktion der Globalstrahlung bezogen auf die extraterrestrische Strahlung auf eine horizontale Fläche (stündliche Mittelwerte)**

Quelle: [Stieglitz&Heinzel, 2012]

Der in Abbildung 4.34 dargestellte Zusammenhang kann auch rechnerisch ermittelt werden. So wird mit $k_T$ das Verhältnis $i_{diff} / i_{glob}$ nach Formel 25 bestimmt [Kishore, 2009].

**Formel 25: Verhältnis $i_{diff} / i_{glob}$**

$$\frac{i_{diff}}{i_{glob}} = \begin{bmatrix} 1,0 - 0,09 * k_T & k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 * k_T + 4,388 * k_T^2 - 16,638 * k_T^3 + 12,336 * k_T^4 & 0,22 < k_T \leq 0,8 \\ 0,165 & k_T > 0,8 \end{bmatrix}$$

Damit kann der direkte Strahlungsanteil mit $i_{direkt} = i_{global} - i_{diff}$ ermittelt werden. Alle drei Werte beziehen sich auf die Strahlung auf eine horizontale Fläche.
Auf Grund des vorliegenden Angebots der Firma GEO-TEC wird davon ausgegangen, dass Flachkollektoren für die Erfassung der Strahlung eingesetzt werden. Mit Formel 26 [Stieglitz&Heinzel, 2012] kann daher die Globalstrahlung auf die geneigte Fläche bestimmt werden.

**Formel 26: Berechnung der Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche [W/m²]**

$$i_{glob,geneigt} = \frac{cos\theta}{cos\theta_z} i_{dir,h} + \frac{1 + cos\beta}{2} i_{diff,h} + \rho_B \frac{1 - cos\beta}{2} i_{glob,h}$$

Global-, Diffus- und Direktstrahlungsanteile wurden mit obigen Formeln bereits berechnet. β ist der Aufstellwinkel, welcher für die Anlage am Katschberg mit 35 ° angenommen wird und $\gamma$ der Azimuthwinkel, welcher für die Anlage am Katschberg -25 ° beträgt. $\theta$ ist der Winkel auf die geneigte Fläche, der nach Formel 27 [Stieglitz&Heinzel, 2012] berechnet werden kann.

**Formel 27: Berechnung Winkel zur geneigten Fläche $\theta$ [°]**

$$\cos\theta = \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\gamma + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \sin\beta \sin\gamma \sin\omega$$

Für die Berechnung muss zusätzlich noch das Reflexionsvermögen der Umgebung beachtet werden. Die Reflexionsgrade für die Solarstrahlung sind aus [Stieglitz&Heinzel, 2012] entnommen und in Tabelle 4.11 aufgelistet.

**Tabelle 4.11: Reflexionsgrade unterschiedlicher Oberflächen für Solarstrahlung**
Quelle: [Stieglitz&Heinzel, 2012]

| Bodenart | $\rho_{Boden}$ |
|---|---|
| Straßen und Häuser | 0,15 – 0,25 |
| Wälder | 0,05 – 0,20 |
| Altschnee/Neuschnee | 0,40 – 0,95 |

Für den Standort Katschberg wurde für den Zeitraum November bis März mit $\rho_B$ = 0,45 und von April bis Oktober mit $\rho_B$= 0,15 gerechnet.

#### *4.2.1.3.2 Berechnung Wirkungsgrad und solarthermische Leistung*

Die Berechnung des Wirkungsgradkennlinie der Kollektoren bei aktueller Einstrahlung erfolgt über die gemessenen Wärmedurchgangskoeffizienten ($a_1$, $a_2$) und der Wirkungsgrade von Absorber und Apertur nach Formel 28 [GEO –TEC Engineering, 2011].

**Formel 28: Berechnung Wirkungsgrad Kollektor [-]**

$$\eta = \eta_0 - a_1 * T_m^* - a_2 * G * T_m^*$$

Wobei $T_m = (t_m - t_a)/G$ ist, mit $t_m$ als mittlere Fluidtemperatur und $t_a$ als Umgebungstemperatur. Die Parameter für die Kennliniengleichung sind in Tabelle 4.12 aufgelistet.

**Tabelle 4.12: Wirkungsgrade der Kollektoren mit Bewindung**
Quelle: [SPF, 2009]

| **Messung mit Bewindung (nach ISO, DIN, EN)** | | | |
|---|---|---|---|
| | ***Bezugsfläche*** | | |
| | Absorber | Apertur | Brutto |
| $\eta_0$ [-] | 0,8 | 0,797 | 0,739 |
| $a_1$ [W/m²K] | 4,22 | 4,21 | 3,9 |
| $a_2$ [W/m²K] | 0,0035 | 0,0035 | 0,0032 |

Die thermische Leistung der Kollektoren berechnet sich somit einfach aus der Multiplikation der Globalstrahlung G mit dem berechneten Wirkungsgrad $\eta$.

#### *4.2.1.3.3 Bestimmung der Druckverluste*

Die Bestimmung der Druckverluste der Solaranlage erfolgt über die Identifikation des Volumenstroms in der Kollektorfläche nach Formel 29.

**Formel 29: Bestimmung Volumenstrom Kollektorfeld [l/h]**

$$\dot{V}_{Koll} = \frac{\dot{q}_{Koll} * A_{Koll}}{\Delta T_{WT} * c_{p\,WT} * \rho_{WT}}$$

und der Bestimmung des spezifischen Volumenstroms bezogen auf die Kollektorfläche anhand von Formel 30.

**Formel 30: Spezifischer Volumenstrom Solarkollektor [l/(h*m²)]**

$$\dot{v}_{Koll} = \frac{\dot{V}_{Koll}}{A}$$

Die Druckverluste am Kollektor werden aus Abbildung 4.35 abgelesen.

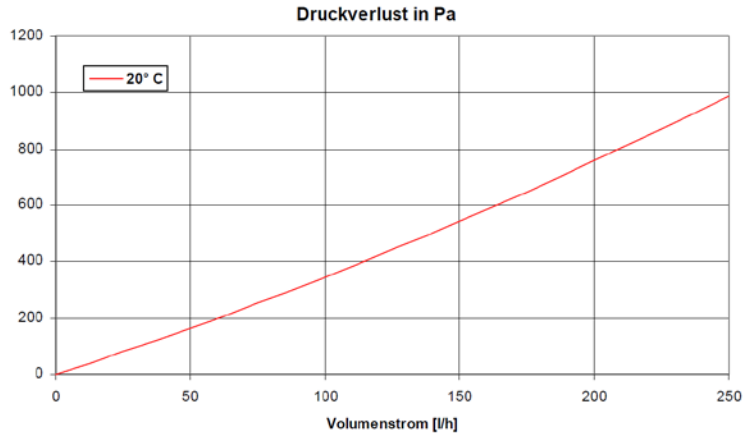



**Abbildung 4.35: Druckverluste am Kollektor bezogen auf Volumenstrom (Diagramm für die Kollektoren der Firma GEO-TEC)**

Quelle:[SPF, 2009]

Die Gesamtdruckverluste der Anlage ergeben sich aus der Anzahl der in Serie und parallel verschalteten Kollektoren nach Formel 31.

**Formel 31: Gesamtdruckverlust der Solaranlage [Pa]**

$$\Delta p_{Koll\_ges} = \Delta p_{col} * n$$

#### *4.2.1.3.4 Verschaltung und Durchströmung der Kollektoren*

Bei der Verschaltung der Kollektoren muss auf eine gleichmäßige und ausreichende Durchströmung aller Absorber geachtet werden, dabei gibt es grundsätzlich zwei unterschiedliche Systeme [TU Graz, 2006]:

- High-Flow (Standardschaltung) mit einem Durchfluss von 35 bis 70 l/m²*h. Die Temperaturdifferenz zwischen Kollektorvorlauf und Kollektorrücklauf liegt bei dieser Betriebsart unter 15 K.
- Low-Flow mit einem stark verringerten Durchfluss (unter 30 l/m²*h), dafür höheren Temperaturspreizungen.

Um die Vorteile beider Varianten zu nutzen, werden Solaranlagen mit einer drehzahlgeregelten Kollektorpumpe angeboten, die den optimalen Betrieb der Kollektoren gewährleisten soll. Diese so genannte Matched-Flow Variante kommt z.B. auch im solar unterstützten Heizwerk in Eibiswald zum Einsatz. In der nachfolgenden Tabelle 4.13 sind die üblichen spezifischen Massenströme für die unterschiedlichen Varianten aufgelistet.

**Tabelle 4.13: Spezifische Massenströme für High-Flow, Low-Flow und Matched-Flow**
Quelle: [TU Graz, 2006]

| Bezeichnung | spez. Massenstrom |
|---|---|
| High Flow | 35 - 70 kg/m²h |
| Matched Flow | 8 - 70 kg/m²h |
| Low Flow | 8 - 18 kg/m²h |

Prinzipiell können Kollektoren parallel, in Serie oder als Kombination dieser beiden Grundvarianten angeordnet werden (siehe nachfolgend Abbildung 4.36 und Abbildung 4.37). Bei der Parallelschaltung von Kollektoren mit jeweils demselben Volumenstrom, erhöht sich der Druckverlust über das gesamte Kollektorfeld nicht.

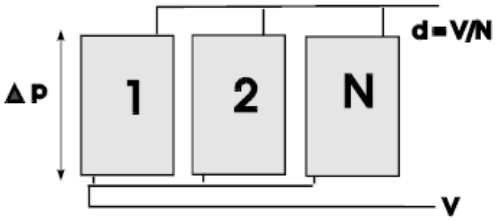



**Abbildung 4.36: Parallelschaltung von Kollektoren**
Quelle: [LEV, o.A.]

Bei seriell verschalteten Kollektoren strömt durch jeden Kollektor der für die Gesamtfläche erforderliche Volumenstrom. Es ergibt sich daher durch diese Schaltungsvariante ein hoher Druckverlust. Der Gesamtdruckverlust des Kollektorfeldes ergibt sich anhand der Summe der Druckverluste der Einzelkollektoren.

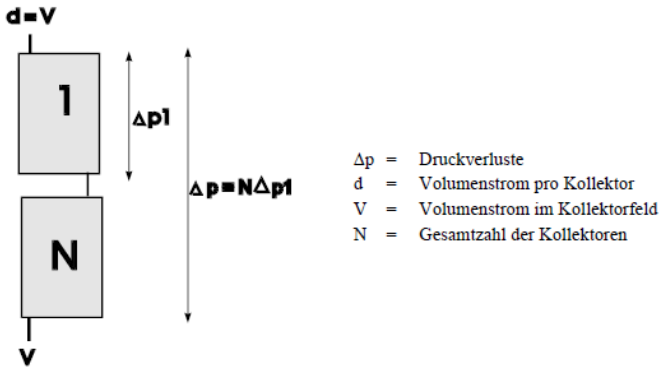



**Abbildung 4.37: Serienschaltung der Kollektoren**
Quelle: [LEV, o.A.]

Bei mittleren und großen Anlagen ist meistens eine Kombination von Parallel- und Serienschaltung notwendig (siehe Abbildung 4.38). Bei der Verschaltung ist darauf zu achten, dass die Kollektoren nach dem Tichelmann-Prinzip verschalten werden. Vor- und Rücklauf werden gegenüberliegend an die Sammelrohre angeschlossen, dadurch kann eine gleichmäßige Durchströmung aller Kollektoren sichergestellt werden. Der Weg des Wärmeträgermediums muss durch alle Absorber gleich lang sein.

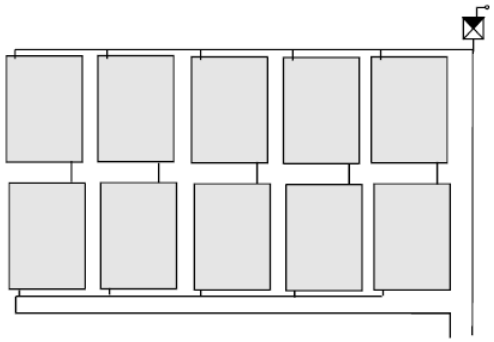


**Abbildung 4.38: Kollektoren in Parallel- und Serienschaltung**
Quelle: [LEV, o.A.]

#### *4.2.1.3.5 Auslegung Wärmetauscher*

Im Kollektorkreis (primärseitig) zirkuliert ein Wasser-Frostschutzgemisch, auf der Sekundärseite befindet sich Heizungswasser. Es wird daher ein Wärmetauscher zur Trennung der beiden Kreise benötigt. Der Wärmetauscher soll die vom Kollektor gelieferte Leistung mit möglichst geringen Temperaturdifferenzen an den Heizungswasserkreislauf abgeben. Am häufigsten werden Plattenwärmetauscher als externe Wärmetauscher eingesetzt [ASIC, 2001].

Aus dem Q-T Diagramm eines Gegenstromwärmetauschers (siehe Abbildung 4.39) kann das prinzipielle Verhalten der Temperaturen und der Wärmeübergang abgelesen werden.

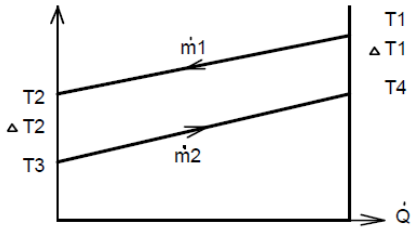



**Abbildung 4.39: Q-T Diagramm Plattenwärmetauscher (Gegenstrom)**
Quelle: [LEV, o.A.]

Die übertragene Leistung am Wärmetauscher lässt sich anhand der nachstehenden Formel 32 berechnen.

**Formel 32: Übertragener Wärmestrom Plattenwärmetauscher [W]**

$$\dot{Q} = \dot{m}_1 * c_{p\,1} * (T_1 - T_2) = \dot{m}_2 * c_{p\,2} * (T_4 - T_3)$$

Ist die Ausführung des Wärmetauschers bekannt, kann der Wärmestrom auch in Abhängigkeit der mittleren Temperaturdifferenz und eines Wärmedurchgangskoeffizienten bestimmt werden (Formel 33).

**Formel 33: Übertragener Wärmestrom Plattenwärmetauscher über k-Wert und mittlere Temperaturdifferenz**

$$\dot{Q} = k * A * \Delta T_{log}$$

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz zwischen den beiden Strömen berechnet sich anhand nachfolgender Formel 34.

**Formel 34: Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz [K]**

$$\Delta T_{log} = \frac{\Delta T_{gr} - \Delta T_{kl}}{ln \frac{\Delta T_{gr}}{\Delta T_{kl}}}$$

### 4.2.2 Aufbau des Simulationsmodells in MATLAB/Simulink

In diesem Kapitel erfolgt die Erläuterung des in MATLAB/Simulink erstellten Modells des Heizwerks Katschberg.

Die thermischen Komponenten dienen dabei der korrekten Temperaturberechnung im gesamten System. Grundsätzlich werden die Ausgangstemperaturen basierend auf Energieerhaltungsgleichungen, in Abhängigkeit von vorherrschenden Massenströmen und Eingangstemperaturen, sowie spezifischen Zustandsgrößen berechnet. Die hydraulischen Elemente in einem Heizwerk dienen der Regelung der Temperaturen, Drücke und Massenströme im Heizwerk. Auf die Modellierung der Rohrleitungen innerhalb des Heizwerks wurde allerdings verzichtet, da die Druckverluste auf Grund der kurzen Leitungslängen als vernachlässigbar gering angenommen werden.

Durch die Verwendung des CARNOT Blockset können die einzelnen Blöcke über verschiedene Leitungen verbunden werden. Leitungen, welche Module wie Speicher, Pumpen oder Kollektoren miteinander verbinden, übertragen einen so genannten Thermo-Hydraulischen-Vektor (THV). Dieser enthält alle relevanten Zustandsgrößen des wärmeübertragenden Mediums der damit verbundenen Übertragung von Energie, innerhalb des Systems. In einem THV werden die Daten ausschließlich von Block zu Block transportiert, Berechnungen werden in den Blöcken ausgeführt. THV besteht aus 20 Komponenten von denen zehn fix vorgegeben sind, der Rest kann für individuelle Anpassungen und Erweiterungen verwendet werden. Ein THV verfügt also über die in Tabelle 4.14 dargestellte Struktur.

**Tabelle 4.14: Struktur eines Thermo-Hydraulischen-Vektors**

Quelle: [Hafner, 1999]

| Eingangsnr. | Bezeichnung | Abkürzung | Einheit |
|---|---|---|---|
| 1 | Identifizierungszeichen | ID | - |
| 2 | Temperatur | T | [°C] |
| 3 | Massenfluss | mdot | [kg/s] |
| 4 | Druck | p | [Pa] |
| 5 | Art der Flüssigkeit | fluid-ID | - |
| 6 | Flüssigkeitsmix | fluid-mix | [0…1] |
| 7 | Durchmesser | d-last | [m] |
| 8 | Konstanter Koeffizient des Druckverlusts | c | - |
| 9 | Linearer Koeffizient des Druckverlusts | l | [s/kg] |
| 10 | Quadratischer Koeffizient des Druckverlusts | q | [$s^2/kg^2$] |
| 11 - 20 | Für individuelle Parameter frei | | |

Die nachfolgenden Abbildung 4.40 zeigt die Übersicht des Gesamtsystems. Die einzelnen Teilsysteme werden im Anhang kurz erläutert. In Abbildung 4.41 erfolgt die Darstellung des Wärmeverteilnetzes, wobei die Subsysteme und die einzelnen Komponenten ebenfalls dem Anhang beigefügt werden.

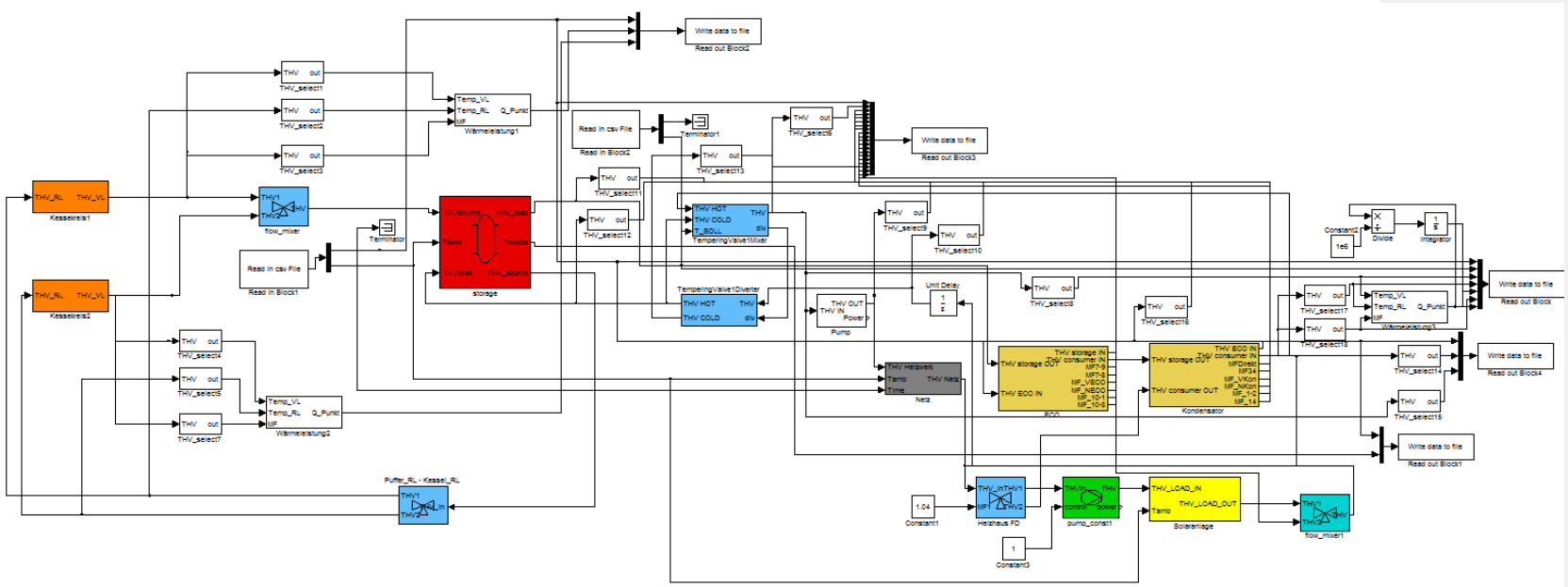



**Abbildung 4.40: Darstellung des Modells des Gesamtsystems inklusive Solaranlage in MATLAB/Simulink**

Quelle: [eigene Darstellung]

Anmerkung I: Erläuterung der Farbkennzeichnung

| | |
|---|---|
| Orange | Biomassekessel 1 und 2 |
| Rot | Pufferspeicher |
| Blau | Regelventile (Mischer und Diverter) |
| Grün | Netzpumpe |
| Gelb | Solaranlage |
| Hellgelb | Economizer und Kondensator |
| Grau | Subsystem Wärmeverteilnetz |

Anmerkung II: Der Ölkessel wurde in der Modellerstellung und Simulation nicht berücksichtigt, da dieser im betrachteten Zeitraum zu keiner Zeit in Betrieb war.

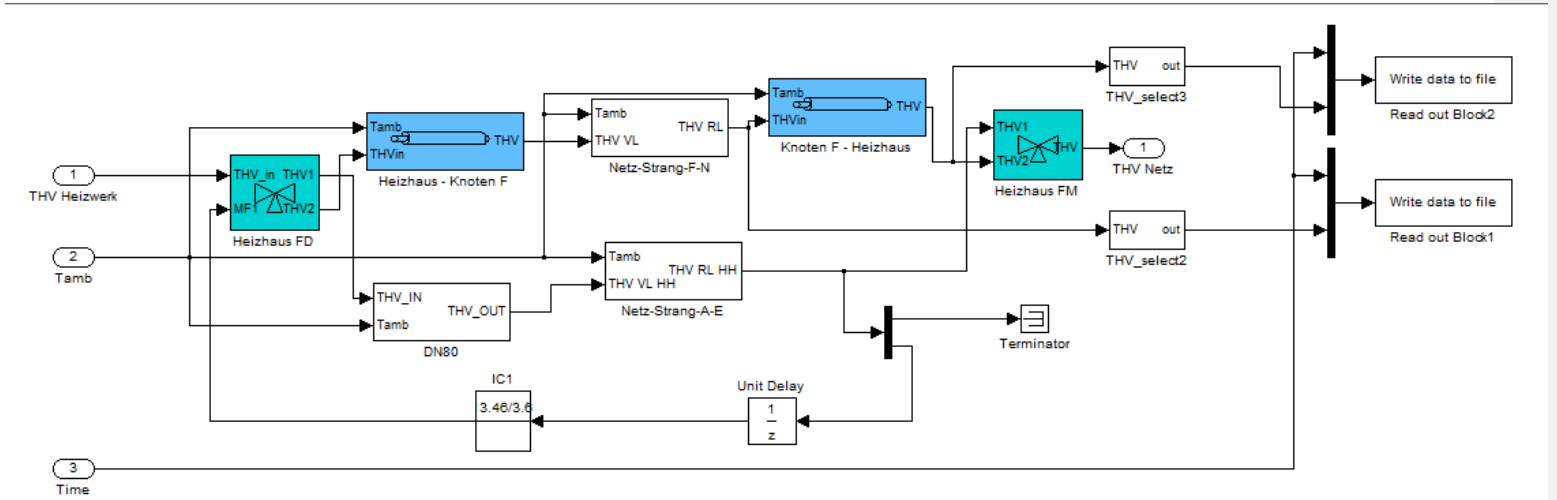



**Abbildung 4.41: Darstellung des Wärmeverteilnetzes am Katschberg**
Quelle: [eigene Darstellung]

#### *4.2.2.1 Modell Wärmeerzeugung (Heizhaus)*

Bei der Modellierung der Biomassekessel als primäre Energiequellen des Systems ergaben sich folgende Herausforderungen:

- Der Heizwert der eingesetzten Biomasse ist nicht bekannt und konnte auch nicht berechnet werden, da der Feuchtegehalt des Brennstoffs nicht messtechnisch, sondern nur durch ungenaue Aufzeichnungen des Heizwartes erfasst wird.
- Ebenso wenig erfolgt eine sensorische Erfassung des eingebrachten Brennstoff-Massenstroms in den Kessel. Es werden zwar die Stockereinschübe in den Brenner aufgezeichnet, allerdings ist nicht bekannt, welche Menge an Brennstoff pro Abschnitt befördert wird.

Auf Grund dieser Tatsachen konnte der Brennstoffausnutzungsgrad bzw. die Brennstoffwärmeleistung nicht für das Modell berechnet werden. Es musste daher eine Wirkungsgradkurve für die Kessel erstellt werden, die dem Brennermodell hinterlegt werden kann. Dieser ergibt sich zum einen durch die Berechnung der Teillastzustände ausgehend von der Nennlast des jeweiligen Kessels. Zum anderen wurden Kennwerten der Firma Kohlbach zu Kesselwirkungsgraden bei bestimmter Last und einem Wassergehalt des Brennstoffs von über 50 % verwendet. Anhand dieser beiden Werte konnte eine interpolierte Wirkungsgradkennlinie für jeden Kessel erstellt werden.
Die Regelung der Wärmeerzeuger erfolgt in Abhängigkeit der geforderten Wärmeleistung, wobei die geforderte Vorlauftemperatur $T_{VL\_Soll}$ die Regelgröße darstellt. Diese wird vom Heizwart vorgegeben und nicht, wie oft üblich, nach der Außentemperatur geregelt.
Für die Berechnung der erzeugten Wärmeleistung im Kesselmodell muss berücksichtigt werden, dass sich das heiße Wasser im Kessel mit dem abgekühlten Rücklauf aus dem Netz mischt. Siehe hierzu die nachstehende Formel 35. Die Kesselaustrittstemperatur, die in der Folge als Ist-Vorlauftemperatur bezeichnet wird, wird im Modell entsprechend Formel 36 berechnet.

**Formel 35: Wärmeleistung Kessel [W]**

$$\dot{Q}_{Kessel} = \dot{Q}_{Brenner\_ab} - \dot{m} * c_{p\,wasser} * (T_{VL\_Ist} - T_{RL})$$

**Formel 36: Kesselaustrittstemperatur [K]**

$$T_{VL\_Ist} = \int \frac{\dot{Q}_{Brenner\_ab}}{m * c_{p\,wasser}} - \frac{\dot{m} * (T_{VL\_Ist} - T_{RL})}{m}\, dt$$

Die Eintrittstemperatur in den Kessel wird auf circa 80 °C konstant gehalten. Die Vorgabe dieser Mindesttemperatur erfolgt vom Kesselhersteller, um Korrosionsschäden zu vermeiden. Da die Temperatur des Rücklaufs aus dem Speicher aber häufig unter dieser Mindesttemperatur liegt, erfolgt die Rücklaufhochhaltung durch Beimischung von heißem Wasser aus dem Vorlauf. Die Mischung wird über ein Dreiwegeventil realisiert, das im Rücklauf eingebaut ist. Für die mengenkonstante Regelung gelten folgende Zusammenhänge (siehe Formel 37 und Formel 38):

**Formel 37: Berechnung der Leistung bei mengenkonstanter Regelung [W]**

$$\dot{Q}_m = \dot{Q}_{hot} + \dot{Q}_{cold} = \dot{m}_{hot} * T_{hot} + \dot{m}_{cold} * T_{cold}$$

Wobei gilt:

$$\dot{m}_m = \dot{m}_{hot} + \dot{m}_{cold}$$

Daraus ergibt sich $T_m$ nach Formel 38.

**Formel 38: Berechnung der resultierenden Temperatur bei mengenkonstanter Regelung [°C]**

$$T_m = \frac{\dot{m}_{hot} * T_{hot} + \dot{m}_{cold} * T_{cold}}{\dot{m}_m}$$

Zur Bestimmung der Mischverhältnisse und in weiterer Folge der Stellung des Mischventils (div) wird die resultierende Mischtemperatur $T_m$ mit der minimalen Kesseleintrittstemperatur T_SOLL von ca. 80 °C verglichen. Ist die Temperaturdifferenz null, so ändert sich die Ventilstellung (div) des Mischers nicht. Das Aufteilungsverhältnis der Massenströme (div) bleibt somit gleich. Bei einer positiven Abweichung ($T_m > T\_SOLL$) wird das Ventil weiter geöffnet und mehr Warmwasser beigemengt. Bei einer negativen Abweichung ($T_m$ > T_SOLL) wird das Ventil weiter geschlossen. Dadurch wird weniger Warmwasser beigemengt. Diese Regelung der Mischventilstellung (div) erfolgt stetig und solange bis die gewünschte Temperatur $T_m$ = T_SOLL erreicht ist.

Das Verhältnis in dem sich der Vorlaufmassenstrom $\dot{m}_{ges}$ aufteilt und wie viel dem Rücklauf beigemischt wird, wird anhand von Formel 39 berechnet.

**Formel 39: Berechnung der Massenströme [kg/s]**

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{ges\_VL} * ratio \qquad \dot{m}_2 = \dot{m}_{ges\_VL} * \dot{m}_1$$

Die Pumpen in den Kesselkreisen der Biomassekessel werden nicht geregelt, sondern starr mit Nenndrehzahl betrieben. Dies bedeutet, dass immer die gesamte Wassermenge umgewälzt wird. Der über die Pumpe beförderte Massenstrom wird wieder an den Kessel übergeben.

Für die Modellierung des Speichers im Heizwerk wurde auf den Block aus der CARNOT Toolbox für einen Wasserschichtspeicher ohne Wärmetauscherflächen zurückgegriffen. Die Vorgänge innerhalb eines thermischen Speichers sind relativ komplex, da sie von den vorherrschenden Temperaturen der Wasserschichten im Speicher und den Temperaturen des Wasserzulaufs abhängig sind. Der Prozess innerhalb des CARNOT Blocks wird daher über ein Finite-Volumen-Modell definiert, durch welches für jede Schicht eine Energiebilanz aufgestellt und das jeweilige Temperaturniveau berechnet wird. Detail hierzu können in [Hafner, 1999] nachgelesen werden. Eine Beschreibung des Subsystems Speicher erfolgt im Anhang.

Da die Wärmemenge beider Kessel an den Speicher übergeben werden, erfolgt vor dem Eintritt in den Speicher und nach dem Austritt aus den Speicher eine Mischung bzw. Aufteilung der beiden Massenströme, sofern beide Kessel in Betrieb sind. Dies wurde durch einen „Flow mixer“ im Vorlauf und einen „Diverter“ im Rücklauf im Modell realisiert. Im „Flow mixer“ werden die Massenströme aus Kessel 1 und Kessel 2 addiert. Das Verhältnis in dem die Massenströme gemischt wurden, wird an den „Diverter“ übergeben. Dieser übernimmt die Daten und teilt die Massenströme nach dem Kessel im dementsprechenden Verhältnis wieder auf.

Für den von den Verbrauchern rückfließenden Wärmestrom bestehen gewisse Kriterien, weshalb aus wirtschaftlichen und emissionstechnischen Gründen eine Rücklaufanhebung erfolgt. Dazu werden eine Rauchgaskondensation und ein Economizer im Heizwerk Katschberg eingesetzt. Es handelt sich dabei grundsätzlich um Wärmetauscher, die auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben werden. Die warme Seite wird von den aus dem Kessel austretenden Rauchgasen durchströmt, wodurch die Netzrücklauftemperatur (kalte Seite) um ein paar Grad angehoben werden kann. In der Modellierung wurde der Rauchgasmassenstrom allerdings nicht berücksichtigt, da ausschließlich die Temperaturen der Rauchgase, aber ansonsten keine Daten sensorisch erfasst werden. Aus diesem Grund wurden die Austrittstemperaturen aus dem Eco und Kondensator anhand der erfassten Wärmeleistungen, entsprechend Formel 40 berechnet.

**Formel 40: Berechnung Vorlauftemperatur (Austrittstemperatur) Eco und Kondensator [°C]**

$$t_{VL_{Eco/Kondensator}} = \frac{\dot{Q}_{Eco/Kondensator}}{(\dot{m}_{Eco/Kondensator} * c_p + t_{RL_{Eco}/Kondensator})}$$

Die Blöcke Economizer und Kondensator sind ident aufgebaut und werden im Anhang näher beschrieben.

Nach dem Pufferspeicher erfolgt die Regelung des Vorlaufs, welche durch ein Dreiwege-Mischventil im Modell realisiert wird. Als Eingänge werden der THV, der an die Verbraucher übergeben wird, der THV des Rücklaufs und die Soll-Vorlauftemperatur des Netzes angegeben. Die resultierende Temperatur aus der Mischung der beiden Massenströme wird anhand der Formel $t_{ges} = \frac{t_{hot} * \dot{m}_{hot} + t_{cold} * \dot{m}_{cold}}{\dot{m}_{hot} * \dot{m}_{cold}}$ berechnet. Die Ventilstellung ergibt sich wiederum anhand des Vergleichs zwischen $t_{ges}$ und der Soll-Vorlauftemperatur, die in diesem Fall durch die Messwerte des Außentemperaturfühlers witterungsabhängig geregelt wird. Über die Stellung des Regelventils erfolgt die Beimischung des Rücklaufs zum Vorlauf. Diese Regelung hat den Sinn den warmen Vorlauf aus dem Speicher bei Bedarf auf die Soll Vorlauftemperatur des Netzes abzukühlen. Dadurch kann es sein, dass der Rücklauf in den Speicher sehr gering ist und sich deshalb die Temperatur der untersten Schicht des Speichers von Zeit zu Zeit immer weiter erwärmt.

Die Netzpumpe am Katschberg wird über eine volumenstromabhängige Druckverlustregelung betrieben. Dies bedeutet, dass die Drehzahl der Pumpe je nach Wärmebedarf und demnach je nach auftretendem Massenstrom betrieben wird. Es wird ein Massenfluss $\dot{m}_{VL}$ von der Pumpe transportiert, der sich aus der Summe der Massenflüsse der einzelnen Verbraucher ergibt. Der Zusammenhang zwischen Wärmeleistung und Massenfluss wurde dabei aus den vorhandenen Messdaten, für jeden Verbraucher hergestellt und ist in Abbildung 4.46 beispielsweise für den Verbraucher KB4 dargestellt.

