

# Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger in einem metallverarbeitenden Betrieb

H. Bayer, E. Angerer, P. Enzinger,  
E. Hasenhüttl, H. Hutterer, T. Krichbaum,  
H. Pengg, R. Padinger, J. Sawatzki, R. Stiglbrunne

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**17/2005**

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>  
oder unter:

Projektfabrik Waldhör  
Nedergasse 23, 1190 Wien  
Email: [versand@projektfabrik.at](mailto:versand@projektfabrik.at)

# Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger in einem metallverarbeitenden Betrieb

Projektleiter:  
DI Henrike Bayer  
JOANNEUM RESEARCH

Projektmitarbeit:  
Peter Enzinger,  
Dr. Reinhard Padinger,  
Dr. Rudolf Stiglbrunner  
JOANNEUM RESEARCH

Ing. Erich Angerer,  
Ernst Hasenhüttl,  
Heinz Hutterer,  
DI Torsten Krichbaum,  
DI Hans Pengg  
JOH. PENGG AG

Josef Sawatzki

Graz, November 2003

**Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie**



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



Institut für  
Energieforschung

---

*Koordination: JOANNEUM RESEARCH*  
**INSTITUT FÜR**  
**ENERGIEFORSCHUNG**

*Elisabethstraße 5, A-8010 Graz*

*Tel. (0316) 876 / 1338*

*Fax (0316) 876 / 1320*

*Im Auftrag des*

*Forschungsförderungsfonds für die gewerbliche Wirtschaft (FFF) und der Fa.*

*Joh. Pengg AG*

## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie FABRIK DER ZUKUNFT. Sie wurde im Jahr 2000 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie FABRIK DER ZUKUNFT sollen durch Forschung und Technologieentwicklung innovative Technologiesprünge mit hohem Marktpotential initiiert und realisiert werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in FABRIK DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse – seien es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen. Durch die Homepage [www.FABRIKderZukunft.at](http://www.FABRIKderZukunft.at) und die **Schriftenreihe "Nachhaltig Wirtschaften konkret"** soll dies gewährleistet werden.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



**Inhaltsverzeichnis**

<b>1. KURZFASSUNG.....</b>	<b>7</b>
<b>2. ABSTRACT .....</b>	<b>8</b>
<b>3. EINLEITUNG .....</b>	<b>9</b>
<b>4. ISTANALYSE DER BETRIEBLICHEN ENERGIESITUATION .....</b>	<b>10</b>
4.1. SYSTEMBESCHREIBUNG.....	10
4.2. ENERGIETRÄGERBEZUG.....	13
4.2.1. <i>Elektrischer Strom</i> .....	13
4.2.2. <i>Erdgas</i> .....	14
4.2.3. <i>Energiebedarf im Vergleich</i> .....	15
4.3. ENERGIEUMWANDLUNG .....	19
4.3.1. <i>Elektrischer Strom</i> .....	19
4.3.2. <i>Erdgas</i> .....	23
4.3.3. <i>Nutzbare Abwärme</i> .....	29
4.4. ENERGIEABGABE.....	29
4.4.1. <i>Transmissionsverluste der Bürogebäude</i> .....	29
4.4.2. <i>Abgasenthalpie</i> .....	30
4.4.3. <i>Kühlwasser, Abwasser</i> .....	31
4.4.4. <i>Abluft und Transmission der Hallen</i> .....	32
4.4.5. <i>Darstellung des Energieflusses</i> .....	32
<b>5. MAßNAHMEN ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG .....</b>	<b>35</b>
5.1. KURZFRISTIG BEHEBBARE SCHWACHSTELLEN .....	35
5.1.1. <i>Druckluft</i> .....	35
5.1.2. <i>Heißwasser-Kesselanlagen</i> .....	40
5.1.3. <i>Heizung und Warmwasserbereitung</i> .....	40
5.1.4. <i>Trocknungsöfen Beizerei</i> .....	42
5.1.5. <i>Mechanische Antriebe</i> .....	42
5.1.6. <i>Gebäudehülle</i> .....	43
5.1.7. <i>Generelle Maßnahmen, Organisation</i> .....	45
5.2. MITTELFRISTIG BEHEBBARE SCHWACHSTELLEN .....	45

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

5.2.1.	<i>Druckluft</i> .....	45
5.2.2.	<i>Kesselanlagen zur Heißwassererzeugung</i> .....	50
5.2.3.	<i>Dampfeinsparung</i> .....	53
5.2.4.	<i>Erdgaseinsparung bei den Öfen</i> .....	57
5.2.5.	<i>Raumwärme und Warmwasserbereitung</i> .....	57
5.2.6.	<i>Nutzwasserpumpen</i> .....	59
5.2.7.	<i>Hochtemperatur-Bleibäder</i> .....	60
5.2.8.	<i>Wärmedämmung der Bäder</i> .....	74
5.2.9.	<i>Zusammenfassung der Maßnahmen Energieeinsparung</i> .....	85
<b>6.</b>	<b>EINSATZ ERNEUERBARER ENERGIETRÄGER</b> .....	<b>88</b>
6.1.	ÜBERSICHT.....	88
6.2.	ERHÖHUNG DES EINSATZES VON WASSERKRAFTSTROM.....	89
6.3.	EINSATZ VON BIOMASSE.....	89
6.3.1.	<i>Verfügbarkeit der Biomasse</i> .....	89
6.3.2.	<i>Wiederinbetriebnahme der Rindenfeuerung</i> .....	92
6.3.3.	<i>Biomassebefeuerte Heißwasserkessel</i> .....	92
6.4.	RAUCHGASKONDENSATION.....	97
6.4.1.	<i>Kurzbeschreibung der Technik</i> .....	97
6.4.2.	<i>Erfahrungen bei Biomasse-Fernwärme</i> .....	99
6.4.3.	<i>Bewertung einer Rauchgaskondensation bei der Joh. Pengg AG</i> .....	101
6.5.	RESORPTIONSWÄRMEPUMPE.....	102
6.5.1.	<i>Kurzbeschreibung der Technik</i> .....	102
6.5.2.	<i>Bewertung einer Resorptionswärmepumpe bei der Joh. Pengg AG</i> .....	103
6.6.	STROMERZEUGUNG MIT BIOMASSE.....	104
<b>7.</b>	<b>BEWERTUNG DER PROJEKTERGEBNISSE</b> .....	<b>106</b>
7.1.	ÜBERTRAGBARKEIT AUF ANDERE BETRIEBE UND INDUSTRIEZWEIGE.....	106
7.1.1.	<i>Einleitung</i> .....	106
7.1.2.	<i>Druckluft</i> .....	107
7.1.3.	<i>Heißwasser-Kesselanlagen</i> .....	107
7.1.4.	<i>Raumwärmebereitstellung</i> .....	107
7.1.5.	<i>Wärmenutzung der Öfen</i> .....	108
7.1.6.	<i>Wärmedämmung</i> .....	114
5.1.6	<i>Einsatz erneuerbarer Energieträger</i> .....	116

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

7.2.	BEWERTUNG IM HINBLICK AUF DIE NACHHALTIGE TECHNOLOGIEENTWICKLUNG ..	118
7.2.1.	<i>Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung</i> .....	118
7.2.2.	<i>Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen</i> .....	119
7.2.3.	<i>Effizienzprinzip</i> .....	119
7.2.4.	<i>Prinzip der Rezyklierfähigkeit</i> .....	119
7.2.5.	<i>Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaption und Lernfähigkeit</i> .....	119
7.2.6.	<i>Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge</i> .....	120
7.2.7.	<i>Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität</i> .....	120
7.3.	TECHNOLOGIEPARTNERSCHAFTEN IM RAHMEN DES PROJEKTES .....	120
7.4.	RESÜMEE DES PROJEKTTEAMS .....	122
7.4.1.	<i>Motivation</i> .....	122
7.4.2.	<i>Kooperation Wirtschaft-Forschung</i> .....	122
7.4.3.	<i>Erfahrung aus der Zusammenarbeit</i> .....	123
7.4.4.	<i>Erkenntnisse</i> .....	123
<b>8.</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>125</b>
	<b>ANHANG I.....</b>	<b>127</b>
	DRUCKLUFT .....	127
	<b>ANHANG II.....</b>	<b>131</b>
	PROZESSWÄRME.....	131
	<b>ANHANG III .....</b>	<b>148</b>
	HEIZUNG UND WARMWASSER .....	148
	<b>ANHANG IV.....</b>	<b>155</b>
	ÖFEN UND BÄDER .....	155
	<b>ANHANG V .....</b>	<b>174</b>
	DAMPFBILANZ FÜR DEN 08.05.2003.....	174



## 1. Kurzfassung

Die Joh. Pengg AG in Thörl/Steiermark ist ein führender Hersteller von ölschlussvergüteten Drähten für die Automobil-, Elektro- und Maschinenbauindustrie. Die Herstellung von ölschlussvergütetem Draht ist ein energieintensiver Prozess mit mehreren Erwärmungs- und Abkühlungsvorgängen sowie Verformungsschritten. Im gegenständlichen Projekt wurden nach der Aufnahme des Ist-Zustandes beim Energieeinsatz (Energieflussbild) Möglichkeiten der Steigerung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energieträger untersucht.

Das Energieflussbild weist einen Gesamtenergieeinsatz von 45,35 Mio kWh/a aus, davon entfallen 26% auf elektrischen Strom und 74% auf Erdgas. Mit einem Energiekostenanteil am Umsatz von 6,8% liegt der Betrieb über dem Durchschnitt der Branche. Strom wird zu 58% in den mechanischen Antrieben für die Drahtherstellung, zu 32% für die Raum- und Prozesswärmebereitstellung, zu 6% für die Beleuchtung, sowie zu 4% für die Druckluftherzeugung eingesetzt. Beim Erdgas entfallen 60% auf direkte Prozesswärme für die Drahtherstellung (Erdgaseinsatz in Öfen und Hochtemperaturbädern), 29% auf die Heißwasserbereitstellung zur Beheizung der Niedertemperaturbäder und der Produktionshallen, 5% auf die Gasheizstrahler zur Hallenbeheizung, 3% auf die Kessel zur Beheizung der Büroräume und 3% auf das Notstromaggregat und den Exomat.

Zur Energieeffizienzsteigerung wurden Maßnahmen vorgeschlagen, die es erlauben den Erdgaseinsatz um 5,70 Mio kWh/a und den Stromeinsatz um 1,13 Mio kWh/a zu reduzieren. Der Energiekostenanteil am Umsatz würde dadurch von 6,8% auf 6,0% sinken. Es hat sich gezeigt, dass durch Abwärmenutzung der Öfen für die Beheizung der nachgelagerten Hochtemperaturbäder die größten Energieeffizienzsteigerungen bewirkt werden können.

Um den verbleibenden Erdgaseinsatz durch erneuerbare Energieträger zu substituieren, wurde der Ersatz der erdgasbefeuerten Kessel zur Bereitstellung von Prozessheißwasser durch einen biomassebefeuerten Kessel vorgeschlagen. Durch diese Maßnahme würde der Erdgaseinsatz um weitere 9,9 Mio kWh/a reduziert werden. Außerdem könnte dabei betriebseigene Reststoffe verfeuert werden. Eine Erhöhung des Einsatzes von Wasserkraftstrom ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht zu empfehlen.

Durch die Einbeziehung von einschlägigen Firmen bei den Überlegungen zu den Maßnahmen konnten die Voraussetzungen für deren praktische Realisierbarkeit berücksichtigt werden. Gleichgelagerte Ausgangspositionen für diese kaskadische Energienutzung wären in Österreich auch bei anderen Drahtproduzenten gegeben, bei der Stahldrahtherzeugung und bei der Herstellung von Drahtelektroden oder auch im Buntmetallbereich. Die Ergebnisse lassen sich zudem auf alle Betriebe übertragen, in denen für einzelne Produktionsschritte Prozesswärme eingesetzt wird und Abwärme entsteht oder Prozessfolgen einen Wechsel von Wärmebehandlung und anderen Bearbeitungsvorgängen beinhalten.

Von der Vielzahl der Möglichkeiten zur Energieeffizienzsteigerung wurden einige bereits umgesetzt. Weiterführende Untersuchungen im Rahmen von Einzelprojekten wurden vorgeschlagen. Insgesamt konnte mit dem Projekt ein Weg aufgezeigt werden, wie man die Produktion in einem metallverarbeitenden Betrieb in die Richtung „Nachhaltige Technologieentwicklung“ im Sinne der „Fabrik der Zukunft“ beeinflussen kann.

## 2. Abstract

As the only Austrian manufacturer of oil tempered spring steel wire, the Joh. Pengg AG in Thörl/Styria, has specialised its product line for applications in the automotive, electrical and machinery industries. Manufacturing oil tempered spring steel wire is an energy intensive process with several heating and cooling process steps. The project had three specific goals: To analyse the current energy flow (Sankey diagram), to assess the possibilities to increase the energy conversion efficiency and to investigate the possibilities to increase the use renewable energy sources.

