

Naturenergie Hersbruck GmbH & Co. KG

Energieeffizienz, erneuerbare Energien
Klimaschutz durch effiziente Energieerzeugung und -nutzung

**Biomasseheizkraftwerk mit Kombiprozess
Optimierung der gekoppelten Strom- und
Wärmeerzeugung durch
Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades**

Projektabschlussbericht über eine Maßnahme,
gefördert unter dem Az: 29616 von der
Deutsche Bundesstiftung Umwelt

von

Dipl.-Ing. (FH) Kilian Birkeneder

Juni 2013

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	29616	Referat	24/2	Fördersumme	124.050 EUR
----	--------------	---------	-------------	-------------	--------------------

Antragstitel	Biomasseheizkraftwerk mit Kombiprozess Optimierung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung durch Steigerung des el. Wirkungsgrades		
---------------------	--	--	--

Stichworte	Biomasse, KWK, EEG, Vergasung, Pyrolyse, extern beheizte Gasturbine		
-------------------	---	--	--

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
ca. 18 Monate	19.12.2011	30.06.2013	2

Zwischenbericht:	12.06.2012 (Ergänzung 04.10.2012)		
------------------	--------------------------------------	--	--

Bewilligungsempfänger	Naturenergie Hersbruck GmbH & Co. KG An den Sandwellen 114 93326 Abensberg	Tel	09443-929-0
		Fax	09443-929-292
		Projektleitung	
		Herr Klaus Röhrmoser	
		Bearbeiter	
		Herr Kilian Birkeneder	

Kooperationspartner	---		
----------------------------	-----	--	--

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Die Naturenergie Hersbruck GmbH & Co. KG hat sich für die erstmalige Realisierung eines Biomasseheizkraftwerkes mit extern beheizter Gasturbine entschieden. Anlass für den eingeschlagenen Weg war das Ziel der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades durch den sog. Kombiprozess. Ziel des Projektes war die erfolgreiche Inbetriebnahme, die Optimierung der Anlage sowie das Erreichen eines stabilen Anlagenbetriebes.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Die Anlage wurde gezielt Step-By-Step in Betrieb genommen. Zunächst wurden Kalttests durchgeführt. Anschließend wurde der Prozess schrittweise an die Auslegungsbedingungen angenähert. Gemeinsam wurden von Gammel Engineering, den ausführenden Firmen sowie den Betreibern vor Ort Lösungsstrategien zur Behebung der Störungen entwickelt und umgesetzt.

Folgende Arbeitsschritte haben sich im Zuge ergeben:

- Optimierung der Brennstoffbeschickung
- Optimierung der Flexibilität der Brennstoffanforderungen
- Optimierung der Vergasungsluftzufuhr
- Vermeidung von Korrosionserscheinungen in den Wärmetauschern
- Einregulieren des Prozesses
- Optimierung der Regelungstechnik
- Verminderung von Abwärmern
- Verbesserung von Leckluftströmungen und Undichtigkeiten im Prozess

Ergebnisse und Diskussion

Die Gesamtanlage Biomasseheizkraftwerk Naturenergie Hersbruck ist erfolgreich in Betrieb genommen. Während der Inbetriebnahmen und der Optimierung wurde eine Vielzahl an Problemen erkannt. Die erforderlichen Optimierungsmaßnahmen wurden abgeleitet und durchgeführt. Zu grundlegenden Problemen, die den Erfolg des Gesamtprojektes gefährdet hätten, kam es Dank der gründlichen Prozessplanung nicht.

Die Turbine erreicht eine maximale Leistung von 222 kW el. Die berechnete nominale Leistung von 230 kW el ist somit zu mehr als 96% erreicht. Die Bedienerfreundlichkeit und das Intervall von Wartungsarbeiten werden weiter beobachtet und gegebenenfalls optimiert. Die Anlage ist dabei die Dauerlauffähigkeit zu beweisen.

Eine Anschlussförderung, die eine Erweiterung des Heizkraftwerks um eine direkt beheizte ORC-Anlage vorsieht, wurde bei der Deutschen Bundesstiftung Umwelt beantragt (DBU-AZ 31159). Die ORC-Anlage stellt eine zweite Verstromungseinheit dar. Mit ihr kann der elektrische Wirkungsgrad weiter gesteigert werden. Angesichts der hohen Investitionskosten läuft die Anlage derzeit an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Die Nachverstromungseinheit kann diese Situation erheblich verbessern.

Staubemissionen von $<2 \text{ mg/Nm}^3$ werden ohne Rauchgasreinigung eingehalten. Der gesetzliche Grenzwert für Staub liegt bei 50 mg/Nm^3 . Der Grenzwert für CO wurde zu $0,01 \text{ g/Nm}^3$ gemessen – der Grenzwert liegt bei $0,15 \text{ g/Nm}^3$. Die Ergebnisse der Emissionsmessungen sind durchwegs positiv und beweisen die Chancen der Technologie.

Das Kombipowersystem wurde im Projekt Naturenergie Hersbruck erstmals umgesetzt. Die Arco Clean Energy GmbH und Max Bögl Bioenergie GmbH haben sich ebenfalls für die Kombi-Power-Technologie entschieden. Die Anlagenflexibilität durch die vielfältigen Möglichkeiten der Abwärmenutzung der Gasturbinenabluft wird hierbei voll ausgenutzt – in den Anlagen soll Dampf produziert werden. Beiden Anlagen befinden sich kurz vor Inbetriebnahme. Die Erkenntnisse, Optimierungs- und Verbesserungsmaßnahmen aus dem Projekt Hersbruck werden hierbei frühzeitig umgesetzt und helfen die Probetriebsphase zu verkürzen.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

- Neues System überzeugt durch seine Flexibilität – Hersbruck (Quelle: Holz-Zentralblatt Nr. 38 vom 21.09.2012)
- Preiswerte Wärme von Forstbetrieben - Hersbruck (Quelle: Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt vom 08.02.2013)
- Natur-Energie-Kraftwerk Hersbruck (Quelle: Bayerischer Staatsanzeiger Nr. 8 vom 22.02.2013)

Fazit

Die Gegenstrom-Vergasungstechnologie ist das Zukunftsmodell für emissionsarme Biomassefeuerungen. Die vom Gesetzgeber vorgeschriebenen Grenzwerte werden deutlich unterschritten. Verglichen mit marktüblichen Rostfeuerungen (Rauchgasreinigung mit Multizyklon) weist die Biomassevergasung sehr geringe Emissionswerte auf. Auch zukünftige Verschärfungen der Grenzwerte (Staub auf 20 mg/Nm^3) erfordern keine zusätzlichen Abgasreinigungsmaßnahmen.

Die extern beheizte Gasturbine soll noch dieses Jahr um eine zweite Verstromungseinheit erweitert werden. Eine indirekt beheizte ORC-Anlage steigert den elektrischen Gesamtwirkungsgrad um weitere 6 Prozentpunkte.

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	6
2	Einleitung	7
3	Hauptteil	8
3.1	Terminmanagement	8
3.2	Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden	10
3.3	Durchgeführte Maßnahmen im Zuge des Förderprojekts	11
3.3.1	Inbetriebnahme	11
3.3.2	Optimierungsmaßnahmen	12
3.3.2.1	Bauabschnitt I	12
3.3.2.2	Bauabschnitt II	16
3.3.3	Grafische Darstellung Leittechnik	18
3.4	Restmittelabruf	20
4	Fazit	21
5	Literaturverzeichnis	22
6	Anhänge	24
6.1	Mittelabruf; Verwendungsnachweise	24
6.2	Details Verwendungsnachweise	25
6.3	Projektterminpläne	26
6.3.1	Montageterminplan BA 1	26
6.3.2	Montageterminplan BA 2	28
6.3.3	Gesamtterminplan	30
6.4	Wirtschaftlichkeitsberechnung, ökonomische Bilanzierung	32
6.5	Technische Vermessung der Gesamtanlage	35

Verzeichnis von Bildern, Zeichnungen, Grafiken und Tabellen

Abbildung 1: Gesamtprozess mit Fokus auf Vergaserfeuerung (BA-1)	18
Abbildung 2: Kompressorluftherhitzer mit extern beheizter Gasturbine (BA-2)	18
Abbildung 3: Detail Gasturbine	19
Abbildung 4: Generatorleistung 07.06 – 09.06.2013	19
Abbildung 5: Berechnung Mittelabruf	24
Abbildung 6: Liste Verwendungsnachweise	25

Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen

BA	Bauabschnitt
BImSchG	Bundesimmissionsschutz Gesetz
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFGT	Extern beheizte Gasturbine
el	elektrisch
GT	Gasturbine
HLS	Heizung, Lüftung, Sanitär
IBN	Inbetriebnahme
MSR	Mess-, Steuer-, Regelungstechnik
Nm ³	Normkubikmeter
ORC	Organic Rankine Cycle
RLT	Rücklauftemperatur
th	thermisch
Vbh	Vollbenutzungsstunden
WW	Warmwasser

1 Zusammenfassung

Die Gesamtanlage Biomasseheizkraftwerk Naturenergie Hersbruck ist erfolgreich in Betrieb genommen. Während der Inbetriebnahmen und der Optimierung wurde eine Vielzahl an Problemen erkannt. Die erforderlichen Optimierungsmaßnahmen wurden abgeleitet und durchgeführt, so dass das Förderprojekt hiermit abgeschlossen werden kann. Zu grundlegenden Problemen, die den Erfolg des Gesamtprojektes gefährdet hätten, kam es Dank der gründlichen Prozessplanung nicht.

Die Turbine erreicht eine maximale Leistung von 210 kW el. Die berechnete nominale Leistung von 230 kW el ist somit zu mehr als 90% erreicht. Die Dauerlauffähigkeit, Bediener-Freundlichkeit und das Intervall von Wartungsarbeiten werden weiter optimiert. Eine Anschlussförderung, die eine Erweiterung des Heizkraftwerks um eine direkt beheizte ORC-Anlage vorsieht, wurde hierfür bei der Deutschen Bundesstiftung Umwelt beantragt (DBU-AZ 31159). Sie befindet sich in Prüfung. Die ORC-Anlage stellt eine zweite Verstromungseinheit dar. Mit ihr kann der elektrische Wirkungsgrad weiter gesteigert werden. Angesichts der hohen Investitionskosten (mit Optimierungsmaßnahmen) läuft die Anlage derzeit an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Die Nachverstromungseinheit kann diese Situation erheblich verbessern.

Das Kombipowersystem wurde im Projekt Naturenergie Hersbruck erstmals umgesetzt. Die Arco Clean Energy GmbH und Max Bögl Bioenergie GmbH haben sich ebenfalls für die Kombi-Power-Technologie entschieden. Die Anlagenflexibilität durch die vielfältigen Möglichkeiten der Abwärmenutzung der Gasturbinenabluft wird hierbei voll ausgenutzt – in den Anlagen soll Dampf produziert werden. Beide Anlagen befinden sich kurz vor Inbetriebnahme. Die Erkenntnisse, Optimierungs- und Verbesserungsmaßnahmen aus dem Projekt Hersbruck werden hierbei frühzeitig umgesetzt und helfen die Probetriebsphase zu verkürzen.

Die Gegenstrom-Vergasungstechnologie ist das Zukunftsmodell für emissionsarme Biomassefeuerungen. Staubemissionen von $<2 \text{ mg/Nm}^3$ werden ohne Rauchgasreinigung eingehalten. Der gesetzliche Grenzwert für Staub liegt bei 50 mg/Nm^3 . Der Grenzwert für CO wurde zu $0,01 \text{ g/Nm}^3$ gemessen – der Grenzwert liegt bei $0,15 \text{ g/Nm}^3$.

2 Einleitung

Die Naturenergie Hersbruck GmbH & Co. KG hat sich für die erstmalige Realisierung eines Biomasseheizkraftwerkes mit extern beheizter Gasturbine entschieden. Anlass für den eingeschlagenen Weg war das Ziel der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades durch den sog. Kombiprozess. Auch die Kleinlastregelbarkeit für die Übergangszeit zwischen Hochlastphasen im Wärmeabsatz war ein Entscheidungskriterium für den Kombiprozess.

Ziel des Projektes war die erfolgreiche Inbetriebnahme, die Optimierung der Anlage sowie das Erreichen eines stabilen Anlagenbetriebes.

3 Hauptteil

3.1 Terminmanagement

Die Projektterminpläne

- (1) 2011-05 Gesamtterminplan,
- (2) 2011-11 Montageterminplan BA-1 und
- (3) 2012-03 Montageterminplan BA-2 sind als Anlagen beigefügt.

Der Gesamtterminplan zeigt eine direkte Aufeinanderfolge von Inbetriebnahme Biomassewärmeerzeugung und Inbetriebnahme Stromerzeugung im Zeitraum November 2011 bis Januar 2012. Maßgebend bei der Erstellung dieses ersten Terminplanes war die, zu diesem Zeitpunkt ungewisse, Veränderung der Rechtslage. Unklar war ob Biomasseanlagen noch in 2011 oder erst in 2012 an das Stromnetz gehen müssen um die Vergütungsansprüche gem. EEG 2009 zu erhalten. Nach Jahresmitte 2011 wurde bekannt, dass die Kriterien

- BlmSch-Genehmigung in 2011 und
- Erste Stromeinspeisung in 2012

ausreichend sind um die höheren Vergütungsansprüche gem. EEG 2009 erhalten zu können. Nach Erhalt dieser Information wurde das Gesamtprojekt geplant in zwei Bauabschnitte aufgeteilt und somit eine gestufte IBN realisiert. Die Bauabschnitte gliedern sich wie folgt:

BA-1 Vergaserfeuerung:

- Montage: 10/2011 bis 12/2011
- Inbetriebnahme: ab 01/2012

Hauptkomponenten: Befeuchter, Vergaser, Brennkammer mit Pyrolysegasbrenner

Peripherie: Wärmetauscher, HLS-Installationen, Rohrdämmung,
Brennstoffbeschickung, Kaminanlage, Elektro, MSR, Bau & Stahlbau

BA-2 Extern beheizte Gasturbinenanlage:

- Montage: 02/2012 bis 04/2012
- Inbetriebnahme: ab 05/2012

Hauptkomponenten: Luftherhitzer Gehäuse, Wärmetauscherbündel Luftherhitzer, Gasturbine, Heißgasleitung

Peripherie: Rohrleitungsbau für extern Beheizte GT-Anlage, Rohrdämmung, Ausmauerung Luftherhitzer, MSR-Programmierarbeiten, Elektro

Gründe für die gewollt gestufte Montage und Inbetriebnahme sind:

- Pilotcharakter sowohl von BA-1 als auch BA-2
- Vermehrte Behinderung bei gleichzeitiger Montage mehrerer Gewerke auf der Baustelle
- Bessere Erkennbarkeit der Abhängigkeiten der Einzelaggregate durch Verringerung von gegenseitigen Wechselwirkungen
- Zu erwartende Menge an gleichzeitig erforderlichen Optimierungsmaßnahmen und zu behebbenden Störungen

Gemäß Montageterminplan BA-1 wurden also zunächst die Komponenten zur Wärmeerzeugung aufgebaut und die peripheren Anlagenteile installiert.