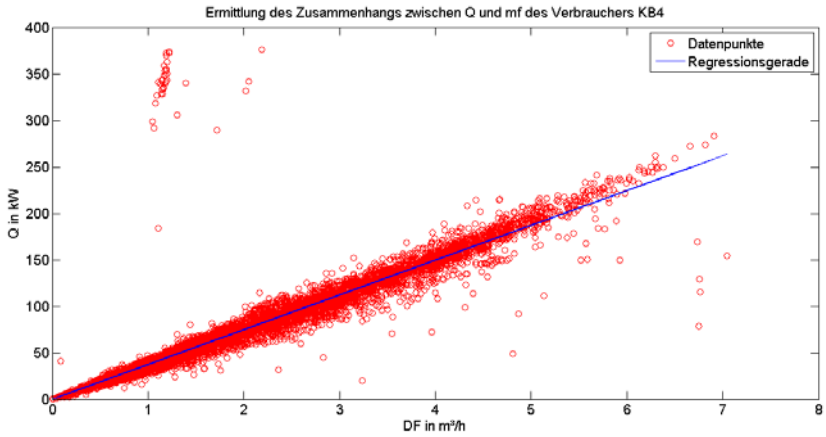



**Abbildung 4.42: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Wärmeleistung Q und Massenfluss des Verbrauchers KB4**

Quelle: [eigene Darstellung]

### *4.2.2.2 Modell Wärmeverteilsystem (Netz)*

Das Wärmeverteilsystem, wie es in Abbildung 4.41 dargestellt ist, wurde entsprechend dem im Anhang beigefügten Netzplan am Katschberg aufgebaut. Es handelt sich dabei um ein Strahlennetz, weshalb zwei vom Heizhaus wegführende Stränge modelliert wurden. Im Zuge der Verbraucherdatenrecherche wurde das Netz vereinfacht, indem 14 Knoten entlang der zwei Hauptstränge definiert wurden.

In Tabelle 4.15 sind die analysierten Hauptstränge mit Längeninformationen der Teilstrecke, dem Namen der Teilstrecke, Anfangs- und Endpunkten der Teilstrecke, Rohrmaß nach DIN/DN Norm und Knotenbezeichnung für die Abzweigung zu den Verbrauchern dargestellt. Das Nahwärmenetz wurde für eine maximale Strömungsgeschwindigkeit von 2,43 m/s bei einem Rohrinnendurchmesser von 125 mm[1] bzw. 139,7 mm[2] ausgelegt.

[1] Rohrmaßangabe DIN 11850 – Reihe 2 [DIN 11850, 2013]
[2] Rohrmaßangabe EN ISO 1127 [DIN EN 1127,2013]

**Tabelle 4.15: Daten des Hauptstrangs des Nahwärmenetzes Katschberg**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Startpunkt | Zielpunkt | Strecken-bezeichnung | Länge [m] | Rohr-durchmesser | Verbraucher |
|---|---|---|---|---|---|
| Heizhaus | A | Strang 1 | 177,8 | DN125 | VP A |
| A | B | Strang 2 | 150,3 | DN125 | VP B |
| B | C | Strang 3 | 80,1 | DN125 | VP C |
| C | D | Strang 4 | 19,4 | DN100 | VP D |
| D | E | Strang 5 | 228,4 | DN100 | VP E |
| Heizhaus | F | Strang 6 | 134,2 | DN125 | VP F |
| F | G | Strang 7 | 307,6 | DN125 | VP G |
| G | H | Strang 8 | 20,4 | DN125 | VP H |
| H | I | Strang 9 | 71,3 | DN125 | VP I |
| I | J | Strang 10 | 59,9 | DN125 | VP J |
| J | K | Strang 11 | 89,8 | DN100 | VP K |
| K | L | Strang 12 | 61,4 | DN80 | VP L |
| L | M | Strang 13 | 64,9 | DN80 | VP M |
| M | N | Strang 14 | 57,3 | DN40 | VP N |

Die Verbraucher unter den Abzweigungen wurden separat erhoben und in Abbildung 4.16 dargestellt. In dieser Tabelle sind die vom Abzweiger bis zum anonymisierten Verbraucher verlegten Stahlmantelrohre, je nach Nennrohrdurchmesser, in Meter angegeben.

**Tabelle 4.16: Darstellung der Rohrlängen vom Hauptknoten zum Verbraucher, unterteilt nach Nennrohrdurchmesser**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Knoten | Verbraucher | Nennrohrdurchmesser DIN/DN | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 25 | 32 | 40 | 50 | 65 | 80 | 100 | 125 |
| | | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] |
| A | KB36 | | | 46,2 | 11,1 | | | | |
| B | KB? | | | | | | | | 80,16 |
| C | KB30 | | | | 20,69 | | | | |
| D | KB 14-20 | 136,3 | | | 33,24 | | | | |
| E | KB 11 | | | | | 22,54 | | | |
| E | KB2 | | | | | 49,98 | 54,97 | 10,55 | |
| F | KB29 | | | | | | 181,7 | 218 | 17,08 |
| Abzw KB29 | KB28 | | 433,26 | 165,68 | 245,83 | 56,41 | 60,05 | | |
| G | KB34 | 21,98 | | | | | | | |
| H | KB12 | | | | | | 24,68 | | |
| Abzw. KB12 | KB9 | | | | | | 64,16 | | |
| I | KB27 | | | | | | 88,57 | | |
| Abzw KB27 | KB4 | | | | | 26,76 | 177,96 | | |
| J | KB3 | | | | | 28,08 | | | |
| Abzw KB3 | KB23 | | | | | 39,25 | | | |
| Abzw KB23 | KB? | | | | | 132,09 | | | |
| K | KB5 | | | | | | | 5,82 | |
| L | KB6 | | | | 28,79 | | | | |
| M | KB 10 | 8,16 | | | 38,08 | | | | |
| Abzw KB10 | KB35 | 31,62 | | | | | | | |

Für die Modellbildung wurden die Verbraucher am Knoten D und F zu einem großen Verbraucher zusammengefasst. Der Abschnitt Knoten D mit den zugehörigen Verbraucher KB14 bis KB20 ist vor und nach der Zusammenfassung in Abbildung 4.43 dargestellt.

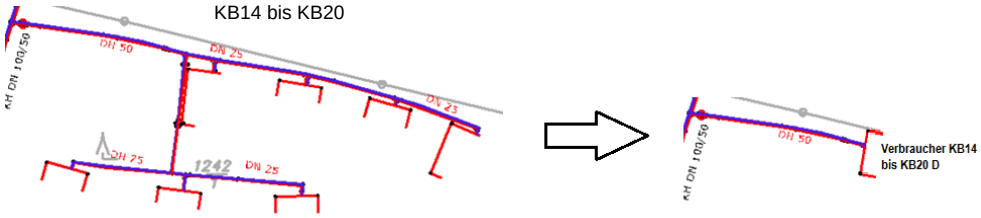



**Abbildung 4.43: Abschnitt Knoten D mit den zugehörigen Verbrauchern KB14, KB15, KB16, KB17, KB18, KB19 und KB20 vor und nach der Zusammenfassung der Verbraucher**

Quelle: [eigene Darstellung]

Der Abschnitt Knoten F einschließlich der Verbraucher ist vor und nach der Zusammenfassung in Abbildung 4.44 dargestellt.

**Abbildung 4.44: Abschnitt Knoten F einschließlich der Verbrauchern vor und nach Zusammenfassung zu einem Verbraucher**

Quelle: [eigene Darstellung]

Für die Simulation wurden die Druckverluste entlang einer Rohrleitung über eine quadratische Funktion des Massenflusses (siehe Formel 41) beschrieben,

**Formel 41: Berechnung der Druckverluste entlang einer Rohrleitung [Pa]**

$$\Delta p = con + lin * \dot{m} + quad * \dot{m}^2$$

wobei con den konstanten Term, lin den linearen Term und quad den quadratischen Term der Druckverluste beschreibt.

Zur Bestimmung dieser drei Koeffizienten wurden in einem ersten Schritt die Druckverluste mit der Darcy-Weißbach-Gleichung (siehe Abschnitt 4.2.1.2.1) für Durchflüsse von 0 bis 10 m³/h bestimmt. Anhand dieser Daten wurden mittels der Methode der kleinsten Quadrate die drei Koeffizienten bestimmt. In Abbildung 4.45 sind beispielshaft die Druckverluste eines 100 m langen DN50 Rohres mit Berechnung der Darcy-Weißbach-Gleichung blau und die Druckverluste als quadratische Funktion (Formel 41) rot dargestellt.

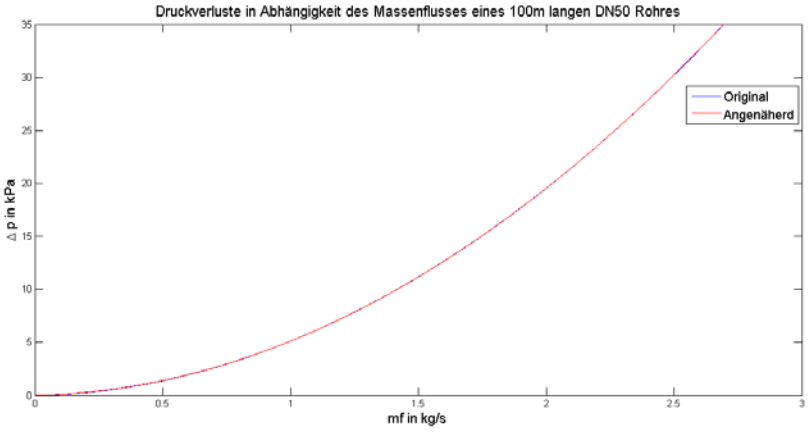



**Abbildung 4.45: Darstellung des Druckverluste eines 100 m langen DN50 Rohres**
Quelle: [eigene Darstellung]

Bei der Zusammenfassung der einzelnen Verbraucher eines Teilsystems (Knoten F, D) zu einem großen Verbraucher, müssen sowohl der Gesamtdruckverlust, als auch die auftretenden Wärmeverluste des Teilsystems für die Simulation mitberücksichtigt werden.

Zur Berücksichtigung der Druckverluste wurden die Verluste des Teilsystems bis zum ersten Verbraucher, an dem die Zusammenfassung stattfindet, rückgerechnet. Dazu wurden in einem ersten

Schritt für jeden Rohrabschnitt die drei Druckverlustkoeffizienten in Abhängigkeit des Massenflusses nach Formel 42 bestimmt. Alle seriellen Rohrabschnitte bzw. Teilstränge werden durch Addition dieser drei Koeffizienten zusammengefasst. Für parallel geschaltete Teilstränge gilt, dass die Druckverluste in den Strängen gleich groß sein müssen ($\Delta p_1 = \Delta p_2$). Die ermittelten Druckverlustkoeffizienten werden nun in diese Bedingung eingesetzt. Dadurch erhält man die in F dargestellte Gleichung.

**Formel 42: Druckverluste zweier parallel geschalteter Stränge**

$$con + lin * \dot{m}_1 + quad * \dot{m}_1{}^2 = con + lin * \dot{m}_2 + quad * \dot{m}_2{}^2$$

Für parallel geschaltete Stränge gilt des Weiteren der in Formel 43 dargestellte Zusammenhang zwischen den Massenflüssen der Teilstränge.

**Formel 43: Massenfluss zweier parallel geschalteter Stränge**

$$\dot{m}_{ges} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2$$

Durch Einsetzten der Formel 43 in Formel 41 und Auflösen der quadratischen Gleichung nach $m_1$ bzw. $m_2$ erhält man den Massenstrom in den jeweiligen Strängen. Über Formel 41 kann nun der Druckverlust, der in den parallel geschalteten Strängen abfällt, bestimmt werden. Durch eine erneute Anwendung der Methode der kleinsten Quadrate, können die Druckverlustkoeffizienten in Abhängigkeit des Massenstroms für den zusammengefassten Strang bestimmt werden. Diese Schritte werden solange wiederholt, bis man am ersten Verbraucher angelangt ist.

Für den Transport der Wärme wird Wasser mit einem pH-Gehalt von 9,5 als Medium eingesetzt, um eine Innenkorrosion der Fernwärmerohre zu verhindern. Beim Transport der Wärme vom Heizhaus zum Kunden treten Wärmeverluste auf, die einen Teil zur Verringerung des Nutzungsgrades des Heizwerkes beitragen, weshalb sie für die Modellberechnung für alle Rohrabschnitte berechnet werden mussten.
Die Wärmeverluste sind abhängig von der Dämmung und der Wärmedurchgangszahl. Mit der Wärmedurchgangszahl bzw. dem U-Wert erlangt man Informationen darüber, wie viel Energie pro Meter Rohr benötigt wird, um die Temperaturdifferenz von 1 K aufrechtzuerhalten. Im Nahwärmesystem von Katschberg werden Nennrohrdurchmesser von 26,9 bis 139,7 mm [DIN EN 13941, 2010] eingesetzt.

Für die Modellierung der Rohrleitungen wurde der Block "Pipe" der Carnot Toolbox verwendet. Darin wird eine Rohrleitung als ein ein-dimensionales Modell, welches in mehreren Knoten (Nodes) unterteilt ist, betrachtet. Dieses Modell beinhaltet die Wärmekapazität der Rohrwand, Wärmeverluste, Wärmeleitfähigkeit zwischen den Knoten und den Wärmetransport über den Massenfluss. Die Differentialgleichung ist in Formel 37 [Hafner, 1999] beschrieben und wird über die Finite-Volumen Methode gelöst.

**Formel 44: Gleichung zur Modellierung einer Rohrleitung**

$$\frac{c_{wall} L}{V_{node}} \frac{dT}{dt} = \frac{U A_{loss}}{V_{node}} (T_{amb} - T) + \frac{\lambda}{dx^2} (T_{last} + T_{next} - 2T) + \frac{\dot{m} c}{V_{node}} (T_{last} - T)$$

Die effektive axiale Wärmeleitfähigkeit λ wird mit Formel 45 berechnet

**Formel 45: Gleichung zur Berechnung der effektiven axialen Wärmeleitfähigkeit [W/(mK)]**

$$\lambda = \frac{A_{wall}}{A_{in}} \lambda_{wall}$$

wobei $A_{wall}$ die Fläche der Rohrwand, $A_{in}$ die Rohrinnenfläche und $\lambda_{wall}$ die Wärmeleitfähigkeit der Wand mit 76 W/mK ist.

Die Wärmekapazität der Rohrwand lässt sich über Formel 46 berechnen.

**Formel 46: Gleichung zur Berechnung der Wärmekapazität der Rohrwand [J/kgK]**

$$c_{wall} = c_{pipe}\, \rho_{wall}\, A_{wall}$$

wobei $c_{pipe}$ die Wärmekapazität des Rohrmaterials mit 480 J/kgK und $\rho_{wall}$ die Dichte der Rohrwand mit 7850kg/m³ ist.

Der Wärmeverlustkoeffizient u berechnet sich über Formel 47.

**Formel 47: Gleichung zur Berechnung der Wärmedurchgangszahl [W/m²K]**

$$u = \frac{\lambda_{iso}}{\log(2 * iso_{dick} + 1) * D_i}$$

wobei $\lambda_{iso}$ die Wärmeleitfähigkeit der Isolierung mit 0.03 W/mK und $iso_{dick}$ die Isolierdicke in % des Innendurchmessers ist.
In Tabelle 4.17 sind die zur Modellierung der Rohrleitung notwendigen Parameter für die einzelnen Rohrdurchmesser aufgelistet.

**Tabelle 4.17: Darstellung der Rohrparameter zur Modellierung einer Rohrleitung**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Rohrdurchmesser DIN/DN | $D_a$ | $D_i$ | $A_{wall}$ | $A_{in}$ | λ | $c_{wall}$ | $iso_{dick}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | mm | mm | mm² | cm² | W/mK | J/mK | % |
| 25 | 33,7 | 27,2 | 33,1831 | 5,8107 | 4,3401 | 125,0338 | 135,0 |
| 32 | 42,4 | 35,9 | 33,1831 | 10,1223 | 2,4914 | 125,0338 | 115,0 |
| 40 | 48,3 | 41,8 | 33,1831 | 13,7228 | 1,8378 | 125,0338 | 95,0 |
| 50 | 60,3 | 53,0 | 41,8539 | 22,0618 | 1,4418 | 157,7054 | 82,5 |
| 65 | 76,1 | 68,8 | 41,8539 | 37,1764 | 0,8556 | 157,7054 | 68,0 |
| 80 | 88,9 | 80,8 | 51,5300 | 51,2758 | 0,7638 | 194,1649 | 62,0 |
| 100 | 114,3 | 105,3 | 63,6173 | 87,0857 | 0,5552 | 239,7098 | 59,0 |
| 125 | 139,7 | 130,0 | 73,8981 | 132,7323 | 0,4231 | 278,4481 | 50,0 |

Zur Berücksichtigung der Wärmeverluste bei den zusammengefassten Verbrauchern wurde in weiterer Folge eine Beziehung zwischen den Wärmeverlusten der unterschiedlich dimensionierten Rohrleitungen, in Abhängigkeit der Vorlauf- und Außentemperatur über Formel 44 erstellt (siehe Abbildung 4.46 und Abbildung 4.47), die als Funktion für die Berechnung dient.

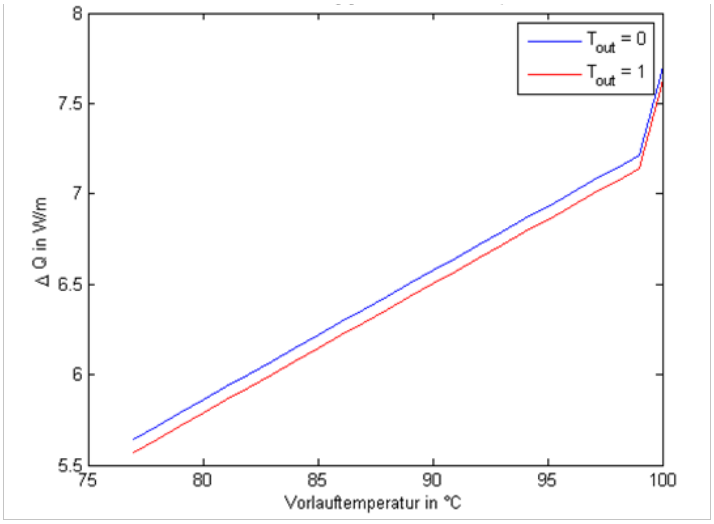



**Abbildung 4.46: Wärmeverluste in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Außentemperatur für ein DN32 Rohr**
Quelle: [eigene Darstellung]

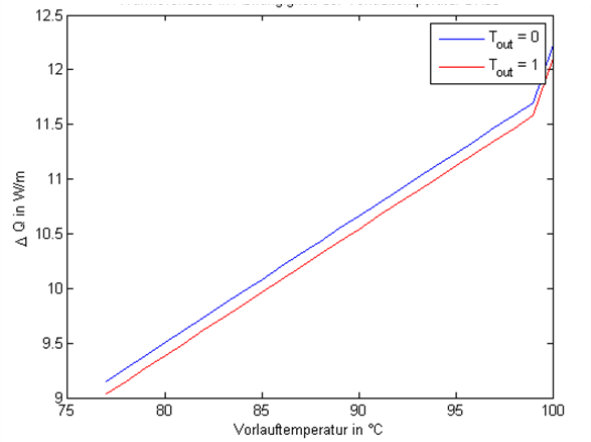



**Abbildung 4.47: Wärmeverluste in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Außentemperatur für ein DN80 Rohr**

Quelle: [eigene Darstellung]

Eine weitere Möglichkeit zur Berechnung der Wärmeverluste kann über die U-Werte, welche von den Parametern: Rohrdurchmesser, Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, Abstand zwischen zwei Rohren, Erdtemperatur, Dämmeigenschaften des Erdreichs, Tiefe der verlegten Rohre und U-Werte von Mantel und Polyurethanschaum abhängig sind, auch wie nachfolgend beschrieben, erfolgen.
Dazu werden folgende Annahmen getroffen:

- Erdtemperatur $t_E$ = 8 °C,
- Wärmeleitfähigkeit Erdreich $\lambda_E$ = 1,50 W/(m*K),
- Wärmeleitfähigkeit Mediumrohr $\lambda_M$ = 76 W/(m*K),
- Wärmeleitfähigkeit Dämmung $\lambda_I$ = 0,03 W/(m*K) und
- Wärmeleitfähigkeit Mantelrohr $\lambda_K$ = 0,43 W/(m*K).

Unter den obigen Annahmen wurden aus Formel 48, Formel 49, Formel 50 und Formel 52 Berechnungen zum Dämmvermögen von Isolierung, Mediumrohr, Erdreich und Wärmeentwicklung zwischen Vor- und Rücklaufrohr [KE Kelit, 2005a], sowie die daraus resultierende Wärmedurchgangszahl für die Rohrdurchmesser 26,9 bis 139,7 mm durchgeführt, die in Tabelle 4.18 aufbereitet sind.

**Formel 48: Berechnung des Dämmvermögens der Isolierung [K/W]**

$$R_I = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_I} * \ln\left(\frac{D_I}{d}\right)$$

**Formel 49: Berechnung des Dämmvermögens des Mediumrohrs [K/W]**

$$R_M = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_M} * \ln\left(\frac{d}{d_I}\right)$$

**Formel 50: Berechnung des Dämmvermögens des Erdreichs [K/W]**

$$R_E = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_E} * \ln\left(\frac{4 * (z + 0{,}0685 * \lambda_E}{D}\right)$$

**Formel 51: Berechnung der Wärmeentwicklung zwischen Vor- und Rücklaufrohr [m]**

$$R_H = \frac{1}{2 * \pi * \lambda_E} * \ln\left(1 + \frac{\left(2 * (z + 0{,}0685 * \lambda_E)\right)^2}{C^2}\right)$$

**Tabelle 4.18: Darstellung der Ergebnisse zur Bestimmung des U-Werts für Kelit P Serie 3 Rohre**
Quelle: [eigene Darstellung]

| D [m] | d [m] | $d_i$ [m] | z [m] | $R_E$ [K/W] | $R_H$ [K/W] | $R_M$ [K/W] | $R_I$ [K/W] | U [W/(m*K)] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0,125 | 0,0337 | 0,0305 | 1 | 0,378104 | 0,552425 | 0,000209 | 6,799068 | 0,128049 |
| 0,14 | 0,0424 | 0,0392 | 1 | 0,366079 | 0,552425 | 0,000164 | 6,198790 | 0,139290 |
| 0,14 | 0,0483 | 0,0451 | 1 | 0,366079 | 0,552425 | 0,000144 | 5,507615 | 0,154323 |
| 0,16 | 0,0603 | 0,0571 | 1 | 0,351911 | 0,552425 | 0,000114 | 5,056276 | 0,166582 |
| 0,18 | 0,0761 | 0,0729 | 1,2 | 0,357098 | 0,590578 | 0,000090 | 4,460087 | 0,183791 |
| 0,2 | 0,0889 | 0,0857 | 1,2 | 0,345919 | 0,590578 | 0,000077 | 4,205096 | 0,193431 |
| 0,25 | 0,1143 | 0,1111 | 1,2 | 0,322243 | 0,590578 | 0,000059 | 4,075058 | 0,199615 |
| 0,28 | 0,1397 | 0,1365 | 1,3 | 0,318066 | 0,607365 | 0,000049 | 3,619992 | 0,219148 |

Mithilfe von Formel 52 [DIN EN 13941, 2010] kann der Wärmeverlust pro Meter Rohrpaar berechnet werden und in Tabelle 4.19 sind die Verluste für die eingesetzten Rohrdurchmesser dargestellt.

**Formel 52: Berechnung des Wärmeverlusts pro Meter Rohrpaar [W/m]**

$$\Phi = U * (t_V + t_R - 2 * t_E)$$

**Tabelle 4.19: Berechnung der Wärmeverluste für Rohrpaare pro Meter bei einer Spreizung von 30 °C**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Rohrdurch-messer DIN/DN | U-Wert [W/m K] | $t_R$ [°C] | $t_E$ [°C] | Wärmeverlust $\phi$ [W/m] |
|---|---|---|---|---|
| 25 | 0,128049 | 60 | 8 | 5,890 |
| 32 | 0,139290 | 60 | 8 | 6,407 |
| 40 | 0,154323 | 60 | 8 | 7,099 |
| 50 | 0,166582 | 60 | 8 | 7,663 |
| 65 | 0,183791 | 60 | 8 | 8,454 |
| 80 | 0,193431 | 60 | 8 | 8,898 |
| 100 | 0,199615 | 60 | 8 | 9,182 |
| 125 | 0,219148 | 60 | 8 | 10,081 |

Aus der zuvor gezeigten Tabelle ist ersichtlich, dass mit Zunahme des Durchmessers des Rohres die Verluste größer werden, weil mehr Wasser transportiert werden muss.

### *4.2.2.3 Modell Solaranlage*

Das bereits in Abbildung 4.40 dargestellte Subsystem Solaranlage wird im folgenden Abschnitt näher erläutert. In Abbildung 4.48 ist der Aufbau des Solaranlagen-Modells abgebildet. Das System besteht aus dem Block Kollektor, einem Wärmetauscher und einer Pumpe.

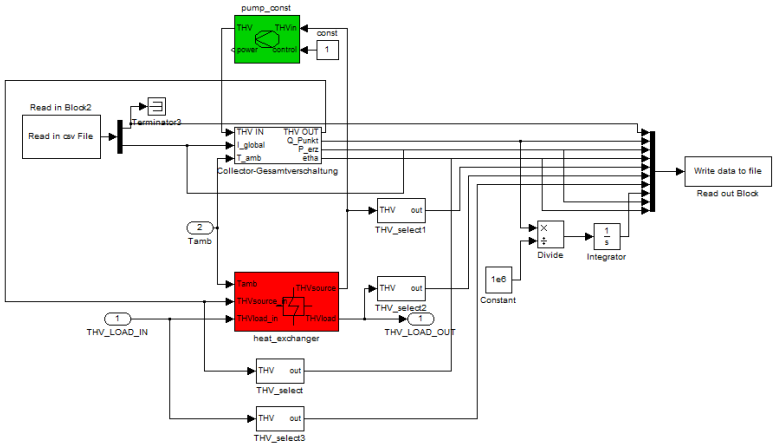



**Abbildung 4.48: Subsystem Solaranlage**
Quelle: [eigene Darstellung]

Für die Modellierung der Solarkollektoren wurde auf die Daten des bereits für das Heizwerk Katschberg erstellten Angebot der Firma GEO-Tec zurückgegriffen. Es wurden dabei folgende anlagenspezifischen Kennwerte verwendet (siehe Tabelle 4.20):

**Tabelle 4.20: Daten Solarkollektoren**
Quelle: [modifiziert nach GEO-TEC, 2009]

| | |
|---|---|
| Hersteller | Geo-Tec Solartechnik GmbH |
| Typ | GSE 2000/TIN (SPF C572) |
| **Dimensionen / Aufstellung** | |
| Gesamtbezugsfläche | 308,22 m² |
| Absorberfläche | 1,867 m² |
| Anzahl Kollektoren | 165 |
| Aufstellwinkel | 35 ° |
| Azimuth | - 25 ° |
| **Technische Daten** | |
| Minimaler Volumenstrom | 30 l/h |
| Nennvolumenstrom | 100 l/h |
| Maximaler Volumenstrom | 300 l/h |
| Maximaler Betriebsdruck | 6 bar |
| Stagnationstemperatur | 209 °C |

Da laut [GEO-TEC, 2009] maximal 10 Hochkollektoren oder 5 Querkollektoren in Serie verschalten werden können, wurde für die Anlage am Katschberg angenommen, dass immer 5 Kollektoren in Serie verschalten werden. Diese 5 Kollektoren in Serie wurden zu einem Kollektorkreis zusammengefasst. Bei einer Anzahl von 165 Kollektoren werden daher 33 parallel verschalten.

In Abbildung 4.49 ist die gemessene Globalstrahlung der ZAMG und die daraus berechnete Globalstrahlung (siehe Abschnitt4.2.1.3.1) auf die um 35° geneigten Solarkollektoren dargestellt.

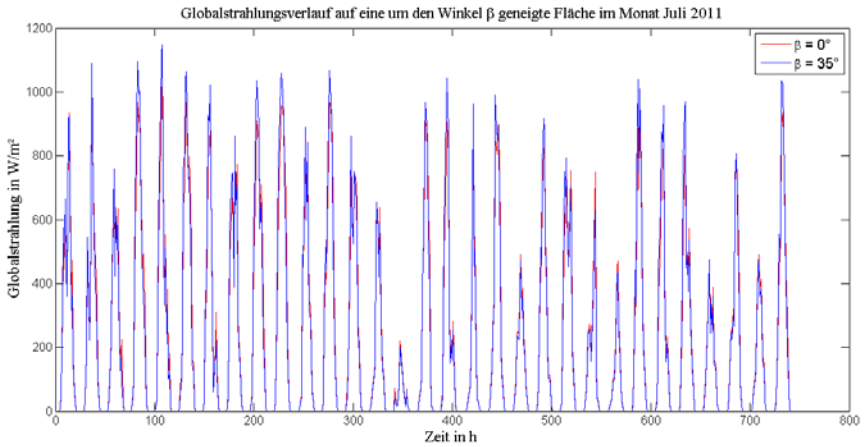



**Abbildung 4.49: Darstellung des Globalstrahlungsverlaufs auf eine horizontale Fläche (rot) und auf die um 35° geneigten Solarkollektoren (blau) im Monat Juli 2011**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Leistung jedes Kollektors wurde entsprechend der in Abschnitt 4.2.1.3.2 beschriebenen Parameter und Formeln berechnet. Die erzeugte spezifische Leistung der Solarkollektoren und die Globalstrahlung sind in Abbildung 4.50 dargestellt

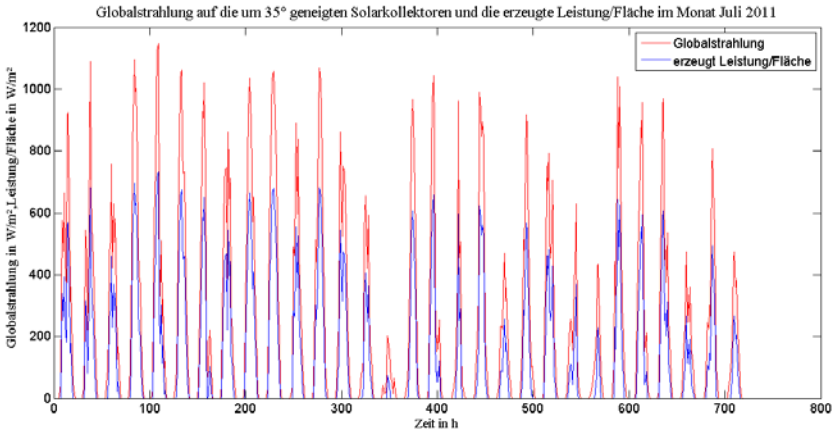



**Abbildung 4.50: Darstellung des Globalstrahlungsverlaufs auf die um 35° geneigten Solarkollektoren (rot) und die dadurch erzeugte spezifische Leistung (blau) im Monat Juli 2011**
Quelle: [eigene Darstellung]

Für die Auslegung der Wärmeübertragungsfläche wurde, auf Grund der hydraulischen Einbindung des Kollektors in den Netzrücklauf (siehe Abbildung 7.1 im Anhang), von einem Plattenwärmetauscher ausgegangen. Dieser wird nach dem Gegenstromprinzip durchlaufen (Strömungsrichtung des warmen und kalten Mediums sind gegenläufig), was bedeutet, dass die Temperaturdifferenzen in jedem Bereich des Wärmetauschers annähernd gleich groß sind.
Um die Wärmeübertragung so effizient wie möglich gewährleisten zu können, wird von folgenden Bedingungen ausgegangen [ASIC, 2001] [VIESSMANN, 2008]:

- Die Temperaturdifferenz im Wärmetauscher zwischen dem Austritt auf der Primärseite (zum Kollektor) und dem Eintritt auf der Sekundärseite sollte 5 K nicht übersteigen.
- Die Wärmeströme primär und sekundär sollen beim Plattenwärmetauscher ungefähr gleich groß sein. Um die etwas geringere Wärmekapazität von Glykol-Wassergemischen gegenüber Wasser auszugleichen, muss für die Sekundärseite ein um ungefähr 15 % geringerer Volumenstrom als auf der Primärseite angenommen werden. Der Volumenstrom der Primärseite ergibt sich anhand des gewählten spezifischen Kollektordurchflusses.
- Die Druckverluste auf beiden Seiten des Wärmetauschers sollen 150 mbar nicht übersteigen.

Da für die Modellierung von keinem konkreten Plattenwärmetauscher ausgegangen wurde, ist der k-Wert nicht bekannt, weshalb die in Abschnitt 4.2.1.3.5 beschriebene Formel 33 umgeformt wird. Durch

die Umformung lassen sich die Quotienten als NTU (Number of Transfer Units oder Wärmekapazitätsstrom) wie in nachstehender Formel 53 angeben [Stieglitz&Heinzel, 2012].

**Formel 53: NTU (Number of Transfer Units) [kW/°C]**

$$NTU = \frac{k * A}{\dot{m} * c_p}$$

Darin kann das Produkt $k * A$ als Wärmeübertragungsvermögen und $\dot{m} * c_p$ als Energiespeichervermögen verstanden werden. Für die Anlage am Katschberg wurde $U_a$ (NTU) über die maximal erzeugte Solarleistung zu 47,24 kW/°C berechnet.
Zu beachten ist, dass für die Primärseite (Kollektorkreis) die spezifische Wärmekapazität für das Glykol-Wassergemisch etwas geringer ist, als jene von Wasser. Für die Anlage am Katschberg, mit einem Anteil von 33 % Glykol, wurde $c_p$ mit Hilfe des Carnot Blocks „heat capacity“ berechnet.