The energy analysis showed a total consumption of 45,35 MWh/a with 26% electricity and 74% natural gas. The energy cost fraction of the turnover is 6,8% which is above the average of the metal working industry. 58% of the electricity are used for mechanical energy to operate the manufacturing lines, 32% are used for process heat, 6% are used for lighting and 4% for pressurized air. 60% of the natural gas are used for direct process heat in the tempering processes, 29% for the production of hot water process heat and to heat production buildings, 5% to operate the gas radiators, 3% for heating offices and hot water production and 3% for auxiliary power and the exomat.

The analysis of the energy conversion processes identified measures leading to a reduction of 5,70 Mio kWh/a of natural gas and 1,13 Mio kWh/a of electricity. The energy cost fraction of the turnover could be reduced from 6,8% to 6,0%. The biggest potential is seen in the use of waste heat of the gas burners heating the wire at the beginning of the tempering process for supplying heat to the subsequent process steps in an energy cascade.

To increase the use of renewable energy it was suggested to replace the natural gas boiler by a biomass fired boiler for the production of the hot water process heat thus reducing the use of natural gas by additional 9,9 MWh/a. In addition production waste may be incinerated in the boiler. The increased use of hydro electricity is not recommended for economic reasons.

To arrive at reliable estimates the energy and related cost saving potential was analysed with the help of consulting and manufacturing companies experienced in the supply of process engineering components. While the results of the project may be utilized directly for improving the situation at the plant of the Joh. Pengg AG, they may also be used as a basis for drawing conclusions for other manufacturing companies with a similar high energy demand for production processes for both metal and non-metal products.

Some of the proposed measures have already been implemented, for others a detailed analysis in subsequent projects has been initiated. It could be shown, that the overall goal to improve the processes in the direction of a more sustainable production aimed at by the "Factory of Tomorrow Program" may be achieved.

### **3. Einleitung**

Die Joh. Pengg AG mit Sitz in Thörl in der Steiermark hat sich auf die Herstellung von Drähten für die Automobil-, Elektro- und Maschinenbauindustrie spezialisiert und ist der einzige österreichische Hersteller von ölschlussvergütetem Draht. Die Herstellung von ölschlussvergütetem Draht ist ein energieintensiver Prozess mit prozessbedingten Erwärmungs- und Abkühlungsvorgängen sowie Verformungsschritten.

Folgende Ziele wurden für das Projekt definiert:

- Ø Analyse des Energieverbrauchs
- Ø Verbesserung der Energieeffizienz
- Ø Deckung des Energiebedarfes mit erneuerbaren Energieträgern

Durch die Einbeziehung von Firmen wurde eine praxisorientierte Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen vorbereitet. Neben der Verwertung durch die Joh. Pengg AG sind die Ergebnisse auch für andere Betriebe der metallverarbeitenden Industrie verwendbar.

Es werden sowohl Maßnahmen zur Reduktion des Stromeinsatzes wie auch des Erdgaseinsatzes vorgeschlagen. Da Strom aus Kleinwasserkraftwerken der Joh. Pengg Holding GmbH bereitgestellt wird, lag der Schwerpunkt der Arbeiten auf dem Ersatz des Erdgases.

Das Arbeitsprogramm zur Erreichung der Prozessziele gliedert sich in folgende Schwerpunkte:

1. Erhebung des Istzustandes des Energieeinsatzes
2. Aufzeigen von Möglichkeiten der Abwärmenutzung und Optimierung des Energieeinsatzes
3. Aufzeigen von Möglichkeiten zur Substitution des Erdgases

Zur Beurteilung der Wirksamkeit der Maßnahmen wurden die eingesparten Energiemengen und Energiekosten ermittelt. In jenen Fällen, in den die für die Realisierung erforderlichen Investitionen abschätzbar waren, wurden Amortisationsbetrachtungen ausgestellt.

Entsprechend der Zielsetzung der Programmlinie „Fabrik der Zukunft“ waren für die Spezifikation und Beurteilung der Maßnahmen die sieben Leitlinien der „Nachhaltigen Technologieentwicklung“ maßgebend.

## **4. Istanalyse der betrieblichen Energiesituation**

Energiebilanzen zeigen den Weg, die Form und die Größe der Energieströme in einem System (z. B. Fertigungsbetrieb) auf. Betrachtet werden sowohl Input und Output, als auch Ströme innerhalb des Systems in den einzelnen Prozessschritten der Produktion. Durch Quantifizierung der nicht genutzten Outputströme sind Ansatzpunkte zur Energieeinsparung gegeben (= Istanalyse). Hierzu wird zunächst das System beschrieben, gefolgt vom Energie-trägerbedarf der Energieumwandlung und der Energieabgabe.

### **4.1. Systembeschreibung**

Als räumliche Systemgrenze gilt das Werksareal der Joh. Pengg AG in Thörl. Der Zeitrahmen der Untersuchungsperiode ist, wenn nicht anders angegeben, das Jahr 2000. Der Prozess der Drahtherstellung umfasst folgende Erwärmungs- und Abkühlungsvorgänge:

- Ø Oberflächenbehandlung des Drahtes in der Beizerei (Abbildung 2-1)
- Ø Patentieren in den Anlagen Patentieren I und Patentieren IV (Abbildung 2-2)
- Ø Härten in den Anlagen Ölvergüten VI, VII (Abbildung 2-3), VIII und IX, wobei die Anlage VIII im Jahr 2000 nicht in Betrieb war und daher nicht untersucht wurde
- Ø Ziehen oder Walzen des Drahtes.

Die Oberflächenbehandlungsbäder in der Beizerei dienen dazu den Draht für das Ziehen vorzubereiten. Es gibt insgesamt 13 Bäder. Der Wärmebedarf der Behandlungsbäder in der Beizerei wird durch Satttdampf gedeckt. Nach der Oberflächenbehandlung des Drahtes wird der Draht im erdgasbeheizten Trocknungsofen der Beizerei getrocknet.



- 1 Seifenbad
- 2 Phosphatbäder
- 1 Heißwasserbad
- 1 Boraxbad
- 1 Alputexbad
- 2 Kaltwasserbäder
- 5 Salzsäurebäder

**Abbildung 4-1: Anordnung der Bäder in der Beizerei**

Patentieren ist eine Wärmebehandlung des Drahtes. In einem Ofen wird Draht bei 900 bis 950 °C austenitisiert (Austenit = kubisch flächenzentrierte Eisenkristalle mit hohem Lösungsvermögen für Kohlenstoff). Nach dem Ofen tritt Draht in ein Bleibad mit 450 °C ein, ohne mit der Luft in Berührung zu kommen. In diesem Bad wird Austenit in Ferrit (kubisch raumzentrierte Eisenkristalle) und in weiterer Folge in ein Ferrit/Perlit Mischkristallgitter umgewandelt. Dieser Zustand wird durch Abschrecken eingefroren. Dichtstreifiger Perlit eignet sich besonders zum Ziehen. Anschließend an das Bleibad erfolgt die Oberflächenbehandlung in Bädern mit gleicher Funktion wie in der Beizerei.



- Seifenbad
- Phosphatbad
- Salzsäurebad
- Abschreckbad
- Bleibad

**Abbildung 4-2: Anordnung der Bäder der Anlage Patentieren IV**

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Beim Härten wird durch die Wärmebehandlung im Ofen Austenit gebildet, im Abschreckbad wird Austenit zu Martensit umgewandelt. Damit es auch im Inneren des Drahtquerschnittes zur Martensitbildung kommt, muss die Abkühlgeschwindigkeit sehr hoch sein. Dies wird durch Abschreckmittel wie Öl erreicht. Durch diese Umwandlungshärtung wird die Festigkeit gesteigert, zugleich aber das Gefüge neu gebildet und verfeinert.

Im nachfolgenden Anlassbleibbad wird der Draht auf Temperaturen unterhalb der Gefügeumwandlung erwärmt. Die zuvor erreichte Festigkeitszunahme wird zum Teil wieder abgebaut, aber die Zähigkeit wird über den ursprünglichen Wert erhöht.



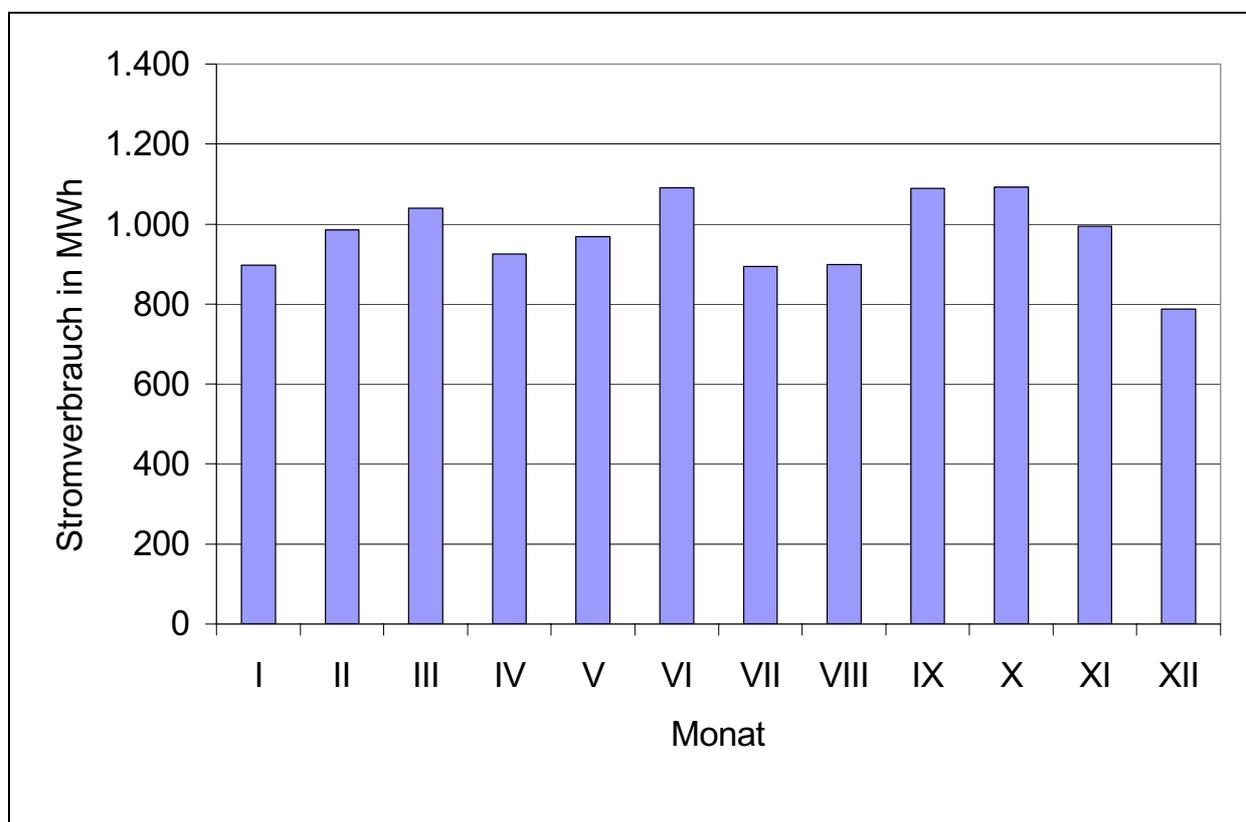
**Abbildung 4-3: Anlage Ölvergüten VII, Austritt aus dem Ofen, Ölbad und zwei Bleibäder**

## 4.2. *Energieträgerbezug*

Im Untersuchungsjahr 2000 wurden die Energieträger elektrischer Strom und Erdgas bezogen.

### 4.2.1. Elektrischer Strom

Der monatliche Stromverbrauch ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Der niedrige Wert im Dezember erklärt sich aus den einwöchigen Betriebsferien über Weihnachten. Der höhere Stromverbrauch im Winter erklärt sich aus den kürzeren Tageslichtzeiten und der demzufolge längeren Beleuchtungsdauer sowie dem Stromverbrauch von Pumpen und Brennern der Raumwärmebereitstellung.



**Abbildung 4-4: Monatlicher Stromverbrauch in kWh im Jahr 2000**

Die Spitzenlast pendelt zwischen 2.000 und 2.500 kW mit einem Mittelwert von 2.326 kW (Abbildung 4-5). Diese geringe Schwankung zwischen Minimal- und Maximalwert von 16 % des Mittelwertes wird durch ein Lastmanagementsystem erreicht.