Das erste Quartal 2012 hat gezeigt, dass die Aufteilung in zwei Bauabschnitte richtig war und ab Mai 2012 mit einer großteils störungsfreien Vergaserfeuerung die extern beheizte Gasturbinenanlage in Betrieb genommen werden kann.

Im Anschluss wurde der BA-2, Stromerzeugung und zugehörige Komponenten aufgebaut und in Betrieb genommen. Somit war die Gesamtanlage Biomasseheizkraftwerk Naturenergie Hersbruck (Bauabschnitt 1 und 2) erfolgreich in Betrieb genommen worden. Wie auch im Bauabschnitt 1 wurden im Bauabschnitt 2 wichtige Optimierungsmaßnahmen durchgeführt.

3.2 Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Die Anlage wurde gezielt Step-By-Step in Betrieb genommen. Zunächst wurden Kalttests durchgeführt. Anschließend wurde der Prozess schrittweise an die Auslegungsbedingungen angenähert. Gemeinsam wurden von Gammel Engineering, den ausführenden Firmen sowie den Betreibern vor Ort Lösungsstrategien zur Behebung der Störungen entwickelt und umgesetzt.

Folgende Arbeitsschritte haben sich im Zuge ergeben:

- Optimierung der Brennstoffbeschickung
- Optimierung der Flexibilität der Brennstoffanforderungen
- Optimierung der Vergasungsluftzufuhr
- Vermeidung von Korrosionserscheinungen in den Wärmetauschern
- Einregulieren des Prozesses
- Optimierung der Regelungstechnik
- Verminderung von Abwärmern
- Verbesserung von Leckluftströmungen und Undichtigkeiten im Prozess

3.3 Durchgeführte Maßnahmen im Zuge des Förderprojekts

3.3.1 Inbetriebnahme

Folgende Arbeiten wurden im Zuge der Inbetriebnahme durchgeführt:

- Kalttests
- Einregulieren der Regelkreise Vergaser, Brennkammer und Peripherie
- Ausblasen der Heißluftleitungen
- Stufenweises Aufheizen des Lufterhitzers unter ständiger Beobachtung der Temperaturverläufe
- Hochdrehen der Turbine und erster Netzsynchonbetrieb
- Probeläufe der Turbine unter Last
- Optimierung der Regelungsabhängigkeiten
- Einstellung der Logik der Heißluftverteilung (Primärluft, Sekundärluft, Rezirkulation) bei verschieden hohem Wärmeabsatz
- Abschaltversuche

3.3.2 Optimierungsmaßnahmen

Folgende Optimierungsmaßnahmen wurden im Zuge des Förderprojektes durchgeführt.

3.3.2.1 Bauabschnitt I

Luftheizer für Vergasungsluft

Vor dem Biomassegegenstromvergaser ist ein Vergasungsluftbefeuchter installiert. Ein Teil der Turbinenabluft wird darin auf 100% w gesättigt und ca. 65°C temperiert. Anschließend wird über einen Bypass zum Befeuchter ein weiterer Teil der heißen Turbinenabluft beigemischt um etwas Abstand zum Taupunkt zu gewinnen.

Durch den so erhöhten Wassergehalt der Vergasungsluft wird die Wassergasreaktion $C+H_2O = CO+H_2$ im Biomassevergaser verstärkt. Die stark endotherme Reaktion ruft im Vergaser zwei positive Effekte hervor: Einerseits wird die Asche im Vergaser gekühlt, sodass Schlackebildung vermieden wird. Andererseits wird durch die Folgereaktionen der Wassergasreaktion die Pyrolysegasqualität erhöht.

Durch das Fehlen der Turbine (BA-2) stand für die Beimischung keine Warmluft zur Verfügung. Es wurde Umgebungsluft angesaugt und es kam zum Auskondensieren von Wassertröpfchen und folglich im Tiefpunkt einer Rohrleitung zu Kondensatanstau. Der Wasserpfropfen unterband die Verbrennungsluft; der Vergasungsprozess wurde unbeabsichtigt gestoppt.

Als Maßnahme wurde ein el. Luftheizer im Bypass installiert, der die kalte Umgebungsluft vor der Beimischung erhitzt. Nach Inbetriebnahme der Turbine wird der Luftheizer nicht mehr benötigt und deshalb abgeschaltet werden.

Verkleben der Zellradschleuse

Durch die zu feuchte Vergasungsluft (siehe oben) kam es zur Bildung von feuchter Asche. Diese verklebte die Zellradschleuse (Ascheaustrag).

Als Maßnahme wurde ein el. Luftheizer installiert; siehe oben.

Eine zusätzliche Revisionsluke im Fallschacht zwischen Vergaser und Zellradschleuse wurde angebracht, um erneute Verklebungen / Verklemmungen schnell beheben zu können.

Vergaserrost

Durch Verpressungen des Aschebettes im Vergaser blockierte der Drehrost im Vergaser. Der Vergaser konnte nicht mehr entleert / entascht werden.

Es wurden zwei Maßnahmen getroffen um die Entaschung sicher zu stellen:

- Anschweißen von sog. Abstreifern an zwei der sechs Rostflügeln um entstehende Verpressungen frühzeitig zu entfernen.
- Ergänzung eines zweiten Antriebs für Drehrost um das Anfahrmoment zu verdoppeln und ein sichereres Anlaufen der Entaschung zu gewährleisten.

Hydraulik Brennstoffbeschickung

Es kam zu Problemen bei der Brennstoffzuführung im Bereich des Schubbodens.

Ursache waren zu klein bemessene Hydraulikleitungen.

Der Lieferant der Brennstoffbeschickung verstärkte als Maßnahme die Hydraulikleitungen.

Überfüllsicherung Fallschacht Brennstoffvorlage Vergaser

Als Überfüllsicherung im Fallschacht der Brennstoffvorlage des Vergasers wurde ein Drehflügelwächter installiert. Auf der Welle des Drehflügelwächters kam es unerwartet zu Brückenbildung und somit zu einem Brennstoffstau.

Als Maßnahme wird der Drehflügelwächter durch eine Lichtschranke ersetzt. Die Lichtschranke ragt nicht in den Fallschacht hinein; Brückenbildung wird vermieden.

Zündbrennergebläse

Zunächst wurde die Verbrennungsluft des Bioerdgas-Zündbrenners durch einen Seitenkanalverdichter eingebracht. Der nicht drehzahlgeregelte Verdichter baut zu viel Druck auf, der Volumenstrom ist zu hoch.

Als Maßnahme wurde der Seitenkanalverdichter durch einen drehzahlgeregelten Hochdruckventilator ersetzt.

Vergasungsluftregelung

Sowohl Primär- als auch Sekundärluftventilatoren sind mit Frequenzumformern ausgestattet. Trotz der guten Regelbarkeit traten Probleme in der

Teillast/Schwachlast auf.

Als Maßnahme wurden Klappen mit stetigem Stellantrieb druckseitig nach den Ventilatoren installiert. Durch diese Maßnahme können die Luftvolumenströme zusätzlich eingedrosselt werden.

Flammenüberwachung

Die Brennkammer ist mit mehreren Thermoelementen zur Temperaturüberwachung ausgestattet. Der Pyrolysegasbrenner wurde mit einer optischen Flammenüberwachung ausgestattet. Von Anfang an zeigte sich, dass die Flammenüberwachung keine Flamme erkennt und deshalb nicht von Nutzen ist. Maßnahme: Gemäß EN 746-2 kann eine Flammenüberwachung entfallen, sofern die Brennkammertemperatur größer 750°C ist. Erklärung hierfür ist, dass sich brennbare Gase in einer derart heißen Umgebung gesichert selbst entzünden. Fällt die Brennkammertemperatur unter 750°C schaltet der Zündbrenner automatisch hinzu und hebt die Temperatur.

Hitzestau in Oberteil Brennkammer

Die Brennkammer hat zwei Rauchgasaustritte. Diese liegen versetzt untereinander.

- Unten: Richtung Bypass-Warmwasserkessel (BA-1)
- Oben: Richtung Lufterhitzer (BA-2)

Derzeit (BA-1 in Betrieb) wird nur der Rauchgasweg in Richtung Bypass-Warmwasserkessel genutzt. Im derzeit verschlossenen oberen Teil sind deshalb keine nennenswerten Gasbewegungen. Aus diesem Grund kommt es derzeit zu einem Hitzestau in diesem Bereich. Die enorme thermische Belastung stellt eine Herausforderung für die Anlage dar.

Mit der Inbetriebnahme des BA-2 wird dieses temporäre Problem nicht mehr auftreten.

Korrosion an Bypass-WW-Wärmetauscher und Rauchgas-Economiser

Sowohl am Bypass-Warmwasser-Wärmetauscher als auch am Rauchgas-Economiser wurde Korrosion festgestellt. Ursachen:

- Zu geringe Rücklauftemperaturen Fernwärmenetz
- Sehr feuchter Brennstoff (45 – 50%)

- Sehr niedrige Lambda-Werte (Restsauerstoff im Rauchgas z. T. 2-3%)

Maßnahmen:

- Restsauerstoffbegrenzung auf min. 8,5%
- Dynamische RLT-Hochhaltung durch aktive Steuerung der RLT-Anhebung

Verschiedene Optimierungsmaßnahmen MSR

In enger Abstimmung zwischen der ausführenden MSR-Firma und Gammel Engineering werden täglich kleinere Anpassungsmaßnahmen der Prozessregelung durchgeführt. Viele dieser routinemäßigen Arbeiten sind im Zuge der Inbetriebnahme eines Biomasseheizkraftwerkes „normal“. Nachfolgend ein kleiner Auszug an durchgeführten, nicht alltäglichen Optimierungsmaßnahmen:

- Installation 2. Temperaturfühler für Oxidationszone für präzisere Temperaturüberwachung
- Optimierung Rostlaufintervalle (Lauf- und Pausezeiten); Berücksichtigung von aktueller Last und Aschetemperatur
- Umstellung Regelungskonzept Ventilatoren
 - Lastregelung und Mindesttemperatur Brennkammer über Vergaserluftgebläse; Unterdruckregelung über Rauchgasventilator
 - Temperaturregelung Brennkammer über Sekundärluftventilator
- Kaskadenregelung für Befeuchter:
Vergasungslufttemperatur via Wassertemperatur via Heizwasserventil

3.3.2.2 Bauabschnitt II

Referenzmessungen Lufterhitzer Eintritt

An der Schnittstelle Brennkammer / Lufterhitzer sind zwei Temperaturfühler installiert. Die redundante Ausführung soll sicherstellen, dass der Lufterhitzer vor Temperaturen über 1050°C geschützt wird.

Im Betrieb kam es mehrfach zu sehr unterschiedlichen Messergebnissen der beiden Fühler. Über lange Messreihen wurden Einflüsse der beiden unterschiedlichen Fühlerpositionen sowie Übertragungsprobleme durch Kabelwege ausgeschlossen. Die Eignung der verwendeten NiCrNi-Thermoelemente wurde gegengeprüft und bestätigt.

Da obige Erkenntnisse keine Verbesserung mit sich brachten, wurden die Fühler getauscht und durch neue ersetzt.

Die neu verbauten Fühler zeigen nun eine Abweichung zueinander innerhalb des Toleranzbereiches. Der Lufterhitzer wird mit Solltemperatur beheizt.

Sieb Turbineneintritt

Nach den ersten erfolgreichen Wochen im Turbinenbetrieb kam es zu einem Turbinenschaden.

Ursache waren Bearbeitungs-Rückstände im Kompressorteil der Gasturbine. Diese haben sich erst nach einiger Zeit gelöst und so durch die mechanische Belastung beim Auftreffen auf die Turbinenschaufeln die Turbine zerstört.

Binnen weniger als einer Woche wurde vom Hersteller der Turbine ein Ersatz-Turbinenrad geliefert. Dieses wurde in das alte, noch funktionstüchtige Turbinengehäuse eingebaut.

Um zukünftige Turbinenschäden durch Bearbeitungs-Rückstände, trotz mehrfachen Reinigens des Kompressorluftweges, auszuschließen, wurde ein Sieb vor dem Heißgaseintritt der Turbine integriert. Nach mehrwöchigem Betrieb wurde das Sieb durch eine Kamerabefahrung geprüft. Es zeigt sich, dass es richtig und wichtig war, das Sieb zu installieren, da sich erneut wenige, kleine Bearbeitungsrückstände angesammelt haben.

Druckverlust durch diese Teilchen können bisher vernachlässigt werden. Thermische Verformung / Abnutzung des Siebes wurde nicht festgestellt.

Leckage Luftherhitzer, rauchgasseitig

Es wird vermutet, dass der Luftherhitzer rauchgasseitig mehr Leckagen hatte als erwartet. Vorbeugend wurden alle Revisionsöffnungen und Flansche geprüft und nachgedichtet. Hilfreich war hierbei ein Leihgerät, welches normalerweise für Blower-Door-Tests (eine Art Nebelmaschine) eingesetzt wird.