### 4.2.3 Validierung des Modells

Anhand des zuvor beschriebenen Modells, der vorgegebenen Parameter und eingelesenen Messdaten erfolgte ein erster Simulationsdurchlauf. Auf Grund der Tatsache, dass für einen Großteil der Sensoren des Heizwerks die Daten nicht für ein ganzes Jahr vorhanden sind, können nur die Monate Juli, Dezember und Jänner für eine Simulation herangezogen werden. Die Simulation basiert auf Sekundenwerten, wobei die Ausgabewerte als Stundenmittelwerte vorliegen.

Zur Überprüfung der Funktion des Modells und in weiterer Folge auch der Brauchbarkeit für die weitere Verwendung hinsichtlich einer Optimierung des Referenzsystems, erfolgt im nachstehenden Abschnitt der Abgleich der Simulationsergebnisse mit Messdaten für den Monate Jänner. Dabei sind insbesondere die Temperatur- und Leistungsdaten, sowie die Massenflüsse ausschlaggebend für die Validierung des Modells.

#### *4.2.3.1 Biomassekessel*

In Abbildung 4.51 und Abbildung 4.52 sind die Leistungen der beiden Biomassekessel anhand der Originaldaten und der Ergebnisse der Simulation dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Leistung anhand der Simulationsdaten bei Kessel 1 höher und bei Kessel 2 niedriger, als die gemessenen Leistungen sind. Dazu kann gesagt werden, dass im Kesselkreis 2 eine zusätzliche Pumpe installiert ist, die bei Bedarf manuell vom Heizwart dazu geschalten wird. Da keinerlei Informationen zu dieser Pumpe erfasst werden konnten, wurde diese in der Simulation nicht berücksichtigt. In der Simulation spiegelt sich dies durch die niedrigere Leistung des Kessels 2 wieder, weshalb der erste Kessel (Biomasse Kessel 1) die fehlende Leistung miterzeugen muss, weshalb die Leistungsdaten bei Kessel 1 für die Simulation höher sind.

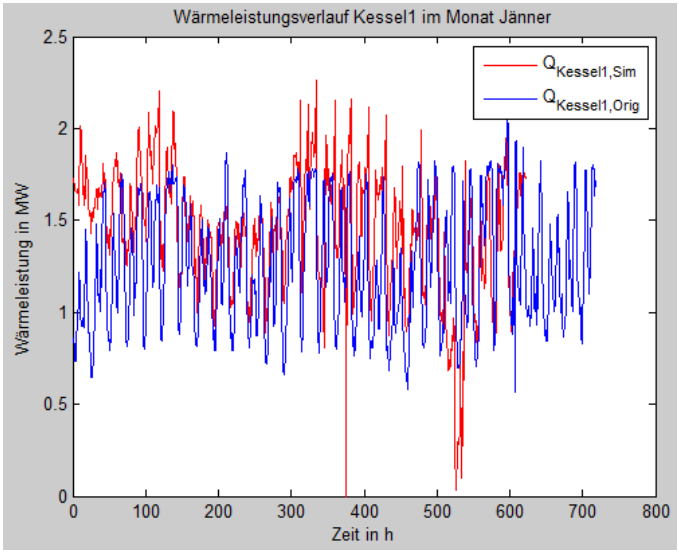



**Abbildung 4.51: Darstellung der Originaldaten und Simulationsergebnisse für den Wärmeleistungsverlauf Kessel 1 für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

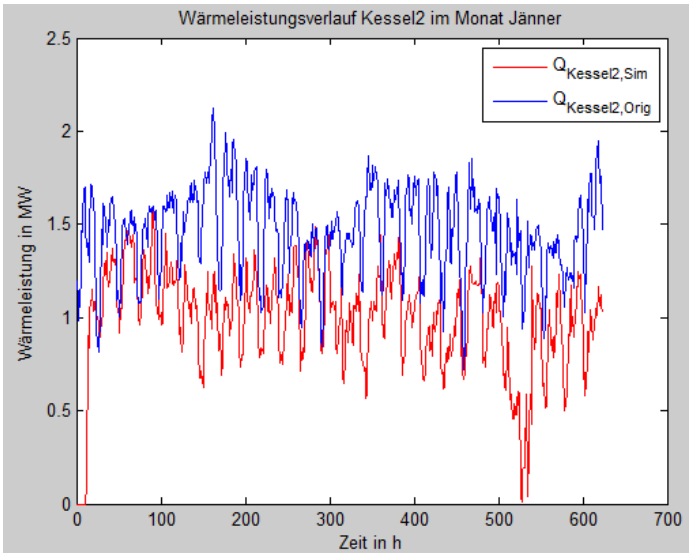



**Abbildung 4.52: Darstellung der Originaldaten und Simulationsergebnisse für den Wärmeleistungsverlauf Kessel 2 für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

In der nachfolgenden Abbildung 4.53 sind die Kesselvorlauftemperaturen für BK1 anhand der Original- und Simulationsdaten dargestellt. Als Originaldaten werden die Ist-Vorlauftemperaturen verwendet, da auf Grund einer trägen Regelung des Kessels diese nicht den Soll-Werten entsprechen. Für die Berechnung in der Simulation wurden die Sollwerte der Vorlauftemperatur als Regelgröße herangezogen, weshalb sich eine Abweichung zu den Originaldaten ergibt. Die Ausreißer um Stunde 380 sind wiederum auf fehlende Daten zurückzuführen.

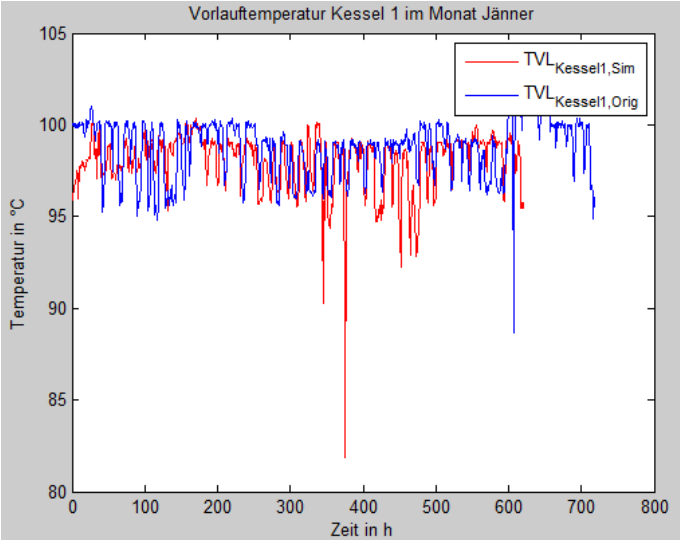



**Abbildung 4.53: Vergleich der Originaldaten mit den Simulationsergebnissen für die Vorlauftemperatur im Kessel 1 für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

Die Simulationsergebnisse der Rücklauftemperatur für Kessel 1 stimmen recht gut mit den Originaldaten überein, wobei die Rücklaufanhebung in Realität etwas höher zu sein scheint, als die 82 °C Mindesteintrittstemperatur in den Kessel, die in der Simulation angenommen wurden (siehe Abbildung 4.54).

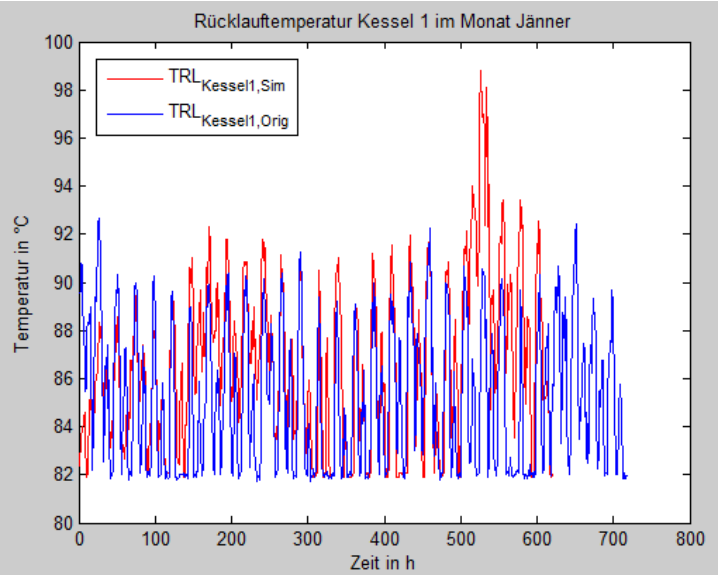



**Abbildung 4.54: Vergleich der Originaldaten mit den Simulationsergebnissen für die Rücklauftemperatur im Kessel 1 für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

Die Schwankungen zwischen Originaldaten und Simulationsergebnissen für die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des zweiten Biomassekessels können wiederum auf die in Realität eingebaute zusätzliche Pumpe, die in der Simulation nicht berücksichtigt ist, zurückgeführt werden. Hinzu kommt, dass die Vorlauftemperatur des zweiten Kessels normalerweise auch individuell vom Heizwart eingestellt wird. Da aber keine Daten zur Soll-Vorlauftemperatur des zweiten Kessels vorhanden waren, mussten für die Simulation die Vorgaben des ersten Kessels verwendet werden. Grundsätzlich kann die Temperaturvorgabe aber für beide Kessel getrennt erfolgen.
Für die Kesseleintrittstemperatur (Rücklauftemperatur Kessel 2) kann wiederum angenommen werden, dass die Mindesttemperatur über der in der Simulation gewählten liegt.

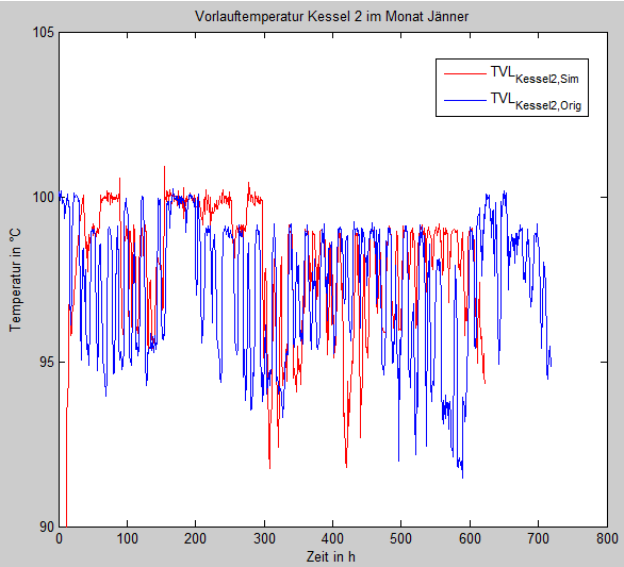



**Abbildung 4.55: Originaldaten und Simulationsergebnissen für die Vorlauftemperatur im Kessel 2 Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

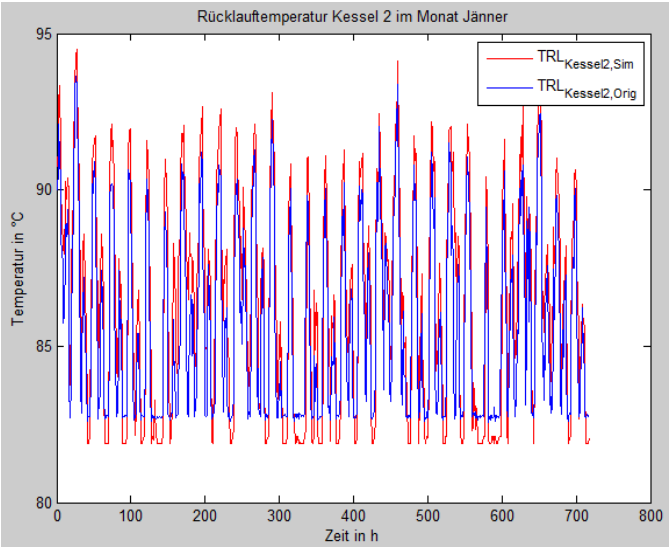



**Abbildung 4.56: Verlauf der Rücklauftemperatur im Kessel 2 anhand der Originaldaten und der Simulationsergebnisse für den Monat Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

#### *4.2.3.2 Speicher*

Beim Pufferspeicher handelt es sich um einen Lastausgleichsspeicher, der Temperatursensoren für die Erfassung der Temperaturen in der jeweiligen Schicht innehat. Der Speicher hat vier Schichten deren Temperatur jeweils durch einen Sensor gemessen wird, diese liegen bei 100 %, 66 %, 33 % und 0 % Beladung. In Abbildung 4.57 wurde eine Untersuchung für den Monat Juli durchgeführt, da die Aufzeichnung der Daten über das Jahr nur im Juli und Jänner erfolgten. Im Rahmen der Datenanalyse konnte festgestellt werden, dass die Schichtung im Pufferspeicher des Heizwerks Katschberg nicht funktioniert, da zum einen die Temperaturen der obersten Schicht (bei 100 % Beladung, rote Linie) meist niedriger sind, als die Temperaturen in der zweiten (66 % Beladung, gelbe Linie) und dritten (33 % Beladung, blaue Linie) Schicht. Dies kann aus Abbildung 4.57 abgelesen werden, in der die Temperaturen des Speichers im Zeitraum von 01.07.2011 bis 30.07.2011 dargestellt sind.

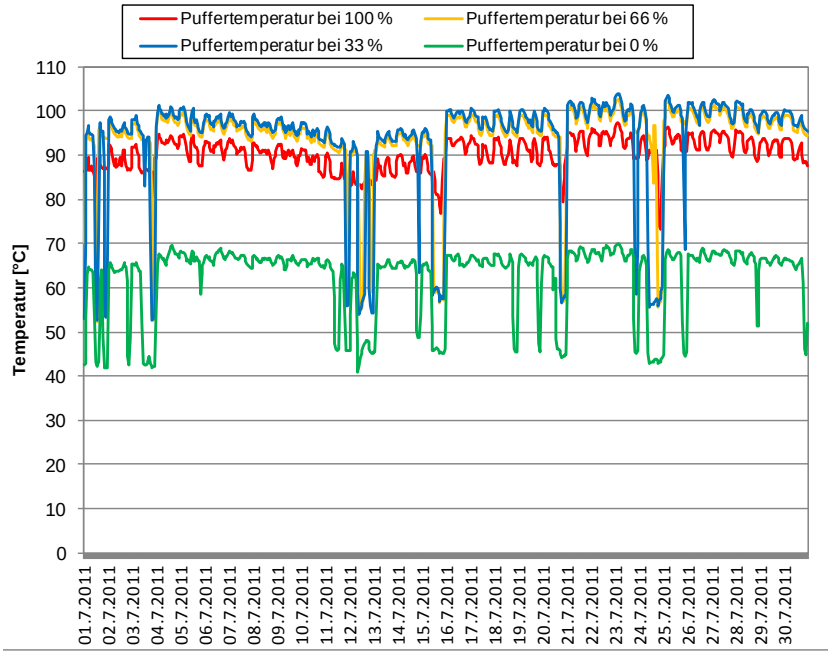



**Abbildung 4.57: Darstellung der gemittelten Tageswerte der Temperaturen in den unterschiedlichen Schichten des Pufferspeichers für den Zeitraum 01.07.2011 – 30.07.2011**

Quelle: [eigene Darstellung]

Die Schichtung des Puffers funktioniert auch in den Wintermonaten nicht, wie aus Abbildung 4.58 ersichtlich wird. Hier sind zusätzlich auch die Netzrücklauftemperatur und die Vorlauftemperatur (nach Kessel und vor Speicher) eingezeichnet, da auf Grund der direkten Be- und Entladung des Speichers die Temperatur der untersten Schicht des Speichers in etwa der Netzrücklauftemperatur bzw. die

Temperatur der obersten Schicht in etwa der Vorlauftemperatur entsprechen müssten. Die Differenzen zwischen Vorlauf und oberster Schicht beträgt zumeist mindestens 5 °C und die Temperatur der untersten Pufferspeicherschicht liegt häufig 10 °C über der Netzrücklauftemperatur.

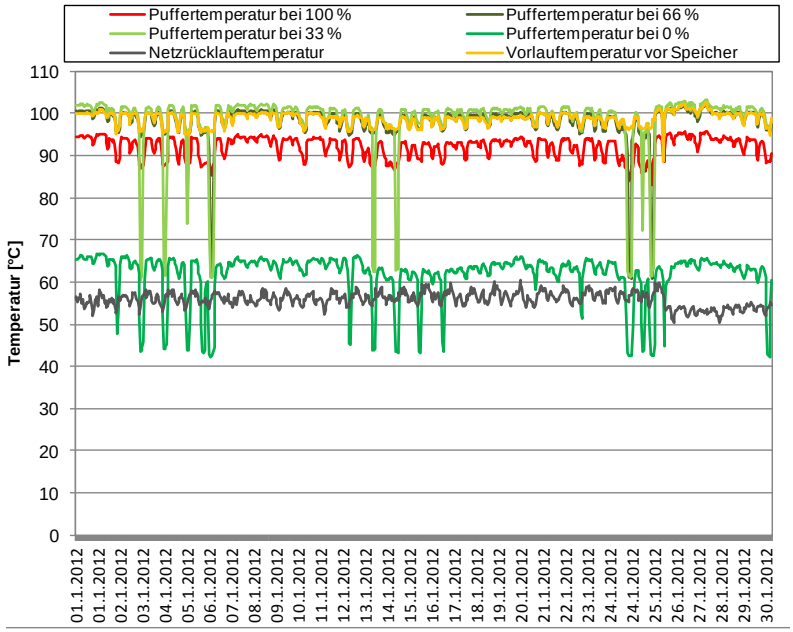



**Abbildung 4.58: Darstellung der Temperaturen in den unterschiedlichen Schichten des Pufferspeichers (bei 0 %, 33 %, 66 % und 100 % Beladung), sowie der Netzrücklauftemperatur und Vorlauftemperatur vor Speicher für den Zeitraum 01.01.2012 bis 30.01.2012**

Quelle: [eigene Darstellung]

Das Verhalten des Pufferspeichers kann unterschiedliche Gründe haben, so kann einerseits ein Fehler bei den Temperatursensoren (Sensoren defekt oder falsch zugeordnet) dafür verantwortlich sein, was vom Heizwerkbetreiber allerdings ausgeschlossen wird. Von der ASTRA Bioenergie GmbH [Lax, 2013] wurden Probleme bei der Einstellung der Vorlauftemperatur der Biomassekessel als mögliche Ursache für das Durchmischen der Schichten genannt. Das Aufbrechen der Schichtung kann demnach auch durch eine schlechte bzw. träge Regelung im Heizwerk verursacht werden. Folgende Vermutungen können daher bei der Betrachtung von Abbildung 4.58 hinsichtlich der Speicherbeladung und –entladung angestellt werden [Theißing, 2013]:

- Der Speicher wird über einen fixen Einlass beladen. Tritt der Fall auf, dass die Eintrittstemperatur in den Speicher niedriger ist, als die Temperatur der Speicherschicht in Höhe des Einlasses, so wird diese Schicht abgekühlt. Die Temperatur der darunterliegenden Schichten ist dann gegebenenfalls höher. Diese Umkehr des Temperaturgradienten im Speicher wird in Realität

durch das Aufsteigen des wärmeren Wassers (natürliche Konvektion) aufgelöst, wobei eine teilweise Vermischung der Schichten stattfindet. Die Temperatur des aufsteigenden Wassers nimmt dabei ab.

- Die Kesselaustrittstemperatur (Vorlauftemperatur vor Speicher, gelbe Linie) liegt zeitweise über 99 °C. Da der Wasserdruck im Kessel größer als der Umgebungsdruck ist, können am Speichereintritt Temperaturen im Bereich von etwa 105 °C auftreten.
- Die Einströmgeschwindigkeit in den Speicher ist möglicherweise zu hoch, sodass es zu einer Durchmischung der Schichten kommt. Im korrekten Betrieb müsste das heiße Wasser im oberen Bereich zugegeben werden und gleichzeitig das kalte Wasser von der untersten Schicht des Speichers abgezogen werden, ohne dass es zu einem Aufbrechen der Schichten kommt. Das Durchmischen betrifft im Heizwerk Katschberg allerdings nur die obersten drei Schichten.

In den nachfolgenden Darstellungen Abbildung 4.59 und Abbildung 4.60 erfolgt ein Vergleich der Originaldaten mit den Ergebnissen der Simulation für die Temperaturschichtung im Pufferspeicher.

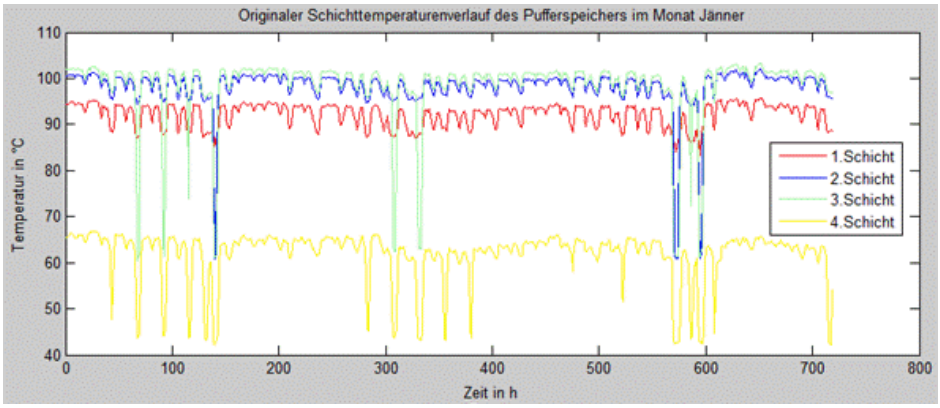



**Abbildung 4.59: Originaldaten (Messdaten) Temperaturverlauf in den Speicherschichten für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

Es ist zu erkennen, dass wie zuvor erwähnt, die Schichtung im Speicher in Realität nicht funktioniert. Anhand der Simulationsergebnisse in Abbildung 4.60 wird ersichtlich, dass die Temperaturschichtung in der Simulation nicht aufgebrochen wird. Die thermische Speicherschichtung ist in der Realität also schlechter ausgeprägt als in der Simulation.

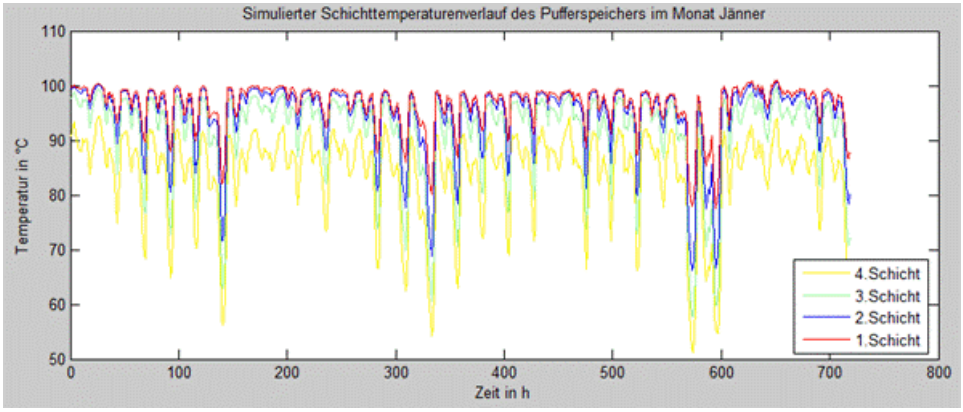



**Abbildung 4.60: Ergebnisse der Simulation für den Temperaturverlauf in den Speicherschichten für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

Ein weiterer Unterschied liegt im Vergleich der Temperaturniveaus der untersten Schicht. Bei den Messwerten (Originaldaten) liegt die niedrigste Temperatur der Schicht 1 bei etwas über 40 °C (siehe Abbildung 4.59). In der Simulation werden derartig tiefe Werte überhaupt nicht erreicht. Hier liegt das niedrigste Temperaturniveaus der untersten Schicht bei ca. 52 °C.

#### *4.2.3.3 Wärmeverteilnetz*

Die simulierte Netzvorlauftemperatur folgt im Wesentlichen den Originalwerten, die geringen Schwankungen können dadurch begründet werden, dass die unteren und oberen Grenzwerte vom Heizwart individuell eingestellt werden (siehe Abschnitt 4.1.1.3.1). Einzelne Ausreißer können auf fehlende Messwerte zu diesen Zeitpunkten zurückgeführt werden.

Bei der Netzrücklauftemperatur fällt auf, dass die Werte der Simulation über den Temperaturen der Messdaten (Originaldaten) liegen. Dies lässt sich dadurch begründen, dass nicht bei allen Verbrauchern (vor allem bei den sehr kleinen Wärmeabnehmern) die entsprechenden Daten, die der Simulation hinterlegt wurden, zur Verfügung standen.

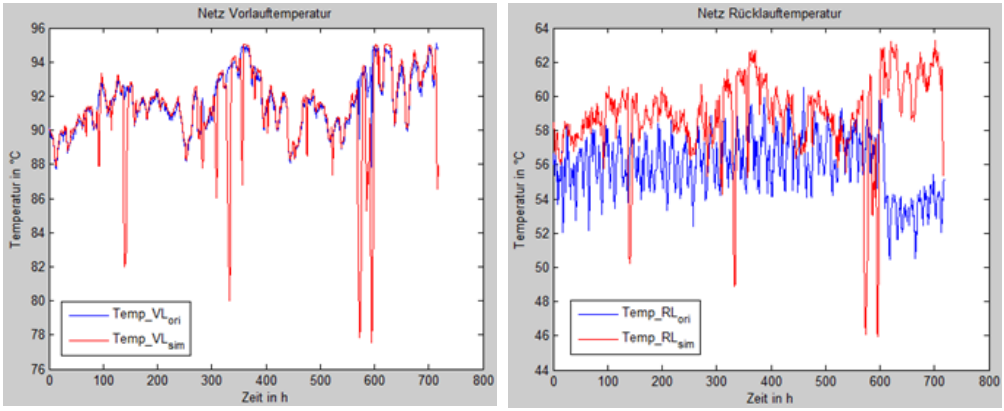



**Abbildung 4.61: Vergleich der Original- und Simulationsdaten für Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

Das zuvor beschriebene Verhalten kann auch bei dem in Abbildung 4.62 dargestellten Vergleich der Originaldaten und Simulationsergebnisse zum Massenfluss im Netz und der Netzleistung (siehe Abbildung 4.63) beobachtet werden. Ein weiterer Grund für die Differenz an dieser Stelle liegt in der Zusammenfassung der Verbraucher zu Netzknoten.

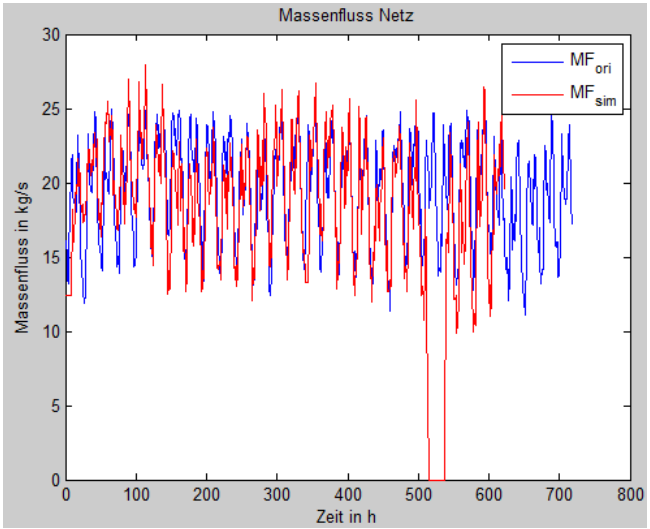



**Abbildung 4.62: Vergleich der Originaldaten und der Simulationsergebnisse für den Massenfluss im Wärmeverteilnetz für den Monat Jänner**

Quelle: [eigene Darstellung]

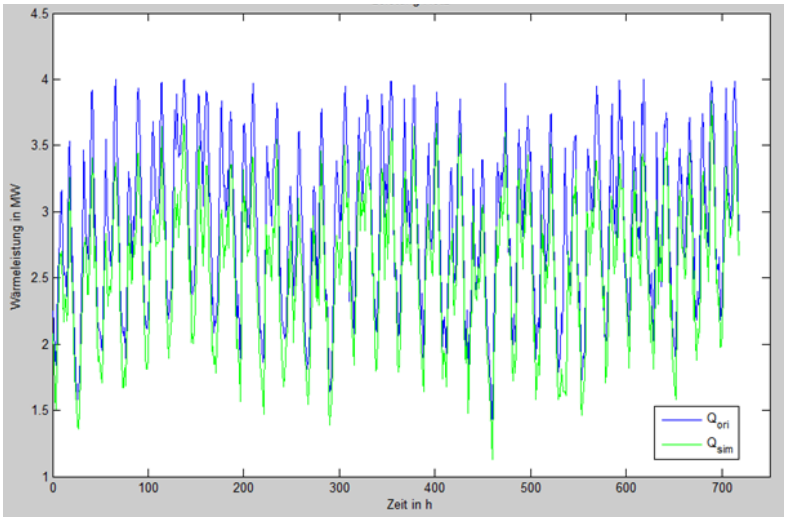



**Abbildung 4.63: Darstellung der Leistung des Wärmenetzes für Originaldaten und Simulationsergebnisse**
Quelle: [eigene Darstellung]

#### *4.2.3.4 Verbraucher*

Beispielhaft für alle Wärmeabnehmer werden die Ergebnisse des Verbrauchers E als einem der Größten, dargestellt. Aus Abbildung 4.64 ist ersichtlich, dass die Vorlauftemperatur und Rücklauftemperatur der Simulation exakt mit den Originaldaten (Messdaten) übereinstimmt.

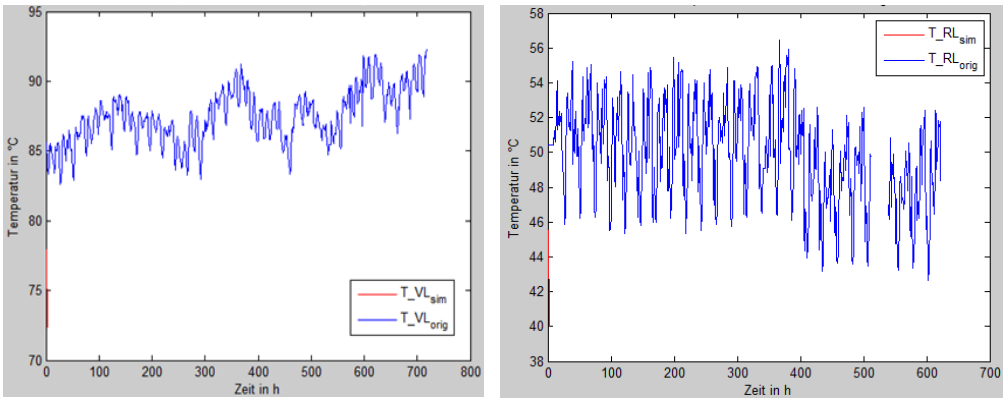



**Abbildung 4.64: Gegenüberstellung Originaldaten und Simulationsergebnisse für die Vorlauf- und Rücklauftemperatur eines Verbrauchers für den Monat Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

## 4.3 AP 3: Ergebnisse der Simulation der Optimierung und der Integration zusätzlicher Wärmequellen

Wie in den vorherigen Abschnitten erläutert kann die Funktionsfähigkeit und realitätsnahe Abbildung des Heizwerks Katschberg durch das erstellte Modell gewährleistet werden. Es wurden daher in einem nächsten Schritt einerseits Szenarien durchgerechnet, die zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz des Wärmesystems führen und andererseits lokal vorhandene, zusätzliche Wärmequellen integrieren.

### 4.3.1 Grundsätzliches Optimierungspotenzial in Nahwärmesystemen

Als Ziele der Optimierung eines Nahwärmesystems sind folgende Punkte zu verstehen:

- Minimierung des (Primär)Energiebedarfs (Brennstoff, Pumpstrom, etc.)
- Minimierung der Gesamtkosten
- Minimierung der Emissionen

Folgende Maßnahmen können grundsätzlich zur Erreichung der zuvor definierten Ziele, umgesetzt werden:

(1) Anpassen der Systemtemperaturen (Kessel- und Netzfahrweise)
(2) Steigerung der Kesselwirkungsgrade
(3) Minimierung des Brennstoffverbrauchs
(4) Minimierung des Strombedarfs (Ventilatoren, Pumpen, etc.)
(5) Steigerung der Regelperformance (schnelle Reaktion auf Laständerungen)
(6) Minimierung der Rauchgasverluste bzw. des $O_2$-Gehalts

Auf Grund der vom Heizwerk Katschberg bekannten Daten und Informationen kann nur die Realisierung der Effizienzsteigerungsmaßnahme (1) Anpassen der Systemtemperaturen näher betrachtet werden. Dadurch könnte in weiterer Folge auch eine Verbesserung der Kesselwirkungsgrade erzielt werden. Es ist allerdings zu beachten, dass für die Simulation nicht die tatsächlichen Werte, sondern Standardwerte der Firma Kolhbach verwendet wurden. Ebenso hat eine Änderung der Temperaturen Auswirkungen auf den Brennstoffverbrauch. Es können allerdings nur Schätzungen, basierend auf Standartwerten aus der Literatur getroffen werden, da weder die benötigte Brennstoffmenge pro Zeiteinheit, noch der Heizwert der eingesetzten Biomasse bekannt sind.
Hinsichtlich des Strombedarfs im Heizwerk können keine detaillierten Aussagen getroffen werden, da die Stromverbräuche und Kennlinien der einzelnen Komponenten nicht erfasst werden. Allerdings kann anhand einer Kennzahl zum spezifischen Strombedarf pro erzeugter MWh der Gesamtstrombedarf der Anlage berechnet werden.
Ebenso muss von einer Optimierung der Regelperformance Abstand genommen werden, da die Regelung der Feuerungsleistung bzw. die einfließenden Regelparameter nicht im Detail bekannt sind. Dies trifft auch auf die Minimierung der Rauchgasverluste zu. Eine Betrachtung der $O_2$-Werte lässt aber

darauf schließen, dass die Verbrennung nicht optimal verläuft, da die Ist-Werte meist über den Soll-Werten liegen (siehe Abbildung 4.65).