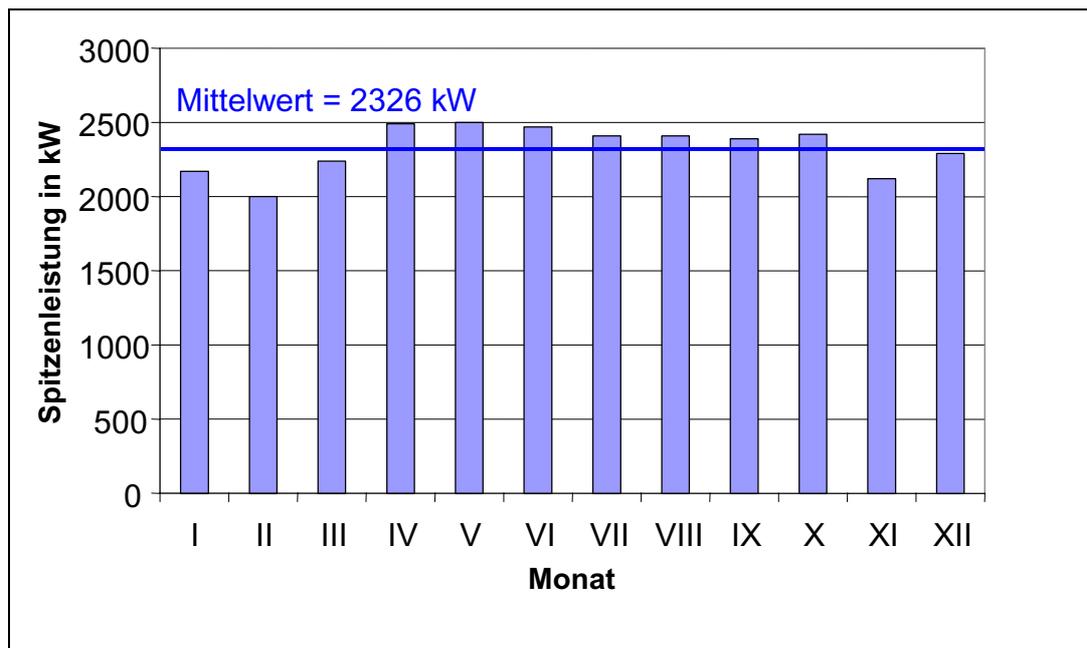


Abbildung 4-5: Monatliche Strom-Spitzenlast in kW im Jahr 2000

#### 4.2.2. Erdgas

Der Erdgasverbrauch zeigt jahreszeitliche Schwankungen. Das Minimum im August erklärt sich aus den einwöchigen Betriebsferien in diesem Monat. Ähnliches gilt für den geringfügig niedrigeren Wert für den Dezember. Die Absenkung von April bis September 2000 reflektiert den Wegfall der Raumwärmebereitstellung (Abbildung 4-6).

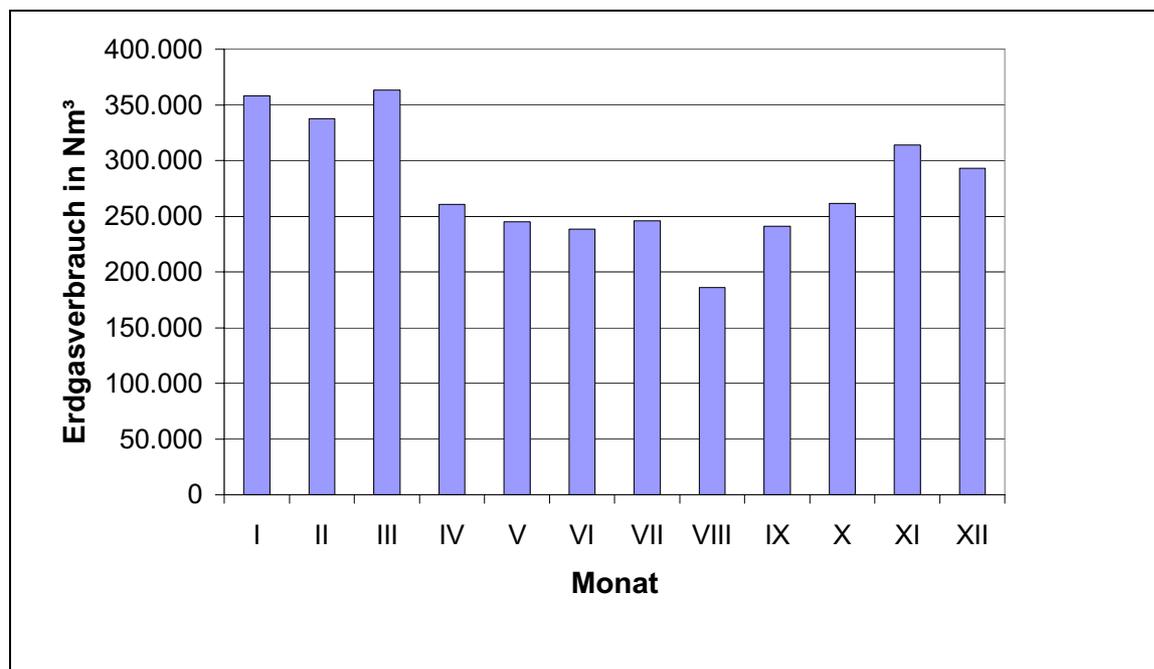
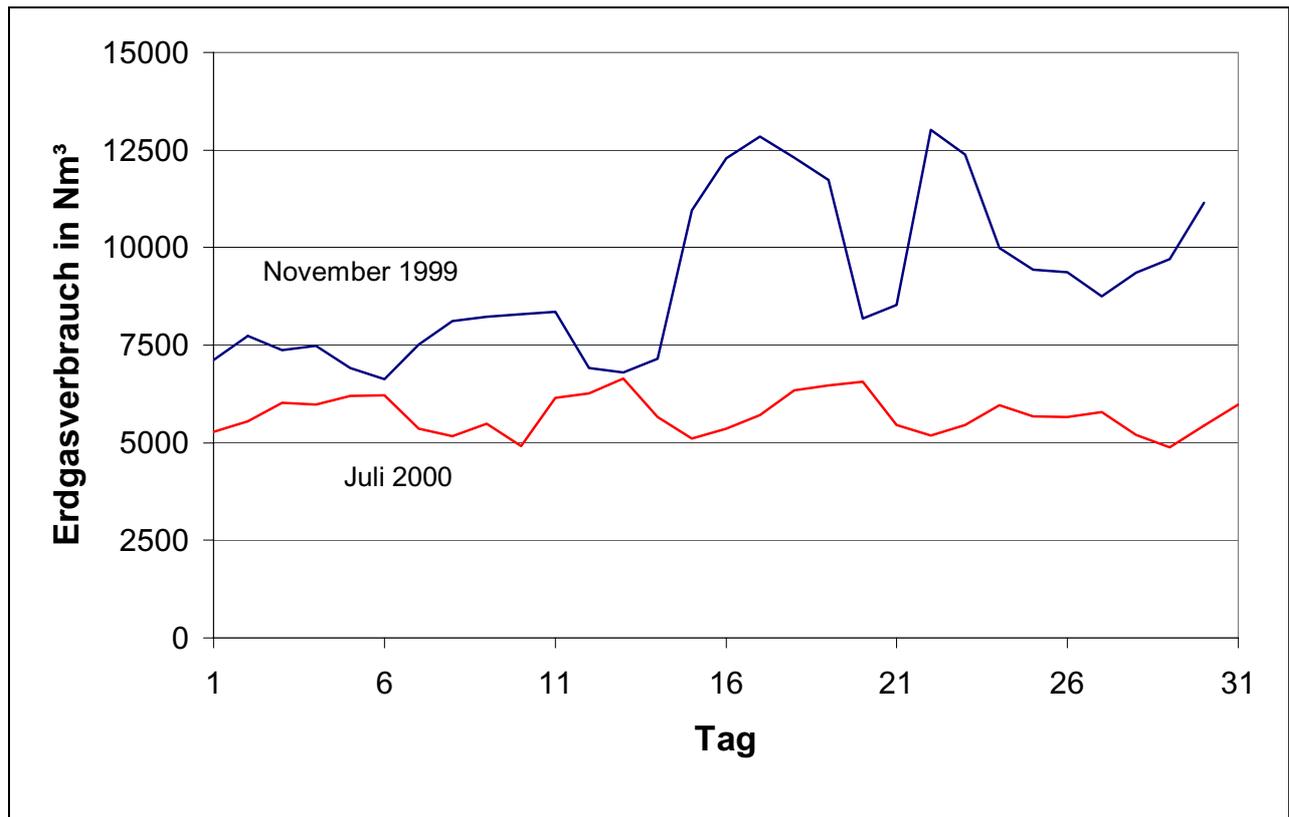


Abbildung 4-6: Monatlicher Erdgasverbrauch in Nm³ im Jahr 2000

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Zur Untersuchung der Winter- und Sommerauswirkung werden in **Abbildung 4-7** zwei Tagesverbrauchskurven einander gegenübergestellt. Die Monatsverbrauchskurve im Monat November weist zwei Spitzenwerte auf. Diese sind auf die Inbetriebnahme des Gasmotors zur Notstromversorgung zurückzuführen. Der Erdgasverbrauch im Sommer unterliegt während eines Monats keinen größeren Schwankungen und ist um den Wegfall des Raumwärmebedarfes verringert. Der Minimalwert liegt im Sommer bei 5.000 Nm<sup>3</sup>/Tag, im Winter bei 6.600 Nm<sup>3</sup>/Tag.



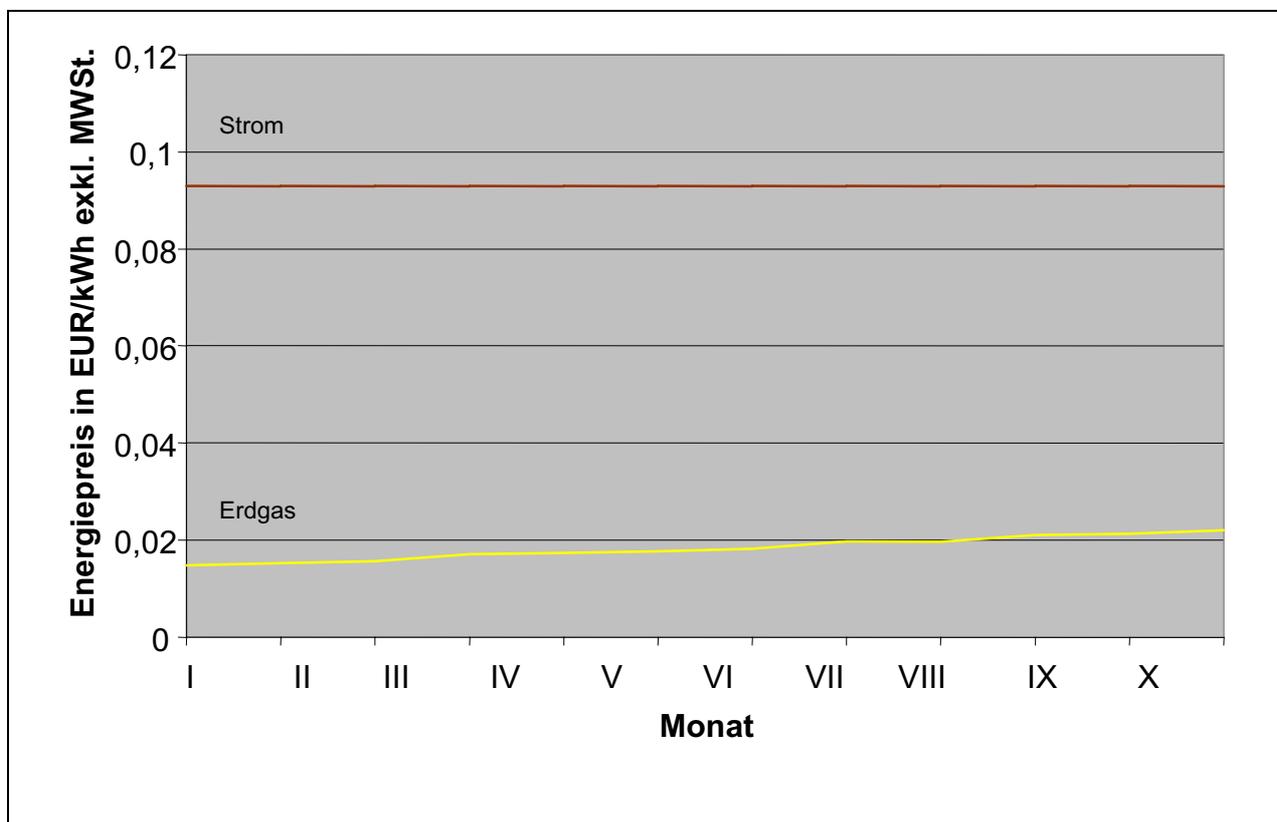
**Abbildung 4-7: Monatskurve des Erdgasverbrauches in Nm<sup>3</sup> im November 1999 und im Juli 2000**

#### 4.2.3. Energiebedarf im Vergleich

Der Energiebezug von Erdgas ist doppelt so hoch wie jener von Strom. Während der durchschnittliche Erdgaspreis im Jahr 2000 bei 0,018 EUR/kWh liegt, ist der Strompreis mit 0,093 EUR/kWh fünfmal so hoch. Bezogen auf die Gesamtenergiekosten ist daher elektrischer Strom mit 64 Prozent dominierend (Tabelle 1). Die Kostenangaben beinhalten keine Mehrwertsteuer. Abbildung 4-9 zeigt das Ungleichgewicht zwischen Energie- und Kostenanteil für die beiden Energieträger elektrischer Strom und Erdgas.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