Lambda-Referenzmessungen des Instituts für Energieverfahrenstechnik und Fluidmechanik (ievt&fm GmbH) an verschiedenen Stellen im Rauchgasweg des Luftherhitzers haben nach den Abdichtarbeiten ausreichende Dichtheit des Systems bestätigt.

Trennwände Luftherhitzer

Die internen Trennwände zwischen den Stufen I-II und III-IV des Luftherhitzers sind aus geschichteten Fasermatten gefertigt. Es zeigte sich, dass, abhängig von der vorherrschenden Temperatur, die Fasermatten schrumpfen und sich deshalb kleine Spalte zwischen den Faserlagen öffnen.

Die Spalte stellen eine potenzielle Gefahr (Übertemperatur) im Luftherhitzer dar. Als Maßnahme wurden hochtemperaturbeständige Bleche vor die Spalte geschweißt. Die Spalte wurden mit Fasermatten nachgedichtet.

Zusätzlich wurden an der kritischsten Stelle Temperaturfühler installiert, die eine Mischtemperatur (Stufe II) erkennbar machen.

Trennplatten Luftherhitzer

Die Stufen des Luftherhitzers sind in mehrere Abschnitte unterteilt. Die Abschnitte sind erforderlich, um das Rauchgas quer und nicht längs zu den Kompressorluftrohren zu führen. Die Abschnitte werden durch keramische Trennplatten voneinander getrennt. Der Bruch dieser Trennplatten zeigt, dass diese nicht optimal für den Anwendungsfall sind.

Es wurden zwei Maßnahmen durchgeführt.

- Es wurde ein anderes keramisches Material für die Trennplatten verwendet
- An den heißesten zwei Abschnitten kommen versuchsweise metallische Trennplatten zum Einsatz

3.3.3 Grafische Darstellung Leittechnik

Nachfolgende Screenshots zeigen drei verschiedenen Sichten der Leittechnik:

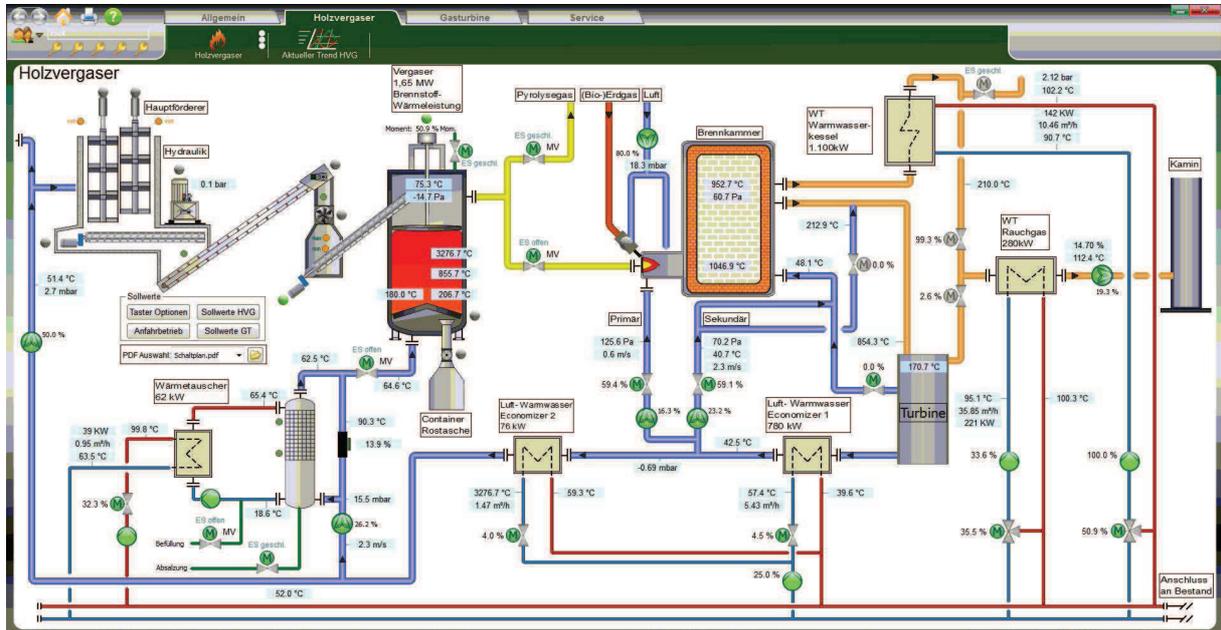


Abbildung 1: Gesamtprozess mit Fokus auf Vergaserfeuerung (BA-1)

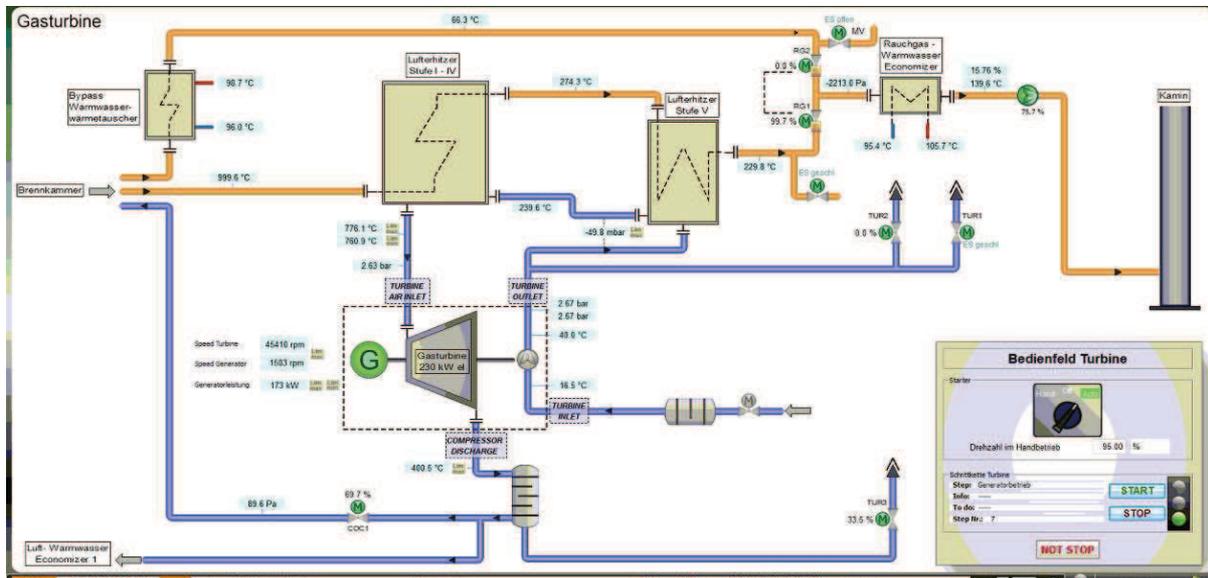


Abbildung 2: Kompressorluftherhitzer mit extern beheizter Gasturbine (BA-2)

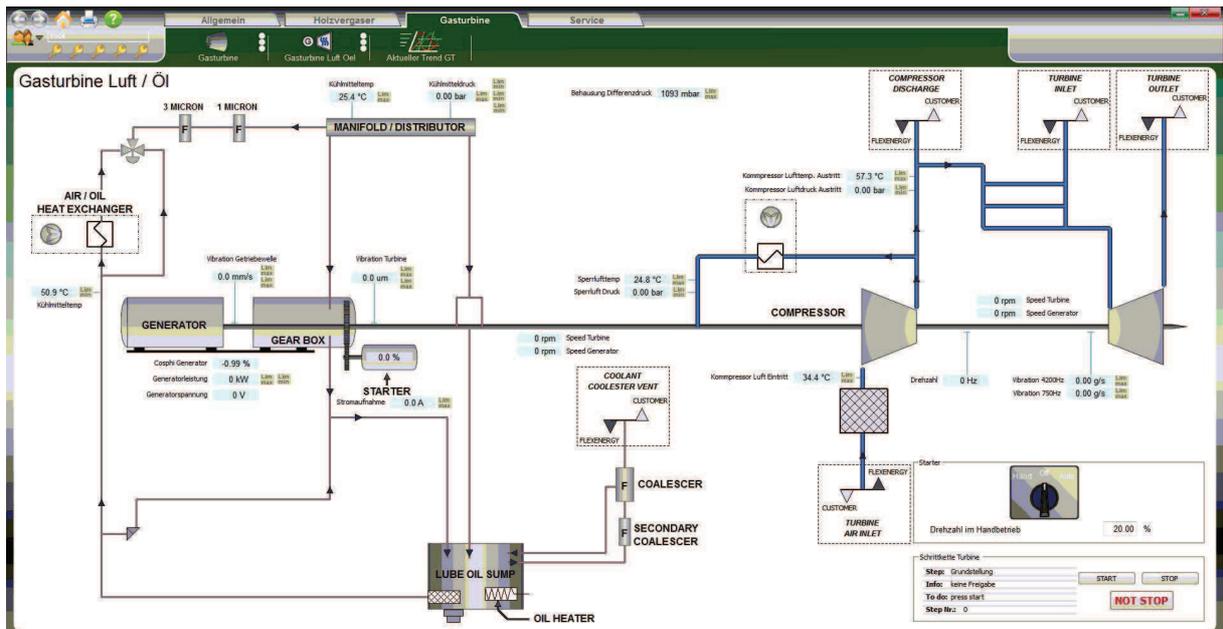


Abbildung 3: Detail Gasturbine

Die Leittechnik verfügt über einen Remote-Zugang. Passwortgeschützt können sich die Betreiber, Gammel Engineering und Grübl Automatisierungstechnik von Extern aufschalten und nötige Änderungen vornehmen bzw. den Anlagenbetrieb kontrollieren.

Nachfolgende Screenshots und Trends bestätigen den erfolgreichen Betrieb der Anlage mit Gasturbine. Nominal liefert die Extern-Beheizte-Gasturbine 230 kW el. Es wurden bereits über 95% dieses Wertes (220 kW el) erreicht.

Die nachfolgende Grafik zeigt die aktuelle Generatorleistung 07.06 – 09.06.2013. Die Turbine leistet zwischen 180 und 205 kW el.

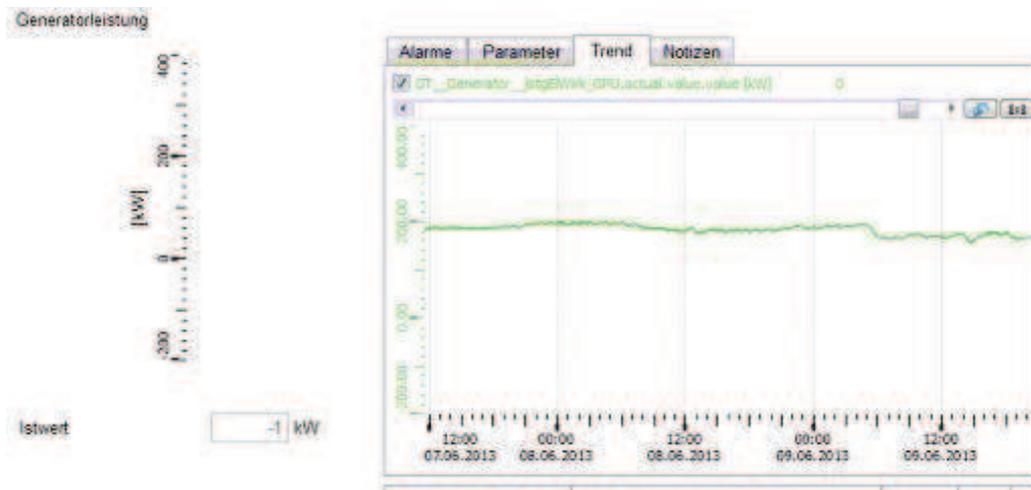


Abbildung 4: Generatorleistung 07.06 – 09.06.2013

3.4 Restmittelabruf

Gemäß den beiliegenden Tabellen (siehe Anhang) wurden die förderfähigen Gesamtkosten des Projektes von 237.505 EUR erreicht.

Der Eigenanteil wurde gemäß dem Bewilligungsschreiben vom 19.12.2011 bereit gestellt.

Bisher wurden 113.500 EUR an Fördermitteln ausbezahlt. Die Verwendungsnachweise für die verbleibenden Mittel in Höhe von 10.550 EUR werden in den Tabellen dargestellt und können aus Sicht des Antragstellers freigegeben werden.

4 Fazit

Die Gesamtanlage Biomasseheizkraftwerk Naturenergie Hersbruck ist erfolgreich in Betrieb genommen worden. Wichtige Optimierungsmaßnahmen wurden durchgeführt. Weiterhin wird daran gearbeitet, die Anlage bedienfreundlicher zu machen. Die Störanfälligkeit soll ebenfalls noch gesenkt werden.

Die Turbine erreicht rund 95% der errechneten nominalen Leistung. Die Anlage hat somit ihre Leistungsfähigkeit bewiesen. Der errechnete Gesamtwirkungsgrad liegt je nach Fahrweise im Bereich 60-70%. Dieser Wert liegt deutlich unter den Erwartungen.

Durch den Mehraufwand und die entstandenen Mehrkosten sowie die geringeren Wirkungsgrade läuft die Anlage derzeit an der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Um die Anlage weiter zu optimieren, wurde die Anschlussförderung *Demonstrationsvorhaben Kombi-Power-System GuORC* (DBZ-AZ: 31159) beantragt. Sie beschreibt die Umsetzung einer Direktverdampfer-ORC Nachverstromungsanlage in Heißgasstrom nach extern beheizter Gasturbine. Die zusätzliche Verstromungseinheit verspricht eine Steigerung des elektrischen Gesamtwirkungsgrades auf 22 - 25%. In Biomasseheizkraftwerken dieser Leistungsklasse ist das ein unerreicht hoher Wert. Die Projektförderung wurde 06/2013 bewilligt.