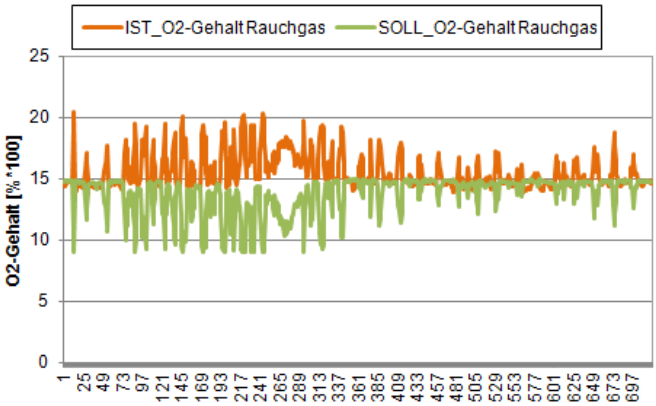



**Abbildung 4.65: Vergleich Ist und Soll $O_2$-Gehalt im Rauchgas für den Monat Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

Hinsichtlich eines etwaigen Optimierungspotenzials wurden basierend auf den zuvor erfolgten Erläuterungen, drei unterschiedliche Szenarien simuliert, welche in den nächsten Abschnitten näher beschrieben werden.

### 4.3.2 Beschreibung der unterschiedlich simulierten Szenarien

#### *4.3.2.1 Szenario A: Optimierungspotenzial*

Ausgehend von den zu beeinflussenden Parametern des Systems, kann auf Grund der vorhandenen Daten und Informationen, nur eine Änderung der Temperaturen vorgenommen werden.
Konkret wird in diesem ersten Szenario eine Senkung der Netzvorlauftemperatur simuliert. Die Regelung der Netzvorlauftemperatur erfolgt außentemperaturabhängig. Von -10 °C bis +10 °C verläuft diese entsprechend der in Abschnitt 4.1.1.3.1 dargestellten Kennlinie. Bei Außentemperaturen über +10 °C sollte sich ein konstanter Wert von rund 80 °C einstellen, was aber nicht der Fall ist, da die Vorlauftemperatur zwischen 83 °C und 88 °C schwankt. Die Netzrücklauftemperatur verläuft bis rund -5 °C analog der Temperatur des Vorlaufs um dann ab ca. 5 °C leicht anzusteigen, wobei auch hier der Schwankungsbereich der Temperaturen größer wird. Dies lässt darauf schließen, dass das Temperaturniveau des Netzvorlaufes generell zu hoch ist. Eine Darstellung der Vor- und Rücklauftemperatur des Netzes in Abhängigkeit der Außentemperatur ist in Abbildung 4.66 zu sehen.

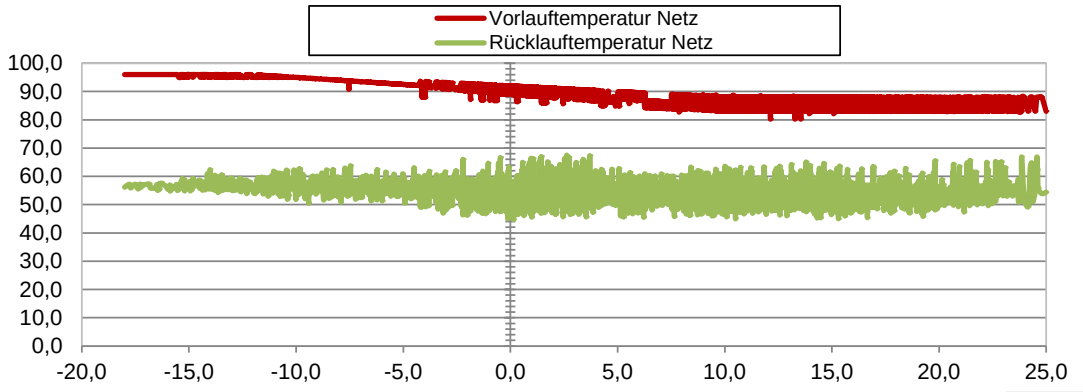



**Abbildung 4.66: Vorlauf- und Rücklauftemperatur des Netzes in Abhängigkeit der Außentemperatur**
Quelle: [eigene Darstellung]

Durch eine Senkung der Netzvorlauftemperatur können die Wärmeverluste reduziert werden. Vor allem in Schwachlastzeiten sind die Verluste im Netz anteilsmäßig am größten, weshalb sich eine Temperatursenkung positiv auswirkt.
Das Ziel der Optimierung liegt also darin, die Wärmeverluste im Netz durch das Senken der Vorlauftemperatur im Netz zu minimieren. Dabei muss darauf geachtet werden, dass trotzdem noch alle Verbraucher mit der benötigten Wärmemenge versorgt werden. Als weitere Restriktion wird festgelegt, dass die Gesamt-Netzrücklauftemperatur nicht unter 40 °C fallen darf.

Die Zielfunktion der Optimierung

$$Z\left(\dot{Q}_{Verl}\right) = f\left(Q\,, t_{VL}\,, t_{RL}\right)$$

$$\dot{Q}_{Erz} = \dot{Q}_{Netz} + \dot{Q}_{Verl}$$

$$\dot{Q}_{Verl} = \dot{Q}_{Verb} * \Delta T(t_a) \qquad mit\ \Delta T = t_{VL_{Netz}} - t_{RL_{Netz}}$$

ist daher zu minimieren, wobei die folgenden Restriktionen gelten

$$t_{RL_{Netz}} > 40\ °C$$

$$t_{VL_{Verb,i}} > 60\ °C\ außer\ \dot{Q}_{Verb} = 0$$

$$\dot{Q}_{Verb} = const.$$

Tritt der Fall auf, dass $\dot{Q}_{Verb} = 0$, kann $t_{VL_{Verb,i}} < 60\,°C$ sein, da das Wasser in den Rohrleitungen auf Grund der Wärmeverluste auskühlt.

#### *4.3.2.2 Szenario B:Integration zusätzlicher Wärmequellen*

Hinsichtlich der zu integrierenden zusätzlichen Wärmequellen wurde unter den betrachteten Möglichkeiten (siehe 4.1.1.4) die Solarthermie als für am besten geeignet befunden. Für die Anlage am Katschberg gibt es auch bereits konkrete Pläne und ein Angebot der Firma Geo-Tec Solar Industries GmbH aus dem Jahr 2009, die Anlage wurde allerdings noch nicht errichtet. Aus diesem Grund werden die Angaben aus diesem Angebot für die Simulation verwendet.
Für das Szenario wird also die in Abschnitt 4.2.2.3 beschriebene solarthermische Anlage mit einer Fläche von ca. 308 m² am Dach des Heizhauses in das Simulationsmodell integriert. Die hydraulische Einbindung erfolgt in den Netzrücklauf (Entnahme und Einspeisung). Die von der Solaranlage erzeugte Wärme wird über einen Wärmetauscher an den Rücklauf übergeben, es wird also kein zusätzlicher Speicher für die Solaranlage benötigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlage ganzjährig in Betrieb ist, wobei die größte Leistung natürlich in den Sommermonaten erbracht wird. Bei der Simulation des Szenarios B wird noch von keiner Senkung der Vorlauftemperaturen des Netzes ausgegangen.

#### *4.3.2.3 Szenario C: Kombination*

Im dritten Szenario werden die beiden zuvor beschriebenen Maßnahmen kombiniert, was bedeutet, dass eine Simulation mit integrierter Solaranlage und gesenkter Vorlauftemperatur erfolgt. Durch die Senkung der Temperaturen kann auch ein höherer Ertrag der Solaranlage angenommen werden, da die Anlage bei niedrigeren Temperaturen einen besseren Wirkungsgrad hat.

### 4.3.3 Ergebnisse der Simulation

Die Ergebnisse der Simulation der aktuellen Situation des Heizwerkbetriebs sind in Tabelle 4.21 aufgelistet. Dabei werden die Ergebnisse der simulierten Monate Jänner, Juli und Dezember separat betrachtet. Eine detaillierte Betrachtung der erzeugten Wärmemengen der unterschiedlichen Wärmeerzeuger erfolgt im Anhang. Die Grafiken zu den Leistungen der Biomassekessel und des Netzes, sowie der zugehörigen Temperaturen sind in Abschnitt 4.2.3 dargestellt.

**Tabelle 4.21: Simulationsergebnisse Ist-Zustand Heizwerk**
Quelle: [eigene Darstellung]

| IST-ZUSTAND | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ***Monat*** | ***Zugeführte Energie (Q_Brennstoff) [MWh]*** | ***Abgeführte Energie (Q_Erzeugung) [MWh]*** | ***Gesamtbedarf Netz (Q_Netz) [MWh]*** | ***Wärmeverluste (Q_Erzeugung – Q-Netz) [MWh]*** |
| Jänner | 2.155,85 | 1.889,42 | 1.854,46 | 34,97 |
| Juli | 987,96 | 859,34 | 830,67 | 28,68 |
| Dezember | 1.812,71 | 1.586,58 | 1.529,47 | 57,11 |

Es ist zu erkennen, dass auch die gelieferten Wärmemengen (Q_Erzeugung) im Monat Juli am Katschberg sehr hoch sind (rund 45 % der in den Wintermonaten geforderten Menge). Dies ergibt sich bedingt durch den Saisonbetrieb (Sommer und Winter) und die Struktur der Abnehmer, welche hauptsächlich Hotels sind. Für eine jährliche Betrachtung sind daher vor allem die Monate, in denen die Hotels geschlossen sind (April-Mai und Oktober-November), als so genannte Schwachlastmonate von Bedeutung. Auf Grund der fehlenden Daten, muss aber für die Hochrechnung auf ein Jahr ein Durchschnitt aus den drei betrachteten Monaten gebildet und auf ein Jahr umgelegt werden.

Zusätzlich wurden anhand der Simulationsergebnisse die $CO_2$ Emissionen, die im Ist-Zustand von der Biomasseanlage verursacht werden, berechnet. Dazu wurden in einer ersten Näherung die Daten der $CO_2$ Äquivalente für Holz-Hackschnitzel aus der GEMIS Datenbank entnommen. Laut [GEMIS, 2010] werden 24 g/kWh an $CO_2$ Emissionen bei der Wärmeerzeugung mit Hackschnitzel verursacht. In diesen Wert fließt eine Betrachtung des gesamten Lebenszyklus inkl. Transporte und Materialvorleistung ein, lediglich die Entsorgung wird nicht berücksichtigt.
Für die Ist-Situation ergeben sich daher für die simulierten Monate die folgenden Ergebnisse:

- Jänner 51,74 t_$CO_2$
- Juli 23,71 t_$CO_2$
- Dezember 43,50 t_$CO_2$

Hochgerechnet auf ein Jahr (über die Bildung des Durchschnitts) werden daher ca. 475 t an $CO_2$ von der Biomasseanlage verursacht.

In den nachfolgenden Abschnitten wird auf die Ergebnisse der unterschiedlich simulierten Szenarien eingegangen, wobei auch hierbei nur die Monate Jänner, Juli und Dezember betrachtet werden konnten.

#### *4.3.3.1 Szenario A: Optimierungspotenzial*

Wie in Kapitel 4.3.2.1 beschrieben wurde im ersten Szenario eine Senkung der Rücklauftemperatur vorgenommen, um die Wärmeverluste im Netz zu minimieren. Anhand der aufgestellten Zielfunktion wurde die Optimierung so durchgeführt, dass eine Vorgabe des Vorlauftemperaturbereichs von 75 °C bis 95 °C erfolgte. Mittels Bisektionsverfahren (auch Intervallhalbierungsverfahren genannt) wurde die optimale Vorlauftemperatur zu jedem Zeitpunkt, unter den zuvor genannten Bedingungen (siehe Abschnitt 4.3.2.1), ermittelt. Durch das Verfahren hat sich die Netzvorlauftemperatur auf einen Wert von 75 °C eingestellt.
Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4.22 aufgelistet. Es ist ersichtlich, dass sich durch das Absenken der Vorlauftemperatur, vor allem in den Wintermonaten ein durchaus nennenswertes Einsparungspotenzial durch eine Reduktion der Wärmeverluste ergibt, wodurch sich auch die eingesetzte Brennstoffmenge reduziert.

**Tabelle 4.22: Simulationsergebnisse Szenario A – Optimierung**
Quelle: [eigene Darstellung]

| SZENARIO A | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Monat*** | ***Zugeführte Energie (Q_Brennstoff) [MWh]*** | ***Abgeführte Energie (Q_Erzeugung) [MWh]*** | ***Gesamtbedarf Netz (Q_Netz) [MWh]*** | ***Einsparungen durch min. Wärmeverluste [MWh]*** | ***Einsparungen Q_Brennstoff [MWh]*** |
| Jänner | 2.141,04 | 1.876,48 | 1.841,43 | 12,94 | 14,81 |
| Juli | 980,95 | 853,26 | 824,53 | 6,09 | 7,02 |
| Dezember | 1.773,12 | 1.552,68 | 1.518,65 | 33,9 | 39,58 |

Rechnet man die Werte wiederum über Bildung des Durchschnitts hoch auf ein Jahr, so ergibt sich ein Einsparungspotenzial der erzeugten Wärme von rund 212 MWh/a, was bei einem Gesamtwärmebedarf von rund 14.000 MWh/a [Lax, 2009b] rund 1,75 % entspricht. Für die Brennstoffwärme ergibt sich bei analoger Berechnung eine Einsparung von ca. 245,6 MWh/a.

Für Szenario A ergeben sich hochgerechnet für ein Jahr ca. 470 t an $CO_2$ Emissionen, weshalb die Einsparungen im Vergleich zum Normalbetrieb bei ca. 5,9 t liegen.

#### *4.3.3.2 Szenario B:Integration zusätzlicher Wärmequellen*

Bei diesem Szenario erfolgt die Einbindung einer Solaranlage, die direkt am Heizwerkgebäude errichtet werden soll. Anhand der verwendeten Parameter (siehe Abschnitt 4.2.2.3) konnten folgende Ergebnisse der Simulation erzielt werden (siehe Tabelle 4.23).

**Tabelle 4.23: Simulationsergebnisse Szenario B – Integration Solaranlage**
Quelle: [eigene Darstellung]

| SZENARIO B | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Monat*** | ***Zugeführte Energie (Q_Brennstoff) [MWh]*** | ***Abgeführte Energie (Q_Erzeugung) [MWh]*** | ***Gesamtbedarf Netz (Q_Netz) [MWh]*** | ***Energie Solaranlage [MWh]*** | ***Einsparungen Q_Brennstoff [MWh]*** |
| Jänner | 2.146,79 | 1.881,52 | 1.854,46 | 7,90 | 9,06 |
| Juli | 956,06 | 831,65 | 830,67 | 27,43 | 31,91 |
| Dezember | 1.808,18 | 1.582,05 | 1.529,47 | 4,52 | 4,52 |

Für dieses Szenario erfolgt die Hochrechnung auf ein Jahr der solar erzeugten Energie anhand der Betrachtung der Globalstrahlung in den verschiedenen Monaten. Dabei werden die Ergebnisse der Sommer- und Wintermonate jeweils multipliziert. Dadurch ergibt sich eine solar bereitgestellte Wärmemenge von 201,8 [MWh/a]. Dadurch können bei einer angenommen Gesamterzeugung von 14.000 [MWh/a] [Lax, 2009b] einer Einsparung von rund 1,3 % angenommen werden. Durch die solar bereitgestellte Wärme ergibt sich eine Einsparung der Brennstoffwärmemenge in der Höhe von 232,2 [MWh/a].

Hinsichtlich der $CO_2$ Emissionen bedeutet dies eine jährliche Einsparung von 53,4 t. Berücksichtigt man allerdings die Tatsache, dass die Herstellung der Solarkollektoren nicht $CO_2$ neutral erfolgt, so fallen durch die solar erzeugte Wärme, bei einem angenommenen $CO_2$ Äquivalent von 44 g/kWh Emissionen in der Höhe von ca. 8,88 t $CO_2$ an. Dadurch verringert sich die abgeschätzte Einsparung auf ca. 44,5 t pro Jahr.

#### *4.3.3.3 Szenario C: Kombination*

Das Szenario C beinhaltet eine Kombination aus Optimierung des Systems und Integration der Solaranlage. Für die Simulation werden daher die Parameter aus Szenario A und Szenario B verwendet. Tabelle 4.24 zeigt die Ergebnisse der Simulation des Szenarios C, wobei sich die Brennstoff-Einsparungen hierbei durch eine Reduktion der Wärmeverluste und der Bereitstellung von Wärme durch die Solarthermieanlage ergeben.

Im Vergleich zu Szenario B wird ersichtlich, dass die Solaranlage auf Grund der niedrigeren Temperaturen mehr Wärme bereitstellen kann. Aufsummiert auf ein Jahr können rund 176 MWh/a Wärme durch die Solaranlage erzeugt werden.
Rechnet man die Werte wiederum über Bildung des Durchschnitts hoch auf ein Jahr, so ergibt sich ein Einsparungspotenzial der erzeugten Wärme von rund 388,2 MWh/a, was bei einem Gesamtwärmebedarf von rund 14.000 MWh/a [Lax, 2009b] rund 3,2 % entspricht. Für die Brennstoffwärme ergibt sich bei analoger Berechnung eine Einsparung von 448,7 MWh/a.

Auch für dieses Szenario erfolgt eine Berechnung des $CO_2$ Einsparungspotenzials. Für die Bereitgestellte Wärme durch Hackschnitzel fallen rund 465 t $CO_2$ an, dies entspricht im Vergleich zum Ist-Zustand einer Einsparung von 10,77 t pro Jahr. Beachtet man allerdings wiederum die $CO_2$ Emissionen der Solaranlage, so vermindert sich das Einsparungspotenzial auf rund 3 t $CO_2$ pro Jahr.

**Tabelle 4.24: Simulationsergebnisse Szenario C – Optimierung und Integration Solaranlage**
Quelle: [eigene Darstellung]

| SZENARIO C | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Monat*** | ***Zugeführte Energie (Q_Brennstoff) [MWh]*** | ***Abgeführte Energie (Q_Erzeugung) [MWh]*** | ***Gesamtbedarf Netz (Q_Netz) [MWh]*** | ***Energie Solaranlage [MWh]*** | ***Einsparungen Q_Brennstoff [MWh]*** |
| Jänner | 2.130,22 | 1.867,05 | 1.841,43 | 9,35 | 25,63 |
| Juli | 946,94 | 823,74 | 824,53 | 29,2 | 41,03 |
| Dezember | 1.767,19 | 1.547,52 | 1.518,65 | 5,53 | 45,51 |

#### *4.3.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse*

In diesem Kapitel erfolgt nochmals eine Zusammenfassung des Einsparungspotenzials der unterschiedlich simulierten Szenarien für ein Jahr.

**Tabelle 4.25: Zusammenfassung der jährlichen Einsparungen der unterschiedlichen Szenarien**
Quelle: [eigene Darstellung]
Anmerkung: Die Berechnung der $CO_2$ Einsparungen beinhaltet die durch die Solaranlage erzeugten Emissionen.

| | ***Einsparungen Q_Brennstoff [MWh/a]*** | ***Einsparungen Q_Erzeugung [MWh/a]*** | ***Anteil bei 14.000 MWh/a [%]*** | ***Einsparungen $CO_2$ bez. auf Q_Brennstoff [t]*** |
|---|---|---|---|---|
| Szenario A | 245,6 | 211,7 | 1,75% | 5,9 |
| Szenario B | 182,0 | 268,7 | 1,30% | 44,5 |
| Szenario C | 448,7 | 388,2 | 3,20% | 3,0 |

Für die zuvor beschriebenen Szenarien sollen nun noch Grafiken zu den Auswirkungen auf die Kesselleistungen, Netzleistung und den Pufferspeicher gezeigt werden.

**Kessel 1**

Aus Abbildung 4.67 und Abbildung 4.68 ist zu erkennen, dass die Leistung des Biomassekessels 1 (Nennleistung 2 MW) durch die unterschiedlichen Szenarien nicht wesentlich beeinflusst wird. Bei der Integration der Solaranlage (in Szenario B – blaue Linie und Szenario C – rote Linie) ergeben sich etwas geringere Leistungen des Kessels, was zu einer Verschlechterung des Wirkungsgrades führt, die anhand der zuvor gezeigten Ergebnisse aber minimal ist. Es muss daher bei der Einbindung der Solaranlage, vor allem in den Sommermonaten, auf den Kesselbetrieb geachtet werden.
Für Szenario A (Senkung der Netz Vorlauftemperatur – grüne Linie) ist zu sagen, dass eine Verbesserung des Kesselwirkungsgrades, vor allem in den Sommermonaten (siehe Abbildung 4.68), erzielt werden kann, da sich durch die Senkung der Temperaturen, der Speicherbetrieb verbessert.
Es sollte grundsätzlich eine Verbesserung der Kesselwirkungsgrade durch eine optimierte Leistungsregelung und Kesselfolgeschaltung vorgenommen werden, da bei Biomassekesseln Lasten unter 50 % der Nennlast vermieden werden sollten.

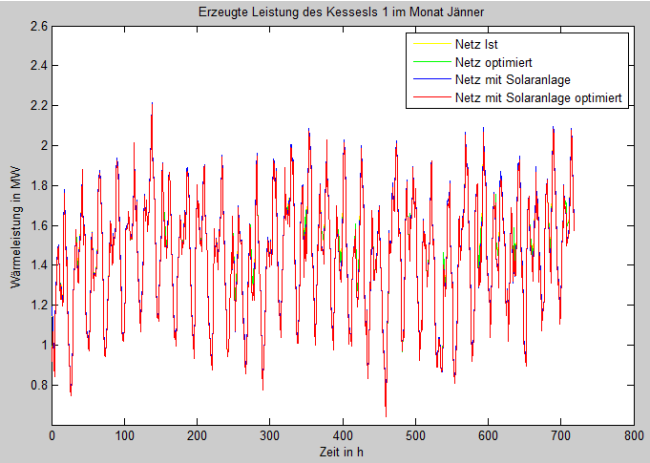



**Abbildung 4.67: Leistung Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

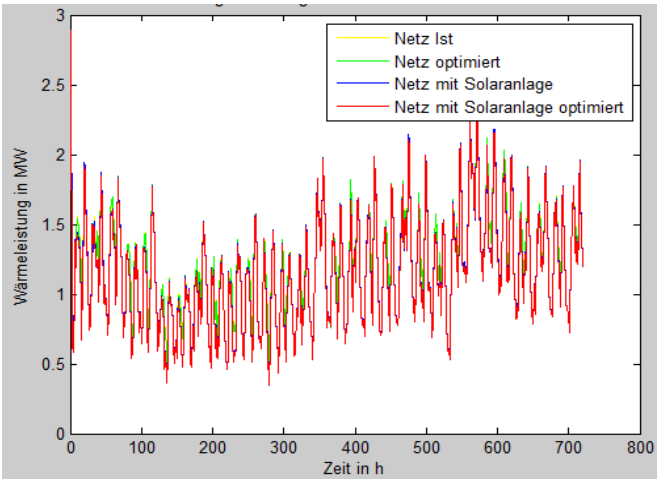



**Abbildung 4.68: Leistung Kessel 1für die unterschiedlichen Szenarien Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

Auch auf die Rücklauftemperaturen des Kessels 1 (siehe Abbildung 4.69 und Abbildung 4.70) haben die simulierten Szenarien nur einen geringen Einfluss, wobei für Szenario A (grüne Linie) zu erkennen ist, dass die Rücklauftemperaturen vor allem im Monat Juli leicht unter denen der anderen Szenarien und des Ist-Zustandes liegen. Die minimale Kesseleintrittstemperatur von 82 °C wird aber bei keinem Szenario unterschritten.

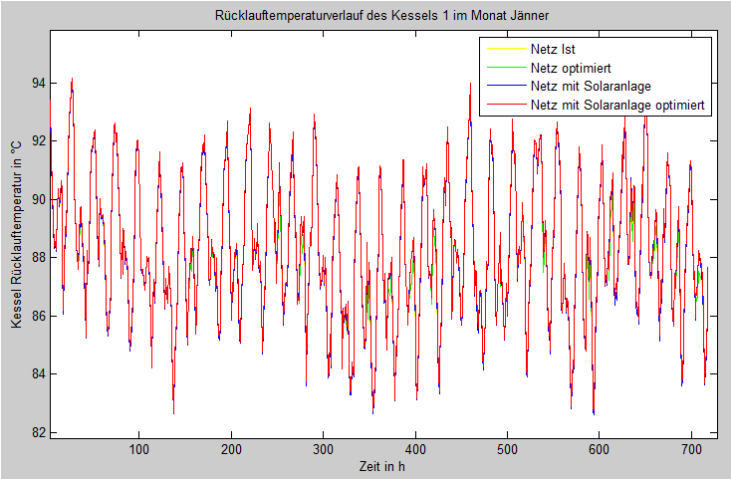



**Abbildung 4.69: Rücklauftemperatur Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien**
Quelle: [eigene Darstellung]

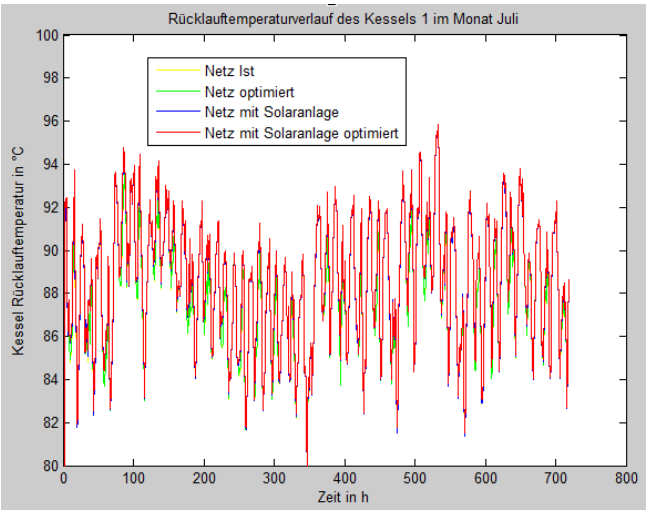



**Abbildung 4.70: Rücklauftemperatur Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

**Kessel 2**

Da der zweite Biomassekessel nur in den Wintermonaten in Betrieb ist, erfolgt in Abbildung 4.71 die Darstellung der Leistung für die unterschiedlich simulierten Szenarien für den Monat Jänner. Wie für Kessel 1 gilt, dass die Kesselleistung durch die Szenarien nicht signifikant beeinflusst wird. Allerdings ist

auch hier zu erkennen, dass der Kessel teilweise in einem Leistungsbereich von unter 50 % der Nennlast betrieben wird.

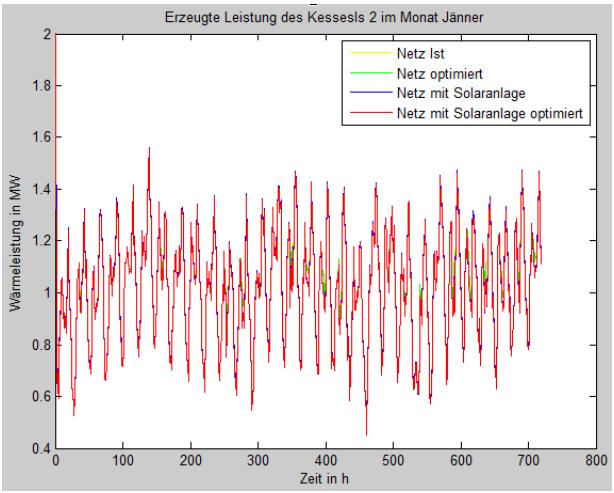



**Abbildung 4.71: Leistung Kessel 2 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

Hinsichtlich der Rücklauftemperatur des Kessels 2 ergeben sich durch die Simulation von Szenario A geringfügig niedrigere Temperaturen, wobei bei keinem Szenario die minimale Kesseleintrittstemperatur unterschritten wird (siehe Abbildung 4.72).

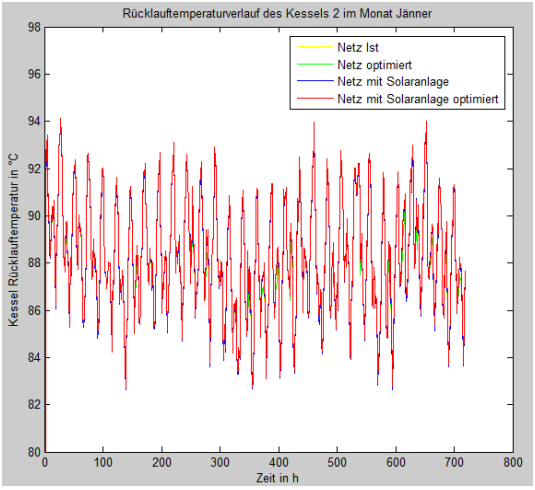



**Abbildung 4.72: Rücklauftemperatur Kessel 2 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

**Pufferspeicher**

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Schichtung des Pufferspeichers für den Normalbetrieb (Abbildung 4.73), für Szenario A (Abbildung 4.74), für Szenario B (Abbildung 4.75) und für Szenario C (Abbildung 4.76).

Es kann gesagt werden, dass die Schichtung im Puffer bei allen simulierten Szenarien aufrecht erhalten werden kann. Geringfügige Änderungen des Temperaturniveaus ergeben sich für Szenario B und Szenario C. Durch die Einbindung der Solaranlage steigt die Temperatur der obersten Schicht im Vergleich zum Normalbetrieb um einige Grad an.

**Abbildung 4.73: Pufferspeicher Normalbetrieb**

**Abbildung 4.74: Pufferspeicher Szenario A**

**Abbildung 4.75: Pufferspeicher Szenario B**

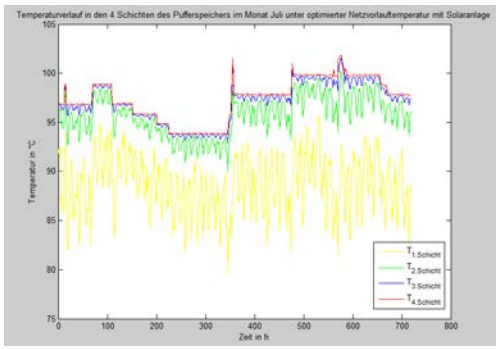



**Abbildung 4.76: Pufferspeicher Szenario C**

In Abbildung 4.77 erfolgt die Darstellung der untersten Speicherschicht (Schicht 1) im Pufferspeicher für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli. Es ist zu erkennen, dass bei der Senkung der Netz Vorlauftemperatur (Szenario A – grüne Linie) die Temperaturen der untersten Schicht leicht gesenkt werden. Auf Grund der direkten Beladung des Speichers ist dies auf eine geringere Gesamtrücklauftemperatur des Netzes zurückzuführen, die sich durch die geringere Vorlauftemperatur ergibt.

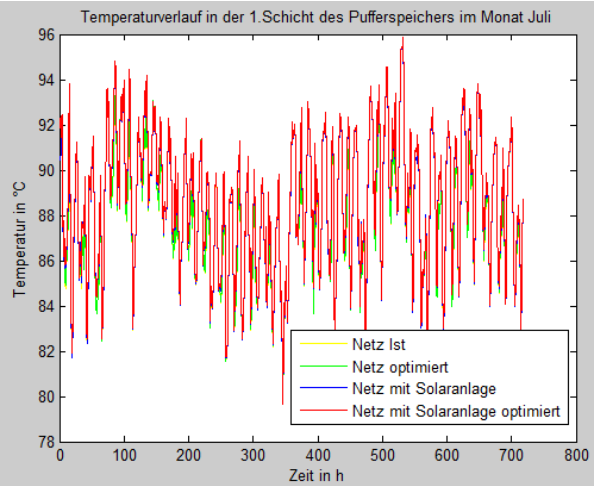



**Abbildung 4.77: Temperatur der 1. Schicht des Pufferspeichers im Monat Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

**Netz**

In Abbildung 4.78 ist der Massenfluss im Netz für die simulierten Szenarien dargestellt. Durch die verminderte Netzvorlauftemperatur ergeben sich für die Szenarien A und C erhöhte Massenflüsse im Vergleich zum Normalfall, da eine größere Wassermenge zur Deckung des Bedarfs der Verbraucher benötigt wird. Dies steht wiederum in Zusammenhang mit einem größeren Pumpenaufwand, der aber auf Grund der vorhandenen Daten nicht exakt quantifiziert werden kann.

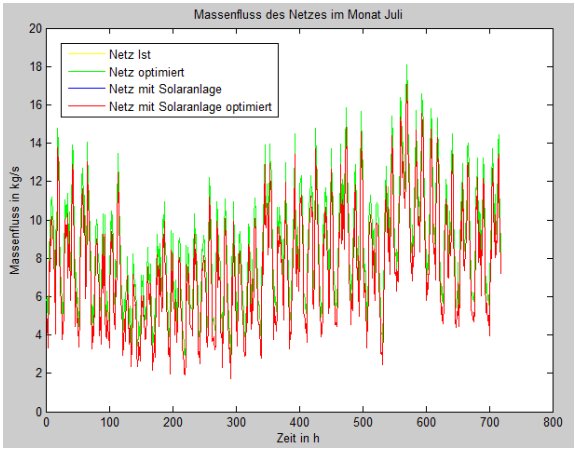



**Abbildung 4.78:Massenfluss Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Temperaturen des Netzes sind in Abbildung 4.79 und Abbildung 4.80 dargestellt. Für die Vorlauftemperatur ist zu erkennen, dass sie sich für Szenario A und Szenario C durch Verwendung der Zielfunktion auf einen Wert von 75 °C einstellt. Es ist also zu erkennen, dass die Temperaturen im Normalbetrieb viel zu hoch eingestellt sind.

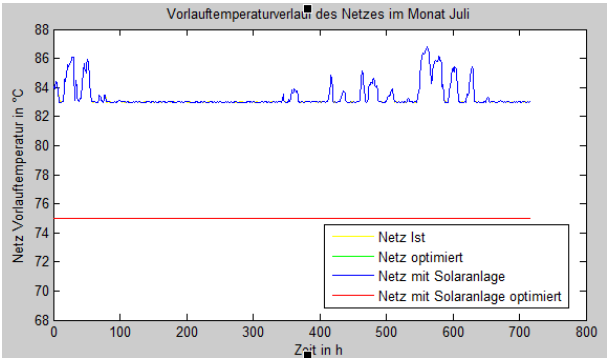



**Abbildung 4.79:Vorlauftemperatur Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

Durch die Senkung der Vorlauftemperatur reduziert sich natürlicherweise auch die Netz-Rücklauftemperatur um einige Grad Celsius (siehe Abbildung 4.80).