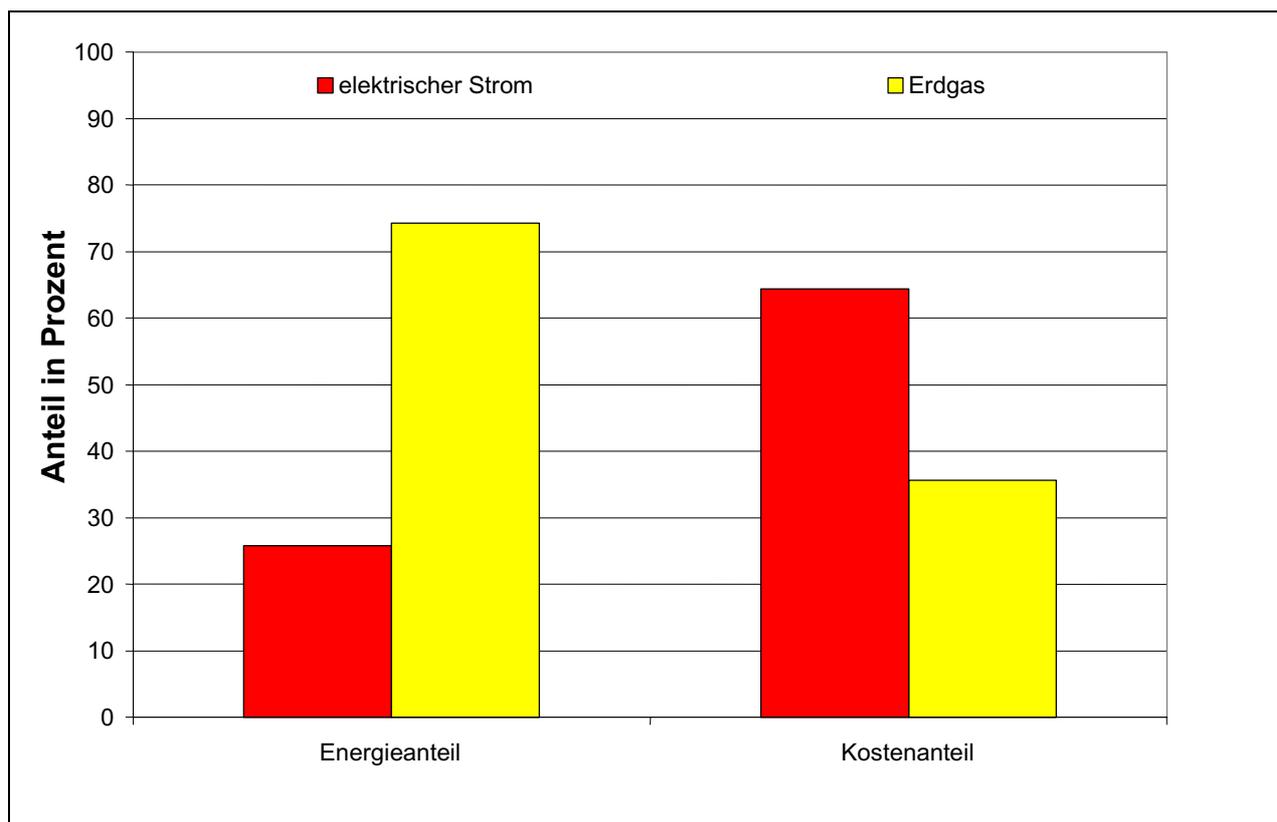
Die Erdgaspreise sind kontinuierlich gestiegen, wie Abbildung 4-8 zeigt, während der Strompreis gleichgeblieben ist. Dieser Trend des Anstiegs der Erdgaspreise wird weiterhin bestehen, daher sind die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz auf Erdgas zu konzentrieren.



**Abbildung 4-8: Entwicklung der Strom- und Erdgaspreise im Jahr 2000**

**Tabelle 1: Energieverbrauch und Energiebezugskosten (exkl. MWST) 2000**

Energieträger	Energieverbrauch		Energiebezugskosten	
	[Mio. kWh/a]	[%]	[MEUR/a]	[%]
Elektrischer Strom	11,67	26	1,085	64
Erdgas	33,68	74	0,606	36
Summe	45,35	100	1,691	100



**Abbildung 4-9: Energie- und Kostenanteile der Energieträger 2000**

Für den Vergleich mit Branchendurchschnittswerten werden die Kennzahlen Energiekostenanteil und Energieverbrauch pro Umsatz herangezogen.

### *Energiekostenanteil [%]*

Als Energiekostenanteil wird jener Teil des Umsatzes definiert, der durch die Energiekosten bedingt ist. Die Energiekosten beinhalten:

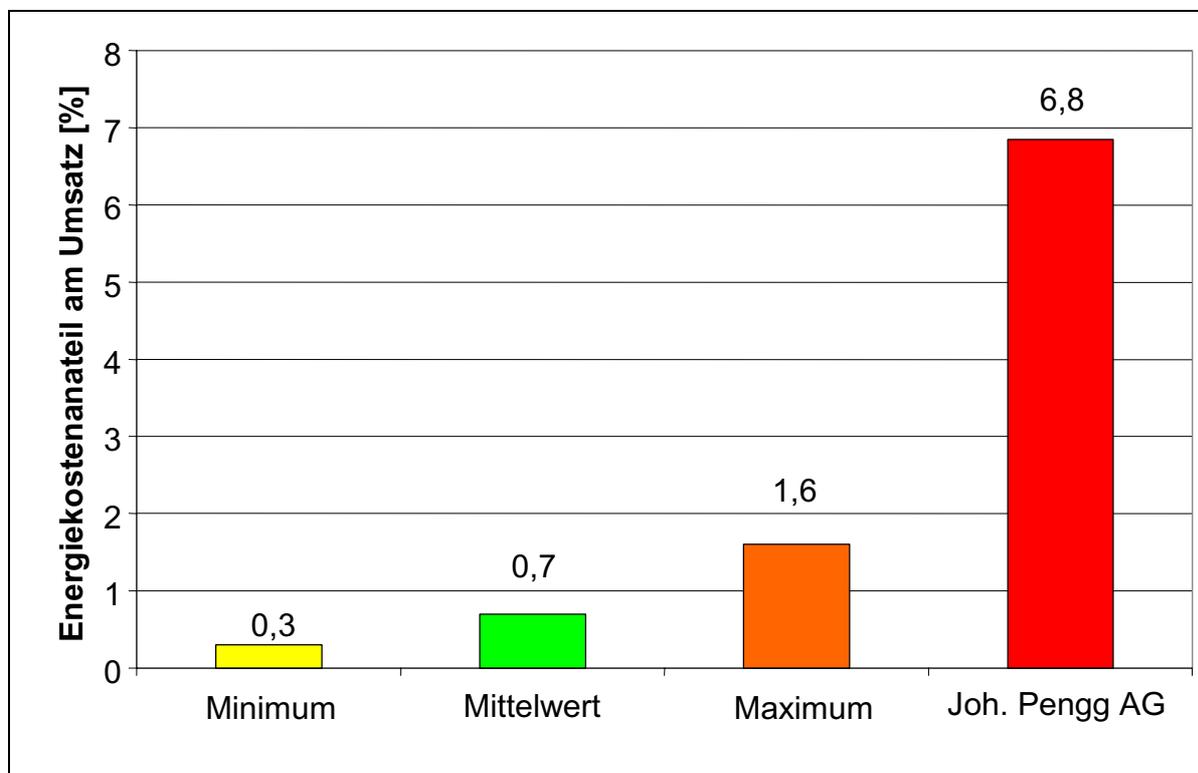
- Ø Kosten für den Energieträgerbezug sowie Kosten für die Einlagerung, den innerbetrieblichen Transport
- Ø Kosten für Abschreibung, Verzinsung und Versicherung der innerbetrieblichen Energieumwandlungs- und -verteilungsanlagen inklusive aller Hilfsaggregate, Entsorgungsanlagen, bauliche Anlagen und Gebäude, die ausschließlich der Energieversorgung dienen
- Ø Kosten für Personal und Material zur Wartung, Instandhaltung und den Betrieb der Energieumwandlungs- und -verteilungsanlagen
- Ø Kosten der dispositiven Tätigkeiten zum Einkauf der Energieträger.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Da die derzeit bei der Joh. Pengg AG existierenden innerbetrieblichen Energieumwandlungs- und -verteilungsanlagen inklusive aller Hilfsaggregate bereits abgeschrieben sind, können die Energiekosten den Energieträgerbezugskosten gleichgesetzt werden. Alle Kostenangaben sind exklusive Mehrwertsteuer.

$$\text{Energiekostenanteil [\%]} = \frac{\text{Energieträgerbezugskosten} \left( \frac{\text{EUR}}{\text{a}} \right)}{\text{Umsatz} \left( \frac{\text{EUR}}{\text{a}} \right)} \cdot 100$$

Die Energieträgerbezugskosten belaufen sich im Jahr 2000 auf 1,691 MEUR. Der Umsatz liegt bei 24,7 MEUR, was zu einem Energiekostenanteil von 6,84 % führt. Im Branchenkonzept ENERGIE wurden die Energiekennzahlen verschiedener Branchen erhoben [1]. Für die Kunststoffindustrie werden Energiekostenanteile von 3 – 3,5 % angegeben [2]. Für die Sägeindustrie liegt das Maximum des Energiekostenanteils bei 6 % [3]. Für die Ziegelindustrie liegt der Energiekostenanteil sogar bei 20 % [4]. Abbildung 4-10 zeigt die Angaben für die metallverarbeitende Industrie, die im Durchschnitt weit niedrigere Energiekostenanteile als die Firma Joh. Pengg aufweist [5].



**Abbildung 4-10: Energiekostenanteil am Umsatz der metallverarbeitenden Industrie [3] im Vergleich zur Joh. Pengg AG**

***Energieverbrauch pro Umsatz***

Der Energieverbrauch pro Umsatz ist der Quotient aus Energieeinsatz und Umsatz:

$$\text{Energieverbrauch pro Umsatz} = \frac{\text{Energieeinsatz} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right)}{\text{Umsatz} \left( \frac{\text{EUR}}{\text{a}} \right)}$$

Für die metallverarbeitende Industrie werden 55 – 248 Wh/EUR angegeben [3]. Der Energieverbrauch der Joh. Pengg AG ist mit 1.836 Wh/EUR höher. Das lässt auf ein großes Potential an Energieeffizienzsteigerungsmaßnahmen schließen und dass die Energie teurer bezogen wird als bei anderen Betrieben der metallverarbeitenden Industrie.

***4.3. Energieumwandlung***

In den Energieumwandlungsanlagen werden die zugeführten Energieträger entweder in Sekundär-Energieträger (Transformatoren) oder direkt in Nutzenergie (Kesselanlagen) umgewandelt. Die leitungsgebundenen Energieträger (Strom, Heißwasser, Prozessdampf, Erdgas, Druckluft) werden mit einem Verteilnetz von den zentralen Umwandlungsanlagen zu den energieverbrauchenden Einrichtungen transportiert. Entsprechend der Darstellung im Energieflussbild wird die Bilanz der Umwandlungen wie folgt dargestellt.

- Ø rot/ gelb: Input Strom/ Erdgas
- Ø rosa: Verluste
- Ø orange: Nutzung
- Ø türkis: Abgabe

***4.3.1. Elektrischer Strom***

Elektrischer Strom wird dem Werk mit einer Spannung von 20 kV übergeben. Ein Regeltrafo transformiert die Spannung von 20 kV auf 6 kV und 7 Transformatoren transformieren diese 6 kV auf eine konstante werkseitige Spannung von 0,4 kV.

***Mechanische Energie***

Mechanische Energie wird in den Drahtzieh-, Nasszieh-, und Spulmaschinen, in der kombinierten Verzinkungs- und Vergüteeanlage, für die Schleifmaschine und die Profilwalzwerke benötigt. Obwohl bei der Energieverwendung Strom nahezu 60% für den Antrieb der Pro-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

duktionsmaschinen (Mechanische Antriebe) aufgewandt werden, konzentrieren sich die Optionen zur Energieeffizienzsteigerung auf die restlichen 40%. Die mechanischen Prozesse werden qualitätsbedingt nach Programmen gefahren, bei welchen die Parameter Geschwindigkeit, Ziehstein- bzw. Walzenabstufung und Geometrie in Bezug auf die jeweilige Materialgüte aufeinander abgestimmt sind. Untersuchungen auf Einsparungspotentiale an elektrischer Energie bei diesen Prozessen wären nur unter gleichzeitige Bedachtnahme auf die Qualitätsauswirkungen zielführend, da sich die Prozessparameter ändern würden. Dies würde zeit- und materialaufwendige Versuchsreihen bedingen, die nur in einem eigenen Projekt durchgeführt werden können. Dieser Bereich war daher bei diesem Projekt ausgeklammert.

Der Energieeinsatz für mechanische Energie wurde durch Ablesen an den Zählern ermittelt (Tabelle 2). Für die Energieumwandlung von elektrischer in mechanische Energie wurde ein Wirkungsgrad von 0,8 [6] angesetzt.