5 Literaturverzeichnis

KAUKE, G.: *Formelsammlung zur Vorlesung im Fach Wärmeübertragung*, Fachbereich Maschinenbau, Fachhochschule Regensburg, 2007. Skript zur Vorlesung

SCHNEIDER, RALPH: *Regelungstechnik*, Fachbereich Maschinenbau, Fachhochschule Regensburg, Version 1.1, 2005. Skript zur Vorlesung

ELSNER, MICHAEL: *Technische Thermodynamik*, Fachbereich Maschinenbau, Fachhochschule Regensburg, 2001. Skript zur Vorlesung

HOISCHEN, HANS: *Technisches Zeichnen*, Cornelsen Verlag, 29. Auflage, 2003

IHLE, CLAUS; BADER, ROLF; GOLLA, MANFRED: *Tabellenbuch Sanitär Heizung Klima/Lüftung*, Bildungsverlag EINS, 8. Auflage, 2011

MUHS, DIETER; WITTEL, HERBERT; BECKER, MANFRED; JANNASCH, DIETER; VOßIEK, JOACHIM: *Roloff/Matek Maschinenelemente*, Vieweg & Sohn Verlag, 16. Auflage, 2003

MUHS, DIETER; WITTEL, HERBERT; BECKER, MANFRED; JANNASCH, DIETER; VOßIEK, JOACHIM: *Roloff/Matek Maschinenelemente Tabellen*, Vieweg & Sohn, 16. Auflage, 2003

HAMMER, ANTON; HAMMER, HILDEGARD; HAMMER, KARL: *Taschenbuch der Physik*, J. Lindauer Verlag, 9. Auflage, 2004

DOBRINSKI, PAUL; KRAKAU, GUNTER; VOGEL, ANSELM: *Physik für Ingenieure*, B. G. Teubner Stuttgart, 7. Auflage, 1988

MEYER, GÜNTER; SCHIFFNER, ERICH: *Technische Thermodynamik*, VEB Fachbuchverlag, 4. Auflage, 1989

RECKNAGEL, HERMANN; SPRENGER, EBERHARD; SCHRAMEK, ERNST-RUDOLF: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*, R. Oldenburg Verlag, 67. Auflage, 1995

6 Anhänge

6.1 Mittelabruf; Verwendungsnachweise

DBU AZ: 29616
Mittelabruf 04/2013
Schlussrechnung

Berechnung Mittelabruf 04,2013

Differenz Soll-Haben Verwendungsnachweise 04/2013	7.560,00 €
Differenz Soll-Haben Verwendungsnachweise 01/2013	77.434,42 €
Differenz Soll-Haben Verwendungsnachweise 08/2012	157.193,31 €

Summe Verwendungsnachweise	242.187,73 €
Durchschn. Fördersatz	52,2%
Fördermittel rechnerisch zum 04.04.2013	126.495,81 €
jedoch max. Fördermittel	124.050,00 €

Bereits erhaltene Fördermittel	10.02.2012	33.500,00 €
Bereits erhaltene Fördermittel	05.10.2012	30.000,00 €
Bereits erhaltene Fördermittel	22.02.2013	50.000,00 €
Summe erhaltene Fördermittel		113.500,00 €

Mittelabruf 01/2013	10.550,00 €
----------------------------	--------------------

Abbildung 5: Berechnung Mittelabruf

6.2 Details Verwendungsnachweise

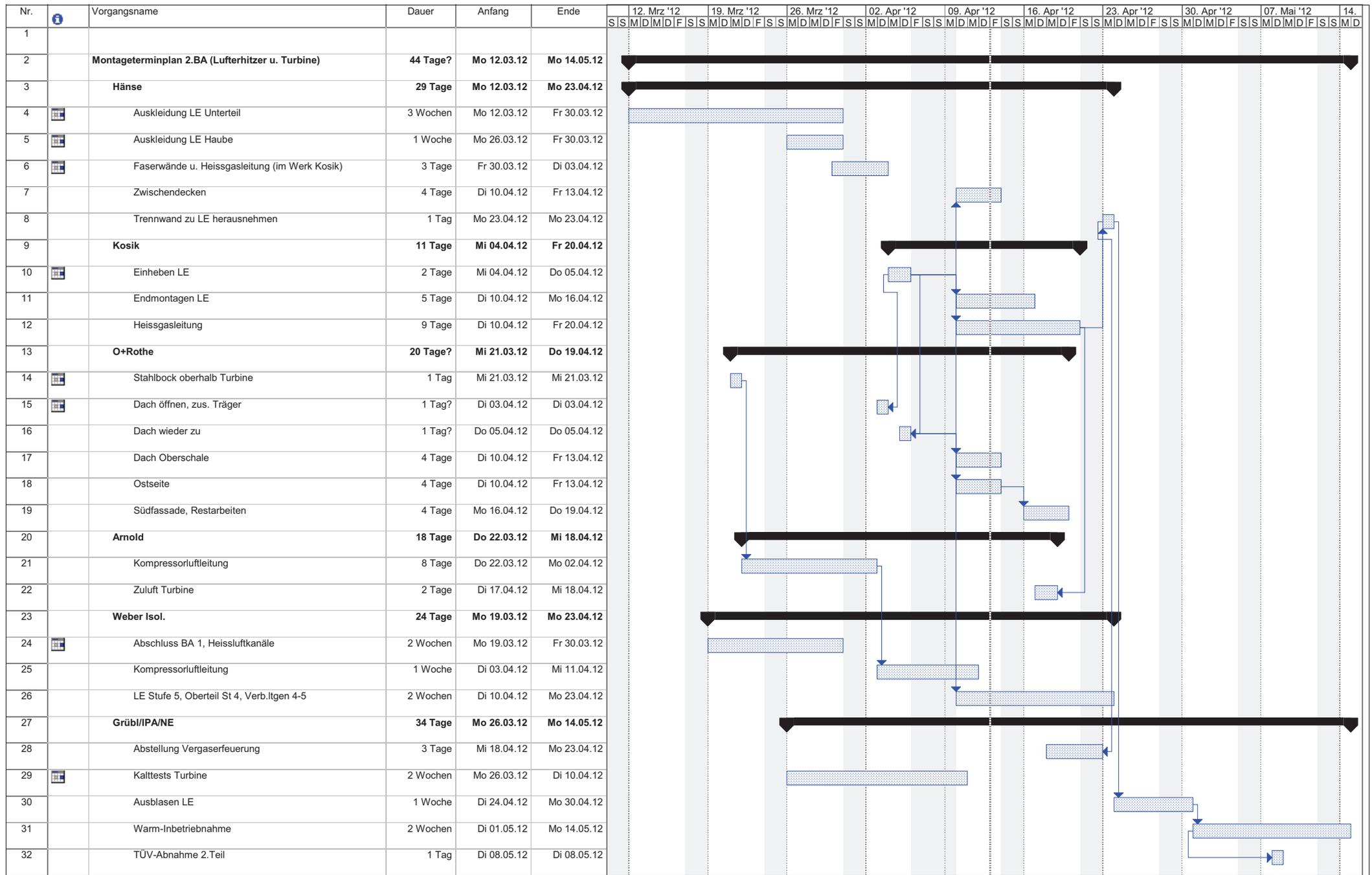
DBU AZ: 29616				Kilian Birkeneder
Verwendungsnachweise 04/2013				
Datum	Buchungstext	Umsatz Soll	Umsatz Haben	Beschreibung der Verwendung
04.02.2013	ForstServiceGesellschaft mbH Nürnberger Land	7.560,00 €		Mithilfe bei Optimierungsmaßnahmen
		7.560,00 €	- €	

Abbildung 6: Liste Verwendungsnachweise

6.3 *Projektterminpläne*

6.3.1 Montageterminplan BA 1

6.3.2 Montageterminplan BA 2



Projekt: Montageterminplan Hers
Datum: Fr 13.04.12

Vorgang In Arbeit
Unterbrechung Meilenstein

Sammelvorgang
 Projektsammelvorgang

Externe Vorgänge
 Externer Meilenstein

Stichtag



6.3.3 Gesamtterminplan

6.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung, ökonomische Bilanzierung



**Naturenergie Hersbruck
Erweiterung um Biomasse-Kombiprozess**

21.08.2013

Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067

DBU - Förderantrag

Röhrmoser / Birkeneder

alle Kostenangaben ohne MwSt

1. Wärmebedarf				2010	2011	2011	
1.1 Wärmeabnehmer		Wärmeleistungsbeford (kW)	Jahreswärmebedarf (MWh/a)	Jahresvollbenutzungsstunden (h/a)	Bestand incl. Ehmer	Kombiprozess	Summe Ausbaustufe 1 und 2
Frankenalbtherme		1500	4.707	3138	1		1
Finanzamt		290	403	1390	1		1
Ehmer		55	88	1600	2		2
1.2 Fernwärmenetz		Jahreswärmeverlust Fernwärmenetz		MWh/a		109	109
3. Kapitalgebundene Kosten				EUR/a	46.290	239.590	285.880
3.1 Investitionskapitalbedarf (DIN 276)				EUR	607.150	2.697.167	3.304.317
3.1.1 Grundstück / Erschließung				EUR	18.500	144.581	163.081
3.1.2 Baukonstruktionen				EUR	115.000	391.595	506.595
Heiz- und Technikgebäude				EUR	115.000	381.595	496.595
Außenanlagen				EUR		10.000	10.000
3.1.3 Anlagenteile zur Grundlastabdeckung				EUR	127.000	1.540.739	1.667.739
Biomassefeuerung und -kesselanlage				EUR	127.000	1.139.310	1.266.310
Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen				EUR		401.429	401.429
3.1.4 Anlagenteile zur Spitzenlastabdeckung				EUR	38.000		38.000
3.1.5 Gemeinsame Anlagenteile				EUR	134.400	306.752	441.152
Heizungs-/Lüftungs-/Sanitärinstalltionen (HLS)				EUR	42.800	150.000	192.800
Rohrdämmung				EUR	10.000	73.000	83.000
Elektroinstalltionen				EUR	18.600	83.752	102.352
3.1.6 Fernwärmenetz				EUR	132.000		132.000
3.1.7 Mobile Einrichtungen				EUR			
3.1.8 Baunebenkosten				EUR	42.250	313.500	355.750
Anrechenbare Kosten Gebäude				EUR	115.000	381.595	496.595
Anrechenbare Kosten Technische Ausrüstung				EUR	313.400	1.847.491	2.160.891
Investitionskapitalbedarf gesamt				EUR	607.150	2.697.167	3.304.317
3.2 Instandsetzungskosten (nach VDI 2067)		Instandsetzung in % der Investition		EUR/a	7.994	38.888	46.882
durchschn. Instandsetzungssatz nach VDI					1,5%	1,7%	1,7%
3.3 Investitionskosten (nach VDI 2067)				EUR/a	38.296	200.702	238.998
Kalkulatorischer Zinssatz					1,93%	3,01%	2,88%
Durchschnittliche Annuität					6,31%	7,44%	7,23%
		Nutzungsdauer (in Jahren)					
		in Anlehnung an VDI					
		projektspez.					
Vertragslaufzeit / max. Abschreibungszeit		25		Jahre			
durchschn. Nutzungsdauer n. VDI				Jahre	29	24	25
durchschn. Abschreibungszeit		AfA		Jahre	21	19	19
4. Verbrauchsgebundene Kosten (variable Kosten)				EUR/a	156.646	68.099	224.745
4.1 Brennstoffe				EUR/a	140.594	49.259	189.853
4.1.1 Zusammensetzung der Biomasse-Festbrennstoffe							
		Wassergehalt (%)	Schüttdichte (m³/t)	Zusammensetzung			
Waldhackschnitzel		40	3,9	%	100%	100%	100%
				%	100%	100%	100%
4.1.2 Brennstoffmengen in MWh/a (Hu)				MWh/a	6.321	3.087	9.409
Biomasse-Festbrennstoffe				MWh/a	5.804	3.367	9.171
4.4 Stromkosten				EUR/a	10.684	14.574	25.258
4.4.1 Eigenstrombedarf				MWh/a	71	97	168
4.4.2 Stromkosten				EUR/a	10.684	14.574	25.258

4.5 Entsorgungskosten	EUR/a	4.818	3.154	7.972
4.5.1 Abwasser	EUR/a	100	556	656
4.5.2 Aschen	EUR/a	4.478	2.598	7.076
4.6 Betriebsstoffe	EUR/a	550	1.112	1.662
5. Betriebsgebundene Kosten	EUR/a	27.350	12.700	40.050
5.1 Personalkosten	EUR/a	27.200	10.700	37.900
5.2 Gebühren / Überwachungen	EUR/a	150	2.000	2.150
6. Sonstige Kosten	EUR/a	10.600	11.200	21.800
7. Jahreseinnahmen	EUR/a	347.368	292.663	640.031
7.1 Einnahmen durch Wärmeverkauf	EUR/a	347.368		347.368
7.2 Einnahmen durch Stromverkauf	EUR/a		292.663	292.663
Stromvergütung nach	EEG			
7.2.1 Einspeisevergütung nach EEG (Biomasse)	EUR/a		292.663	292.663
9. Bilanzierung VDI 2067	EUR/a	122.629	-38.925	83.704
9.1 Jahresgesamtkosten	EUR/a	224.739	331.589	556.327
Kapitalgebundene Kosten	EUR/a	30.143	239.590	269.732
Investitionskosten	EUR/a	38.296	200.702	238.998
...davon aus Anteil Eigen- und Fremdkapital	EUR/a	22.149	200.702	222.851
Instandsetzungskosten	EUR/a	7.994	38.888	46.882
Verbrauchsgebundene Kosten	EUR/a	156.646	68.099	224.745
Betriebsgebundene Kosten	EUR/a	27.350	12.700	40.050
Sonstige Kosten	EUR/a	10.600	11.200	21.800
9.2 Jahreseinnahmen	EUR/a	347.368	292.663	640.031
Einnahmen durch Wärmeverkauf	EUR/a	347.368		347.368
Einnahmen durch Stromverkauf	EUR/a		292.663	292.663
9.3 Jährlicher Überschuss	EUR/a	122.629	-38.925	83.704

6.5 *Techn. Vermessung der Gesamtanlage; Messergebnisse*

Biomasseheizkraftwerk Hersbruck

Ergebnisse der Messung am 27.02.2013

Auswertung V2

Prof. Dr.-Ing. Stefan Beer
Dipl.-Ing. (FH) Stefanie Reil, M.Sc.