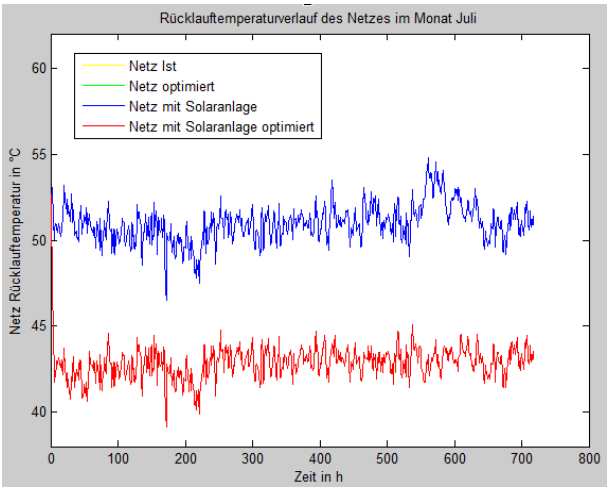



**Abbildung 4.80:Rücklauftemperatur im Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

Solange die Rücklauftemperatur nicht unter 40 °C liegt, kann davon ausgegangen werden, dass alle Verbraucher mit der benötigten Wärme versorgt werden. Eine detaillierte Analyse, ob die gesenkte Vorlauftemperatur zu keinen Problemen bei den Abnehmern führt könnte nur durch Detailuntersuchungen der Sekundärseite der einzelnen Verbraucher erfolgen. Da von Seiten der Verbraucher aber keinerlei Daten zur Sekundärseite der Wärmeübergabestationen vorliegen, muss anhand der Gesamt-Netzrücklauftemperatur davon ausgegangen werden, dass die Wärmeversorgung funktioniert.

Wie bereits zuvor erwähnt ergibt sich für die Szenarien mit reduzierter Netzvorlauftemperatur ein erhöhter Massenstrom im Netz, da sich die von den Verbrauchern geforderte Wärmemenge nicht ändert. Der Massenfluss im Netz steigt daher vor allem für Szenario A an (siehe Abbildung 4.81).

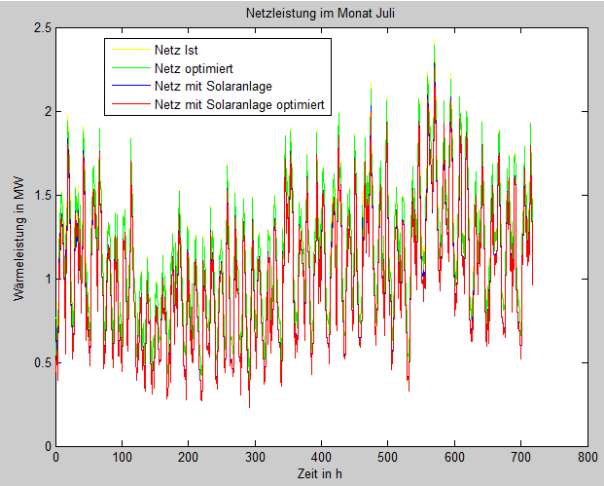



**Abbildung 4.81: Leistung Netz Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

## 4.4 AP 4: Machbarkeitsanalyse Energiemanagementsystem

### 4.4.1 Ökonomische Analyse Optimierung

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der einzelnen Szenarien wurden die in Tabelle 4.26 aufgelisteten Kosten angenommen.

**Tabelle 4.26: Angenommene Kosten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung**
Quelle: anhand von [Lax, 2009c] [Malik et. al, 2012]

| Bereich | Kosten | Einheit |
|---|---|---|
| Biomassepreis | 22 | €/$MWh_{therm}$ |
| Spez. Stromverbrauch Heizwerk | 17,5 | $kWh_{el}/MWh_{therm}$ |
| Spez. Stromverbrauch Solaranlage | 5,0 | $kWh_{el}/MWh_{therm}$ |
| Strompreis | 0,17 | €/$kWh_{el}$ |

Anhand der Einsparungen der einzelnen Szenarien und der zuvor aufgelisteten Kosten werden die Ergebnisse der Simulationen in Tabelle 4.27 ökonomisch bewertet.

Für Szenario A ergibt sich durch Einsparungen des Brennstoffs und einer Reduktion der Stromkosten eine jährliche Gesamtersparnis von 6.033,92 €.
Für Szenario B fällt das Einsparungspotenzial etwas geringer aus, da der Stromverbrauch der Solarpumpe berücksichtigt werden muss. Die Einsparungen der Brennstoffkosten sind geringer, da die Solaranlage hauptsächlich in den Sommermonaten einen nennenswerten Beitrag zur Wärmeproduktion leisten kann. Insgesamt ergeben sich für Szenario B Einsparungen in der Höhe von 5.783, 56 € pro Jahr.
In Szenario C erfolgt eine Optimierung der Netzvorlauftemperatur und die Integration einer Solaranlage, weshalb hier die Einsparungen am größten sind. Durch eine Reduktion des Brennstoffbedarfs und einen geringeren Stromverbrauch in der Gesamtanlage können in Summe 10.875,34 € pro Jahr an Kosten für den Betrieb des Heizwerks gespart werden.

**Tabelle 4.27: Ökonomische Analyse der Simulationsergebnisse der unterschiedlichen Szenarien**

Quelle: [eigene Darstellung]

| | | Q_ Brennstoff [MWh] | Kosten Biomasse [€] | Q_ Erzeugung [MWh] | Strom-verbrauch [kWh] | Kosten Strom [€] | Solare Erzeugung [MWh] | Stromver.Solaranlage [kWh] | Einsparung Brennstoff [€] | Einsparung Strom [€] | Hochrechnung für ein Jahr (Durchschnitt) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IST_ZUSTAND | Jänner | 2.155,85 | 47.428,64 | 1.889,42 | 33.064,91 | 5.621,03 | | | | | Brennstoff [€] | Strom [€] | Gesamt [€] |
| | Juli | 987,96 | 21.735,22 | 859,34 | 15.038,53 | 2.556,55 | | | | | | | |
| | Dezember | 1.812,71 | 39.879,52 | 1.586,58 | 27.765,06 | 4.720,06 | | | | | | | |
| SZENARIO A | Jänner | 2.141,04 | 47.102,83 | 1.876,48 | 32.838,47 | 5.582,54 | | | 325,81 | 38,49 | 5.404,11 | 629,81 | 6.033,92 |
| | Juli | 980,95 | 21.580,84 | 853,26 | 14.931,98 | 2.538,44 | | | 154,39 | 18,11 | | | |
| | Dezember | 1.773,12 | 39.008,69 | 1.552,68 | 27.171,87 | 4.619,22 | | | 870,83 | 100,84 | | | |
| SZENARIO B | Jänner | 2.146,79 | 47.229,29 | 1.854,46 | 32.453,01 | 5.517,01 | 7,90 | 39,49 | 199,35 | 97,31 | 5.108,34 | 675,23 | 5.783,56 |
| | Juli | 956,06 | 21.033,26 | 831,65 | 14.553,88 | 2.474,16 | 27,43 | 137,14 | 701,97 | 59,08 | | | |
| | Dezember | 1.808,18 | 39.780,03 | 1.582,05 | 27.685,93 | 4.706,61 | 4,52 | 22,61 | 99,49 | 9,61 | | | |
| SZENARIO C | Jänner | 2.130,22 | 46.864,86 | 1.867,05 | 32.673,33 | 5.554,47 | 9,35 | 46,77 | 563,78 | 58,62 | 9.870,43 | 1.004,91 | 10.875,34 |
| | Juli | 946,94 | 20.832,64 | 823,74 | 14.415,41 | 2.450,62 | 29,20 | 146,01 | 902,59 | 81,11 | | | |
| | Dezember | 1.767,19 | 38.878,28 | 1.547,52 | 27.081,53 | 4.603,86 | 5,53 | 27,64 | 1.001,24 | 111,50 | | | |

### 4.4.2 Wirtschaftlichkeit Solaranlage

Anhand der ermittelten Einsparungen kann in einem nächsten Schritt eine statische Amortisationsrechnung für die installierte Solaranlage vorgenommen werden. Die Investitionskosten der Solaranlage können anhand des Angebots der Firma Geo-Tec, wie in Tabelle 4.28 aufgelistet, angenommen werden.

**Tabelle 4.28: Gesamtkosten Solaranlage**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Kosten Solaranlage | |
|---|---|
| Investitionskosten Anlage | 178.673,00 € |
| Förderung Solaranlage | 80.000,00 € |
| Kapitalkosten | 98.673,00 € |
| Jährliche Betriebskosten | 1.000,00 € |
| **Gesamtkosten** | **99.673,00 €** |

Anhand der für Szenario B berechneten jährlichen Einsparungen in der Höhe von 5.783,56 €, durch den Einsatz der solarthermischen Anlage, amortisiert sich die Anlage erst nach etwa 17 Jahren.

### 4.4.3 Amortisation Energiemanagementsystem

Die nachfolgende Tabelle 4.29 zeigt die geschätzten Kosten für die Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementsystems.

**Tabelle 4.29: Geschätzte Kosten für die Implementierung eines übergeordneten Energiemanagement-systems in ein Heizwerk**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Kosten Energiemanagementsystem | | | |
|---|---|---|---|
| **Bereich** | **Spezifikation** | **Anzahl** | **Kosten [€]** |
| *Hardware* | | | |
| | Server Heizwerk | 1 Stk | 2.000,00 |
| *Software* | | | |
| | Developer Studio Lizenz – Prototypenbau, Algorithmik (Microsoft) | 2 Stk | 2.400,00 |
| | Lizenz MATLAB/Simulink + Toolboxen (Mathworks) | 1 Stk | 8.000,00 |
| | SW-Toos: Case, UML, CAD (Interfaces), Documentation (Sparx-Systems) | 1 Stk | 1.200,00 |
| *Personalkosten* | | | |
| | Modellbildung und Simulation | 350 h | 18.641,00 |
| | Programmierung | 1600 h | 48.000,00 |
| | TBD, Programmierung, Test | 800 h | 24.000,00 |
| **Gesamtkosten** | | | **104.241,00** |

Anhand der in Tabelle 4.27 dargestellten Einsparungen durch die simulierten Szenarien ergibt sich für Szenario A eine Amortisationszeit von ca. 17 Jahren (bei einer Einsparung in der Höhe von 6.033,92 €),

weshalb die Implementierung bei diesem Szenario nicht als wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird. Auch für Szenario C ergibt sich anhand der abgeschätzten Kosten und der Kosten für die Implementierung einer Solaranlage, bei errechneten Einsparungen in der Höhe von 10.875,34 €, eine Amortisationszeit von knapp 19 Jahren.
Auf Grund dieser Ergebnisse erscheint der Nutzen einer Implementierung eines übergeordneten Energiemanagement-Tools, unter den gegebenen bzw. angenommenen Rahmenbedingungen, für kleine und mittlere Fernwärmenetze zu gering im Gegensatz zum (finanziellen) Aufwand.

# 5 Ausblick und Empfehlungen

## 5.1 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

### 5.1.1 Erkenntnisse hinsichtlich der Modellierung und Simulation:

Das in MATLAB/Simulink erstellte Modell des bestehenden Biomasseheizwerks ist modular aufgebaut, weshalb leicht Änderungen bzw. Erweiterungen vorgenommen werden können. Hinsichtlich der Simulation stellt sich allerdings die Frage, ob das gewählte Programm wirklich optimal für eine Simulation in diesem Bereich ist. Denn auf Grund der Datenmengen nimmt die Simulation eines Monats schon sehr viel Zeit in Anspruch. Für weitere Untersuchungen sollten daher Überlegungen hinsichtlich der Nutzung eines, für thermodynamische Simulationen, üblichen Programms wie z.B. IPSEpro angestellt werden.

Um eine Weiterentwicklung des erarbeiteten Modells hinsichtlich des allgemeinen Einsatzes für Heizwerke mit beliebigen Aufbau zu ermöglichen, konnte eine bestimmt Anzahl an Sensoren identifiziert werden, deren Daten unbedingt messtechnisch im Heizwerk erfasst und in weiter verarbeitbarer Form zur Verfügung stehen solten.
Das Programm qm heizwerke hat durch die Einführung von Mindeststandards bei der Errichtung von Nahwärmenetzen sicherlich bereits einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet. Im Zuge der Bearbeitung des Themas musste allerdings festgestellt werden, dass die Umsetzung in der täglichen Praxis der Heizwerkbetreiber noch Verbesserungspotenzial aufweist. Als ein Punkt kann z.B. die Messdatenerfassung in den Heizwerken genannt werden, die nicht in der gewünschten Qualität durchgeführt bzw. überwacht wird (fehlende Sensoren, schlechte Datenaufzeichnung, Sensorausfälle werden oft nicht bemerkt, etc.). Folgende Empfehlungen hinsichtlich zusätzlicher Sensoren können, basierend auf den Erkenntnissen der Datenanalyse und des Simulationsmodells, für die Errichtung neuer bzw. die Optimierung bestehender Biomassewärmesysteme abgegeben werden:

- Erfassung des Primärenergiebedarfs und messtechnische Bestimmung des Heizwertes der eingesetzten Brennstoffe. Die Brennstoffcharakteristik ist die maßgebliche Einflussgröße bezüglich der Feuerungsleistung. Es sollte daher zum einen die Menge an Brennstoff pro Zeiteinheit, die für die Wärmebereitstellung benötigt wird erfasst werden, um exakte Aussagen hinsichtlich des Einsparpotenzials treffen zu können. Ebenso sollte die messtechnische

Erfassung des Heizwerts des Brennstoffs erfolgen, um zu gewährleisten, dass die Brennstoffqualität den Planungsbedingungen entspricht.

- Neben der sensorischen Erfassung der Brennstoffmengen, wäre es auch sinnvoll, an jedem Verbraucher den Differenzdruck zu messen und die Pumpe dahingehend zu regeln, dass der Differenzdruck an keinem Verbraucher < $\Delta p_{min}$ ist. In [Obernberger, 1997] ist eine derartige Regelung bereits beschrieben. Für die Regelung der Netzpumpe wird dabei auf den erforderlichen Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf der Wärmeübergabestationen bei den Abnehmern geachtet, deren Verbindungsleitungen zum Heizwerk die größten Druckverluste im Netz aufweisen. Das kommt daher, dass bei allen anderen Verbrauchern die überschüssige Druckdifferenz, durch das in der Wärmeübergabestation eingebaute Druckregelventil vernichtet wird. Die am weitesten vom Heizwerk entfernten Stationen legen den von der Netzpumpe aufzubringenden dynamischen Druck fest.
- Sensoren bei den Verbrauchern müssen überwacht oder zumindest in regelmäßigen Abständen überprüft werden, um eine entsprechende Datenqualität zu gewährleisten und Sensorausfälle bzw. –fehler sofort beheben zu können.
- Ebenso wäre die Aufzeichnung der Pumpendrehzahl aller im Heizwerk verbauten Pumpen von Vorteil. Durch die Kennlinien in den Datenblättern und den Pumpentyp kann dann automatisch die Leistung im Modell für die Simulation errechnet werden. Des Weiteren kann für die Modellbildung auch der Massenfluss bzw. die Regelkennlinie der Pumpe eruiert werden. Es wäre sicher auch vorteilhaft die Leistungen aufzuzeichnen, um so den Jahresgesamtverbrauch ablesen zu können.

### 5.1.2 Erkenntnisse hinsichtlich des Optimierungspotenzials:

Aus der Simulation des Referenzheizwerks mit einer optimierten Netzvorlauftemperatur lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ableiten.

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass durch die Beschränkung der Simulation auf drei Monate nur eine Annäherung der Ergebnisse für ein Betriebsjahr erfolgen können.

Durch die Senkung der Vorlauftemperatur kann eine Einsparung von rund 1,75 % erzielt werden (ausgehend von einem Wärmebedarf von rund 14.000 MWh/a). Durch den vorhandenen Speicher hat die Reduktion der Temperatur nur geringe Auswirkungen auf den Kesselbetrieb. Die Wärmespeicherfähigkeit des Speichers wird allerdings positiv beeinflusst, da sich durch die Senkung der Vorlauftemperatur auch eine geringere Rücklauftemperatur im Netz einstellt, welche durch die direkte Beladung des Speichers in die unterste Speicherschicht einfließt. Da die Temperatur in der obersten Schicht des Speichers der Kesselvorlauftemperatur entspricht, ergibt sich eine geringfügig größere Temperaturspreizung im Speicher.

Anzumerken ist allerdings, dass vom vorliegenden Netz nicht alle Verbraucherdaten bzw. keinerlei Daten zur Sekundärseite bei den Abnehmern vorhanden sind, weshalb hier noch Untersuchungsbedarf besteht. Zur Gewährleistung der Bereitstellung der geforderten Wärme bei allen Verbrauchern mit der gesenkten Netzvorlauftemperatur, müssen auch die Sekundäranlagen bei den Abnehmern und die Übergabestationen untersucht bzw. entsprechend optimiert werden. Die Temperaturunterschiede

zwischen Fernwärmerücklauf und Sekundäranlage (Grädigkeit der Wärmetauscher) soll dabei im Auslegungspunkt nicht größer als 3 K sein.
Hinsichtlich eines etwaigen Optimierungspotenzials bestehen sicherlich noch weitere Möglichkeiten für das betrachtete System, allerdings muss hierzu eine Erfassung der im vorherigen Anschnitt genannten Daten erfolgen.

### 5.1.3 Erkenntnisse des Einsatzes zusätzlicher Wärmequellen und Wärmespeicher:

Die Einbindung zusätzlicher regenerativer Wärmequellen hat für Biomasseheizwerke den Nachteil, dass die Erträge, vor allem bei Solarenergie stark jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen. Bei der Solarthermie spielt zusätzlich die Tatsache eine Rolle, dass die höchsten Leistungen in den Sommermonaten erzeugt werden, wo aber die Abnehmerleistung eines Wärmenetzes am geringsten ist.
Hinsichtlich des Einsatzes zusätzlicher Wärmequellen wurde für das Referenzheizwerk die Einbindung einer Solaranlage in den Netzrücklauf des Heizwerks untersucht. Für die Anlage wurde eine Kollektorfläche von 308 m² und eine installierte Kollektorleistung von 225,8 kW angenommen. Zum Einsatz kommen Flachkollektoren, die im Matched-Flow System verschalten werden.
Für die Simulation der Solaranlage bei unveränderter Netzvorlauftemperatur konnten Einsparungen von rund 1,3 %, wiederum unter der Annahme einer jährlichen Wärmeerzeugung von 14.000 MWh/a erreicht werden. Die positiven Aspekte bei der Einsparung des Brennstoffbedarfs können als ein Vorteil der Einbindung von Solaranlagen in Nahwärmenetze genannt werden. Hinzu kommt die Rücklaufanhebung in den Sommermonaten, in denen die Rauchgaskondensationsanlage nicht in Betrieb ist. Durch die Einbindung der Solaranlage in den Netzrücklauf kann auch der Einsatz eines zusätzlichen Speichers vermieden werden, was zu einer Reduktion der Investitionskosten der Anlage führt. Anhand der Einsparungen, die durch die Solaranlage erzielt werden können, ergibt sich aber, bei statischer Berechnung, dennoch eine Amortisationszeit von rund 17 Jahren, weshalb die Implementierung der Anlage anhand der getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich ist.
Betrachtet man die Ergebnisse der Solaranlage allerdings zusammen mit der gesenkten Netzvorlauftemperatur, so kann ein besserer Wirkungsgrad der Anlage erzielt werden, was insgesamt zu besseren Ergebnissen hinsichtlich der Einsparung führt. Demnach ergibt sich durch die Kombination der beiden Szenarien ein Effizienzsteigerungspotenzials von 3,2 % (bei einer erzeugten Wärmemenge von 14.000 MWh/a).
Allein durch die Einbindung der Solaranlage sind die Einsparungen also am geringsten. Zudem muss darauf geachtet werden, dass durch die Solarleistung im Sommer der Rücklauf in den Speicher nicht zu warm wird, da dadurch das Puffervermögen verringert wird. Auch muss auf eine Abstimmung der Solaranlage mit dem Kesselbetrieb geachtet werden, da der Leistungsbedarf der Biomassekessel nie unter 50 % der Nennleistung liegen soll.
Auf Grund der Ergebnisse kann nicht von einem nachhaltigen Optimum der Anlage durch die Integration einer zusätzlichen Wärmequelle gesprochen werden. Es müssen daher weitere Möglichkeiten der hydraulischen Einbindung einer Solaranlage überprüft werden. Anders könnte das Ergebnis auch aussehen, wenn die Solaranlage nicht direkt am Dach des Heizwerks installiert wird, sondern auf Dächern einzelner, großer Verbraucher. Dadurch könnten diese primär den Warmwasserbedarf durch

Solarenergie decken und es würde in den Sommermonaten ein geringerer Wärmebedarf im Netz anfallen, wodurch eventuell der kleinere Kessel am Katschberg zur Deckung der Sommerlast ausreichen würde. Hinsichtlich der dezentralen Einbindung von Solaranlagen müssen noch genauere Untersuchungen bei den Verbrauchern bzw. zu den Auswirkungen auf den Netzbetrieb vorgenommen werden. Es muss allerdings gesagt werden, dass einerseits kein Verbraucher dazu „gezwungen“ werden kann, eine Solaranlage zu installieren und andererseits es auch fraglich ist, ob eine Verringerung der Abnahmeleistung in den Sommermonaten im Interesse des Heizwerkbetreibers liegt.
Auf die Integration zusätzlicher Speichermöglichkeiten wurde gänzlich verzichtet, da zunächst eine Verbesserung des Betriebs des bestehenden Speichers am Katschberg, hinsichtlich der Temperaturschichtung im Ist-Zustand erfolgen sollte. Zum verfügt auch das Nahwärmenetz an sich über ein etwaiges Speicherpotenzial, das im Rahmen weiterer Analysen untersucht werden sollte.

### 5.1.4 Erkenntnisse hinsichtlich der Entwicklung eines Energiemanagementsystems

Anhand der in Abschnitt 4.4 dargestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist die Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementsystems für ein mittleres Nahwärmenetz als derzeit nicht wirtschaftlich anzusehen. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit hängt dabei stark von der Größe bzw. Anzahl der Verbraucher im Netz ab, da mit steigender Verbraucherzahl auch der Simulationsaufwand für das Netz steigt. Hinzu kommt der Einfluss der Optimierungsergebnisse. Für das vorliegende Referenzheizwerk konnte, auf Grund der vorhandenen Daten nur eine Optimierung der Netzvorlauftemperatur erfolgen. Anhand der in den vorherigen Abschnitten gezeigten Zusammenhänge und die noch für die Simulation zu erhebenden Messwerte, kann allerdings von einem größeren Optimierungspotenzial ausgegangen werden, was wiederum zu einer Reduktion der Primärenergiekosten (Brennstoff, Strom) führt und somit auch eine schnellere Amortisation des Energiemanagementsystems zur Folge haben kann.

## 5.2 Ausblick

### 5.2.1 Zukünftiges Szenario: Datenmanagement

Um das aufwändige Verfahren des manuellen Datenimports zu vermeiden, ist für zukünftige Heizwerke bzw. bei der Modernisierung bestehender Anlagen geplant, ein Konzept für die automatisierte Datenübernahme in die Datenbank vorzusehen. Ein mögliches Szenario könnte der Einsatz von Software-Agents auf den jeweiligen SCADA-Systemen in den Heizwerken sein, welche die Daten beispielsweise über ein REST-Webservice an die Auswertungssoftware übermitteln (siehe Abbildung 5.1).

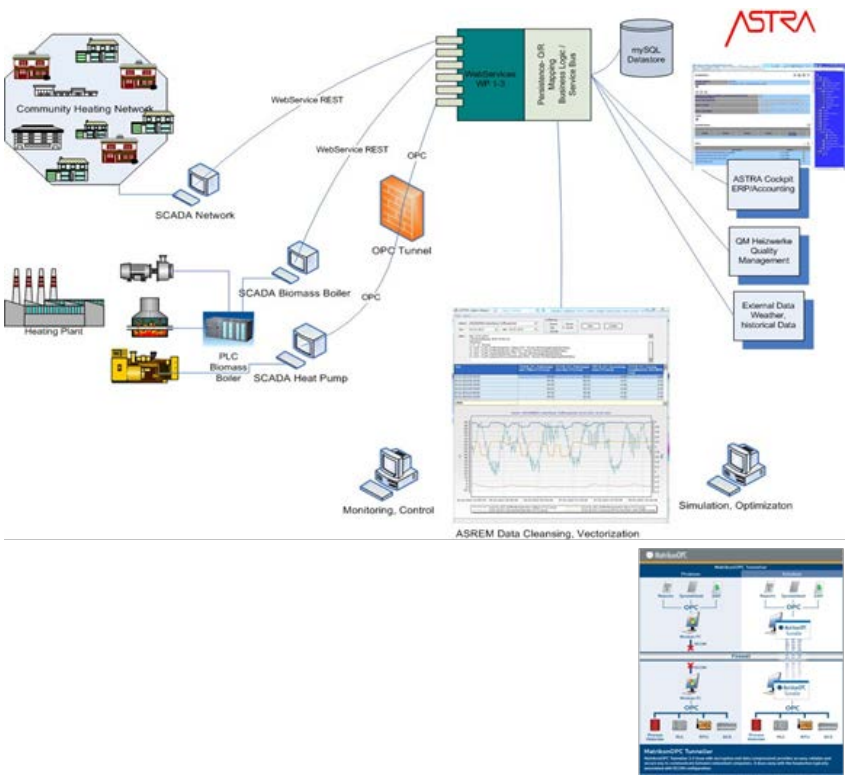



**Abbildung 5.1: Mögliches Integrationsszenario zur Datenübermittlung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Dieses Architekturkonzept ist derart auszulegen, dass sowohl der Einsatz als Single-Solution (Tool ist für 1 Heizwerk konfiguriert, kein Master-Datenmanagement) als auch als mandatenfähige Lösung für die Überwachung mehrerer Heizwerke möglich ist.
Im ersten Schritt könnte auch ein kommerziell verfügbares Produkt für ein OPC-Tunneling zum Einsatz kommen. Bei diesen Datenintegrationsbestrebungen sind natürlich Aspekte des Datenschutzes, wie bei allen Smart-Grid Ansätzen, besonders zu beachten.

### 5.2.2 Unmittelbar geplante Erweiterungen des ASREM-Prototyps

#### *5.2.2.1 Abbildung der Topologie der Nahwärmenetze*

Die Daten für die betrachteten Nahwärmenetze liegen als CAD-Pläne vor, die Rohrparameter der verlegten Leitungen sind vorhanden (siehe Abbildung 5.2), eine Rohrnetzberechnung wurde erstellt, wobei dazu unterschiedliche Softwaretools und keine einheitliche Berechnungs- und Abbildungs-Richtlinien verwendet wurden.

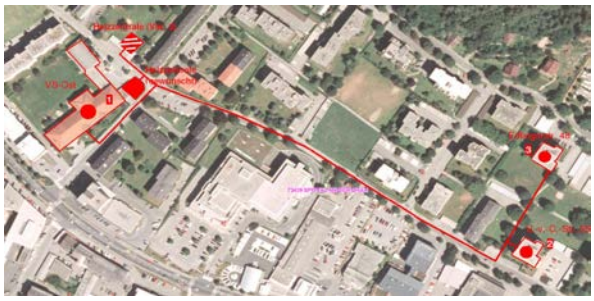


**Abbildung 5.2: Typischer CAD-Plan Nahwärmenetz**
Quelle: [eigene Darstellung]

Es sind derzeit folgende Möglichkeiten in Entwicklung:

- Netzknoten – mit der Möglichkeit, Wärmeerzeuger, Verbraucher und Sensoren (Temperatur, Differenzdruck) zu verknüpfen und auch Summen zu bilden (i.e. Wärmemengen der Verbraucher am Knoten)
- Netzkanten – mit der Möglichkeit, Längen und physikalische Parameter der verwendeten Fernwärmerohre zu erfassen.

Das Datenmodell für die Topologie des Netzes ist im Zuge des Projektes noch zu verfeinern und an die von der Simulation benötigten Anforderungen anzupassen.

#### *5.2.2.2 Erfassung informeller Daten sowie Interaktionen im Betrieb*

Viele Aspekte des Betriebes von Nahwärmenetzen werden messtechnisch nicht erfasst, wie z.B.:

- Aufzeichnung der Brennstoffqualität wie Stückigkeit, Wassergehalt, etc. (siehe Anhang: Brennstoffklassifizierungstabelle)
- Interaktion des Heizwartes (Hydraulik Brennstoffzufuhr, Pausenzeit, Additionszeit, Drehzahl Primärluftventilatoren, usw.

Interaktionen des Heizwartes mit dem System auf steuerungstechnischer Ebene werden für gewöhnlich im Tagebuch des SCADA-Systems vermerkt und wären somit der Auswertung durch das Tool zugänglich. Von manchen Heizwarten werden auch zusätzliche Aufzeichnungen in Form von EXCEL-Tabellen geführt – auch diese Daten könnten in das System übernommen werden.

#### *5.2.2.3 Erweiterung Vektorenkonzept*

Falls sich das Konzept der Bildung von Ausgabevektoren für die weitere Projektentwicklung als passend erweist, könnte die Einführung von weiteren Zeitachsen, um Vergleiche über verschiedene Betriebsperioden zu ermöglichen, als Erweiterung in Betracht gezogen werden.

#### *5.2.2.4 Datenmodell für die Abspeicherung der Simulationsresultate*

Es ist angedacht, die Simulationsresultate wieder in die Datenbank rückzuführen, um einfache Soll/Ist vergleiche (vor Optimierung/nach Optimierung) zu ermöglichen.

Die Umsetzung der erwähnten Erweiterungen könnte beispielsweise in folgende Arbeitspakete gegliedert werden:

*AP1: Dokumentation Resultate Sondierung FFG 834441, Statuserhebung Prototyp*
Es soll der Software-Prototyp einem Review unterzogen werden - im AP 1 soll das Pflichtenheft für die funktionalen Anforderungen erstellt werden. Die Brauchbarkeit des vorhandenen GUI-Designs soll erörtert und finalisiert werden.

*AP2: Reengineering Prototyp, Optimierung Datenbank*
Das Konzept des Datenmodells und die Performance der Datenbank ist mit den vorhandenen Daten zu bewerten, Abschätzungen der Datenmengen für den Produkteinsatz sind zu treffen und zu simulieren. Die erforderlichen Erweiterungen im Datenmodell sind zu definieren.

*AP3: Erweiterung des Schnittstellenkonzeptes, WebServices*
Die Problematik der Importschnittstellen für die Netz-, Erzeuger- und Verbraucherdaten ist zu behandeln:
* die Agents für die Kommunikation über WebServices sind zu Entwickeln und zu Testen
* die Anbindung über die OPC-Schnittstellen ist zu implementieren
* die SOA/REST Schnittstelle des Datenbankservers ist zu konfigurieren (WSO2 DSS)

*AP4: Definition des Produktes: Software und Optmierungsprozess als Package*
Erstellung eines Softwarepaketes:
* ASREM Datenbank und Auswertetool, Reporting & Charting
* Simulationsmodule aus MatLab/Simulink als PlugIn's
* REST-Schnittstelle zum Echzeit-Datenimport
* konventionelle Datenschnittstellen
Erstellung einer Prozessvorgabe:
Optimierter Betrieb und integriertes Management von Nahwärmeversorgungsanlagen mit ASREM

### 5.2.3 Erweiterung des Modells

Um ein noch exakteres Modell des Heizwerks und der darin auftretenden Energieströme abbilden zu können, ist die Erfassung der im Folgenden näher beschriebenen Parameter aus derzeitiger Sicht unbedingt erforderlich.

#### *5.2.3.1 Spezifische Eigenschaften Brennstoff*

Die Brennstoffcharakteristik ist die maßgebliche Einflussgröße bezüglich der Feuerungsleistung. Es sollte daher zum einen die Menge an Brennstoff pro Zeiteinheit, die für die Wärmebereitstellung benötigt wird erfasst werden, um exakte Aussagen hinsichtlich des Einsparpotenzials treffen zu können. Ebenso sollte die messtechnische Erfassung des Heizwerts des Brennstoffs erfolgen, um zu gewährleisten, dass die Brennstoffqualität den Planungsbedingungen entspricht.

Der Heizwert ist definiert, als die Wärmemenge, die bei der vollständigen Oxidation eines Brennstoffs ohne Berücksichtigung der Kondensationswärme des im Abgas befindlichen Wasserdampfes freigesetzt wird [Kaltschmitt, 2009]. Ist eine Messung nicht möglich, so wurde im Rahmen des Projektes REM/REC/RES ein Modell in MATLAB/Simulink erarbeitet, welches durch Eingabe ausgewählter Parameter ermöglicht, den Heizwert bzw. den Wassergehalt des eingesetzten Brennstoffs zu berechnen. Die Bestimmung des Wassergehalts ist insofern wichtig, da der Heizwert eines biogenen Festbrennstoffs sehr stark davon beeinflusst wird.

#### *5.2.3.2 Formeln und benötigte Parameter der Berechnung*

Durch Literaturrecherche konnten die mathematischen Grundgleichungen für die Berechnung des Heizwerts bestimmt werden, wobei diese auf der elementaren Zusammensetzung des eingesetzten Brennstoffs basieren [Kaltschmitt, 2009].

$$h = \frac{1\ H}{(H + 12C + 14N + 16O + 32S)}$$

$$c = \frac{12\ C}{(H + 12C + 14N + 16O + 32S)}$$

$$n = \frac{14\ N}{(H + 12C + 14N + 16O + 32S)}$$

$$o = \frac{16\ O}{(H + 12C + 14N + 16O + 32S)}$$

$$s = \frac{32\ S}{(H + 12C + 14N + 16O + 32S)}$$

Mit den Atommassen für die unterschiedlichen Elemente, welche in Tabelle 5.1 aufgelistet sind, können weitere Berechnungen hinsichtlich des Verbrennungsprozesses durchgeführt werden.