**Tabelle 2: Energieeinsatz im Bereich mechanische Energie aus Strom**

Komponente	Stromeinsatz [kWh/a]
Mechanische Antriebe	5.914.125
Nutzwasserpumpen	244.800
Heißwasser/Sattdampf, Raumwärme	446.355
Exomat	121.220
Summe	6.726.500

<b>Strom: mechanische Energie</b>	
Nutzenergie:	5.381.200 kWh/a
Verluste:	1.345.300 kWh/a
Summe:	6.726.500 kWh/a

### *Prozesswärme aus Strom*

Prozesswärme aus Strom wird in den Hochtemperaturbädern der Anlagen Patentieren I und Patentieren IV, Ölvergüten VI, VII und VIII sowie in den Öfen der Anlagen Ölvergüten VI und VIII, in der kombinierten Verzinkung sowie im Anlass/Entspannungsofen eingesetzt. Die Anlage Ölvergüten VIII war im Jahr 2000 nicht in Betrieb.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die Prozesswärme wird indirekt übertragen, das heißt, dass nicht das Medium im Bad oder Ofen, sondern die umgebende Wand über eine Heizschlange beheizt wird. Der Energieeinsatz wurde durch Ablesung am Zähler ermittelt (Tabelle 3). Nach [6] kann für die indirekte Beheizung mit Strom ein Wirkungsgrad von 0,8 angesetzt werden.

**Tabelle 3: Energieeinsatz im Bereich Prozesswärme aus Strom**

Komponente	Stromeinsatz [kWh/a]
Patentieren (500-650°C)	825.000
Ölvergüten (400-560°C)	2.066.000
Kombinierte Verzinkung	772.350
Anlassen/Entspannungen	68.000
Summe	3.731.350

<b>Strom: Prozesswärme</b>	
Nutzenergie:	2.985.080 kWh/a
Verluste:	746.270 kWh/a
Summe:	3.731.350 kWh/a

***Druckluft***

Druckluft ist zwar ein universal und flexibel einsetzbarer, jedoch wegen des schlechten Wirkungsgrades auch sehr teurer Energieträger. In der Kompressorstation stehen vier Kompressoren unterschiedlichen Typs, wobei zwei Kompressoren nicht mehr in Betrieb sind. Die beiden in Betrieb befindlichen Kompressoren verfügen über einen Betriebsstundenzähler, der die Leerlauf- und Laststunden aufzeichnet. Die beiden Kompressoren arbeiten auf die beiden Druckspeicher. Von dort gelangt die Luft über einen Kältetrockner (Kaeser TC 150) in das Netz. Der Kältetrockner entfernt den Wasserdampf aus der Druckluft, damit dieser im Druckluftnetz nicht kondensiert und Schäden hervorruft.

Tabelle 4 fasst die Daten zusammen.

Tabelle 4: Daten zu den Druckluftkompressoren

Gerät	1	2
Hersteller	Kaeser	Kaeser
Typ	Schraubenkompressor	Schraubenkompressor
Bezeichnung	CS 121	SK 26
Baujahr	1995	1999
Fördervolumen [m <sup>3</sup> /min]	12,37	2,34
Maximaler Druck [bar]	8	8
Gerät schaltet ein bei [bar]	7	6,8
Gerät schaltet aus bei [bar]	7,5	7,3
Leistung inkl. Lüfter [kW]	83,77	15,83
Leerlaufleistung [kW]	20,45	4,16
Leerlaufstunden	3.550	0
Laststunden	4.000	2.167
Betriebsstunden	7.550	2.167
Anteil der Laststunden [%]	53	100
der Leerlaufstunden [%]	47	0

Die Aufteilung des nutzbaren Anteils des Energieeinsatzes erfolgt bei der Druckluft nicht über einen pauschalierten Wirkungsgrad (wie bei mechanischer Energie und direkten Prozesswärme), sondern dieser Wirkungsgrad wird anhand der Kompressordaten errechnet (siehe Anhang I).

Der Energieeinsatz zur Druckluftherzeugung lag gemäß Ablesung am Zähler für das Jahr 2000 bei 450.000 kWh. Die Berechnung des spezifischen Energieaufwandes (0,15kWh/m<sup>3</sup>), des Leckageanteils (18%) und des Gesamtwirkungsgrades von 16% ist dem Anhang zu entnehmen.

<b>Strom: Druckluft</b>	
Nutzenergie:	72.000 kWh/a
Verluste:	378.000 kWh/a
Summe:	450.000 kWh/a

***Beleuchtung, EDV***

Bei der Beleuchtung wurden folgende Abnehmer zusammengefasst:

- Ø Hallenbeleuchtung
- Ø Außenbeleuchtung
- Ø Reklame
- Ø Verwaltungsgebäude

Der Gesamtverbrauch wurde mit 760.000 kWh/a ermittelt. Abzüglich Reklame und Außenbeleuchtung dürfte die Innenbeleuchtung um 570.000 kWh/a liegen. Der Anteil der EDV ist mit 6.200 kWh sehr gering. Um diese Werte mit dem im Schweizer Energiefachbuch 2002 [7] angegebenen Mittelwerte vergleichen zu können wurde aus dem Lageplan die Hallen- (50.100 m<sup>2</sup>) bzw. Bürofläche (8.734 m<sup>2</sup>) ermittelt. Werden für die Büroräume 30 MJ/m<sup>2</sup> a und für die Hallenbeleuchtung 35 MJ/m<sup>2</sup> a angenommen, liegt der Gesamtverbrauch mit 560.000 nahe den angenommenen 570.000 kWh/a. Der Energieaufwand für Beleuchtung liegt daher geringfügig über dem Mittelwert. Für die Gesamtbilanz wurde ein Nutzungsgrad von 20 % [6] angesetzt.

<b>Strom: Beleuchtung, EDV</b>	
Nutzenergie:	152.000 kWh/a
Verluste:	608.000 kWh/a
Summe:	760.000 kWh/a

**4.3.2. Erdgas**

Erdgas wird in der Produktion in den Öfen, Bädern, zur Prozesswärme-, Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, im Notstromaggregat und in Heizstrahlern eingesetzt.

***Prozesswärme über Heißwasser***

Zur Heißwassererzeugung wird in drei Flammrohr-Rauchrohr Kesseln der Firma Wagner Biro mit je 1 MW Heißwasser erzeugt, das zum größten Teil in einem Dampfumformer in Sattdampf umgewandelt wird. Die zur Aufteilung des Energieeinsatzes in genutzte Energie und Verluste erforderlichen Wirkungsgrade (Abgas-, Bereitschafts- und Verteilverluste) werden im Folgenden berechnet. In den drei Heißwasserkesseln mit je 1 MW wird Heißwasser bei 7 bar von 120 °C auf 150 °C erwärmt. Die dazu notwendige Energie ist 0,036 kWh/kg Wasser. Die Kessel werden im Betrieb ohne ständige Beaufsichtigung (BOSB) gefahren und automatisch überwacht. Die zur Berechnung notwendigen Daten sind in Tabelle 5 wiedergegeben.

**Tabelle 5: Daten zu den Kesseln zur Heißwassererzeugung (Anhang II)**

	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3
Baujahr	1955	1955	1957
Nennleistung [kW]	1.000	1.000	1.000
Brennerfabrik	Weishaupt	Weishaupt	Weishaupt
Brennerleistung [kW]	300 - 1760	300 - 1760	300 - 1760
Letzte Wartung	Nov. 2001	Nov. 2001	Nov. 2001
Betriebsstunden seit 1.1.1999	15.585	10.382	2.704
Abgastemperatur (laut Servicebericht) [°C]	197	197	197
Zulufttemperatur [°C]	30 - 50	30 - 50	30 - 50
Brennstoffbedarf [Nm <sup>3</sup> /h]	120	120	120
Rauchgasklappen vorhanden? Genutzt?	Ja/Nein	Ja/Nein	Ja/Nein
Abgasverlust lt. Servicebericht [%]	6,6	6,4	7,0
Vorlauftemperatur [°C]	150 - 155	150 - 155	150 - 155
Maximale Vorlauftemperatur [°C]	155	155	155
Betriebsdruck [bar]	6,5	6,5	6,5
Maximaler Betriebsdruck [bar]	7	7	7
Nutzenergie [kWh/a]	3.999.000	2.600.000	620.000
h [kWh/kg]	0,036	0,036	0,036
Heißwassermenge [kg/a]	111.956.000	72.954.000	17.397.000

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Abbildung 2-11 stellt die folgenden Heißwasserverbrauchergruppen schematisch dar:

- Ø Dampfumformer zur Sattdampfperzeugung (DE) zur Beheizung der Bäder der Beizelei und zur Drahttrocknung und Spülwassererwärmung bei der Anlage Patentieren I sowie zum raschen Aufheizen von Bädern der Anlage Patentieren IV bei Austausch der Bäderflüssigkeit oder nach Betriebsstillständen.
- Ø Bäderbeheizung bei der Anlage Patentieren IV.
- Ø Ein Warmwasser Boiler für sanitäre Zwecke (waschen, duschen).
- Ø Mehrere Lufterhitzer mit ca. 150 °C Vorlauftemperatur (LEH 150) zur Raumwärmeversorgung.
- Ø Mehrere Lufterhitzer mit ca. 70 °C Vorlauftemperatur (LEH 70) zur Raumwärmeversorgung welche über einen zwischengeschalteten Wärmetauscher versorgt werden.

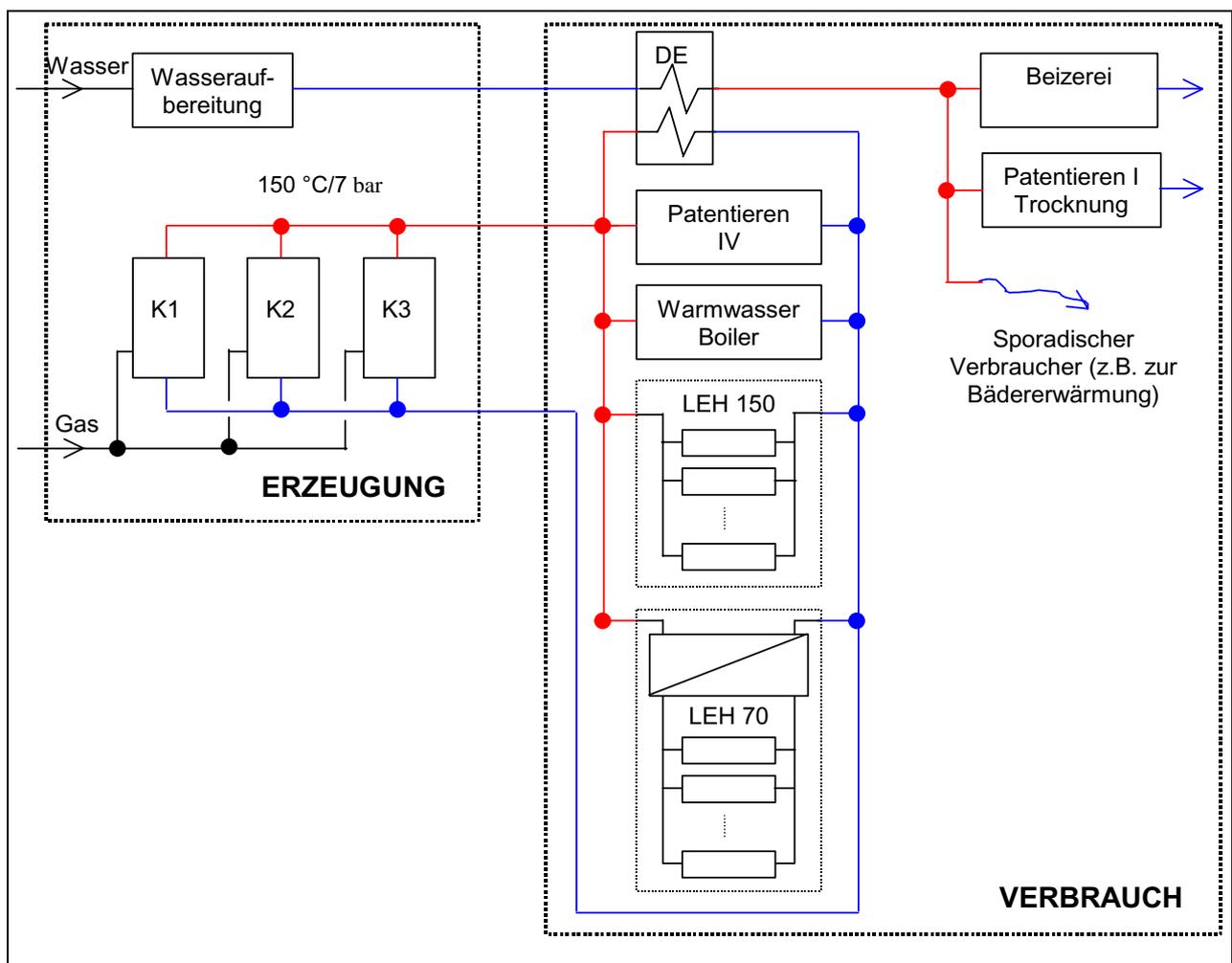


Abbildung 4-11: Heißwassererzeuger und –verbraucher

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Heißwasserkessel beträgt gemäß Anhang II ca. 73 %.