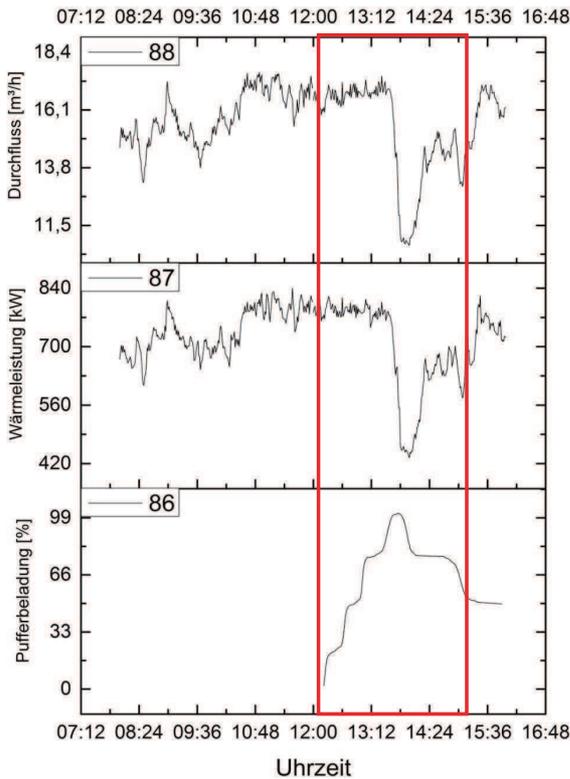
Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23
92224 Amberg
www.haw-aw.de

Überblick

- 1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013**
- 2. Anlagenkennwerte**
- 3. Massen- und Energiebilanzen**
 - 3.1 Gesamtbilanz**
 - 3.2 Bilanz Vergasungsreaktor**
 - 3.3 Bilanz Brennkammer**
 - 3.4 Bilanz Luftherhitzer**
 - 3.5 Bilanz Turbine**
- 4. Probleme und Verbesserungspotential**

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013

Daten Wärmenetz

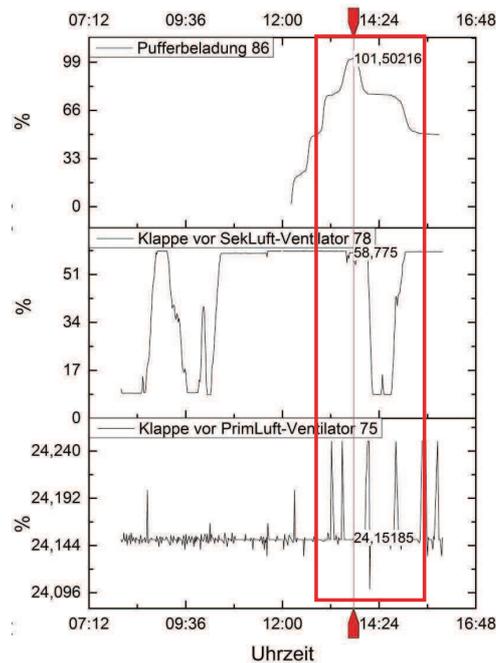
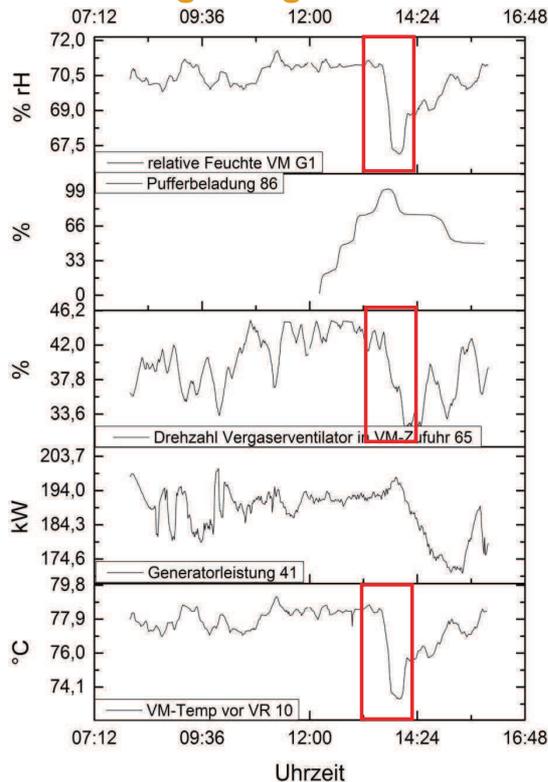


Mittag wurde der Hackgutkessel manuell zugeschaltet.

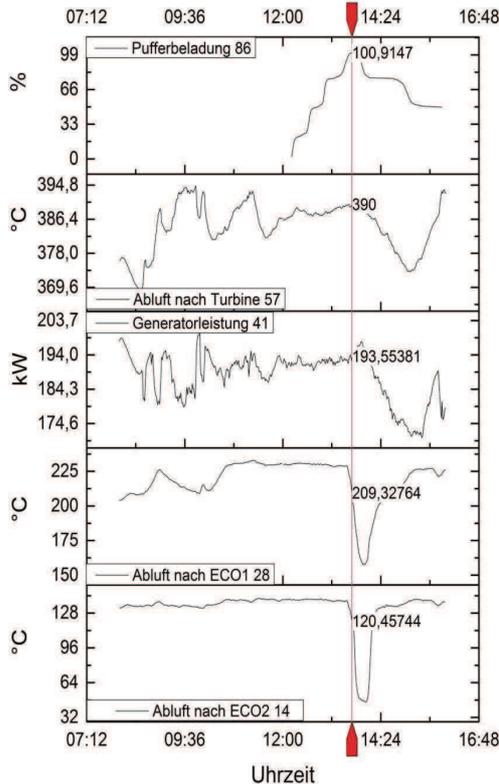
- Infolge dessen stieg die Beladung im Pufferspeicher auf über 100%.
- Regelung reagiert mit Androsselung der gesamte Anlage
- Niedrigerer Produktgasmassenstrom und
- damit ein niedrigerer Rauchgasmassenstrom und
- damit eine niedrigere Turbinenleistung waren die Folge.

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013

Daten Vergasungsreaktor



1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013 Daten Abluft nach Turbine

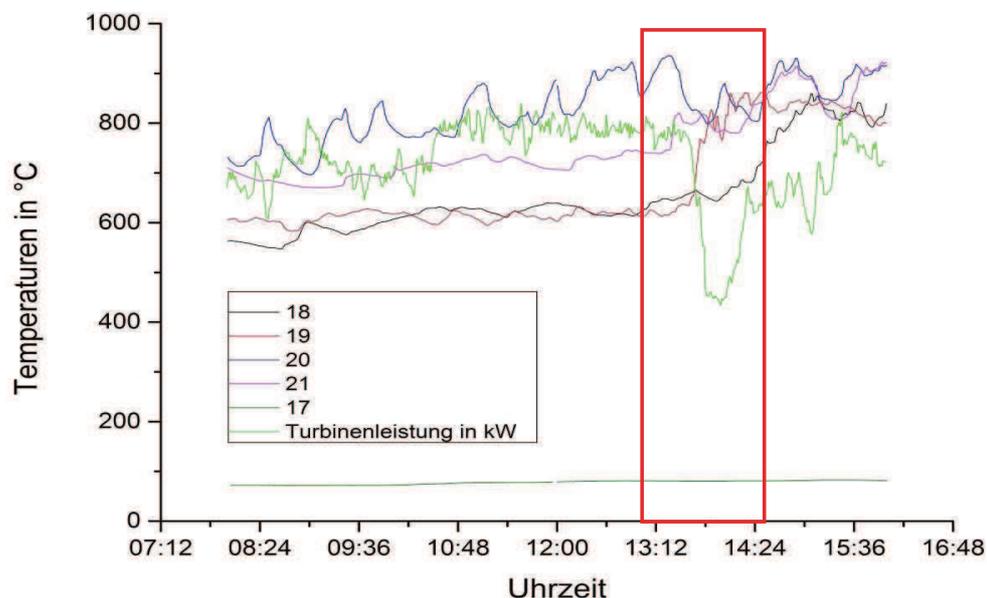


Mittag wurde der Hackgutkessel manuell zugeschaltet.

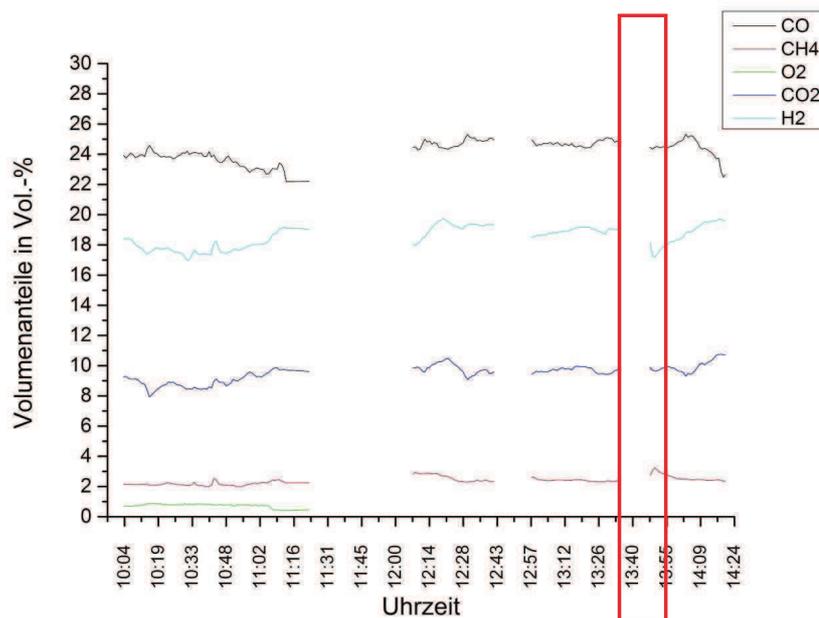
- Infolge dessen stieg die Beladung im Pufferspeicher auf über 100%.
- Regelung reagiert mit Androsselung der gesamte Anlage
- Niedrigerer Produktgasmassenstrom und
- damit ein niedrigerer Rauchgasmassenstrom und
- damit eine niedrigere Turbinenleistung waren die Folge.

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013

- infolge der Androsselung verschieben sich die Temperaturen im Vergasungsreaktor und
- die Gaszusammensetzung ändert sich



1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013



- Temperaturen im Vergasungsreaktor verschieben sich
- Gaszusammensetzung ändert sich

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013 Messdatenauswertung

stabiler Anlagenbetrieb: zwischen 12:10 Uhr und 13:25 Uhr

- über diesen Zeitraum:
Bildung von Mittelwerte der Messwerte
zur Bilanzierung der einzelnen Anlagenteile

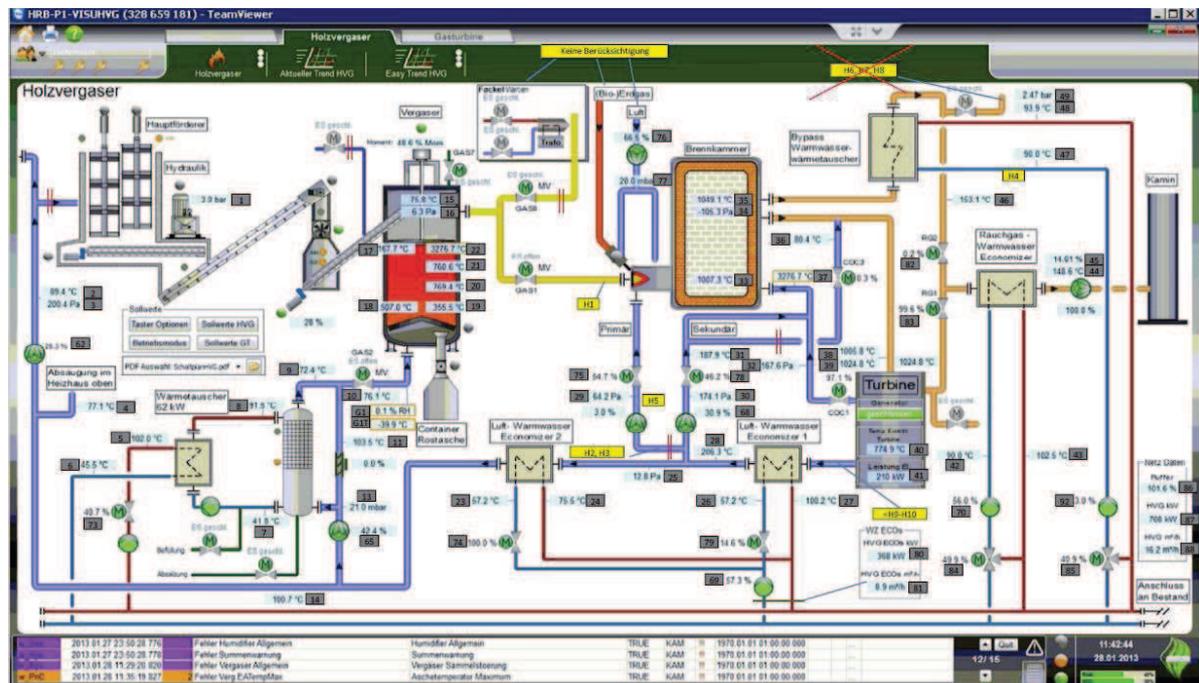
Betrachtete Bilanzräume:

- Vergasungsreaktor
- Brennkammer
- Luftherhitzer
- Turbine
- Gesamtanlage

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013

Messstellen - gesamt

Alle Messstellen wurden nummeriert
(grau: Messwerte aus der Visualisierung, gelb: manuell erfasste Messwerte der HAW)