**Tabelle 5.1: Atommassen Hauptbestandteile feste Biomasse**
Quelle: [anhand von Kaltschmitt, 2009]

| | |
|---|---|
| H | 1 |
| C | 12 |
| N | 14 |
| O | 16 |
| S | 32 |

Aus der Elementaranalyse eines Brennstoffs lässt sich der zur Verbrennung von festen Brennstoffen erforderliche Sauerstoffbedarf berechnen (siehe Formel 54).

**Formel 54: Sauerstoffbedarf zur Verbrennung fester Brennstoffe [Nm³/kg Brennstoff]**

$$O_{2,min} = 1{,}876\ c + 5{,}6\ h + 0{,}7\ s - 0{,}7\ o$$

Daraus kann weiters die Mindestluftmenge, die zur vollkommenen Verbrennung des Brennstoffs theoretisch erforderlich ist, anhand von Formel 55, bestimmt werden.

**Formel 55: Erforderliche Mindestluftmenge [Nm³/ kg Brennstoff]**

$$L_{min} = \frac{O_{2,min}}{0{,}21}$$

Bei allen technischen Feuerungen ist jedoch für eine vollständige Verbrennung mehr Luft erforderlich, als die theoretische Mindestluftmenge. Das Verhältnis zur tatsächlich zugeführten Luftmenge $L$ zu $L_{min}$ wird als Luftverhältniszahl $\lambda$ bezecihnet. Die wirklich zuzuführende Verbrennungsluftmenge ergibt sich daher nach Formel 56.

**Formel 56: Tatsächlich zuzuführende Verbrennungsluftmenge [Nm³/kg Brennstoff]**

$$L = \lambda * L_{min}$$

Enthalten die Verbrennungsgase noch Staub, Flugasche oder sonstige Feststoffe, spricht man von Rauchgasen. Bei vollständiger Verbrennung kann das Verbrennungsgas $CO_2$, $SO_2$, $H_2O$, $N_2$ $und$ $O_2$ enthalten. Die gesamte auf die Brennstoffmenge bezogene feuchte Verbrennungsgasmenge berechnet sich entsprechend Formel 57.

**Formel 57: Berechnung feuchte Verbrennungsgasmenge (bezogen auf Brennstoffmenge)**

$$V_f = V_{CO2} + V_{H2O} + V_{SO2} + V_{N2} + V_{O2} = V_{tr} + V_{H2O}$$

Mit

$$V_{CO2} = \frac{22{,}41\ c}{12} = 1{,}87\ c$$

$$V_{SO2} = \frac{22{,}41\ c}{32} = 0{,}7\ s$$

$$V_{O2} = 0{,}21 * (\lambda - 1) * L_{min}$$

$$V_{N2} = 0{,}79 * \lambda * L_{min}$$

$$V_{H2O} = 22{,}41 * \left(\frac{h}{2} + \frac{w}{18}\right) = 11{,}2h + 1{,}24\ w$$

$$V_{tr} = 1{,}87\ c + 0{,}7\ s + (\lambda - 0{,}21) * L_{min}$$

Für die Berechnung des Heizwerts wird Formel 58 verwendet.

**Formel 58: Berechnung Heizwert [kWh/kg]**

$$H_u = \frac{H_{u(wf)} * \left(100 - \frac{V_{H2O} - 11{,}2 * h}{1{,}24}\right) - 2{,}443 * \left(\frac{V_{H2O} - 11{,}2 * h}{1{,}24}\right)}{100}$$

Mit

$$H_{u\,(wf)} = 34{,}8\ C + 93{,}9\ H + 10{,}5\ S + 6{,}3\ N - 10{,}8\ O$$

Der Wassergehalt kann entsprechend Formel 59 berechnet werden.

**Formel 59: Berechnung Wassergehalt Brennstoff**

$$w = \frac{(V_{H2O} - 11{,}2\ h)}{1{,}2}$$

Anhand der zuvor dargestellten Formeln werden folgende Informationen, bezogen auf die verwendete Brennstoffmenge, unbedingt benötigt (siehe Abbildung 5.3).

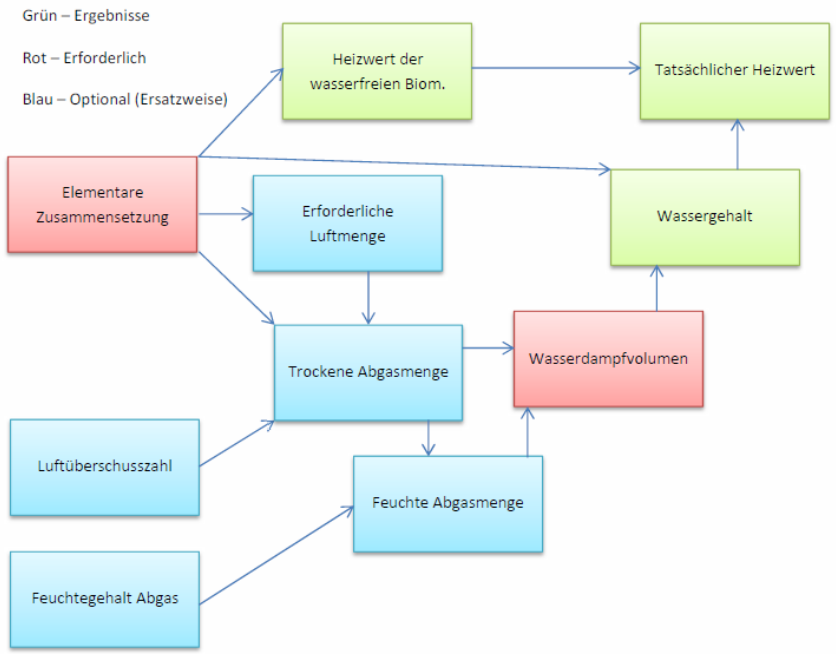
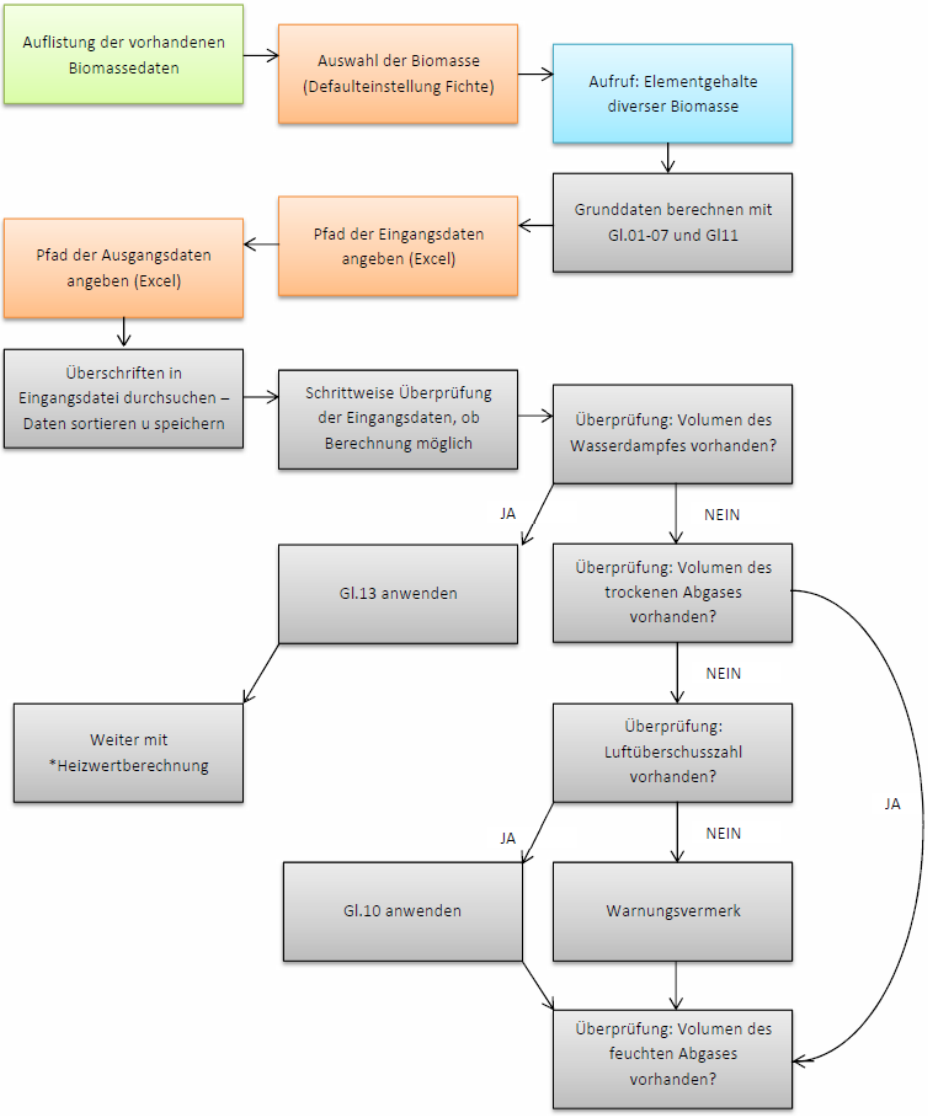



**Abbildung 5.3: Benötigte Informationen zur Berechnung des Heizwerts**
Quelle: [eigene Darstellung]

### *5.2.3.3 MATLAB Programm*

Basierend auf den zuvor dargelegten Zusammenhängen und Formeln wurde zur Berechnung des Heizwerts für feste biogene Brennstoffe ein Programm in MATLAB entwickelt. Das Ablaufschema der Berechnung ist in Abbildung 5.4 dargestellt.


Auflistung der vorhandenen Biomassedaten
Auswahl der Biomasse (Defaulteinstellung Fichte)
Aufruf: Elementgehalte diverser Biomasse
Grunddaten berechnen mit Gl.01-07 und Gl11
Pfad der Eingangsdaten angeben (Excel)
Pfad der Ausgangsdaten angeben (Excel)
Überschriften in Eingangsdatei durchsuchen – Daten sortieren u speichern
Schrittweise Überprüfung der Eingangsdaten, ob Berechnung möglich
Überprüfung: Volumen des Wasserdampfes vorhanden?
JA
NEIN
Gl.13 anwenden
Überprüfung: Volumen des trockenen Abgases vorhanden?
NEIN
Weiter mit *Heizwertberechnung
Überprüfung: Luftüberschusszahl vorhanden?
JA
NEIN
JA
Gl.10 anwenden
Warnungsvermerk
Überprüfung: Volumen des feuchten Abgases vorhanden?

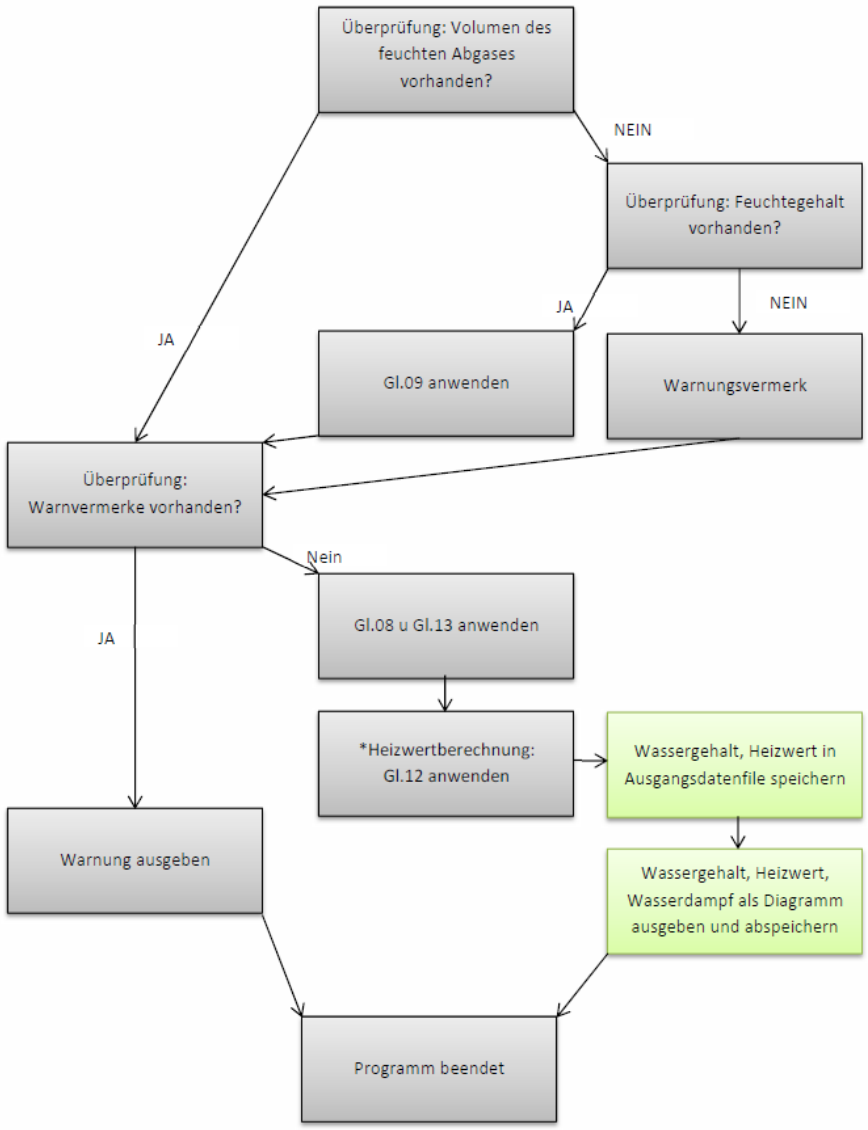



**Abbildung 5.4: Schematische Darstellung des Programm-Algorithmus**
Quelle: [eigene Darstellung]
Anmerkungen: Orange…Eingabe durch Benutzer Blau…Zugriff auf ein Dokument,
Schwarz…Modifikation durch Programm Grün…Ausgabe des Programms

### 5.2.4 Energiemanagementsystem

Im Rahmen des Projektes wurden die $CO_2$ Emissionen anhand der berechneten Einsparungen der Simulation der unterschiedlichen Szenarien erfasst. Für genaue Ergebnisse müssen allerdings detaillierte Untersuchungen unter Einbezug der Kesselwirkungsgrade und –leistungen erfolgen, da der Emissionsausstoß bei Biomassekesseln stark vom Betrieb (Volllast, Teillast) abhängig ist.

# 6 Verzeichnisse

## 6.1 Literaturverzeichnis

**7-Technologies, 2011**
7-Technologies (2011): Termis, http://www.7t.dk/, abgerufen am 30.08.2011 um 17:15 Uhr

**ASIC, 2001**
Leeb, K., Dehner, H., Egger, C., Nagl, M. (2001): Handbuch zur Planung von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser, Austria Solar Innovation Center, Linz, 2001

**Bollin et al., 2009**
Bollin E.(Hrsg.), Becker, M., Boggasch, E., Fraaß, M., Karbach, A., Ritzenhoff, P., Striebel, D.(2009); Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden, 1.Auflage, Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2009

**Danfoss, 2011**
Danfoss Ges.m.b.H. (2011): Nopron, http://www.nopro.danfoss.com/Content/877de7fa-88eb-4689-b329-8b6f930f5a13_MNU17448495_SIT260.html, abgerufen am 30.08.2011 um 17:30 Uhr

**DIN EN 13941, 2010**
DIN EN 13941 (2010): Auslegung und Installation von werkmäßig gedämmten Verbundmantelrohren für die Fernwärme, Anhang D; Beuth Verlag GmbH, 2010

**Energiewirtschaft Kärnten, 2013a**
Süssenbacher, S. (2013): Richtlinien zur Förderung thermischer Solaranlagen, http://www.energiewirtschaft.ktn.gv.at/150189_DE-Energiewirtschaft-Thermische_Solaranlagen, abgerufen am 11.01.2013 um 22:44 Uhr

**Energiewirtschaft Kärnten, 2013b**
Mühlbacher, E. (2013). Richtlinien zur Förderung von Wärmepumpen zur Raumheizung, http://www.energiewirtschaft.ktn.gv.at/152032_DE-Energiewirtschaft-Waermepumpen, abgerufen am 11.01.2013 um 20:34 Uhr

**Floß, 2007**
Floß, A. (2007): Energieeinsparungen in der Hydraulik, Heizung Lüftung Klimatechnik, Ausgabe 5 2007, Seiten 16-19

**GEO-TEC, 2009**
Geo-Tec Engineering (2009): Montageanleitung GSE-Kollektorenreihe, 2009

**GEO-TEC Engineering, 2011**
Pertl, M. (2011): Projektbericht Fernwärme Katschberg, GEO-TEC Engineering, 2011

**Häberlin, 2007**
Häberlin, H. (2007): Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, VDE Verlag, Berlin, 2007

**Hafner, 1999**
Hafner, B., Plettner, J., Wemhöner, C., Wenzel, T. (1999): Carnot Blockset Version 1.0 User's Guide, Solar-Institut Juelich, Juelich, 1999

**Hammerschmid & Stallinger, 2006**
Hammerschmid A., Stallinger A. (2006): Standard-Schaltungen - Teil II; Schriftenreihe QM Holzheizwerke, Band 5; C.A.R.M.E.N. e.V.; Straubing, 2006

**Holzenergie Schweiz, 2008**
Holzenergie Schweiz (2008): Klassieren von Energieholz, http://www.holzenergie.ch/fileadmin/user_resources/publications/407klassierenEnergieholzD.pdf, abgerufen am 07.10.2013 um 15:00 Uhr

**Kaltschmitt, 2009**
Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, h. (2009): Energie aus Biomasse, Grundlagen, Technik und Verfahren, 2. Neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer, Berlin, 2009

**Karl, 2012**
Karl, J. (2012): Dezentrale Energiesysteme, Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 3. Überarbeitete und erweiterte Auflage, Oldenburg, München, 2012

**KE Kelit, 2005**
o.A. (2005): Dokumentation Kelit P Fernwärme Rohrsystem PN25; Projektierung; Linz; 2005

**Kishore, 2009**
Kishore, V.V.N. (2009): Renewable Energy Engineering and Technology: Principles and Practice; Earthscan; 2009

**Kiijärvi, 2011**
Kiijärvi, J. (2011): Darcy Friction Factor Formulae in Turbulent Pipe Flow, Lunowa Fluid Mechanics Paper 110727, Finnland, 2011

**KPC, 2009**
Kommunalkredit Public Consulting (2009): Neue Förderbestimmungen für die Umweltförderung im Inland ab 1.10.2009, http://www.energiebewusst.at/fileadmin/05-Foerderungen_und_Formulare/002-Gewerbe/Neuerungen_in_Kuerze.pdf, abgerufen am 11.01.2013 um 20.58 Uhr

**Krapf, 2000**
Krapf, G. (2000): Biomasseheizwerke auf dem Prüfstand, Evaluierung von Pilot- und Demonstrationsanlagen zur regenerativen Energieerzeugung auf Basis von Biomasse in Deutschland, C.A.R.M.E.N.e.V., Straubing, 2000

**Lax, 2009a**
Lax, J. (2009): Hydraulische und regelungstechnische Lösung; Formular „Titelblatt qm Holzheizwerke“; ARGE qm Holzheizwerke; Rennweg; 2009

**Lax, 2009b**
Lax, J. (2009): Q Plan zu Meilenstein 4, ARGE qm Holzheizwerke, Rennweg, 2009

**Lax, 2009c**
Lax, J. (2009): Technisch-wirtschaftliches Datenblatt Biomasse-Nahwärmesysteme, Umweltförderung KPC, Rennweg, 2009

**Leitner, 2003b**
Leitner M. (2003): Heizzentrale Prinzipschema; Technisches Büro; Übelbach; 2003

**Lettner, 2011**
Lettner, F. (2011): GENBIL, http://www.zt-lettner.at/, abgerufen am 30.08.2011 um 17:45 Uhr

**LEV, o.A.**
Eder, M., Fechner, H., Fink, C., Streicher, W., Themeßl, A., Weiß, W. (o.A.): Solartechnik, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, Graz

**LEV, 2013**
LandesEnergieVerein Steiermark (2013): Förderung, http://www.qm-heizwerke.at/index.asp, abgerufen am 12.06.2013 um 22:20 Uhr

**Maier 2013a**
Maier, E. (2013): Differenzdruckregelung Katschberg, Auskunft per Mail von hr. Maier, Leiter MSR-Technik Firma Kohlbach, übermittelt am 23.08.2013 um 07:57 Uhr

**Maier, 2013b**
Maier, E. (2013): Pumpen Katschberg, Auskunft per Mail von Hr. Maier, Leiter MSR-Technik Firma Kohlbach, übermittelt per Mail am 23.07.2013 um 08:45 Uhr

**Malik et al, 2012**
Malik, A., Promitzer,F., Schrammel, H. (2012): Was ist ein gutes Heizwerk? Bewertung anhand von Kennzahlen und Statistiken, Landesenergieverein Steiermark, Graz, 2012

**Marx et al, 2011**
Marx, R., Nußbicker-Lux, J., Bauer, D., Heidemann, W. (2011). Integration von Wärmepumpen in solar unterstützte Nahwärmesysteme mit saisonaler Wärmespeicherung, Universität Stuttgart, 21. OTTI Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelsetein, 2011

**Obernberger, 1997**
Obernberger, I. (1997): Möglichkeiten der technologischen und wirtschaftlichen Optimierung von Biomasse-Nahwärme- und Mikronetzen, Institut für Verfahrenstechnik, Technische Universität Graz, In: Tagungsband zur internationalen ALTENER Konferenz „Mikronetze – Gebäudeübergreifende Wärmeversorgung auf Biomassebasis“, 16./17. Oktober 1997, Salzburg, Energieverwertungsagentur (Hrsg.), Wien

**Recknagel, 2003**
Recknagel, H., Sprenger, E., Schramek, E.-R. (2003): Taschenbuch für Heizung + Klima Technik, 71. Auflage, Oldenburg, München, 2003

**Schäfer, 2001**
Norbert, S. (2001): Fernwärmeversorgung, Hausanlagentechnik in Theorie und Praxis, Springer, Heidelberg, 2001

**Scholz, 2012**
Scholz, G. (2012): Rohrleitungs- und Apparatebau, Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung, Springer, Berlin, 2012

**SPF, 2009**
Bohen, A., Gubler, W. (2009): Prüfbericht Nr. C1000LPEN, Leistungsprüfung nach EN 12975-2:2006, Abschnitt 6, Solartechnik Prüfung Forschung (SPF), Rapperswil, 2009

**Stieglitz&Heinzel, 2012**
Stieglitz, R., Heinzel, V. (2012): Thermische Solarenergie, Grundlagen Technologie Anwendungen, Springer, Berlin, 2012

**Streicher, 2002**
Streicher, W., Heinz, A. (2002): Solarunterstützte Wärmenetze, Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz; Programm Haus der Zukunft, Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Graz, 2002

**Theissing, 2013**
Theissing, M. (2013): Verhalten geschichteter Pufferspeicher, Auskunft per Mail am 18. Juni 2013 um 09:15 Uhr

**TU Graz, 2006**
o.A. (2006): Solarenergienutzung - Solare Brauchwasserbereitung und Heizung, Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 2006

**Umweltbundesamt, 2010**
Böhmer, S., Gallauner, T., Gössl, M., Krutzler, T., Moser, G. (2010): Biomassefeuerungsanlagen im Leistungsbereich von 400 kW bis 10 MW, Umweltbundesamt, Wien, 2010

**VIESSMANN, 2008**
Viessmann Deutschland GmbH (2008): Planungshandbuch Solarthermie, Allendorf, 2008

**Wernig, 2012a**
Wernig H. (2012): Screenshot aus Übergeordneter Steuerung; Biomasseheizwerk Katschberg; abgerufen am 15.05.2012 um 8:37 Uhr

**ZAMG, 2012**
Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (2012): Messdaten Globalstrahlung und Temperatur im Zeitraum Juni 2011 bis Juni 2012 Beobachtungsstation Katschberg (Sachbearbeiter Mag. Gerhard Hohenwarter), übermittelt per Mail am 16.07.2012 um 10:22 Uhr

## 6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Informationsinseln in kleinen und mittleren Wärmenetzen.....7
Abbildung 2.2: Überblick Methodik REM/REC/RES.....14
Abbildung 3.1: Allgemeines Schema eines Biomasseheizwerkes.....17
Abbildung 3.2: Systemgrenzen PLC/SPS – SCADA – zusammengeführte Auswertung.....18
Abbildung 3.3: Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes am Katschberg im Zeitraum von 01.07.2011 – 30.06.2012.....21
Abbildung 3.4: Jahresdauerlinie des Heizwerks Katschberg (01.07.2011-30.06.2012).....22
Abbildung 4.1: Darstellung des Wärmeerzeugerschaltbildes nach qm Holzheizwerke.....24
Abbildung 4.2: Anlagenschema von Katschberg.....25
Abbildung 4.3: Angewendetes Regelungskonzept im Biomasseheizwerk Katschberg.....27

Abbildung 4.4: Trendverlauf der physikalischen Messgrößen bei Kessel 1 ..... 28
Abbildung 4.5: Darstellung der Außentemperaturregelung ..... 31
Abbildung 4.6: Differenzdruckregelung Katschberg ..... 32
Abbildung 4.7: Zusammenhang zwischen Speichervolumen, Spreizung und Mindestlaufzeit ..... 37
Abbildung 4.8: Datenmodell RECREMRES Version 1 ..... 38
Abbildung 4.9: Ausschnitt Datenmodell RECREMRES Version 2 ..... 39
Abbildung 4.10: Sensorik Heizwerk Moosburg/Netzregelung Biomassekessel ..... 40
Abbildung 4.11: Stammdatenblatt eines Sensors mit der Anzahl der erfassten Messwerte (VL-Temperatur des Verbrauchers am Katschberg) ..... 41
Abbildung 4.12: Visualisierung Kessel Moosburg ..... 42
Abbildung 4.13: Zuordnung ASREM ..... 42
Abbildung 4.14: Visualisierung Netzregelung Moosburg ..... 43
Abbildung 4.15: Tool Datenimport Heizwerk Moosburg ..... 46
Abbildung 4.16: Ausschnitt Visualisierung Katschberg Kohlbach 1 ..... 47
Abbildung 4.17: Exportfunktion des SCADA-Systems für den Biomassekessel 1 ..... 48
Abbildung 4.18: Ausschnitt Sensordefinitionen HW Katschberg ..... 48
Abbildung 4.19: Tool Datenimport HW Katschberg ..... 49
Abbildung 4.20: Hydraulik Verbraucher 1 ..... 50
Abbildung 4.21: Hydraulik Verbraucher 2 ..... 50
Abbildung 4.22: Datenbank - Sensorik für 2 Verbraucher im Netz Katschberg ..... 50
Abbildung 4.23: Import des binären Files HIST2.DAT für einen Verbraucher ..... 51
Abbildung 4.24: Hauptmaske mit Auswahl und Filtermöglichkeit ..... 52
Abbildung 4.25: Ausblenden von Ausreißern mit <enable Range> ..... 54
Abbildung 4.26: Verdichtung und Rohdatentabelle ..... 55
Abbildung 4.27: Definition der Spalten eines Ausgabevektors ..... 56
Abbildung 4.28: Beispiel 1 - Vektor Moosburg 15 min ..... 57
Abbildung 4.29: Beispiel 2 - Sensorik des HW Katschberg in Tagesauflösung ..... 57
Abbildung 4.30: Beispiel 3 - Analyse der Puffertemperaturen ..... 58
Abbildung 4.31: Beispiel 4 - Analyse Biomasse / Ölkessel-Netz ..... 59
Abbildung 4.32: Pumpendiagramm zur Ermittlung des Betriebspunkts einer Pumpe ..... 65
Abbildung 4.33: Ventilkennlinie ..... 67
Abbildung 4.34: Diffuser Strahlungsanteil $i_{diff}$ als Funktion der Globalstrahlung bezogen auf die extraterrestrische Strahlung auf eine horizontale Fläche (stündliche Mittelwerte) ..... 70
Abbildung 4.35: Druckverluste am Kollektor bezogen auf Volumenstrom (Diagramm für die Kollektoren der Firma GEO-TEC) ..... 73
Abbildung 4.36: Parallelschaltung von Kollektoren ..... 74
Abbildung 4.37: Serienschaltung der Kollektoren ..... 74
Abbildung 4.38: Kollektoren in Parallel- und Serienschaltung ..... 75
Abbildung 4.39: Q-T Diagramm Plattenwärmetauscher (Gegenstrom) ..... 75
Abbildung 4.40: Darstellung des Modells des Gesamtsystems inklusive Solaranlage in MATLAB/Simulink ..... 78

Abbildung 4.41: Darstellung des Wärmeverteilnetzes am Katschberg .....79
Abbildung 4.42: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Wärmeleistung Q und Massenfluss des Verbrauchers KB4 .....83
Abbildung 4.43: Abschnitt Knoten D mit den zugehörigen Verbrauchern KB14, KB15, KB16, KB17, KB18, KB19 und KB20 vor und nach der Zusammenfassung der Verbraucher .....85
Abbildung 4.44: Abschnitt Knoten F einschließlich der Verbrauchern vor und nach Zusammenfassung zu einem Verbraucher .....85
Abbildung 4.45: Darstellung des Druckverluste eines 100 m langen DN50 Rohres .....86
Abbildung 4.46: Wärmeverluste in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Außentemperatur für ein DN32 Rohr .....89
Abbildung 4.47: Wärmeverluste in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Außentemperatur für ein DN80 Rohr .....90
Abbildung 4.48: Subsystem Solaranlage .....92
Abbildung 4.49: Darstellung des Globalstrahlungsverlaufs auf eine horizontale Fläche (rot) und auf die um 35° geneigten Solarkollektoren (blau) im Monat Juli 2011 .....93
Abbildung 4.50: Darstellung des Globalstrahlungsverlaufs auf die um 35° geneigten Solarkollektoren (rot) und die dadurch erzeugte spezifische Leistung (blau) im Monat Juli 2011 .....94
Abbildung 4.51: Darstellung der Originaldaten und Simulationsergebnisse für den Wärmeleistungsverlauf Kessel 1 für den Monat Jänner .....96
Abbildung 4.52: Darstellung der Originaldaten und Simulationsergebnisse für den Wärmeleistungsverlauf Kessel 2 für den Monat Jänner .....96
Abbildung 4.53: Vergleich der Originaldaten mit den Simulationsergebnissen für die Vorlauftemperatur im Kessel 1 für den Monat Jänner .....97
Abbildung 4.54: Vergleich der Originaldaten mit den Simulationsergebnissen für die Rücklauftemperatur im Kessel 1 für den Monat Jänner .....98
Abbildung 4.55: Originaldaten und Simulationsergebnissen für die Vorlauftemperatur im Kessel 2 Jänner .....99
Abbildung 4.56: Verlauf der Rücklauftemperatur im Kessel 2 anhand der Originaldaten und der Simulationsergebnisse für den Monat Jänner .....99
Abbildung 4.57: Darstellung der gemittelten Tageswerte der Temperaturen in den unterschiedlichen Schichten des Pufferspeichers für den Zeitraum 01.07.2011 – 30.07.2011 .....100
Abbildung 4.58: Darstellung der Temperaturen in den unterschiedlichen Schichten des Pufferspeichers (bei 0 %, 33 %, 66 % und 100 % Beladung), sowie der Netzrücklauftemperatur und Vorlauftemperatur vor Speicher für den Zeitraum 01.01.2012 bis 30.01.2012 .....101
Abbildung 4.59: Originaldaten (Messdaten) Temperaturverlauf in den Speicherschichten für den Monat Jänner .....102
Abbildung 4.60: Ergebnisse der Simulation für den Temperaturverlauf in den Speicherschichten für den Monat Jänner .....103
Abbildung 4.61: Vergleich der Original- und Simulationsdaten für Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz für den Monat Jänner .....104

Abbildung 4.62: Vergleich der Originaldaten und der Simulationsergebnisse für den Massenfluss im Wärmeverteilnetz für den Monat Jänner ....104
Abbildung 4.63: Darstellung der Leistung des Wärmenetzes für Originaldaten und Simulationsergebnisse ....105
Abbildung 4.64: Gegenüberstellung Originaldaten und Simulationsergebnisse für die Vorlauf- und Rücklauftemperatur eines Verbrauchers für den Monat Jänner ....105
Abbildung 4.65: Vergleich Ist und Soll $O_2$-Gehalt im Rauchgas für den Monat Juli ....107
Abbildung 4.66: Vorlauf- und Rücklauftemperatur des Netzes in Abhängigkeit der Außentemperatur ..108
Abbildung 4.67: Leistung Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner ....114
Abbildung 4.68: Leistung Kessel 1für die unterschiedlichen Szenarien Juli ....114
Abbildung 4.69: Rücklauftemperatur Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien ....115
Abbildung 4.70: Rücklauftemperatur Kessel 1 für die unterschiedlichen Szenarien Juli ....115
Abbildung 4.71: Leistung Kessel 2 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner ....116
Abbildung 4.72: Rücklauftemperatur Kessel 2 für die unterschiedlichen Szenarien Jänner ....116
Abbildung 4.73: Pufferspeicher Normalbetrieb ....117
Abbildung 4.74: Pufferspeicher Szenario A ....117
Abbildung 4.75: Pufferspeicher Szenario B ....117
Abbildung 4.76: Pufferspeicher Szenario C ....117
Abbildung 4.77: Temperatur der 1. Schicht des Pufferspeichers im Monat Juli ....118
Abbildung 4.78:Massenfluss Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli ....118
Abbildung 4.79:Vorlauftemperatur Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli ....119
Abbildung 4.80:Rücklauftemperatur im Netz für die unterschiedlichen Szenarien im Monat Juli ....119
Abbildung 4.81: Leistung Netz Juli ....120
Abbildung 5.1: Mögliches Integrationsszenario zur Datenübermittlung ....128
Abbildung 5.2: Typischer CAD-Plan Nahwärmenetz ....129
Abbildung 5.3: Benötigte Informationen zur Berechnung des Heizwerts ....134
Abbildung 5.4: Schematische Darstellung des Programm-Algorithmus ....136
Abbildung 7.1: Hydraulikschema Katschberg mit eingebundener Solaranlage ....155
Abbildung 7.2: Subsystem Kesselkreis Biomassekessel ....156
Abbildung 7.3: Modell-Block Brenner ....156
Abbildung 7.4: Modell-Block Kessel ....156
Abbildung 7.5: CARNOT Block Wasserschichtspeicher ....157
Abbildung 7.6: Subsystem Economizer ....158
Abbildung 7.7: Aufteilung der Massenströme zum Economizer und Kondensator ....159
Abbildung 7.8: Drehzahlregelung Pumpe Economizer ....160
Abbildung 7.9: Regelung Mixer zur Rücklaufanhebung ....161
Abbildung 7.10: Regelung Diverter Rücklaufanhebung ....162
Abbildung 7.11: Block Netzpumpe ....162
Abbildung 7.12:Modell Netzstrang Verbraucher A - E ....163
Abbildung 7.13: Subsystem Netzknoten (C) bis Netzknoten (D) ....163
Abbildung 7.14: Modell eines einzelnen Verbrauchers ....164