<b>Erdgas: Prozesswärme über Heißwasser</b>	
Nutzenergie:	7.207.000 kWh/a
Verluste:	2.665.000 kWh/a
Summe:	9.872.000 kWh/a

***Direkte Prozesswärme aus Erdgasbrenner***

Erdgasbrenner stellen die erforderliche Prozesswärme in den Öfen sowie Bleibädern zur Verfügung. In den Muffelöfen der Patentieranlagen I und IV sowie der Vergüteanlagen VII, der Bleibadglühe der Vergüteanlage IX erfolgt jeweils die Prozessphase der Erwärmung mittels Erdgas. Der Verzinkungs- und der Trocknungs-Ofen beim Beizen/Phosphatieren werden ebenfalls mit Erdgas beheizt (Tabelle 6: Erdgaseinsatz, Wirkungsgrad und Nutzenergie). Der Einsatz von Industrieöfen stellt einen bedeutenden und produktionstechnisch kritischen Produktionsschritt dar, weil [8]:

Ø in den Industrieöfen große Energiemengen umgesetzt werden,

Ø der im Ofen stattfindende Prozess die Qualität des Endproduktes maßgeblich beeinflusst und

wesentliche Anteile der Gesamtemissionen einer Produktionsanlage aus den Ofenanlagen stammen.

**Tabelle 6: Erdgaseinsatz, Wirkungsgrad und Nutzenergie**

	Erdgaseinsatz [kWh/a]	Wirkungsgrad [%]	Nutzenergie [kWh/a]
Trocknen Beizerei	325.400	91	294.500
Patentieren IV	12.619.300	69	8.745.200
Patentieren I	254.700	77	196.200
Vergüten IX	5.079.800	57	2.870.000
Vergüten VII	1.553.600	68	1.062.700
Verzinkung	398.000	80	318.400
Summe	20.230.800		13.487.000

<b>Erdgas: Öfen und Bäder</b>	
Nutzenergie:	13.487.000 kWh/a
Verluste:	6.743.000 kWh/a
Summe:	20.230.000 kWh/a

### ***Heizkessel zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung***

Die Versorgung der Verwaltungsgebäude mit Raumwärme und Warmwasser erfolgt mit zwei Kesselanlagen des Herstellers Pyrotherm (Tabelle 7). Für die beiden Kessel wurde im Anhang III ein mittlerer Wirkungsgrad von 75,5 % errechnet.

**Tabelle 7: Daten zu den Kesseln der Raumwärme- und Warmwasserversorgung**

	Kessel 1	Kessel 2
Typ	M501 ARZ Economy	M501 ARZ Economy
Baujahr	1994	1994
Nennleistung [kW]	405	405
Brennerfabrik	Dreizler	Dreizler
Brennerleistung [kW]	100 - 620	100 - 620
CO <sub>2</sub> -Gehalt [%]	7,7	8,1
Kesselwirkungsgrad [%] (Service)	96,1	94,8
Abgastemperatur [°C]	150	150
Zulufttemperatur [°C]	20 - 25	20 - 25
Brennstoffbedarf [m <sup>3</sup> /h] ( 3,2 bar)	10,5 – 15,7	10,5 – 15,7
Wochenendbetrieb	Ja, im Winter	Ja, im Winter
Rauchgasklappen vorhanden?	Nein	Nein
Kaminzugregler vorhanden	Nein	Nein
Vorlauftemperatur [°C]	60 - 80	60 - 80
Maximale Vorlauftemperatur	80	80
Betriebsdruck [bar]	2	2
Maximaler Betriebsdruck [bar]	5,5	5,5

<b>Erdgas: Raumwärme und Warmwassererzeugung</b>	
Nutzenergie:	823.000 kWh/a
Verluste:	211.000 kWh/a
Summe:	1.034.000 kWh/a

***Gasstrahler***

Zur Beheizung der Hallen sind zusätzlich noch Gasstrahler montiert. Der Wirkungsgrad dieser Gasstrahler wird mit 100 % angesetzt.

<b>Erdgas: Gasstrahler</b>	
Nutzenergie:	1.587.000 kWh/a
Verluste:	0 kWh/a
Summe:	1.587.000 kWh/a

***Notstromaggregat***

Der Wirkungsgrad des Gas-Otto-Motors wird nach [9] mit 26,5 % angenommen.

<b>Erdgas: Notstromaggregat</b>	
Elektrische Nutzenergie:	53.000 kWh/a
Verluste:	147.000 kWh/a
Summe:	200.000 kWh/a

***Exomat***

Im Exomat wird aus Erdgas durch Spaltung ein Schutzgas erzeugt, das zur Schaffung einer inerten Atmosphäre in den Vergütungsprozessen eingesetzt wird. Das Verbrennungsgas gelangt ins Freie sodass der diesbezügliche Energiefluss zur Gänze als Verlust zu bezeichnen ist.

<b>Erdgas: Exomat</b>	
Elektrische Nutzenergie:	0 kWh/a
Verluste:	760.000 kWh/a
Summe:	760.000 kWh/a

**4.3.3. Nutzbare Abwärme**

Die im Betrieb anfallende Abwärme (Kap 2.3.1. und 2.3.2.) bildet einen zusätzlichen Beitrag zur Deckung des Raumwärmebedarfs, der jedoch nur an Heiztagen genutzt werden kann. Mit einer jährlichen Anzahl von 212 Heiztagen (Siehe Anhang III) ist der jährliche Anteil an Heiztagen demnach  $212/365 = 58 \%$ . Daher wird die Abwärme mit dem Anteil der Heiztage an den Gesamttagen multipliziert, um die genutzte Wärmeabgabe zu berechnen (Tabelle 8). Beim Erdgaseinsatz verlassen die Abgase über Kamine die Feuerungen sodass nur die Abstrahlverluste und die Konvektion betrachtet werden.

**Tabelle 8: Genutzte Wärmeabgabe der Energieumwandlung und -verteilung**

	Verluste [Mio. kWh/a]	nutzbarer Anteil [%]	Wärmeabgabe [Mio. kWh/a]
Stromeinsatz Kap (2.4.1.)	3,08	58	1,79
Erdgaseinsatz Kap (2.4.2.)	1,33	58	0,77
Summe	4,41	58	2,56

Summe nutzbarer Abwärme

2.560.000 kWh/a

**4.4. Energieabgabe**

In diesem Kapitel werden die Energieströme beschrieben, welche die Systemgrenzen verlassen. Sie setzen sich zusammen aus Transmissionsverlusten der Gebäude, Abgaswärmeströmen der Kesselanlagen und Abwasserwärmeströmen. Von diesen Wärmeströmen sind die Abgaswärmeströme der Kesselanlagen relativ genau erfassbar, die übrigen Mengen können nur grob abgeschätzt werden.

**4.4.1. Transmissionsverluste der Bürogebäude**

Zur Abschätzung der Transmissionsverluste wurde ein mittlerer k-Wert herangezogen [22]. Für diesen gilt eine Beziehung in Abhängigkeit vom Quotienten aus Außenfläche und verbautem Volumen. Die in Anhang III abgeschätzten Transmissionsverluste betragen 580 kW. Multipliziert man diese mit 2.622 Heizungsvolllaststunden ergeben sich die theoretischen Transmissionsverluste der Bürogebäude. Da diesen Berechnungen eine „Normnutzung“

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

(Benutzung aller Flächen mit Norminnentemperatur) zugrunde liegt muss ein Benutzungsfaktor angewendet werden, der im gegenständlichen Fall bei 0,6 liegen dürfte. Damit ergibt sich eine Abschätzung der Transmissionsverluste von ca. 912.000 kWh/a. (Der über die Energiebilanz der Kessel ermittelte Nutzwärmeeintrag beträgt 823.000 kWh/a, Kapitel 2.3.2.)

Transmission	ca. 912.000 kWh/a
--------------	-------------------

Bezieht man diese Werte auf die beheizten Flächen (ca 8.735 m<sup>2</sup>) ergibt sich ein spezifischer Heizbedarf von ca 104 kWh/m<sup>2</sup>a, ein Wert, der im unteren Bereich von Bürobauten liegt.

**4.4.2. Abgasenthalpie*****Prozesswärmekessel***

Die an die Umgebung abgegebene Abgaswärme errechnet sich aus den im Anhang ermittelten spezifischen Abgasenthalpien in kJ/kg Erdgas und dem Erdgaseinsatz in kg Erdgas/a der drei Kessel. Bei einer Abgastemperatur von 197 °C (Messung beim letzten Service) ergibt sich gemäß Anhang II:

Abgas aus Prozesswärmekesseln	1.367.000 kWh/a
-------------------------------	-----------------

***Kessel zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung***

Die Berechnung der spezifischen Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas bei einer Abgastemperatur von 150 °C und des Erdgaseinsatzes in kg Erdgas/a sind im Anhang III dargestellt.

Abgas aus Kesseln zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung	96.000 kWh/a
---	--------------

***Öfen***

Da das Abgas aus den Öfen derzeit nicht genutzt wird, ist die Abgastemperatur etwa gleich der Temperatur in den Öfen. Mit einer in der Literatur üblichen Luftüberschusszahl von 1,1 errechnet sich die Abgasenthalpie der Öfen wie im Anhang dargestellt zu:

Abgas der Öfen	6.744.000 kWh/a
----------------	-----------------

Summe Abgas	8.207.000 kWh/a
-------------	-----------------

**4.4.3. Kühlwasser, Abwasser*****Abwasser***

Die Versorgung eines Unternehmens mit Brauchwasser erfolgt über Groß- oder Kleinspeicher. Kleinspeicher weisen den Vorteil auf, dass sie, direkt unter dem Waschbecken montiert, weniger Wärmeverluste aufweisen, weil das erwärmte Wasser keine langen Strecken zurücklegt. Nachteilig ist jedoch, dass die Erwärmung durch elektrischen Strom durchgeführt wird, was kostenintensiv ist. Großspeicher weisen den Vorteil auf, dass sie während der Heizperiode über das betriebliche Heizungsnetz beheizt werden können und nur im Sommer mit Strom betrieben werden müssen. Ein weiterer Vorteil ist, dass statt vieler kleiner nur ein Boiler angeschafft werden muss, was die Investitionskosten senkt. Zur Abschätzung des Energieverbrauches für die Brauchwassererwärmung wurde nach [21] ein Nutzwärmeverbrauch von 1,75 kWh/Tag und Kopf angenommen. Bei etwa 180 Mitarbeitern und etwa 150 Produktionstagen ergibt dies einen Nutzwärmebedarf der Brauchwasserversorgung von 47.000 kWh/a. Das gesamte Brauchwasser wird als Abwasser der Abwasserbehandlungsanlage Thörl zugeführt. Da die Abwärme des Abwassers nicht genutzt wird, ergibt sich die abgegebene Wärmemenge aus der Nutzwärmemenge (Siehe Kapitel 2.5.4.): 47.000 kWh/a

***Kühlwasser***

Die an den Thörlerbach bzw. an den Unterwassergraben abgegebene Kühlwassermenge beträgt 1.050.000 m<sup>3</sup>/a bzw. 1.050 Mio. kg/a. Das Kühlwasser wird in einem Kühlwasserbecken zwischengelagert, so dass in etwa von einer durchschnittlichen Erwärmung von 2 °C, mit der das verbrauchte Wasser abgegeben wird, ausgegangen werden kann. Die spezifische Wärmekapazität des Wassers beträgt 4,2 kJ/kg/°C.

$$Q_a \mid V (\psi \rho_p \int_{t_m} = 1050000 \cdot 1000 \cdot 4,2 \cdot 2 = 8,82 \text{ TJ/a} = 2.450.000 \text{ kWh/a}$$

In Summe ergibt sich eine abgeführte Wärme von:

Brauchwasser und Kühlwasser	2.497.000 kWh/a
-----------------------------	-----------------

***Bäderentleerung***

Die verbrauchten Flüssigkeiten der Bäder werden in unterirdischen Tanks gelagert und bei Umgebungstemperatur abtransportiert. Da die Flüssigkeiten bei etwa Umgebungstemperatur

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

geliefert werden, ist das Enthalpiegefälle Null und die Energieabgabe aus der Bäderentleerung ist bereits in Form von Transmission und Abluft berücksichtigt.

**4.4.4. Abluft und Transmission der Hallen**

Die Wärmeabgabe durch unregelmäßige Abluft und Transmission der Produktionshallen errechnet sich als Differenz der zugeführten Wärmemenge aus Strom und Erdgas und den abgeschätzten Energieabgabeströmen.

Zugeführte Wärme: 45,35 Mio. kWh/a

Transmission Bürogebäude: 1,66 Mio. kWh/a

Abgase: 9,62 Mio. kWh/a

Kühlwasser/Abwasser: 2,50 Mio. kWh/a

Ungeregelte Abluft und Transmissionsverluste der Hallen	33,73 Mio. kWh/a
---	------------------

**4.4.5. Darstellung des Energieflusses**

Die in den vergangenen Kapiteln analysierten Energiemengen lassen sich in einem Sankey-Diagramm (Abbildung 2-12) darstellen. Dieses Diagramm gliedert sich in die Ebenen Energieträgerbezug, Energieumwandlung, Nutzenergie und an die Umgebung abgegebene Energie. Die Aufteilung des Energieträgerbezugs auf die einzelnen Energieumwandlungsschritte ist in Tabelle 9 und in Tabelle 10 zusammengefasst.