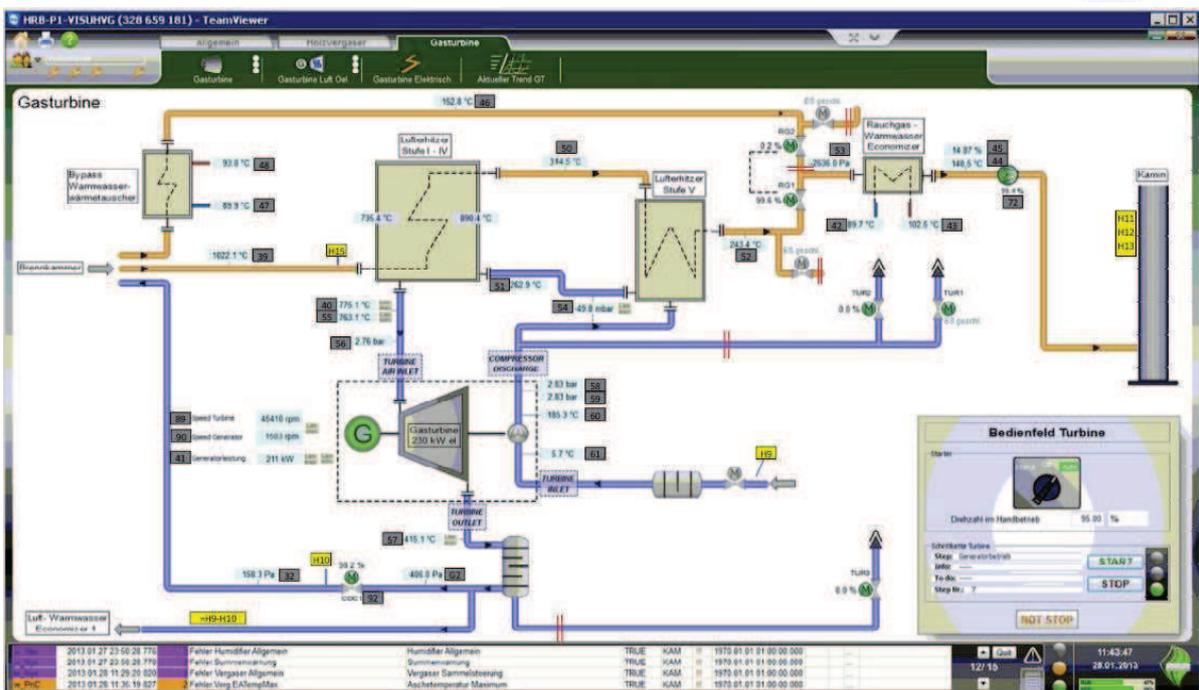
Messung Biomasseheizkraftwerk Hersbruck am 27.02.2013, V2, Folie 9

Prof. Dr.-Ing. Stefan Beer, Dipl.-Ing. (FH) Stefanie Reil, M.Sc.

1. Anlagenbetrieb am 27.02.2013

Messstellen - gesamt

Alle Messstellen wurden nummeriert
(grau: Messwerte aus der Visualisierung, gelb: manuell erfasste Messwerte der HAW)



Messung Biomasseheizkraftwerk Hersbruck am 27.02.2013, V2, Folie 10

Prof. Dr.-Ing. Stefan Beer, Dipl.-Ing. (FH) Stefanie Reil, M.Sc.

2. Anlagenkennwerte Vergasungsreaktor

Vergasungsreaktor					
Heißgaswirkungsgrad			Rostbelastung Vergasungsreaktor		
$\eta_{\text{Heißgas}} = \frac{E_{\text{dot}}_{\text{Produkt,gesamt}}}{E_{\text{dot}}_{\text{Feed}}}$			$\dot{m}_{\text{spez,Rost}} = \frac{\dot{m}_{\text{VG}}}{A_{\text{Rost}}}$		
	Wert	Einheit		Wert	Einheit
$\eta_{\text{Heißgas}}$	99	%	$\dot{m}_{\text{dot_VG}}$	1.198,81	kg/h
$E_{\text{dot_Feed}}$	1.588,69	kW	A_{Rost}	1,46	m ²
$\dot{m}_{\text{dot_Feed}}$	630,92	kg/h	$Q_{\text{dot_r}}$	820,41	kg/(h*m ²)
Kaltgaswirkungsgrad			Superficial Velocity / Leerrohrgeschwindigkeit		
$\eta_{\text{Kaltgas}} = \frac{E_{\text{dot}}_{\text{Produkt}}}{E_{\text{dot}}_{\text{Feed}}}$			$S_v = \frac{V_{\text{dot}}_{\text{PG}}}{A_{\text{Rost}}}$		
	Wert	Einheit		Wert	Einheit
$E_{\text{dot_Produkt}}$	1.511,65	kW	$V_{\text{dot_PG}}$	1.610,75	Bm ³ /h
$E_{\text{dot_Feed}}$	1.588,69	kW	A_{Rost}	1.198,81	Nm ³ /h
Kaltgaswirkungsgrad	95,15	%	S_v	0,31	Bm/s
				0,23	Nm/s
Feuerungswärmeleistung Vergasungsreaktor			Lambda Vergasungsreaktor		
$\dot{Q}_{\text{FWL}} = H_{u,f} * \dot{m}_{\text{VG}}$			$\lambda = \frac{m_L}{m_{L_{\text{stöch}}}}$		
	Wert	Einheit		Wert	Einheit
$H_{u,f}$	9.065,04	kJ/kg	L_{min}	3,27	kg_Luft/kg_Br
$\dot{m}_{\text{dot_VG}}$	630,92	kg/h	L	1,67	kg_Luft/kg_Br
$Q_{\text{dot_FWL}}$	1.588,69	kW	Lambda	0,51	-

2. Anlagenkennwerte Brennkammer / Turbine

Brennkammer		
Lambda Br:		
$\lambda = \frac{\dot{m}_{\text{dot}_L}}{\dot{m}_{\text{dot}_{L_{\text{stöch}}}}}$		
	Wert	Einheit
$\dot{m}_{\text{dot}_L, \text{stöch}}$	1.790,54	kg/(kg_Br*h)
\dot{m}_{dot_L}	4.073,19	kg/h
Lambda	2,27	kg/kg

Turbine		
Wirkungsgrad Turbine		
$\eta_{\text{Turbine}} = \frac{E_{\text{dot}}_{\text{el}}}{E_{\text{dot}}_{\text{zu}}}$		
	Wert	Einheit
elektrische Leistung	191,80	kW
$E_{\text{dot_zu}}$	1.366,35	kW
η_{Turbine}	14,04	%

2. Anlagenkennwerte Gesamtanlage

Gesamtanlage		
el. Bruttowirkungsgrad		
$\eta_{el,Brutto} = \frac{E_{\dot{el}}}{E_{\dot{Feed}}}$	Wert	Einheit
elektrische Leistung	191,80	kW
E_dot_Feed	1.588,7	kW
$\eta_{el,Brutto}$	12,07	%
therm. Bruttowirkungsgrad		
$\eta_{th,Brutto} = \frac{E_{\dot{th}}}{E_{\dot{Feed}}}$	Wert	Einheit
thermische Leistung	758,80	kW
E_dot_Feed	1.588,7	kW
$\eta_{therm,Brutto}$	47,76	%
Bruttowirkungsgrad gesamt		
	Wert	Einheit
$\eta_{therm,Brutto}$	59,84	%

3. Massen- und Energiebilanzen 3.1 Gesamtbilanz

Massenbilanz in kg/h

Eingangsgrößen	8.989,43	Ausgangsgrößen	9.308,25
Vergasungsgut	630,92	Vergasungsrückstand	8,57
Primärluft in Brennkammer	510,52	Rauchgas	5.936,26
Luft Eintritt Kompressor	7.848,00	Abluft aus Anlage	3.363,42

Delta 318,82

Energiebilanz in kW

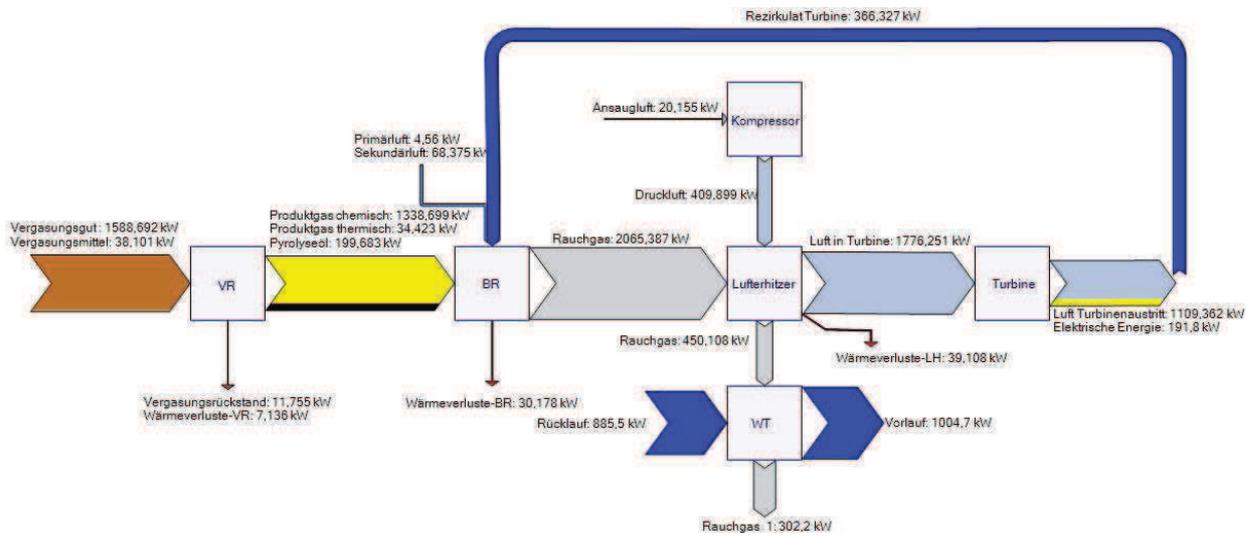
Eingangsgrößen	1.613,41	Ausgangsgrößen	1.433,98
Vergasungsgut	1.588,69	Vergasungsrückstand	11,75
Primärluft in Brennkammer	4,56	Rauchgas	285,10
Luft Eintritt Kompressor	20,15	Abluft aus Anlage	110,10
		elektrische Energie	191,80
		ausgekoppelte Wärme	758,80
		berechnete Wärmeverluste	76,42