## 6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Klassifizierung von Brennstoffen und deren Energiegehalt .....20
Tabelle 4.1: Darstellung der Betriebsmittel in Katschberg mit Verknüpfung von Betriebsmittelkennzeichnung und „Sensor-ID“ .....26
Tabelle 4.2: Auflistung der Parameter für die Netzregelung im Biomasseheizwerk Katschberg .....30
Tabelle 4.3: Verfügbare Sensorik Kessel Moosburg .....42
Tabelle 4.4: Verfügbare Sensorik Netzregelung Moosburg .....43
Tabelle 4.5: Beispiel – Ausschnitt File NE120227.CSV, Tageswerte Netzregelung .....44
Tabelle 4.6: Beispiel - Ausschnitt File FR120227.CSV, Tageswerte Kesselsensorik .....44
Tabelle 4.7: VALUERAW2 .....45
Tabelle 4.8: Query mit Verdichtung auf 60 min .....53
Tabelle 4.9: Grid 1 – Ergebnisse der Abfrage .....53
Tabelle 4.10: Berechnungsfaktoren für n .....68
Tabelle 4.11: Reflexionsgrade unterschiedlicher Oberflächen für Solarstrahlung .....71
Tabelle 4.12: Wirkungsgrade der Kollektoren mit Bewindung .....72
Tabelle 4.13: Spezifische Massenströme für High-Flow, Low-Flow und Matched-Flow .....74
Tabelle 4.14: Struktur eines Thermo-Hydraulischen-Vektors .....77
Tabelle 4.15: Daten des Hauptstrangs des Nahwärmenetzes Katschberg .....84
Tabelle 4.16: Darstellung der Rohrlängen vom Hauptknoten zum Verbraucher, unterteilt nach Nennrohrdurchmesser .....84
Tabelle 4.17: Darstellung der Rohrparameter zur Modellierung einer Rohrleitung .....89
Tabelle 4.18: Darstellung der Ergebnisse zur Bestimmung des U-Werts für Kelit P Serie 3 Rohre .....91
Tabelle 4.19: Berechnung der Wärmeverluste für Rohrpaare pro Meter bei einer Spreizung von 30 °C .92
Tabelle 4.20: Daten Solarkollektoren .....93
Tabelle 4.21: Simulationsergebnisse Ist-Zustand Heizwerk .....109
Tabelle 4.22: Simulationsergebnisse Szenario A – Optimierung .....111
Tabelle 4.23: Simulationsergebnisse Szenario B – Integration Solaranlage .....111
Tabelle 4.24: Simulationsergebnisse Szenario C – Optimierung und Integration Solaranlage .....112
Tabelle 4.25: Zusammenfassung der jährlichen Einsparungen der unterschiedlichen Szenarien .....113
Tabelle 4.26: Angenommene Kosten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung .....121
Tabelle 4.27: Ökonomische Analyse der Simulationsergebnisse der unterschiedlichen Szenarien .....122
Tabelle 4.28: Gesamtkosten Solaranlage .....123
Tabelle 4.29: Geschätzte Kosten für die Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementsystems in ein Heizwerk .....123
Tabelle 5.1: Atommassen Hauptbestandteile feste Biomasse .....131
Tabelle 7.1: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Jänner .....165
Tabelle 7.2: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Jänner .....165
Tabelle 7.3: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Juli .....166
Tabelle 7.4: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Juli .....166
Tabelle 7.5: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Dezember .....167

Tabelle 7.6: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Dezember .....167

## 6.4 Formelverzeichnis

Formel 1: Brennstoffausnutzungsgrad [-].....62
Formel 2: Kesselwirkungsgrad [-] .....62
Formel 3: Wärmeleistung [W] .....62
Formel 4: Vereinfachte Berechnung der Wärmeleistung [W] .....62
Formel 5: Gespeicherte Wärmemenge [Wh].....63
Formel 6: Berechnung Massenstrom [kg/s] .....63
Formel 7: Berechnung Reynolds-Zahl [-] .....63
Formel 8: Berechnung Druckverluste entlang eines geraden Rohres mit Darcy Reibungskoeffizienten [Pa].....64
Formel 9: Bestimmung Darcy-Reibungsfaktor [-] .....64
Formel 10: Berechnung Druckverluste in Rohren [Pa] .....65
Formel 11: Fließgeschwindigkeit [m/s].....65
Formel 12: Leistungsbedarf Pumpe [W].....65
Formel 13: Druckverlust an einem Ventil [Pa].....66
Formel 14: Volumen- und Massenstrom am Regelventil der Verbraucher .....66
Formel 15: Berechnung $k_V$-Wert [m³/h] .....66
Formel 16: Druckabfall über dem Ventil [Pa] .....66
Formel 17: Pumpförderhöhe.....67
Formel 18:Berechnung des Transparenzfaktors (clearness factor) [W/m²] .....68
Formel 19:Tagesabhängige extraterrestrische Solarkonstante [W/m²].....68
Formel 20: Berechnung Winkel der Horizontale $\boldsymbol{\theta z}$ [°].....69
Formel 21: Berechnung $\boldsymbol{\delta}$ Deklination (Neigung) [°].....69
Formel 22: Berechnung Stundenwinkel $\boldsymbol{\omega}$ [°].....69
Formel 23: Berechnung lokale Zeit $\boldsymbol{tlok}$.....69
Formel 24: Zeitgleichung ET.....70
Formel 25: Verhältnis $\boldsymbol{idiff / iglob}$.....70
Formel 26: Berechnung der Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche [W/m²] .....71
Formel 27: Berechnung Winkel zur geneigten Fläche $\boldsymbol{\theta}$ [°].....71
Formel 28: Berechnung Wirkungsgrad Kollektor [-] .....72
Formel 29: Bestimmung Volumenstrom Kollektorfeld [l/h].....72
Formel 30: Spezifischer Volumenstrom Solarkollektor [l/(h*m²)] .....72
Formel 31: Gesamtdruckverlust der Solaranlage [Pa].....73
Formel 32: Übertragener Wärmestrom Plattenwärmetauscher [W].....76
Formel 33: Übertragener Wärmestrom Plattenwärmetauscher über k-Wert und mittlere Temperaturdifferenz .....76

Formel 34: Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz [K] ..... 76
Formel 35: Wärmeleistung Kessel [W] ..... 80
Formel 36: Kesselaustrittstemperatur [K] ..... 80
Formel 37: Berechnung der Leistung bei mengenkonstanter Regelung [W] ..... 81
Formel 38: Berechnung der resultierenden Temperatur bei mengenkonstanter Regelung [°C] ..... 81
Formel 39: Berechnung der Massenströme [kg/s] ..... 81
Formel 40: Berechnung Vorlauftemperatur (Austrittstemperatur) Eco und Kondensator [°C] ..... 82
Formel 41: Berechnung der Druckverluste entlang einer Rohrleitung [Pa] ..... 86
Formel 42: Druckverluste zweier parallel geschalteter Stränge ..... 87
Formel 43: Massenfluss zweier parallel geschalteter Stränge ..... 87
Formel 44: Gleichung zur Modellierung einer Rohrleitung ..... 88
Formel 45: Gleichung zur Berechnung der effektiven axialen Wärmeleitfähigkeit [W/(mK)] ..... 88
Formel 46: Gleichung zur Berechnung der Wärmekapazität der Rohrwand [J/kgK] ..... 88
Formel 47: Gleichung zur Berechnung der Wärmedurchgangszahl [W/m²K] ..... 88
Formel 48: Berechnung des Dämmvermögens der Isolierung [K/W] ..... 90
Formel 49: Berechnung des Dämmvermögens des Mediumrohrs [K/W] ..... 91
Formel 50: Berechnung des Dämmvermögens des Erdreichs [K/W] ..... 91
Formel 51: Berechnung der Wärmeentwicklung zwischen Vor- und Rücklaufrohr [m] ..... 91
Formel 52: Berechnung des Wärmeverlusts pro Meter Rohrpaar [W/m] ..... 91
Formel 53: NTU (Number of Transfer Units) [kW/°C] ..... 95
Formel 54: Sauerstoffbedarf zur Verbrennung fester Brennstoffe [Nm³/kg Brennstoff] ..... 132
Formel 55: Erforderliche Mindestluftmenge [Nm³/ kg Brennstoff] ..... 132
Formel 56: Tatsächlich zuzuführende Verbrennungsluftmenge [Nm³/kg Brennstoff] ..... 132
Formel 57: Berechnung feuchte Verbrennungsgasmenge (bezogen auf Brennstoffmenge) ..... 132
Formel 58: Berechnung Heizwert [kWh/kg] ..... 133
Formel 59: Berechnung Wassergehalt Brennstoff ..... 133
Formel 60: Berechnung der Eco-Eintrittstemperatur [°C] ..... 161
Formel 61: Aufteilung Massenströme im Netzvorlauf nach Speicher ..... 162

## 6.5 Formelzeichen und Abkürzungen

### Formelzeichen

| | | |
|---|---|---|
| a | [-] | Ventilautorität |
| $a_1$, $a_2$ | [W/m²K] | Wärmedurchgangskoeffizienten Solarkollektor |
| $A$ | [m²] | Rohrleitungsquerschnitt |
| $A_{Koll}$ | [m²] | Fläche pro Kollektor |
| $c_p$ | [J/kgK] | spezifische Wärmekapazität |
| C | [m] | Abstand zwischen Rohrachsen |
| $d$ | [m] | Rohrdurchmesser |
| d | [m] | äußerer Durchmesser Mantelrohr |

| | | |
|---|---|---|
| $D_I$ | [m] | innerer Durchmesser Mantelrohr |
| $ET$ | [h] | Zeitgleichung |
| G | [W/m²] | (Solar)Einstrahlung |
| $H_u$ | [kJ/kg] | Heizwert |
| $i$ | [W/m²] | Strahlung auf eine Oberfläche |
| $i_0$ | [W/m²] | Tagesabhängige extraterrestrische Solarkonstante |
| $i_{sc}$ | [W/m²] | Solarkonstante (festgelegt mit 1.367 W/m²) |
| $k_T$ | [-] | Transparenzfaktor (clearness factor) |
| $k_V$ | [-] | Durchflussfaktor Ventil (gilt nur für den zugehörigen hub eines Ventils) |
| $L$ | [m] | (Rohr-)Leitungslänge |
| $L_{lokal}$ | [°] | Längengrad des Standortes |
| $L_{min}$ | [Nm³/kg] | Mindestluftmenge |
| $L_{st}$ | [°] | geographische Länge |
| $LST$ | [-] | lokale Zeitzone |
| $\dot{m}$ | [kg/s] | Massenstrom |
| $n$ | [-] | Tag im Jahr |
| $n$ | [-] | Anzahl der in Serie oder parallel verschalteten Kollektoren |
| $O_{2,min}$ | [Nm³/kg] | erforderlicher Sauerstoffbedarf Verbrennung |
| $P$ | [W] | Leistungsbedarf Pumpe |
| $\Delta p$ | [Pa] | Druckverlust |
| $\dot{q}_{Koll}$ | [W/m²] | spezifische Wärmeleistung des Kollektors |
| $\dot{Q}$ | [W] | Wärmeleistung |
| $\dot{Q}_{BWL}$ | [W] | Brennstoffwärmeleistung |
| $\dot{Q}_N$ | [W] | erzeugte Wärmeleistung |
| $R_E$ | [K/W] | Dämmvermögen Erdreich |
| $R_H$ | [K/W] | Dämmvermögen der Wärmeentwicklung zw. Vor- und Rücklaufrohr |
| $R_I$ | [K/W] | Dämmvermögen der Isolierung |
| $t$ | [°C] | Temperatur |
| ta | [°C] | Umgebungstemperatur |
| $t_E$ | [°C] | Erdreichtemperatur |
| $t_{lok}$ | [h] | lokale Zeit an einem bestimmten Standort |
| tm | [°C] | mittlere Fluidtemperatur |
| $t_r$ | [°C] | Rücklauftemperatur Netz |
| $t_v$ | [°C] | Vorlauftemperatur Netz |
| $T$ | [K] | Temperatur |
| $\Delta t$ | [K] | Temperaturdifferenz |
| $\Delta T_{WT}$ | [K] | gewünschte Temperaturdifferenz |
| U | [W/m*K] | Wärmeübertragungskoeffizient pro Rohr |
| $\dot{V}$ | [kg/s] | Volumenstrom Wärmeträgermedium |
| $\dot{V}_{Koll}$ | [l/h] | Gesamtvolumenstrom Kollektorfläche |
| $w$ | [m/s] | Fließgeschwindigkeit |
| $\omega$ | [°] | Stundenwinkel |
| z | [m] | Verlegetiefe zur Rohrachse |

| | | |
|---|---|---|
| β | [°] | Aufstellwinkel |
| $\gamma$ | [°C] | Azimuthwinkel |
| $\delta$ | [°] | Neigungswinkel |
| $\theta$ | [°C] | Winkel auf die geneigte Fläche |
| $\theta z$ | [°] | Winkel der Horizontale |
| $\lambda$ | [-] | Luftverhältniszahl |
| $\lambda$ | [-] | Rohrreibungszahl |
| $\lambda_E$ | [W/m*K] | Wärmeleitfähigkeit Erdreich |
| $\lambda_I$ | [W/m*K] | Wärmeleitfähigkeit der Dämmung |
| $\lambda_M$ | [W/m*K] | Wärmeleitfähigkeit Medium |
| $\eta$ | [-] | Wirkungsgrad |
| $\rho$ | [kg/m³] | Dichte |
| $\boldsymbol{\Phi}$ | [W/m] | Wärmeverlust pro Rohrpaar |
| Φ | [°] | Winkel der geographischen Breite |

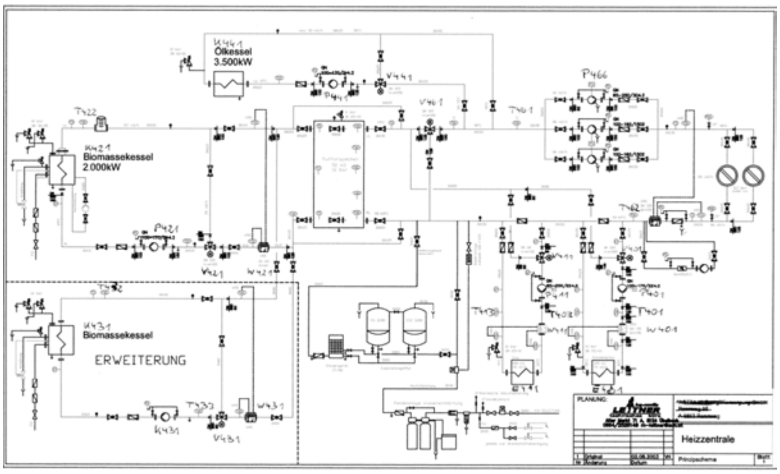
### Indizes

| | |
|---|---|
| B | Brennstoff |
| $CO_2$ | Kohlendioxid |
| diff | diffus |
| E | Erdreich |
| extra | extraterrestrisch |
| f | feucht |
| glob | global |
| $H_2O$ | Wasser |
| K | Kessel |
| Koll | Kollektor |
| L | Luft |
| M | Mantelrohr |
| min | Minimum |
| $N_2$ | Stickstoff |
| $O_2$ | Sauerstoff |
| ref | Referenzwert |
| RL | Rücklauf |
| $SO_2$ | Schwefeldioxid |
| therm | Thermisch |
| tr | trocken |
| VerlNetz | Netzverluste |
| VL | Vorlauf |
| wf | wasserfrei |
| WT | Wärmeträger |

# 7 Anhang

## 7.1 Anhang A – Weitere Pläne und Grafiken

Punkt 1 – Funktionsschema




| Gruppe | Sensor ID | Betriebskomponente | Be-zeichnung QM Heizwerke | Wertebereich Aufnehmer Spezifikation | Soll Wert | Einheit |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1301 | Außentemperatur | T401 | *) | *) | °C |
| Holzkessel 1 | | Kessel Kohlbach KR 2600 | K421 | | 2000 | kW |
| | | Kesselpumpe | P421 | CH12-40 A-A-CVBV Q=12 $m^3/h$ | 2,2 | kW |
| | 1235 | Durchfluss Regelventil | V421 | *) | | |
| | 1102 | Kesseleintrittstemperatur | T422 | ΔT = -40 - +450°C | 82 | °C |
| | 1101 | Kesselaustrittstemperatur | T423 | ΔT = -40 - +450°C | 97 | °C |
| | 1405 | Wärmezähler | W421 | 60 $m^3/h$, Δp = 0,015bar, θ = 15-130°C | 65 | $m^3/h$ |
| Holzkessel 2 | | Kessel Kohlbach KR 2000 | K431 | | 1500 | kW |
| | | Kesselpumpe | P431 | *) | 0,75 | kW |
| | | Durchfluss Regelventil | V431 | *) | *) | |
| | 1504 | Kesseleintrittstemperatur | T432 | ΔT = -40 - +450°C | 82 | °C |
| | 1507 | Kesselaustrittstemperatur | T433 | ΔT = -40 - +450°C | 97 | °C |
| | 1406 | Wärmezähler | W431 | 60 $m^3/h$, Δp = 0,150bar, θ = 15-130°C | 60 | $m^3/h$ |
| Ölkessel | | Kessel Loos UT 3600 | K441 | | 3500 | kW |
| | | Kesselpumpe | P441 | *) | 2 | kW |
| | 1230 | Durchfluss Regelventil | V441 | *) | | % |
| | 1205 | Kesseleintrittstemperatur | T442 | *) | 85 | °C |
| | 1209 | Kesselaustrittstemperatur | T443 | *) | 97 | °C |
| | | Wärmezähler | W441 | 60 $m^3/h$, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | 60 | $m^3/h$ |
| Kondensator | | Kesselleistung | E401 | *) | 450 | kW |
| | 1322 | Förderpumpe | P401 | CH12-40 A-A-CVBV Q=12 $m^3/h$ | 3 | kW |
| | 1227 | Durchfluss Regelventil | V401 | | | % |
| | | Temperatur vor Regelventil | T401 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 50 | °C |
| | 1319 | Vorlauftemperatur | T402 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 50 | °C |
| | 1316 | Rücklauftemperatur | T403 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 40 | °C |
| | | Wärmezähler | W401 | 60 $m^3/h$, Δp = 0,150bar, θ = 15-130°C | | |
| Economizer | | Kesselleistung | E411 | *) | 260 | kW |
| | | Förderpumpe | P411 | *) | 3 | kW |
| | 1321 | Durchfluss Regelventil | V411 | *) | | % |
| | 1226 | Temperatur vor Regelventil | T411 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 65 | °C |
| | 1315 | Vorlauftemperatur | T412 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 65 | °C |
| | 1318 | Rücklauftemperatur | T413 | JUMO 90.2103 Einsteck Widerstandsthermometer m. Anschlusskopf J | 75 | °C |
| | 1317 | ECO Wärmezähler | W411 | 60 $m^3/h$, Δp = 0,15bar, θ = 15-130°C | 60 | $m^3/h$ |
| Pufferspeicher | 1210 | Puffertemperatur 100% | | *) | | °C |
| | 1211 | Puffertemperatur 66% | | *) | | °C |
| | 1212 | Puffertemperatur 33% | | *) | | °C |
| | 1213 | Puffertemperatur 0% | | *) | | °C |
| Luftvorwärmer LUVO | | Rauchgastemperatur nach LUVO | | *) | | °C |
| | 1108 | Waschwasserpumpe | | *) | 4 | kW |
| | | Gastemperatur nach ECO | | *) | | °C |
| | 1302 | Gastemperatur nach Kondensator | | *) | | °C |
| | 1303 | Gastemperatur nach LUVO | | *) | | °C |
| | 1304 | Reingastemperatur | | *) | | °C |
| | 1507 | Reingasfeuchtemessung | | *) | | |
| | 1312 | Temperatur vorgewärmte Luft | | *) | | °C |
| | 1308 | Abwasserzähler | | *) | | $m^3/h$ |
| | | Abwasserpumpe | | *) | 1,1 | kW |
| | | Reingasventilator (Drehzahl) | | *) | 18,5 | kW |
| | 1320 | Wäscherpumpe | | *) | 4 | kW |
| Schnittstelle Fernwärmenetz | 1206 | Mischventil Vorlauf Netz | V461 | *) | | % |
| | 1231 | Netzpumpe 1 | P466 | *) | 15,4 | kW |
| | 1232 | Netzpumpe 2 | P466 | *) | 15,4 | kW |
| | 1233 | Netzpumpe 3 | P466 | *) | 3 | kW |
| | 1229 | Differenzdruck 1 | | *) | | mBar |
| | 1207 | Netzvorlauftemperatur | T461 | *) | 90 | °C |
| | 1204 | Netzrücklauftemperatur | T462 | *) | 50 | °C |
| | 1214 | Netzleistung | | *) | 3500 | kW |
| | 1215 | Durchfluss Netz | | *) | | $m^3/h$ |

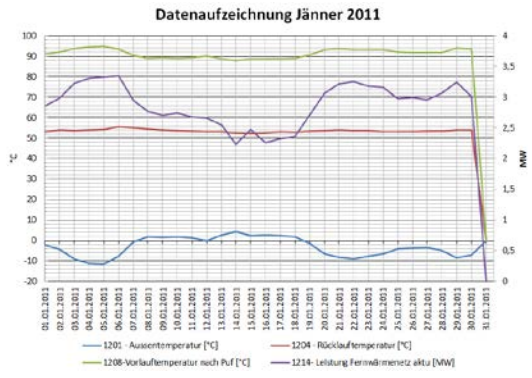
*) : keine Daten vorhanden

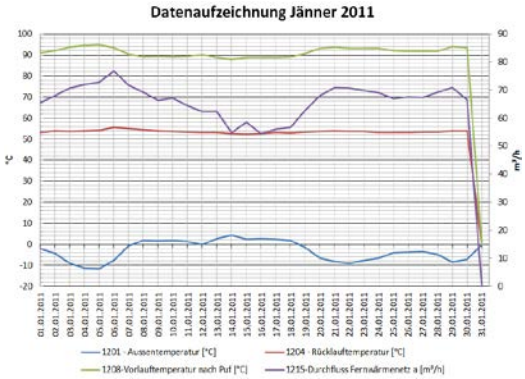
## Punkt 2 – Netzplan

| Startpunkt | Zielpunkt | Strecken-bezeichnung | Länge [Meter] | Rohrtyp | Verbraucher |
|---|---|---|---|---|---|
| Heizhaus | A | Strang 1 | 177,8 | DN125 | VP A |
| A | B | Strang 2 | 150,3 | DN125 | VP B |
| B | C | Strang 3 | 80,1 | DN125 | VP C |
| C | D | Strang 4 | 19,4 | DN100 | VP D |
| D | E | Strang 5 | 228,4 | DN100 | VP E |
| Heizhaus | F | Strang 6 | 134,2 | DN125 | VP F |
| F | G | Strang 7 | 307,6 | DN125 | VP G |
| G | H | Strang 8 | 20,4 | DN125 | VP H |
| H | I | Strang 9 | 71,3 | DN125 | VP I |
| I | J | Strang 10 | 59,9 | DN125 | VP J |
| J | K | Strang 11 | 89,8 | DN100 | VP K |
| K | L | Strang 12 | 61,4 | DN80 | VP L |
| L | M | Strang 13 | 64,9 | DN80 | VP M |
| M | N | Strang 14 | 57,3 | DN40 | VP N |

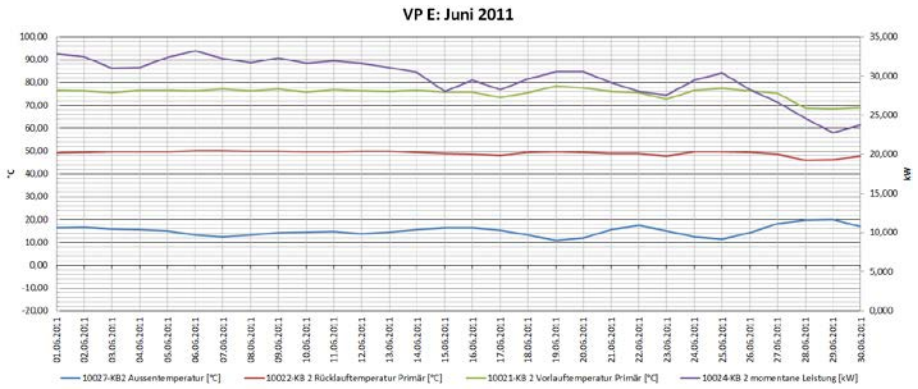
| Knoten | Verbraucher | Nennrohrdurchmesser DIN/DN | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 25 | 32 | 40 | 50 | 65 | 80 | 100 | 125 |
| | | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] | Länge [m] |
| A | KB36 | | | 46,2 | 11,1 | | | | |
| B | KB? | | | | | | | | 80,16 |
| C | KB30 | | | | 20,69 | | | | |
| D | KB 14-20 | 136,3 | | | 33,24 | | | | |
| E | KB 11 | | | | | 22,54 | | | |
| E | KB2 | | | | | 49,98 | 54,97 | 10,55 | |
| F | KB29 | | | | | | 181,7 | 218 | 17,08 |
| Abzw KB29 | KB28 | | 433,26 | 165,68 | 245,83 | 56,41 | 60,05 | | |
| G | KB34 | 21,98 | | | | | | | |
| H | KB12 | | | | | | 24,68 | | |
| Abzw. KB12 | KB9 | | | | | | 64,16 | | |
| I | KB27 | | | | | | 88,57 | | |
| Abzw KB27 | KB4 | | | | | 26,76 | 177,96 | | |
| J | KB3 | | | | | 28,08 | | | |
| Abzw KB3 | KB23 | | | | | 39,25 | | | |
| Abzw KB23 | KB? | | | | | 132,09 | | | |
| K | KB5 | | | | | | | 5,82 | |
| L | KB6 | | | | 28,79 | | | | |
| M | KB 10 | 8,16 | | | 38,08 | | | | |
| Abzw KB10 | KB35 | 31,62 | | | | | | | |

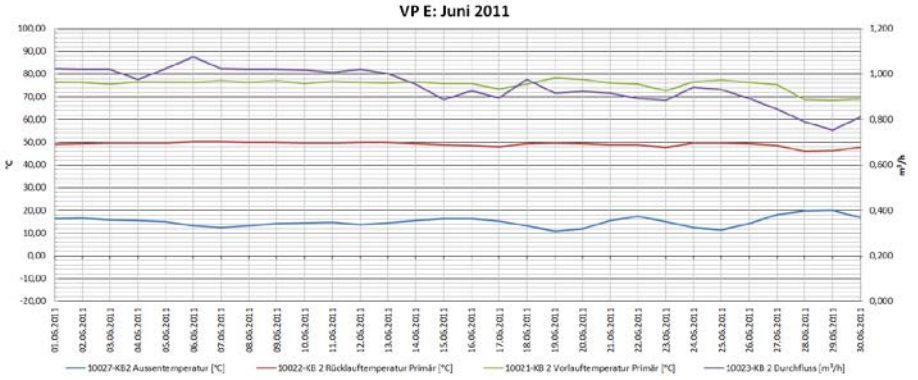
## Punkt 3 – Grafiken Wärmeabgabe



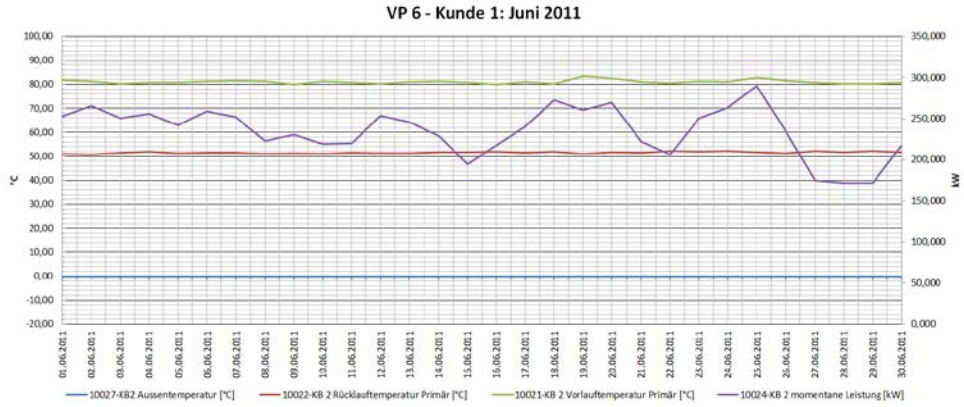



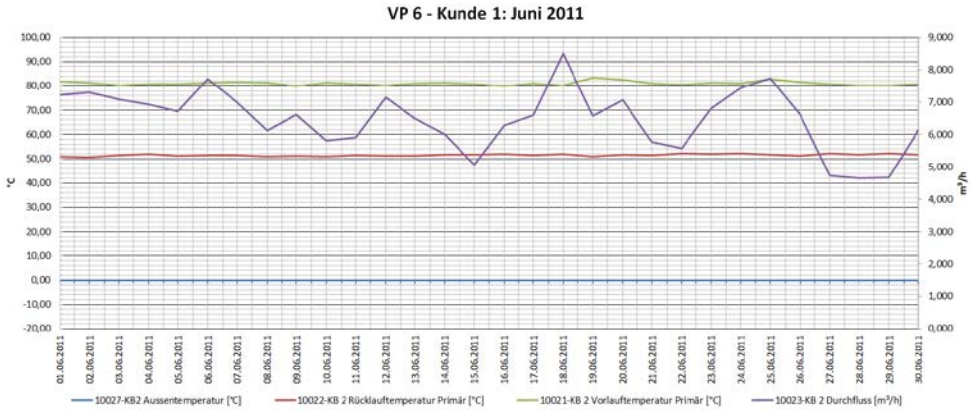

## Punkt 4 – Grafiken Netzknoten E



## Punkt 5 – Grafiken Verbraucher



# Punkt 6 – Hydraulikschema mit eingebundener Solaranlage

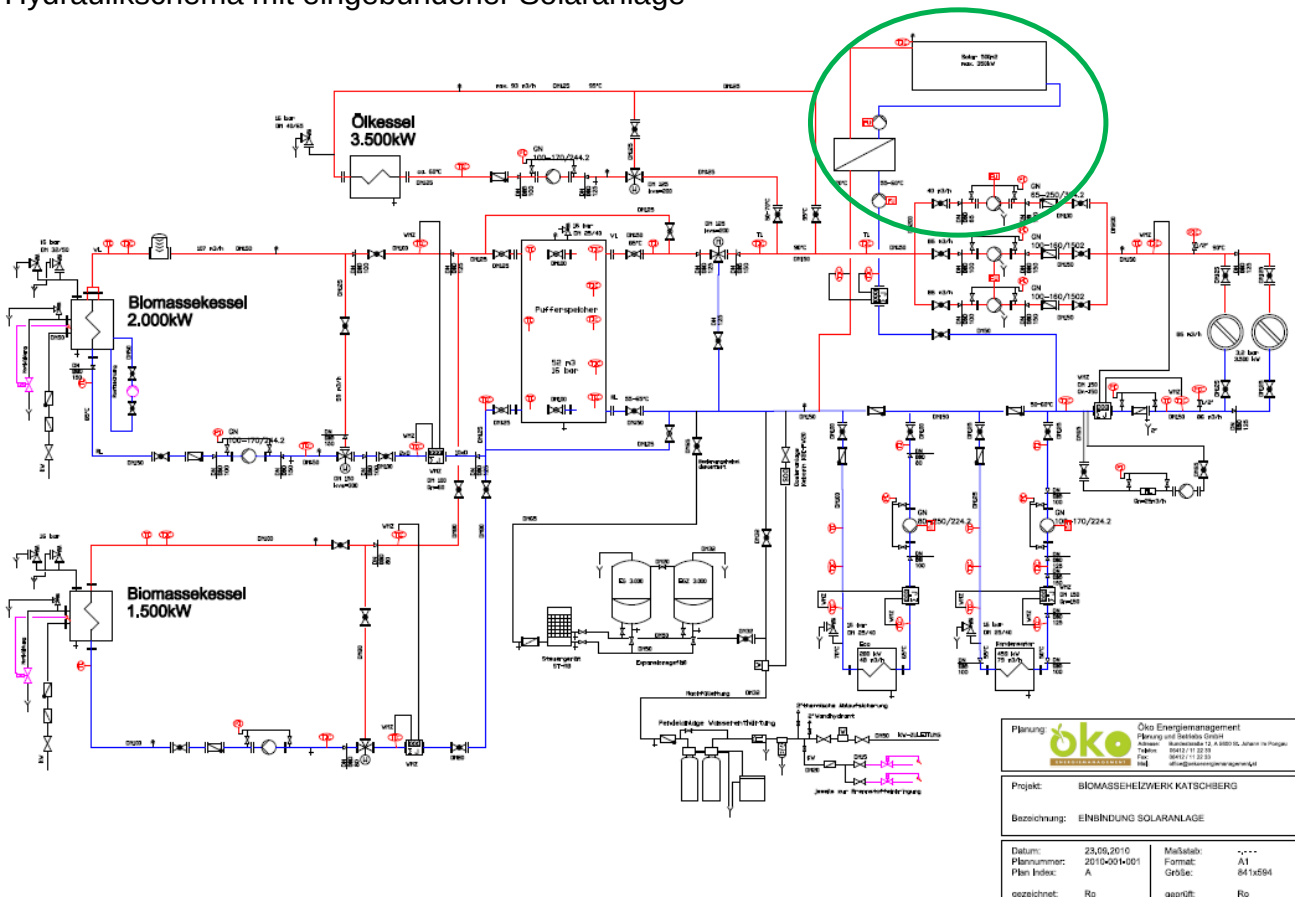



**Abbildung 7.1: Hydraulikschema Katschberg mit eingebundener Solaranlage**
Quelle: [GEO TEC, 2011]

## 7.2 Anhang B – Beschreibung der Modellblöcke und Subsysteme

**Kesselkreis**

Die beiden Biomassekessel bestehen aus den Blöcken: Brenner (Abbildung 7.3), Kessel (Abbildung 7.4), einer Kesselkreispumpe und Ventilen, die die Regelung der Massenströme und der Temperaturen gewährleisten (siehe Abbildung 7.2).