**Tabelle 9: Einsatz des Energieträgers Strom**

<b>Strom</b>	Druckluft	Mechanische Energie	Beleuchtung EDV	Prozesswärme	Summe
Mio kWh	0,45	6,73	0,76	3,73	11,67
Prozent	4	58	6	32	100

**Tabelle 10: Einsatz des Energieträgers Erdgas**

<b>Erdgas</b>	Notstrom- aggregat	Exomat	Prozess- wärme	Heiz-kes- sel	Gas- strahler	Öfen/ Bä- der	Summe
Mio kWh	0,20	0,76	9,87	1,03	1,59	20,23	33,68
Prozent	1	2	29	3	5	60	100

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

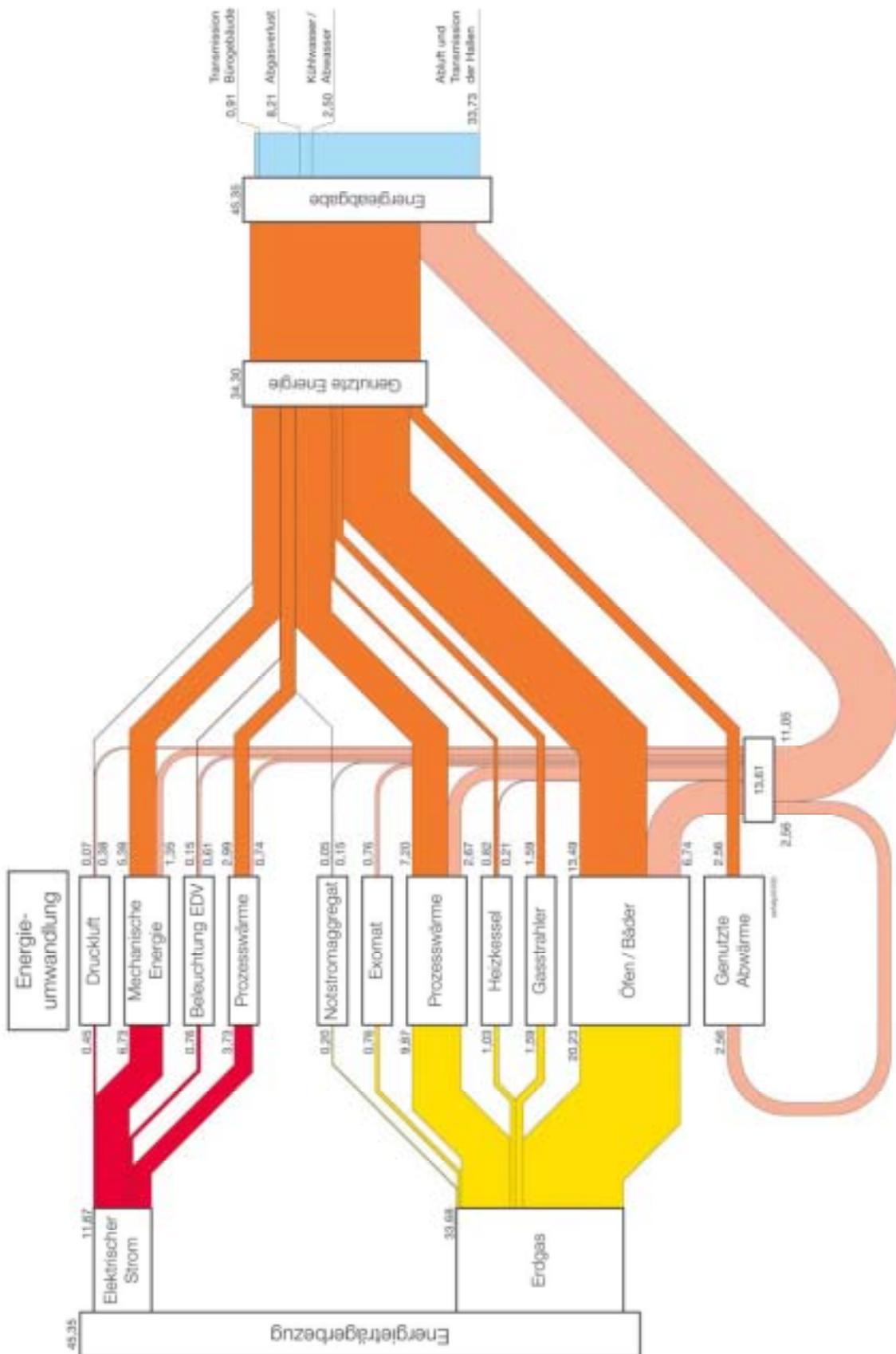


Abbildung 4-12: Energieflussbild der Joh. Pengg AG (45,35 Mio. kWh)

## 5. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung

Nachfolgend werden die Schwachstellen der gegenwärtigen Situation aufgezeigt und Möglichkeiten zur Energieeffizienzsteigerung angeführt. Diese sind entsprechend ihres organisatorischen Aufwandes in kurzfristig und mittelfristig behebbare Schwachstellen gegliedert. Für alle angeführten Maßnahmen wird das Energie- und Kosteneinsparpotenzial angeführt.

### 5.1. Kurzfristig behebbare Schwachstellen

#### 5.1.1. Druckluft

Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades der Druckluftherzeugung von 16 %, sollte Druckluft nur dort eingesetzt werden, wo sie unbedingt notwendig ist [10].

#### *Verminderung der Leckageverluste des Druckluftnetzes*

Nach Auskunft der Firma Kaeser, mit der eine gemeinsame Analyse des Druckluftnetzes geplant war, ist der Anteil der Leckageverluste angestiegen. Dies wird aus dem höheren Verbrauch zum Wochenende abgeleitet. Das Einsparpotential durch Beseitigungen von Undichtheiten liegt erfahrungsgemäß bei etwa 10 % des bisherigen Verbrauches [10]. Die geplante Analyse des Druckluftnetzes konnte aus betrieblichen Gründen bei der Joh. Pengg AG nicht durchgeführt werden.

Als Wartungsmaßnahmen werden vorgeschlagen [10]:

- Ø Ventilrevisionen regelmäßig durchführen (diese werden mit der Zeit undicht)
- Ø Öl- und Luftkühler regelmäßig reinigen (dadurch bleiben die Temperaturen niedrig)
- Ø Regelmäßige Kontrolle der Dichtheit des Druckluftverteilsystems
- Ø Verantwortlichkeit für die Reparatur von Lecks festlegen

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	45.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	4.200 Euro/a

***Verbrauchsseitige Maßnahmen***

Zur Überprüfung ob verbraucherseitig Maßnahmen zur Einsparungen möglich sind, wurde eine Druckluftmengenmessung von der Firma Kaeser von Freitag 14.06.2002 bis Freitag 28.06.2002 durchgeführt. Die Erzeugungsmengen wurden den Produktionsstunden an den Maschinengruppen zugeordnet um die Bedarfsspitzen erklären zu können (Abbildung 5-1). Die Auslastungsstunden in Abbildung 5-2 bis Abbildung 5-4 ist die Anzahl der Verbraucher einer Schicht multipliziert mit den acht Stunden einer Schicht. Der Übersichtlichkeit halber werden die Verbraucher in räumliche Gruppen unterteilt.

Die Gleichzeitigkeit der Spitzen ist prozessbedingt. Druckluft wird in pneumatischen Antrieben, in Abblasedüsen und beim Ölsprüher eingesetzt. Eine Untersuchung der Abblasedüsen in Bezug auf Druckniveaubedarf und Dimensionierung wird empfohlen. Dazu sind jedoch experimentelle Untersuchungen notwendig, die in einem Folgeprojekt durchzuführen wären.

Die pneumatischen Antriebe der Maschinengruppen Fuhr, Profil, Vorzug und Feinzug weisen eine ähnliche Charakteristik auf. Druckluft wird für die pneumatischen Antriebe benötigt. Es wird angeregt, eine Umstellung auf hydraulische Antriebe zu untersuchen. Diese Umstellung ist jedoch nur sinnvoll im Rahmen eines größeren Maschinenumbaus.

Die Patentieranlagen werden durchgängig betrieben und weisen einen konstanten Bedarf auf. Druckluft wird bei den pneumatischen Antrieben eingesetzt. Da Druckluft ein teurer Energieträger ist, wird angeregt den Ersatz der pneumatischen Antriebe durch hydraulische Antriebe im Rahmen von größeren Umbaumaßnahmen zu untersuchen. Ölhärteanlagen und Eddytester sind als Maschinengruppe zusammengefasst. Die Ölvergütung hat einen konstanten Verbrauch, die Abweichungen ergeben sich durch Nutzung des Eddytesters.

Die einzig verschiebbare Verbrauchsspitze ist demnach die Neutralisation, bei der die Druckluft bei der Reinigung der Kammerfilterpresse eingesetzt wird. Während der Reinigung wird die Kammerfilterpresse etwa 30 Minuten mit Druckluft beaufschlagt. Dies dient dazu, das Wasser auszutreiben und den Filterkuchen so zu trocknen, dass er sich leicht mechanisch vom Filtertuch lösen lässt. Da dies in energietechnischer Hinsicht unökonomisch ist, sollen die Einsparmöglichkeiten in einem Folgeprojekt untersucht werden.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

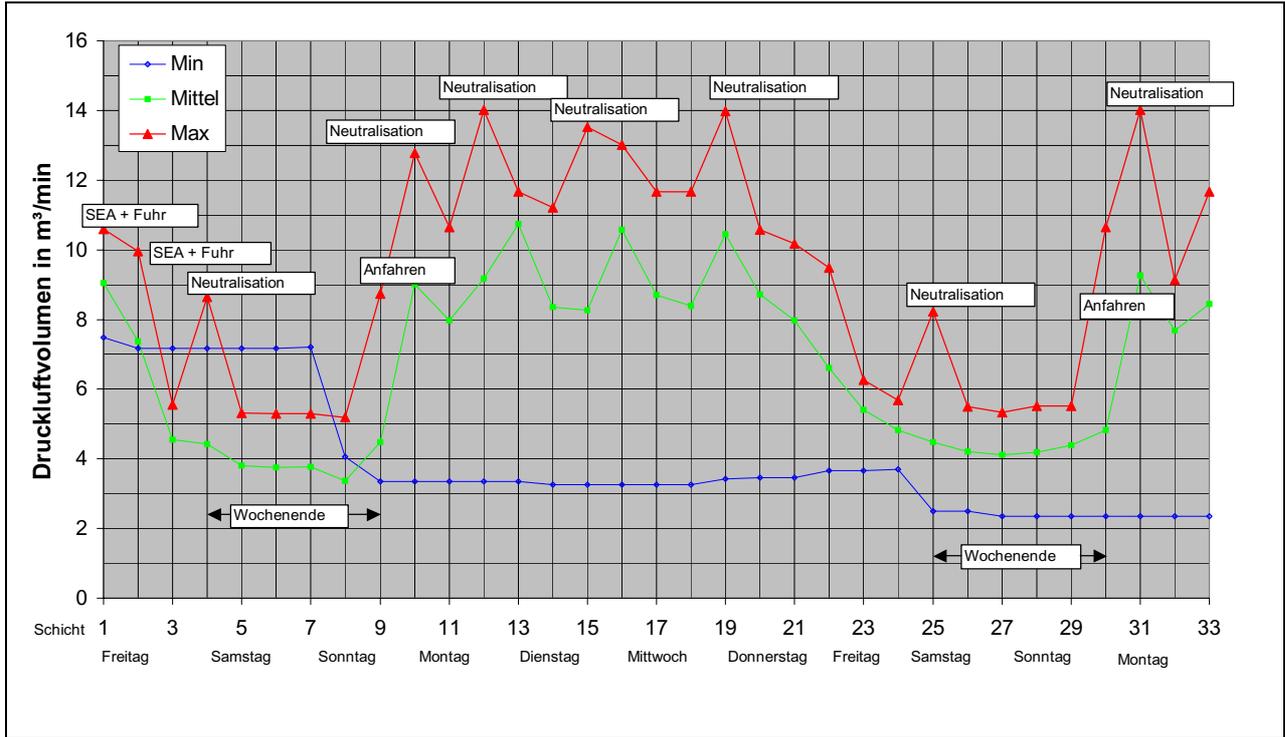


Abbildung 5-1: Minimal-, Mittel- und Maximalwert des Druckluftbedarfes pro Schicht