keine Berücksichtigung:
Wärmeverluste über Leitungen

Delta -179,43

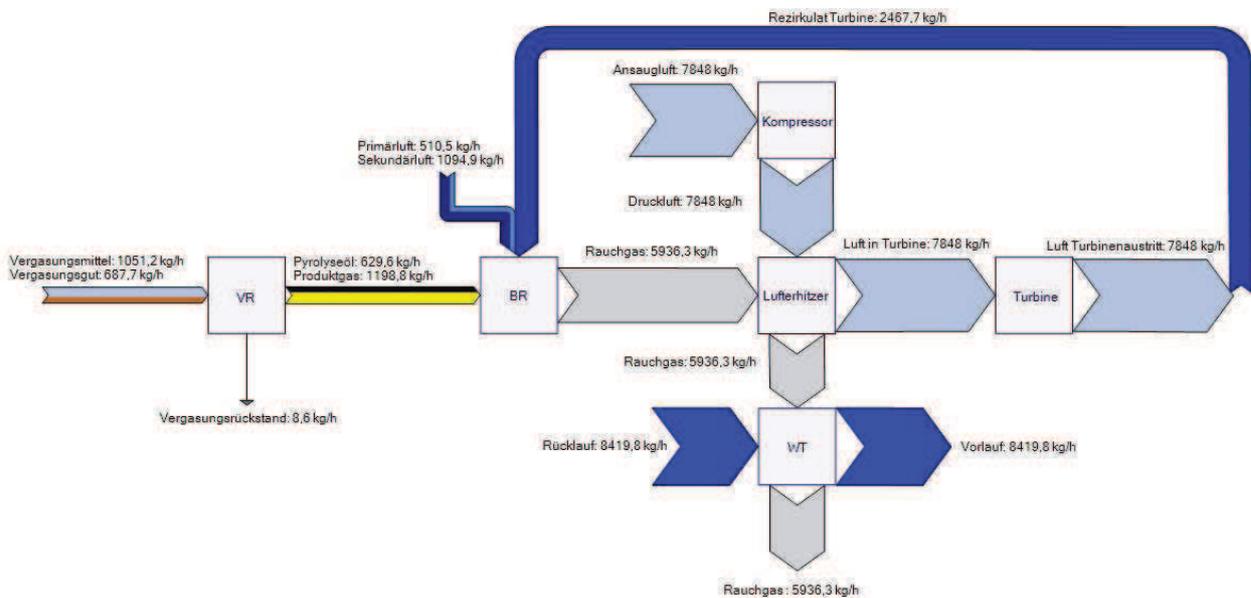
3. Massen- und Energiebilanzen

3.1 Gesamtbilanz



3. Massen- und Energiebilanzen

3.1 Gesamtbilanz

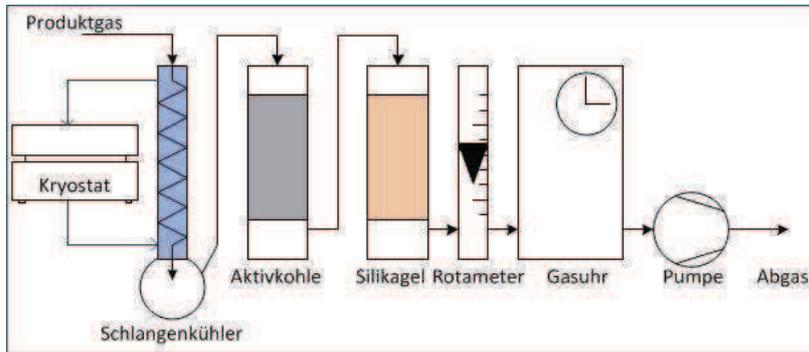


3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung

Probenahme auf Basis von Trockenkondensation

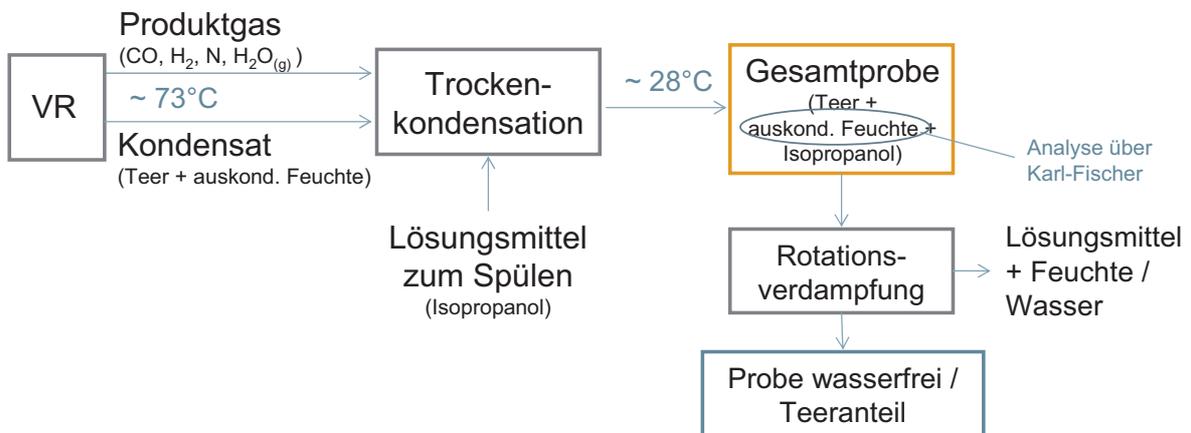


3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung

Probenahme und Analyse



	Gesamtprobe	Probe wasserfrei Teeranteil nach Eurofins	Kondensat aus der Gegenstromvergasung
	Analyse Eurofins	Analyse Eurofins	Berechnung HAW
Feuchte/Wasser	x		x
Teer (bestehend aus wässriger und organischer Phase)	x	x	x
Isopropanol	x		

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung Auswertung

- $m_{\text{Teerkondensat}} = m_{\text{Probe}} - m_{\text{Isopropanol}} - \Delta m_{\text{Feuchte}}$
- $\Delta m_{\text{Feuchte}}$ = zu viel auskondensiertes Wasser
(wäre im Betriebspunkt noch gasförmig im Produktgas)
- Gastemperatur im Betriebspunkt in der Produktgasleitung = +73 °C
- Gasaustrittstemperatur aus dem Schlangenkühler = +28°C



3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung

Analytik durch Fa. Eurofins Umwelt Ost Niederlassung Freiberg

Methodik/ Prüfverfahren allgemein	
Parameter	Methode
Wassergehalt (Karl Fischer- Titration)	DIN 51777-1
Teeranteil (gravimetrisch)	analog DIN 38409 (H 56)
Aschegehalt	DIN 51719; TGA 701 D4C
Gesamtgehalt an Kohlenstoff, Wasserstoff, und Stickstoff instrumentelle Methoden	DIN 51732 Analysenautomat Leco TRU SPEC CHIN
Halogen- und Schwefelgehalt Bombenverbrennung, Nachweis mit IC	DIN EN 14582
Elementarzusammensetzung und Berechnung des Sauerstoffgehaltes	DIN 51733
Brennwert und Berechnung des Heizwertes Verfahren mit adiabatischem Mantel	DIN 51900, Teil 1 und Teil3 Kalorimetersystem C 4000 A/ C 5000 DUO
GC- MS Screenings	GC- MS
Quantitative Analytik	HS- GC/MS, GC/MS, GC/MS nach Derivatisierung

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung Analyseergebnisse

Probe		Probe 2		Probe 3		Probe 4	
Labor-Nr.:		113009061		113009062		113009063	
Parameter	Einheit	anl	wf	anl	wf	anl	wf
Analytik am Gaskondensat							
Wassergehalt (Karl- Fischer)	Ma.-%	88	-	85	-	84	-
Analytik am Teeranteil							
Qualitatives GC- MS- Screening		siehe Anlage		siehe Anlage		siehe Anlage	
Asche 815°C	Ma.-%	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Wasserstoff	Ma.-%	8,07	8,07	8,03	8,03	7,93	7,93
Kohlenstoff	Ma.-%	71,7	71,7	70,5	70,5	71	71
Stickstoff	Ma.-%	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Sauerstoff (Differenz) [berechnet]	Ma.-%	20	20	21,4	21,4	20,9	20,9
Brennwert (H _o , V)	kJ/kg	32609	32609	32604	32604	32400	32400
Heizwert (H _u , p)	kJ/kg	30882	30882	30883	30883	30701	30701
Schwefel	Ma.-%	0,15	0,15	0,06	0,06	0,11	0,11

(H_o, V) , (H_u, p) - Brenn- bzw. Heizwert bei konstantem Volumen / Druck
anl - Anlieferungszustand
wf - wasserfreier Zustand

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergasung Probenahme auf Basis von Trockenkondensation



48 g/m³ *
88 wt.-% H₂O
479,4 g/m³ *

75 g/m³ *
85 wt.-% H₂O
502,6 g/m³ *

80 g/m³ *
86,5 wt.-% H₂O
514,8 g/m³ *

hell

dunkel

→ **Wassergehalt nach Karl- Fischer** nimmt starken Einfluss auf die errechnete Gesamtteerkonzentration [g/Nm³]

Teergehalt im PG
Wassergehalt in Gesamtprobe
Errechneter Kondensatgehalt im PG

*) Normzustand (0°C, 1013 hPa)

3. Massen- und Energiebilanzen

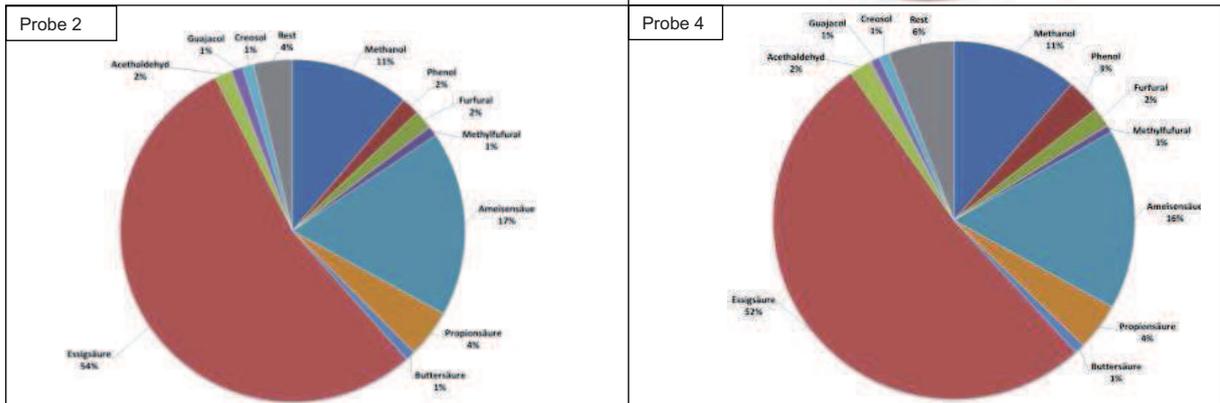
3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergassung

GC-detektierbare Teere - Ergebnisse

→ nur geringe Abweichungen in der Verteilung der Verbindungen bei allen 3 Proben

→ für Gegenstromvergassung typische Teerbestandteile



3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Kondensat aus der Gegenstromvergassung

Ergebnisse

			Teer 2	Teer 3	Teer 4
Teerkondensat					
unterer spezifischer Heizwert Teerkondensat	deltaH_u,TK	J/g	988,96	2.608,95	3.073,65
		MJ/kg	0,99	2,61	3,07
		MJ/Bm³	0,38	1,04	1,26
spezifischer Massenstrom Teerkondensat	mdot_TK	kg/Bm³	0,47	1,31	1,58
	x_Wasser,TK	Ma.-%	0,38	0,40	0,41
Wassergehalt in Teerkondensat					
Produktgas					
unterer spezifischer Heizwert Produktgas	deltaH_u,PG	MJ/kg	2,65	2,61	2,60
		MJ/Bm³	2,95	2,91	2,91
spezifischer Massenstrom Produktgas	mdot_PG	kg/Bm³	1,11	1,12	1,12
Verhältnis des Energieinhalts PG:PÖL	deltaH_u,PG : deltaH_u,PÖL	[]	7,81	2,78	2,31
Elementarzusammensetzung des Teerkondensats					
Elementmassen					
Masse an Kohlenstoff	m_C	g	30,3	46,7	44,8
Masse an Wasserstoff	m_H	g	46,0	47,7	43,3
Masse an Sauerstoff	m_O	g	346,1	350,7	317,4
Masse an Schwefel	m_S	g	0,1	0,0	0,1
	Kontrollsumme	g	422	445	406
Elementarzusammensetzung					
Kohlenstoffgehalt	c_m_C	Gew.-%	7,2	10,5	11,0
Wasserstoffgehalt	c_m_H	Gew.-%	10,9	10,7	10,7
Sauerstoffgehalt	c_m_O	Gew.-%	81,9	78,8	78,2
Schwefelgehalt	c_m_S	Gew.-%	0,0	0,0	0,0
	Kontrollsumme	Gew.-%	100,0	100,0	100,0
Teer					
unterer spezifischer Heizwert Teer	deltaH_u,Teer	MJ/kg	30,88	30,88	30,88
		MJ/Bm³	1,18	1,84	1,51

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Vergasungsrückstand

Ergebnisse

Parameter	BBodSchV	DüMV	BioAbfV	VersatzV	DepV, Kl. II	DepV, Kl. III	Analyse Rückstand Hersbruck
Feststoff	mg/kg TM						
Blei	70	100	150	1000			5,3
Cadmium	1	1	1,5	10			< 0,2
Chrom	60	300	100	600			20
Chrom (VI)		1,2					< 0,5
Kupfer	40		100	600			52
Nickel	50	40	50	600			16
Zink	150		400	1500			33,7
Arsen		20		150			2,5
Quecksilber	0,5	0,5	1	10			< 0,07
PCDD/F	[ng TE/kg]						
PCB (6)	0,05			1			(n.b.*)
PAK (16)	3			20			1,8
Glühverlust	[%]			12	5	10	14,3
TOC	[%]			6	3	6	13,6
MKW				1000			
Benzol und Derivate (BTEX)				5			(n.b.*)
Leichtflüchtige Halogenkohlenwasserstoffe (LHKW)				5			
Cyanide, gesamt (CN(hoch-))				100			
Eluat	mg/l						
pH-Wert					5,5-13	4-13	11,9
Leitfähigkeit	[µS/cm]						
DOC					80	100	
Blei				25	1	5	< 0,001
Cadmium				5	0,1	0,5	< 0,0003
Chrom				50	1	7	0,007
Kupfer				50	5	10	< 0,005
Nickel				50	1	4	< 0,001
Zink				500	5	20	< 0,01
Arsen				10	0,2	2,5	< 0,001
Quecksilber				1	0,02	0,2	< 0,0002
Chrom (VI)				8			
Fluorid					15	50	
Ammonium-N							
AOX							
Cyanide				50	0,5	1	0,05
Phenole					50	100	
Abdampfrückstand	[%]				6	10	

Messung Biomasseheizkraftwerk Hersbruck am 27.02.2013, V2, Folie 25

Prof. Dr.-Ing. Stefan Beer, Dipl.-Ing. (FH) Stefanie Reil, M.Sc.

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Produktgas

Ergebnisse

	Normzustand (0°C, 1013 hPa, trocken)	Betriebspunkt (73,1°C, 986,3 mbar, 100% rH)
Zusammensetzung	19,0 Vol.-% H ₂	12,2 Vol.-% H ₂
	24,7 Vol.-% CO	15,9 Vol.-% CO
	9,8 Vol.-% CO ₂	6,3 Vol.-% CO ₂
	2,5 Vol.-% CH ₄	1,6 Vol.-% CH ₄
	44,0 Vol.-% N ₂	28,3 Vol.-% N ₂
	H ₂ O(g)	35,8 Vol.-% H ₂ O(g)
Heizwert	5,6 MJ/kg	4,0 MJ/kg
	6,1 MJ/m ³	3,0 MJ/m ³
Dichte	1,087 kg/m ³	0,744 kg/m ³

Messung Biomasseheizkraftwerk Hersbruck am 27.02.2013, V2, Folie 26

Prof. Dr.-Ing. Stefan Beer, Dipl.-Ing. (FH) Stefanie Reil, M.Sc.