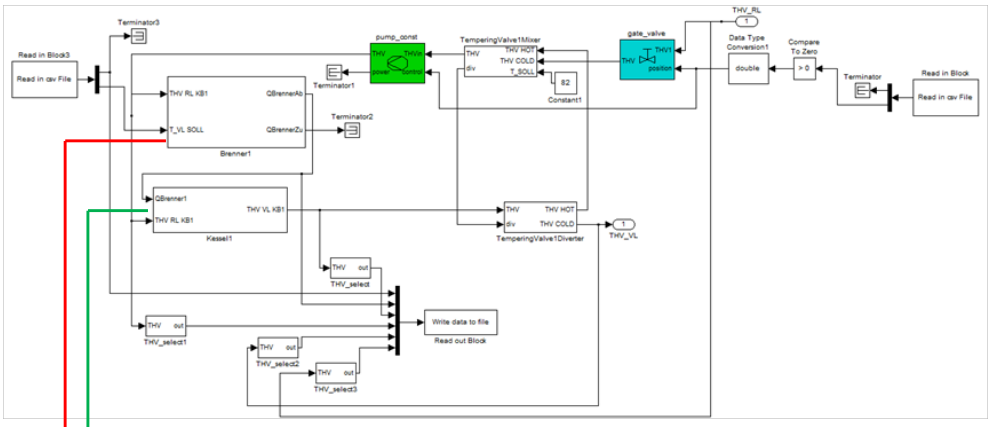



**Abbildung 7.2: Subsystem Kesselkreis Biomassekessel**

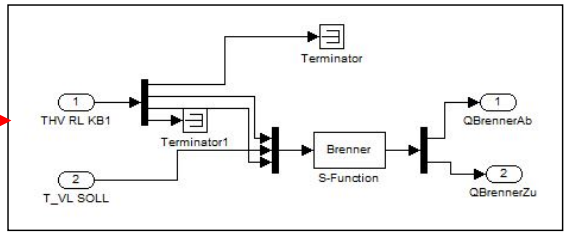



**Abbildung 7.3: Modell-Block Brenner**

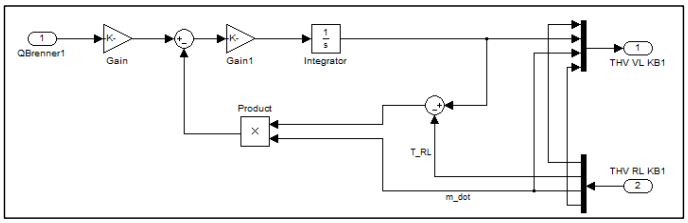



**Abbildung 7.4: Modell-Block Kessel**

Quelle: [eigene Darstellung]

**Speicher**

Für die Modellierung des Speichers wurde auf den bereits bestehenden Block der CARNOT Toolbox für einen Wasserschichtspeicher ohne Wärmetauscherflächen zurückgegriffen (siehe Abbildung 7.5).

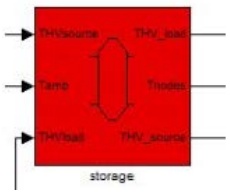



**Abbildung 7.5: CARNOT Block Wasserschichtspeicher**
Quelle: [Hafner, 1999]

Der Prozess innerhalb des CARNOT Blocks wird über ein Finite-Volumen-Modell definiert, durch welches für jede Schicht eine Energiebilanz aufgestellt und das jeweilige Temperaturniveau berechnet wird. Detail hierzu können in [Hafner, 1999] nachgelesen werden. Der Speicher am Katschberg ist ein Schichtspeicher, der als Durchlaufspeicher betrieben wird. Die Temperatursensoren sind bei 100 %, 66 %, 33 % und 0 % des Speicherfüllstandes angebracht. Die Speicherladetemperatur entspricht der Soll-Vorlauftemperatur. Der Block verfügt über drei Eingänge und drei Ausgänge.
Am obersten Knoten wird der Vorlauf aus dem Kessel und am untersten Knoten der Rücklauf aus dem Netz als Eingangsgrößen definiert. Die Ausgangswerte sind in der obersten Schicht der Netzvorlauf und in der untersten Schicht der Rücklauf, der an die Kesselkreise übergeben wird. Daneben werden noch die Außentemperatur als Eingangsgröße und die Temperatur an den einzelnen Knoten als Ausgangsgröße festgelegt.

**Economizer und Kondensator**

Subsysteme Economizer und Kondensator sind ident aufgebaut, weshalb nachfolgend das Eco-Modell beispielhaft dargestellt wird.
In Abbildung 7.6 erfolgt die Darstellung des Eco-Modells. Wie aus dem Prinzipschema des Heizwerks entnommen werden kann, erfolgt bereits vor dem Eintritt in den Eco eine Rücklaufanhebung. Dies hat den Zweck die vorgegebene Mindesteintrittstemperatur in den Eco zu gewährleisten (gilt auch für den Kondensator).

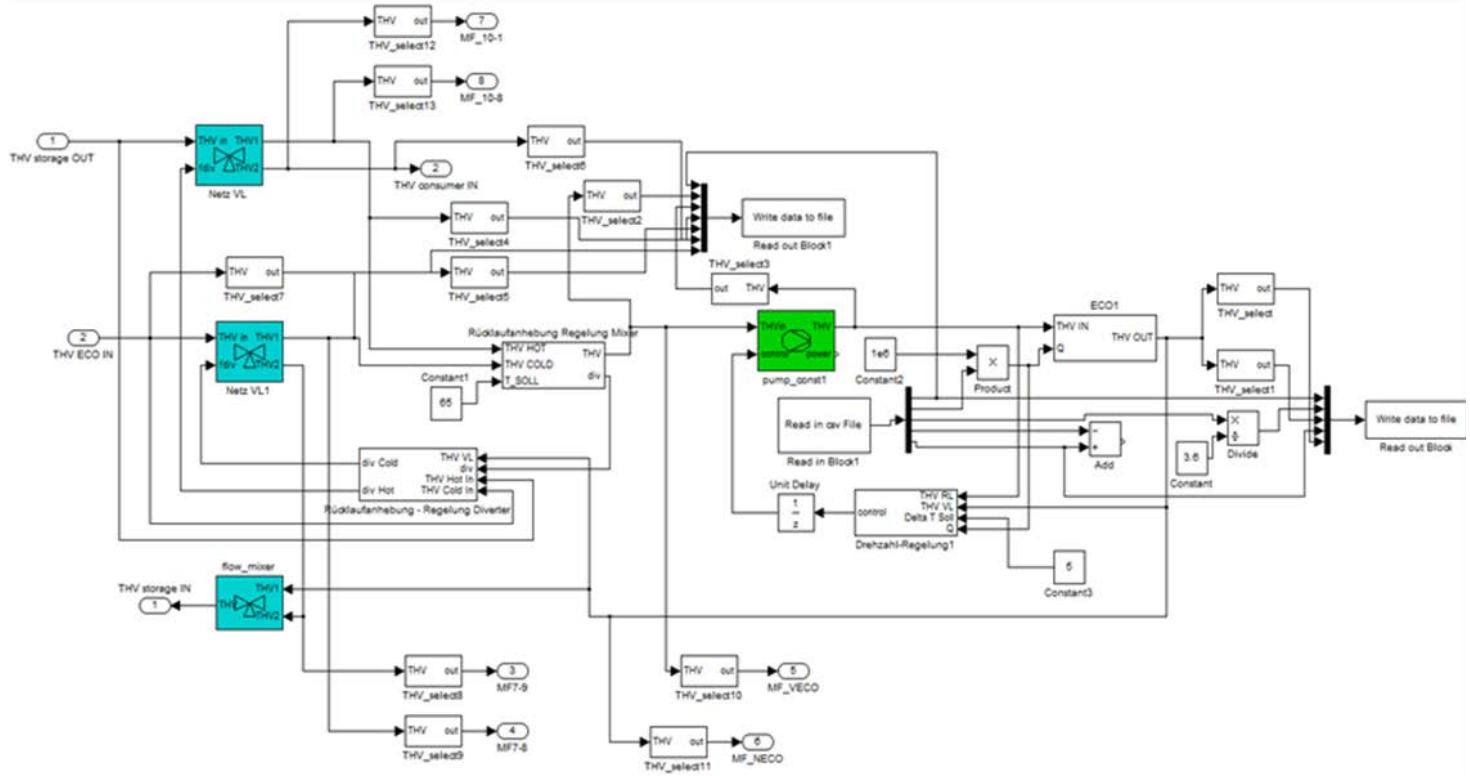



**Abbildung 7.6: Subsystem Economizer**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die den Eco beeinflussenden Massenströme, sowie deren Aufteilung, soll anhand des bearbeiteten Prinzipschemas in Abbildung 7.7 etwas übersichtlicher dargestellt werden.

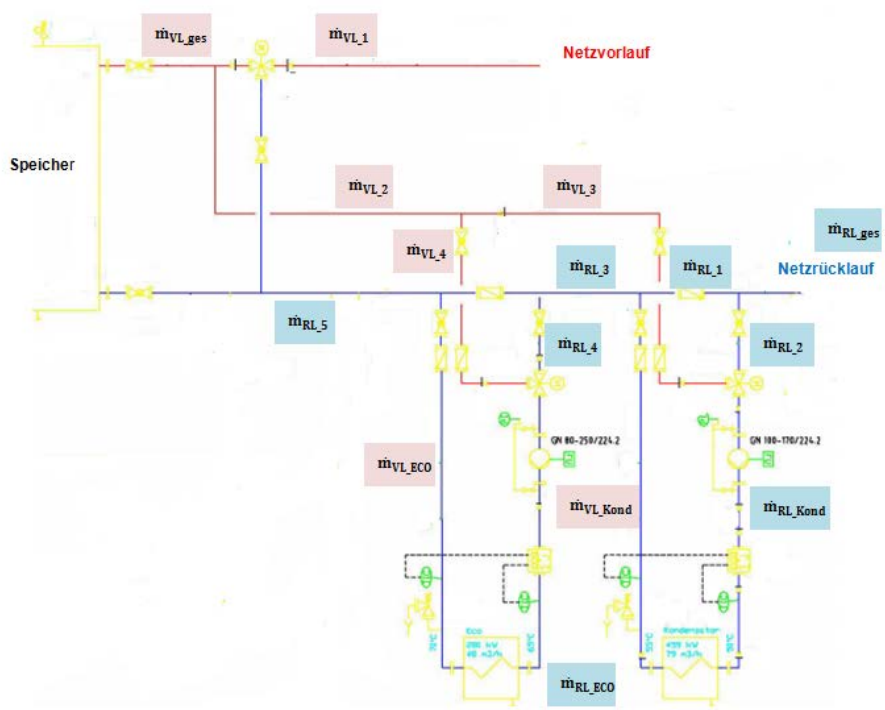



**Abbildung 7.7: Aufteilung der Massenströme zum Economizer und Kondensator**
Quelle: [eigene Darstellung]

Die Massenströme teilen sich demnach wie folgt auf (direkte Rücklaufanhebung zwischen Vor- und Rücklauf über Drei-Wege-Mischventil wird dabei nicht berücksichtig):

$$\dot{m}_{VL\_ges} = \dot{m}_{VL\_1} + \dot{m}_{VL\_2}$$

$$\dot{m}_{VL\_2} = \dot{m}_{VL\_3} + \dot{m}_{VL\_4}$$

$$\dot{m}_{RL\_ges} = \dot{m}_{RL\_1} + \dot{m}_{RL\_2}$$

Der Massenstrom im Rücklauf des Kondensators ergibt sich daher zu $\dot{m}_{RL\_Kond} = \dot{m}_{VL\_3} + \dot{m}_{RL\_2}$. Der Netzrücklauf nach dem Kondensator wird als $\dot{m}_{RL\_3}$ bezeichnet und berechnet sich aus der Summe $\dot{m}_{VL\_Kond} + \dot{m}_{RL\_1}$, wobei $\dot{m}_{RL\_Kond}$ gleich $\dot{m}_{VL\_Kond}$ ist.

Der Massenfluss im Eco wird anhand der Formel $\dot{m}_{RL\_Eco} = \dot{m}_{VL\_4} + \dot{m}_{RL\_4}$ berechnet. Der Netzrücklauf nach dem Eco ergibt sich daher zu $\dot{m}_{RL\_5} = \dot{m}_{RL\_3} + \dot{m}_{VL\_Eco}$, wobei $\dot{m}_{VL\_Eco}$ wiederum $\dot{m}_{RL\_Eco}$ entspricht. Durch die Beimischungen aus dem Vorlauf sind daher der resultierende Massenstrom im Rücklauf $\dot{m}_{RL\_5}$ und der Vorlaufmassenstrom $\dot{m}_{VL\_ges}$ nicht gleich groß.

Die Regelung der Rücklaufanhebung erfolgt über eine drehzahlgeregelt Pumpe im Eco-Kreis (siehe Abbildung 7.8. Die Regelgröße ist der benötigte Massenfluss, der sich durch eine festgelegte Temperaturdifferenz zwischen Eco-Eintritt und Austritt ergibt. Die Differenztemperatur ist variable einstellbar im Bereich zwischen 0 °C und 15 °C. Der Auslegungswert für das Modell am Katschberg beträgt 5 °C [Maier, 2013b]. Da ein linearer Zusammenhang zwischen Massenfluss und Drehzahl besteht, kann die erforderliche Drehzahl der Pumpe über die Änderung des Massenflusses berechnet werden.
Dazu wird im Block „Drehzahlregelung“ der Soll-Massenstrom, der zur Erreichung der Temperaturdifferenz $\Delta T$ = 5 °C benötigt wird, mit dem Massenstrom bei der Ist-Temperatur im Eco ($\dot{m}_{RL\_Eco}$) verglichen. Kommt es zu einer Abweichung zwischen dem tatsächlichen Massenstrom ($\dot{m}_{RL\_Eco}$) und dem berechneten Soll-Massenstrom, so wird die Drehzahl der Pumpe nachgeregelt. Um zu gewährleisten, dass die Pumpe nicht überhitzt, wurde der Parameter „micon“ eingeführt, der die minimale Drehzahl der Pumpe definiert.

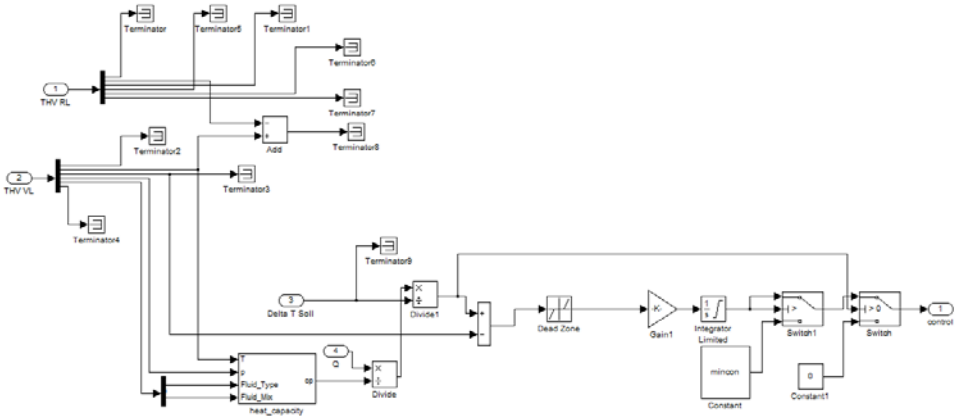



**Abbildung 7.8: Drehzahlregelung Pumpe Economizer**
Quelle: [eigene Darstellung]

Auf Grund dieser Regelung ergeben sich auch die anderen Massenströme in den Rohrleitungen.
Im Block „Rücklaufanhebung Regelung Mixer“ erfolgt die Regelung der Mischung von $\dot{m}_{VL\_4}$ und $\dot{m}_{RL\_4}$ (siehe Abbildung 7.9). Die resultierende Temperatur am Eco-Eintritt ($t_{RL\_Eco}$) wird anhand von Formel 60 berechnet.

**Formel 60: Berechnung der Eco-Eintrittstemperatur [°C]**

$$t_{RL\_Eco} = \frac{t_{VL\_4} * \dot{m}_{VL_4} + t_{RL_4} * \dot{m}_{RL\_4}}{\dot{m}_{VL\_4} + \dot{m}_{RL\_4}}$$

Das Mischverhältnis zwischen den Massenströmen von Vor- und Rücklauf wird über die Ventilstellung geregelt. Der Mischfaktor ergibt sich durch den Vergleich von $t_{RL\_Eco}$ und der minimalen Eintrittstemperatur in den Eco ($t_{Soll}$). Sollte der Gesamtmassenfluss null sein, würde $t_{RL\_Eco}$ unendlich groß werden, deshalb wird in diesem Fall der letzte Wert durch Implementierung eines „Memory-Blocks“ zwischengespeichert und verwendet.

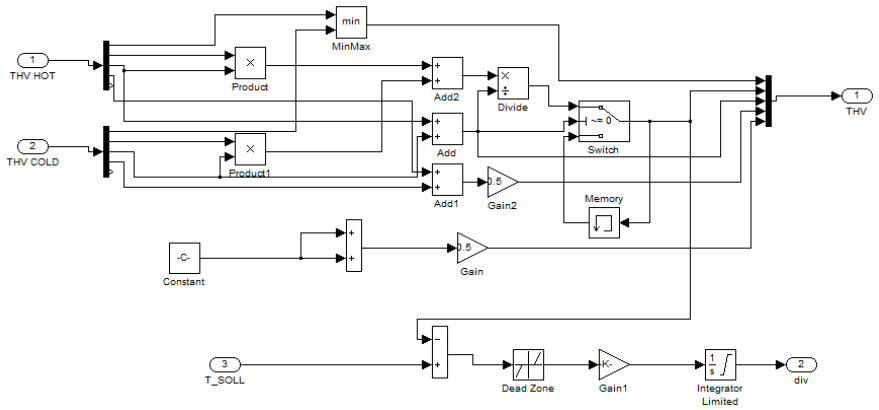



**Abbildung 7.9: Regelung Mixer zur Rücklaufanhebung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Der Ausgang div (diversion factor) wird an den Block „Rücklaufanhebung Regelung Diverter“ übergeben, der in Abbildung 7.10 dargestellt ist.
Durch den sich ergebenden diversion factor ergibt sich die Ventilstellung und die Massenströme im Netzvor- und Rücklauf werden dementsprechend aufgeteilt. Die Aufteilung für den Rücklauf ergibt sich, indem der Massenstrom des Eco-Austritts mit dem diversion factor multipliziert wird und dann ins Verhältnis zum Netzrücklauf-Massenstrom gesetzt wird. Nach dem gleichen Vorgang wird für den Vorlauf der resultierende Massenstrom am Eco-Austritt ins Verhältnis zum Gesamtmassenstrom im Netzvorlauf gesetzt.

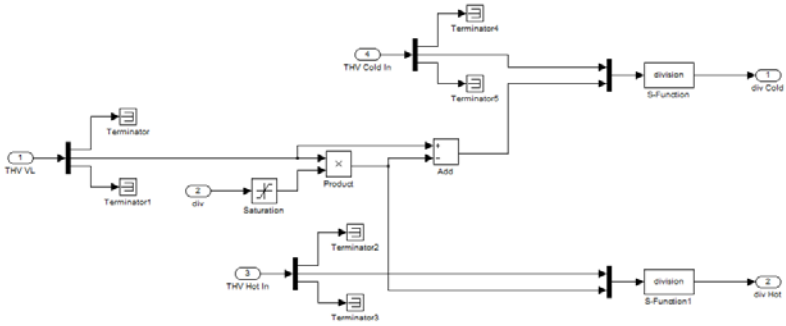



**Abbildung 7.10: Regelung Diverter Rücklaufanhebung**
Quelle: [eigene Darstellung]

Der Vorlauf nach dem Speicher wird also entsprechend der nachfolgenden Formel 61 aufgeteilt.

**Formel 61: Aufteilung Massenströme im Netzvorlauf nach Speicher**

$$\dot{m}_{VL\_1} = \dot{m}_{VL\_ges} * f_{div} \qquad \dot{m}_{VL\_2} = \dot{m}_{VL\_ges} * (1 - f_{div})$$

**Netzpumpe**

Die Modellierung der Netzpumpe am Katschberg ist in Abbildung 7.11 dargestellt. Die Drehzahl der Pumpe wird ja nach Wärmebedarf und nach auftretendem Massenfluss betrieben. Der von der Pumpe transportierte Massenfluss ergibt sich aus der Summe der Massenflüsse der einzelnen Verbraucher. Die Leistung der Pumpe ergibt sich aus der zugehörigen Leistungskennlinie der Pumpe, in Abhängigkeit des Durchflusses.

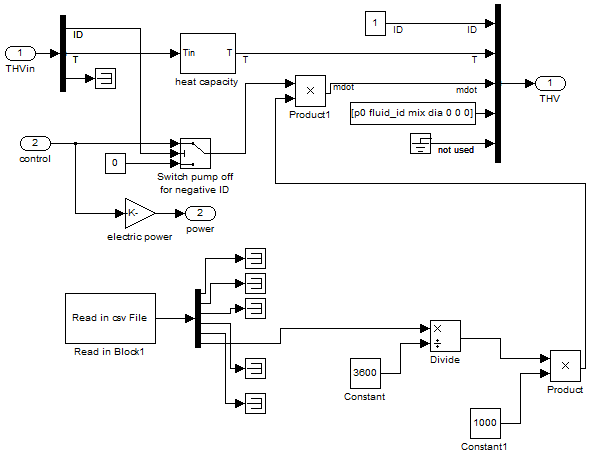



**Abbildung 7.11: Block Netzpumpe**
Quelle: [eigene Darstellung]

**Netzstrang Verbraucher A –E**

In Abbildung 7.12 ist das Modell des rechten Hauptstranges mit den Knoten A bis E dargestellt. Dabei sind die einzelnen Verbraucherstränge parallel verschalten. Die roten Blöcke beschreiben den Vorlaufstrang vom Heizwerk zu den Verbrauchern. Die blauen Blöcke beschreiben den Rücklaufstrang von den Verbrauchern zum Heizwerk.

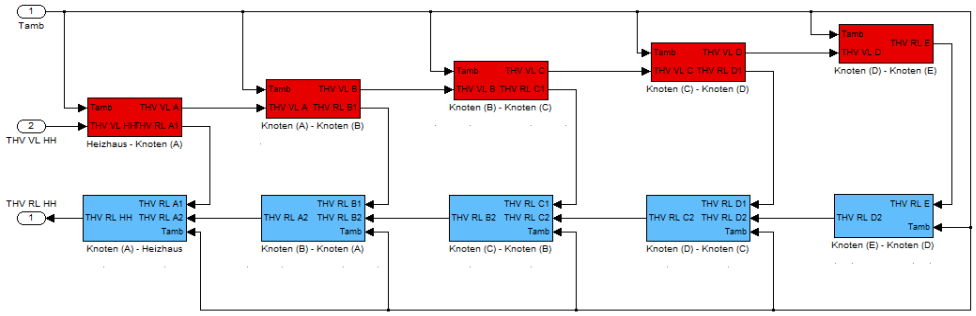



**Abbildung 7.12:Modell Netzstrang Verbraucher A - E**

Quelle: [eigene Darstellung]

**Netzknoten anhand eines Beispiels für den Abschnitt von Knoten (C) – Knoten (D)**

In Abbildung 7.13 ist das Modell für einen Vorlaufstrang von Knoten (C) bis Knoten (D) abgebildet. Die Aufteilung des Massenflusses erfolgt dabei im Block „Flow Diverter“ (cyan). Dieser teilt den Gesamtmassenfluss auf:

- in einen Massenfluss, der entsprechend dem durch den Wärmebedarf des Verbrauchers geforderten Massenfluss, über den Verbraucher fließt und
- in den restlichen Massenfluss, der durch den Hauptstrang fließt.

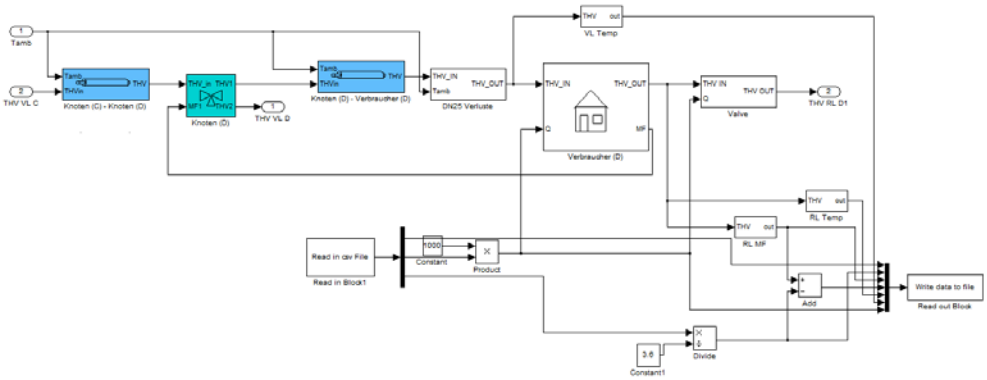



**Abbildung 7.13: Subsystem Netzknoten (C) bis Netzknoten (D)**

Quelle: [eigene Darstellung]

In dem in Abbildung 7.13 dargestellten Netzknoten wurden mehrere Verbraucher (KB14 bis KB20) zusammengefasst. Die daraus resultierenden Druck- und Wärmeverluste werden im Block „DN25 Verluste“ mitberücksichtigt. Das Regelventil wird im Block „valve“, entsprechend der in Abschnitt 4.2.1.2.3 dargestellten mathematischen Beziehung modelliert.

**Verbraucher**

In Abbildung 7.14 erfolgt eine beispielhafte Darstellung eines einzelnen Verbrauchers. Die spezifische Wärmekapazität $c_p$ wird mit Hilfe des Carnot Blocks „heat capacity“ berechnet. Die benötigte Wärmeleistung des Verbrauchers wird dabei von den Messdaten herangezogen. Die Rücklauftemperatur errechnet sich über Formel 3. Die an der Übergabestation auftretenden Druckverluste wurden über den Block "dp" in die Simulation mit einbezogen. Der Block "slope" definiert den Zusammenhang zwischen Massenfluss und Wärmeleistung.

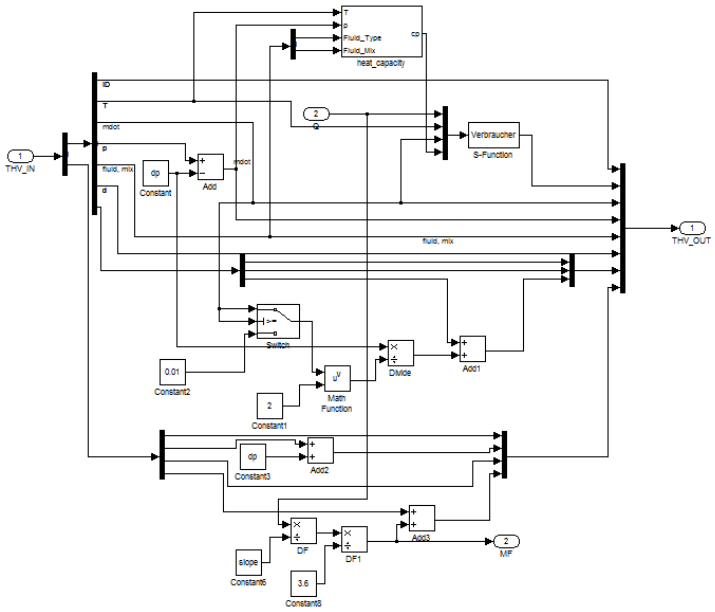



**Abbildung 7.14: Modell eines einzelnen Verbrauchers**
Quelle: [eigene Darstellung]

## 7.3 Anhang C- Weitere Ergebnisse der Simulation

Ergebnisse Jänner

**Tabelle 7.1: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation JÄNNER | Normalzustand | | Szenario A | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 1.051,75 | 1.207,97 | 1.044,16 | 1.199,27 |
| Kessel 2 | 741,41 | 851,61 | 736,06 | 845,50 |
| Kondenstor | 38,29 | 38,29 | 38,29 | 38,29 |
| ECO | 57,98 | 57,98 | 57,98 | 57,98 |
| Gesamterzeugung | 1.889,42 | 2.155,85 | 1.876,48 | 2.141,04 |
| Netz | 1.854,46 | 1.854,46 | 1.841,43 | 1.841,43 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 34,97 | 301,39 | 35,06 | 299,61 |

**Tabelle 7.2: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Jänner**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation JÄNNER | Szenario B | | Szenario C | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 1.047,11 | 1.202,66 | 1.038,62 | 1.192,94 |
| Kessel 2 | 738,14 | 847,86 | 732,16 | 841,02 |
| Kondenstor | 38,29 | 38,29 | 38,29 | 38,29 |
| ECO | 57,98 | 57,98 | 57,98 | 57,98 |
| Solaranlage | 7,90 | 7,90 | 9,35 | 9,35 |
| Gesamterzeugung | 1.889,42 | 2.154,68 | 1.876,40 | 2.139,57 |
| Gesamterzeugung ohne Solar | 1.881,52 | 2.146,79 | 1.867,05 | 2.130,22 |
| Netz | 1.854,46 | 1.854,46 | 1.841,43 | 1.841,43 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 34,96 | 300,23 | 34,97 | 298,15 |

## Ergebnisse Juli

**Tabelle 7.3: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation JULI | Normalzustand | | Szenario A | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 859,34 | 987,96 | 853,26 | 980,95 |
| Kessel 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Kondenstor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ECO | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Gesamterzeugung | 859,34 | 987,96 | 853,26 | 980,95 |
| Netz | 830,67 | 830,67 | 824,53 | 824,53 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 28,68 | 157,30 | 28,73 | 156,42 |

**Tabelle 7.4: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Juli**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation JULI | Szenario B | | Szenario C | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 831,65 | 956,06 | 823,74 | 946,94 |
| Kessel 2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Kondenstor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ECO | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Solaranlage | 27,43 | 27,43 | 29,20 | 29,20 |
| Gesamterzeugung | 859,08 | 983,48 | 852,94 | 976,14 |
| Gesamterzeugung ohne Solar | 831,65 | 956,06 | 823,74 | 946,94 |
| Netz | 830,67 | 830,67 | 824,53 | 824,53 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 28,41 | 152,82 | 28,41 | 151,61 |

## Ergebnisse Dezember

**Tabelle 7.5: Simulationsergebnisse Normalzustand und Szenario A Dezember**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation DEZEMBER | Normalzustand | | Szenario A | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 914,04 | 1.050,14 | 893,45 | 1.026,16 |
| Kessel 2 | 602,85 | 692,88 | 589,54 | 677,28 |
| Kondenstor | 28,28 | 28,28 | 28,28 | 28,28 |
| ECO | 41,41 | 41,41 | 41,41 | 41,41 |
| Gesamterzeugung | 1.586,58 | 1.812,71 | 1.552,68 | 1.773,12 |
| Netz | 1.529,47 | 1.529,47 | 1.518,65 | 1.518,65 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 57,11 | 283,24 | 34,03 | 254,47 |

**Tabelle 7.6: Simulationsergebnisse Szenario B und Szenario C Dezember**
Quelle: [eigene Darstellung]

| Simulation DEZEMBER | Szenario B | | Szenario C | |
|---|---|---|---|---|
| | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] | Erzeugte Energie [MWh] | Zugeführte Energie Q_Brennstoff [MWh] |
| Kessel 1 | 914,23 | 1.050,49 | 890,37 | 1.022,62 |
| Kessel 2 | 602,98 | 693,00 | 587,46 | 674,89 |
| Kondenstor | 28,28 | 28,28 | 28,28 | 28,28 |
| ECO | 41,41 | 41,41 | 41,41 | 41,41 |
| Solaranlage | 4,52 | 4,52 | 5,53 | 5,53 |
| Gesamterzeugung | 1.591,42 | 1.817,70 | 1.553,04 | 1.772,72 |
| Gesamterzeugung ohne Solar | 1.582,05 | 1.808,18 | 1.547,52 | 1.767,19 |
| Netz | 1.529,47 | 1.529,47 | 1.518,65 | 1.518,65 |
| | | | | |
| Erzeugung - Netz | 61,95 | 288,23 | 34,40 | 254,07 |

# 8 Kontaktdaten

**Projektleitung:**
ASTRA BioEnergie GmbH
Ing. Anton Aschbacher
Villacher Strasse 95, A-9800 Spittal an der Drau
Tel.: 06642047462
E-Mail: anton.aschbacher@astra-bioenergie.eu
www.astra-bioenergie.eu

**Projektpartner:**
4ward Energy Research GmbH
Ing. DI Dr. Manfred Tragner
Tannengasse 18/6, A-1150 Wien
Tel.: +43 664 88 500 337
E-Mail: manfred.tragner@4wardenergy.at
www.4wardenergy.at

**Kommentiert [E1]:** Ergänzen