3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

Massenbilanz in kg/h

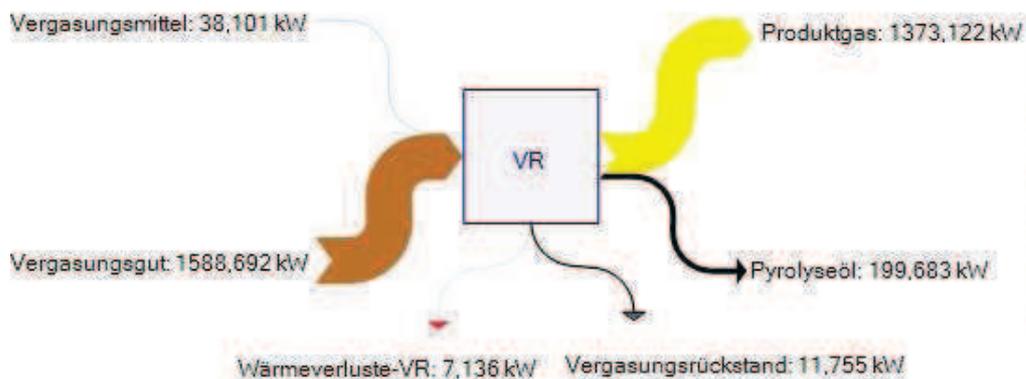
Eingangsgrößen		Ausgangsgrößen	
Vergasungsmittel	1.682,16	Vergasungsrückstand	1.836,97
Vergasungsgut	1.051,25	Produktgas	8,57
	630,92	Pyrolyseöl	1.198,81
			629,59
Delta			154,81

Energiebilanz in kW

Eingangsgrößen		Ausgangsgrößen	
Vergasungsmittel	1.626,79	Vergasungsrückstand	1.591,70
Vergasungsgut	38,10	Produktgas	11,75
	1.588,69	Pyrolyseöl	1.373,12
		Abstrahlung	199,68
			7,14
Delta			-35,10

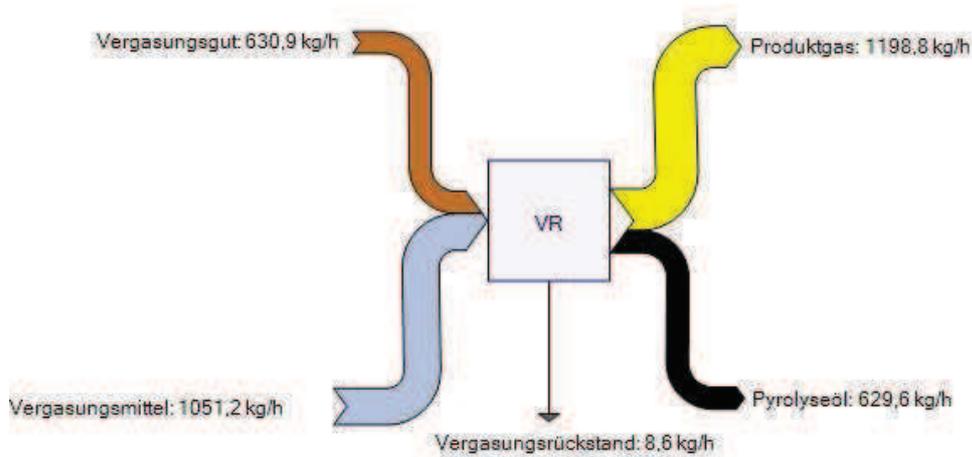
3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor



3. Massen- und Energiebilanzen

3.2 Bilanz Vergasungsreaktor

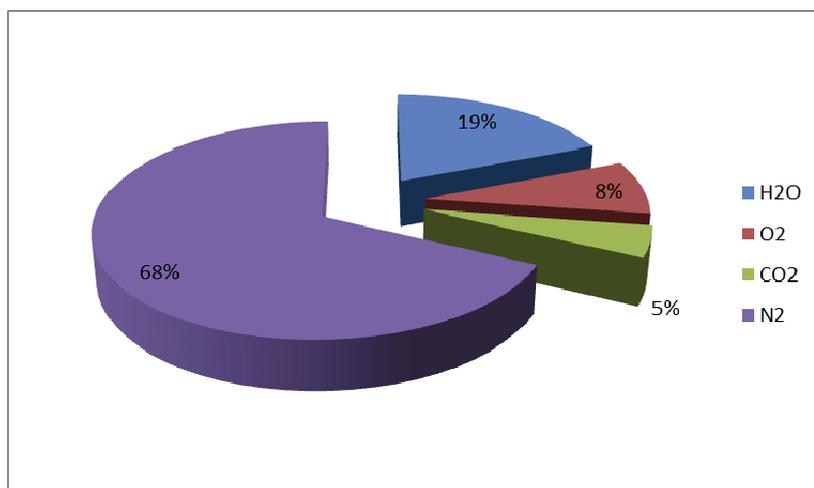


3. Massen- und Energiebilanzen

3.3 Bilanz Brennkammer

Rauchgas

Zusammensetzung am Austritt aus der Brennkammer
(1010 °C, 984,9 mbar)



3. Massen- und Energiebilanzen

3.3 Bilanz Brennkammer

Massenbilanz in kg/h

Eingangsgrößen	5.901,59	Ausgangsgrößen	5.936,26
Produktgas	1.198,81	Rauchgas	5.936,26
Pyrolyseöl	629,59		
Primärluft	510,52		
Sekundärluft	1.094,93		
Rezirkulat	2.467,75		

Delta 34,66

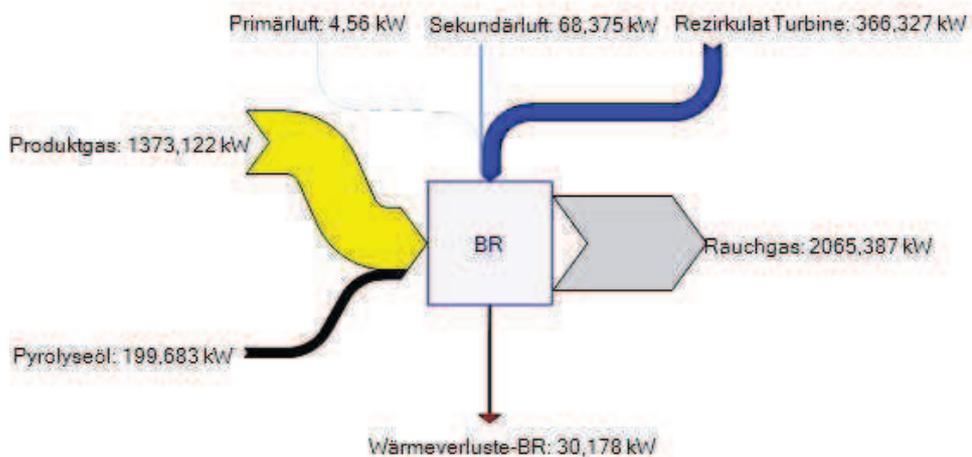
Energiebilanz in kW

Eingangsgrößen	2.012,07	Ausgangsgrößen	2.095,56
Produktgas	1.373,12	Rauchgas	2.065,39
Pyrolyseöl	199,68	Abstrahlung	30,18
Primärluft	4,56		
Sekundärluft	68,37		
Rezirkulat	366,33		

Delta 83,50

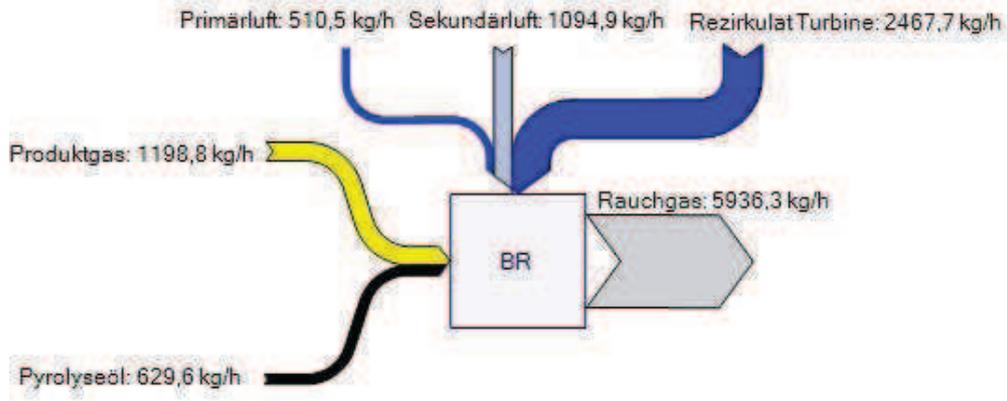
3. Massen- und Energiebilanzen

3.3 Bilanz Brennkammer



3. Massen- und Energiebilanzen

3.3 Bilanz Brennkammer



3. Massen- und Energiebilanzen

3.4 Bilanz Luftherhitzer

Energiebilanz in kW

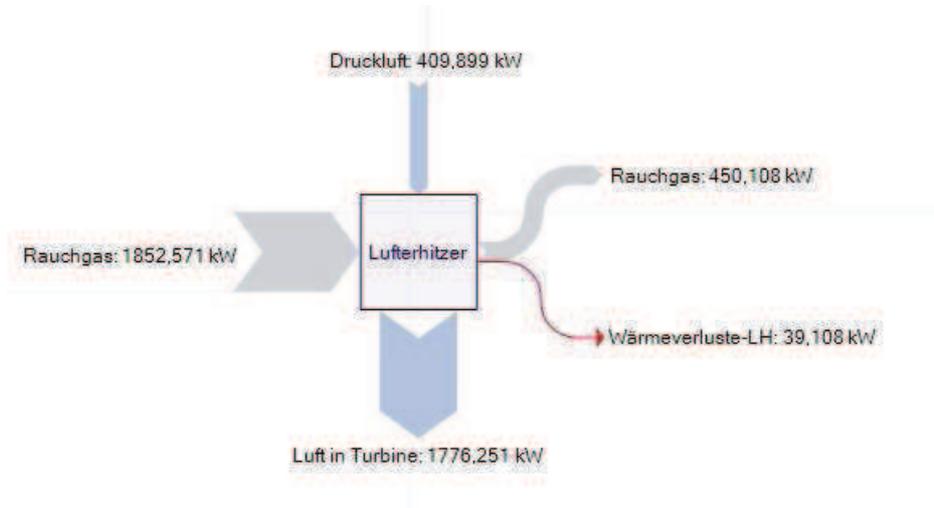
Eingangsgrößen	2262,47	Ausgangsgrößen	2265,47
Rauchgas	1852,57	Rauchgas	450,11
Luft	409,90	Luft	1776,25
		Abstrahlung	39,11

Delta

3,00

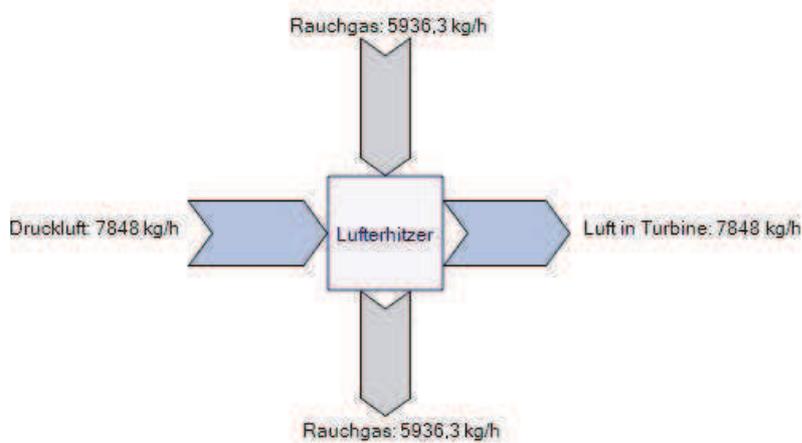
3. Massen- und Energiebilanzen

3.4 Bilanz Luftherhitzer



3. Massen- und Energiebilanzen

3.4 Bilanz Luftherhitzer



3. Massen- und Energiebilanzen

3.5 Bilanz Turbine



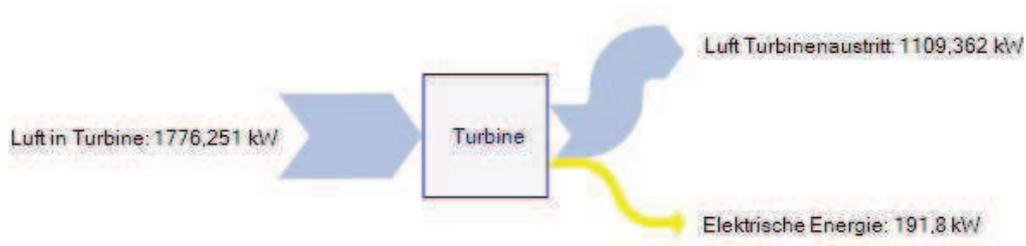
Energiebilanz Heißluftturbine in kW

Eingangsgroßen		Ausgangsgroßen	
Luft	1.776,25	Luft	1.109,36
		el. Energie	191,80
		Energiezufuhr Kompressor	389,74

Delta 85,35

3. Massen- und Energiebilanzen

3.5 Bilanz Turbine



4. Probleme und Verbesserungsbedarf

- Falschlufteintrag ins Rauchgas (rechnerisch 20%)
(Undichte Klappe wurde bereits ersetzt
→ Leistungssteigerung an Turbine konnte beobachtet werden)
- Messung der Volumenströme nicht zuverlässig aufgrund ungeeigneter Messstellen / fehlender Ein- und Auslaufstrecken, insbesondere:
 - Zuluft zur Gasturbine über Ansaugluftgitter
(Verwendung von Auslegungsdaten für Auswertung: 2,18 kg/s)
 - Rezuluft in GT
 - Vergasungsmittel (rechnerische Ermittlung für Auswertung)
- Gemessene Temperatur am Turbinenausstritt (57) zu niedrig

gemessener Wert der Visualisierung: 388,1 °C
rechnerisch ermittelter Wert: 490°C

→ Überprüfung der Einbaulage und ggf. Kalibrierung der Prozesskette

4. Probleme und Verbesserungsbedarf

- Nach der manuellen Zuschaltung des Spitzenlastkessels und dem dadurch bedingten vollständigen Laden des Pufferspeichers (100%) gegen Mittag wurde die Vergasungsanlage durch die Regelung androsselt
 - Kein konstanter Anlagenbetrieb / schwankende Betriebsbedingungen
 - Sinkende Turbinenleistung aufgrund sinkendem Vergaseroutput und damit sinkendem Brennkammeroutput
 - ggf. Abhilfe durch geregelte Zuschaltung des Spitzenlastkessels und Vorrang der Vergasungsanlage

4. Probleme und Verbesserungsbedarf

- Hohe Umgebungstemperaturen in der Anlage stellen extrem hohe Anforderungen an die Messtechnik
 - Kalibrierung der Thermoelemente zwischen Brennkammer und Luftherhitzer am 17.05.2013 war aufgrund der hohen Umgebungstemperaturen nicht möglich, da Grenztemperatur vom Kalibrierofen überschritten wurde
 - insbesondere bei der Gasesstechnik und Teerprobenahme stellen sich die selben Probleme (Temperaturen für Teer-Messung nach DIN 15439 können nicht erreicht werden)