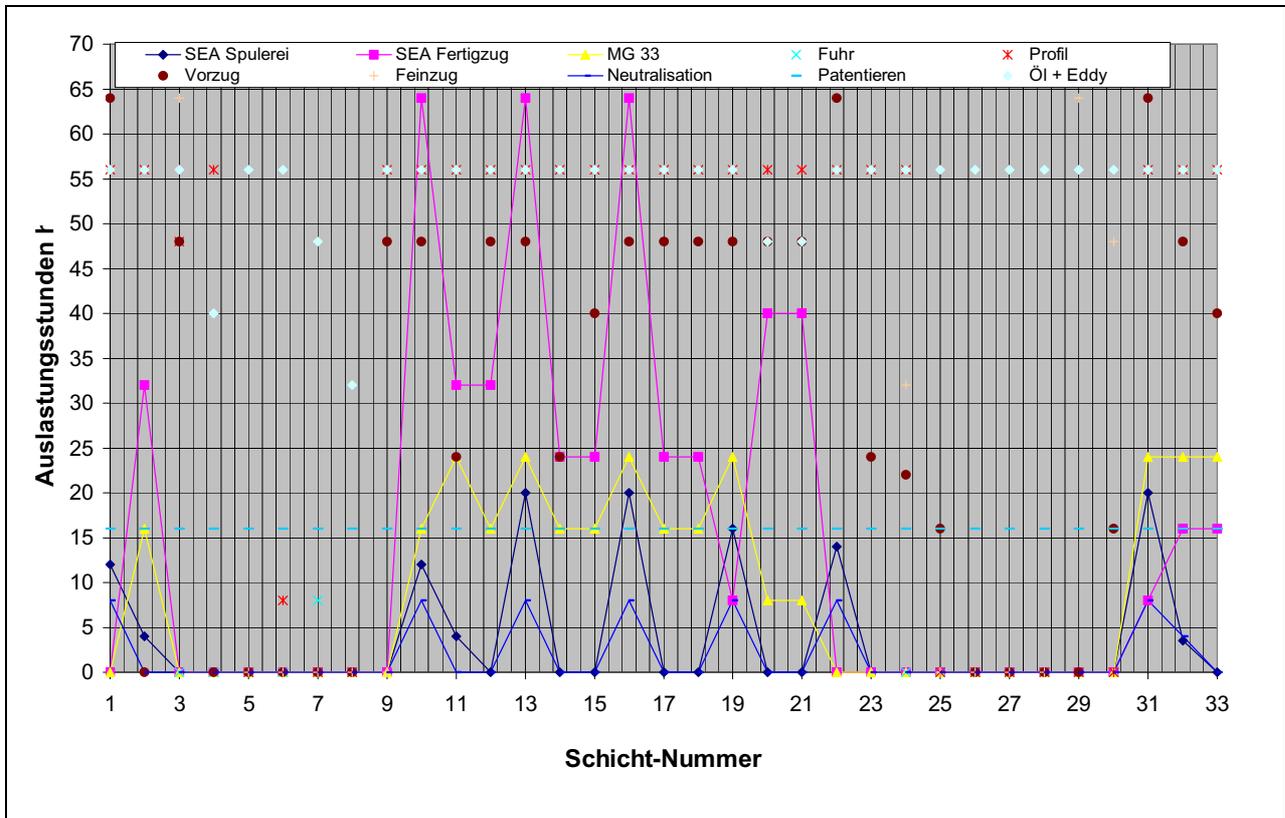


Abbildung 5-2: Auslastung der Maschinengruppen „SEA Spulerei“, „SEA Fertigung“ und „Maschinengruppe 33“

Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

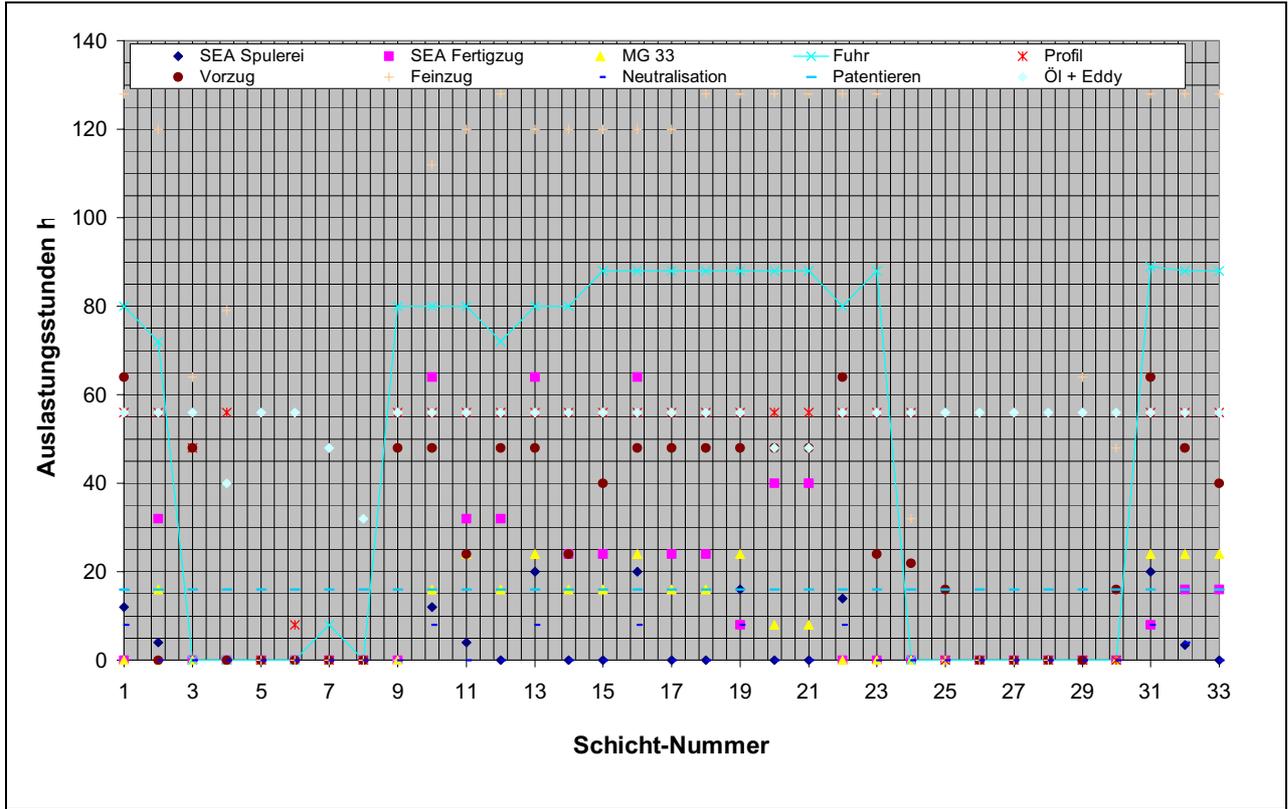
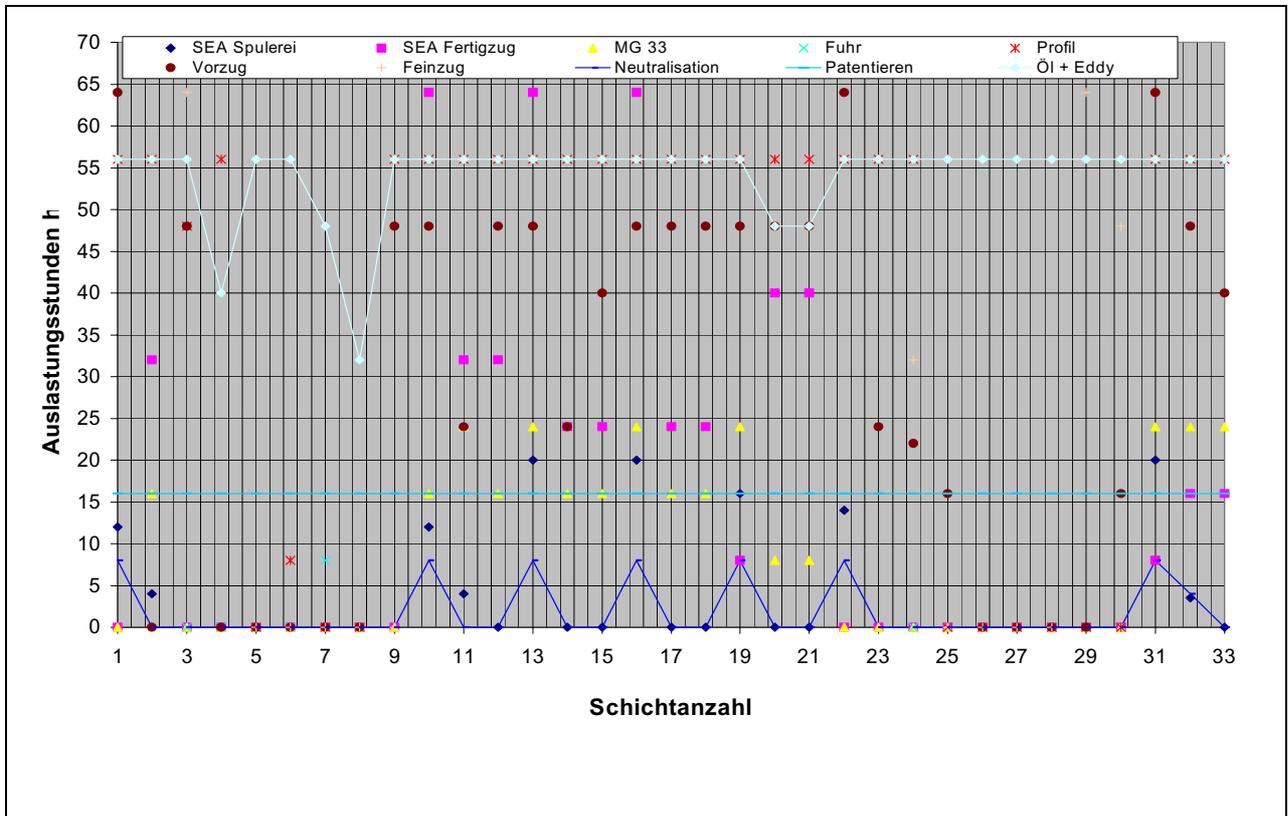


Abbildung 5-3: Auslastung der Maschinengruppen „Fuhr“, „Profil“, „Vorzug“ und „Feinzug“



**Abbildung 5-4: Auslastung der Maschinengruppen „Neutralisation“, „Patentieren“, „Ölvergüten und Eddytester“**

***Möglichkeit zur Absenkung des Druckes während der Betriebsruhe vorsehen***

Da bei jedem Start der Druck aufgebaut wird, würde ein Absenken des Betriebsdruckes den Luft- und Energiebedarf senken. Eine Absenkung des Druckniveaus von 7 auf 6 bar, würde den Energiebedarf zur Druckluft-erzeugung um 4 % senken [13]. Am Wochenende (Samstag und Sonntag je 3 Schichten, in Summe 48 Stunden) werden nur die Patentieranlagen sowie die Ölhärteanlagen und der Eddytester betrieben. Die Messungen der Firma Kaeser vom 14.06. bis 28.06.2002 haben einen Energiebedarf während des Wochenendes von 2.130 kWh ergeben. Bei der Ermittlung des Einsparpotentials wurde von 50 Betriebs-Wochenenden pro Jahr ausgegangen (2130 h/a). Als Maßnahme wird vorgeschlagen:

- Ø Überprüfung aller Anwendungen auf minimale Druckanforderungen während des Wochenendes

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	4.200 kWh/a
Kosteneinsparung:	390 Euro/a

***Druckluft mit Minimum an Druck erzeugen***

Eine Absenkung des Druckniveaus von 7 auf 6 bar, würde den Energiebedarf zur Druckluft-erzeugung um 4 % senken [13]. Folgende Maßnahmen dienen dazu, den Druck während der Betriebszeiten (etwa 6.300 h/a) zu senken [13]:

- Ø Verschmutzte Ansaugfilter wechseln (Schmutzige Filter verursachen Druckverlust)
- Ø Überprüfung aller Anwendungen auf minimale Druckanforderungen

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	14.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	1.300 Euro/a

**5.1.2. Heißwasser-Kesselanlagen*****Überflüssige Kessel abschalten***

Aufgrund der Störanfälligkeit der veralteten Kessel, werden derzeit alle drei Kessel auf Temperatur gehalten, damit eine sofortige Redundanz bei Ausfall eines Kessels gewährleistet ist. Ein Teil des Heißwassers wird in Lufterhitzern zur Raumwärmebereitstellung genutzt. Wiederholte Ablesungen am Gaszähler außerhalb der Heizperiode lassen darauf schließen, dass ein Kessel ausreicht, um das Prozessheißwasser bereitzustellen. Während der Heizperiode deckt ein Kessel den Grundlastbedarf ab und der zweite Kessel schaltet dazu, um Verbrauchsspitzen abzudecken. Während der Heizperiode müssen daher alle drei Kessel auf Temperatur gehalten werden. Außerhalb der Heizperiode würde es jedoch reichen, zwei Kessel auf Temperatur zu halten.

Daraus ergibt sich zumindest die Forderung den Kesselbetrieb zu optimieren, also außerhalb der Heizperiode zwei Kessel zu betreiben, wobei einer als Ausfallsreserve zur Verfügung steht. Als Maßnahmen zur Stromeinsparung werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Ausschalten überflüssiger Kessel.
- Ø Schließen der Ventile um den Wasserfluss zu stoppen.
- Ø Beschriftung verschlossener Ventile und Kessel.
- Ø Öffnung der Ventile erst vor dem Einschalten der Kessel.

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	66.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	6.100 Euro/a

**5.1.3. Heizung und Warmwasserbereitung*****Brennereinstellung bei den Raumwärmekesseln verbessern***

Der Luftüberschuss lag 2000 mit 1,7 – 1,6 höher als die für Erdgas üblichen Werte von 1,03 – 1,1 [11]. Durch ein im August 2002 durchgeführtes Brennerservice konnte der Abgaswirkungsgrad von 88,6 auf 95,7 gesteigert werden.

**Bereits erfolgte Einsparung**

Energieeinsparung:	73.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	1.300 Euro/a

***Gebäude nicht auf höhere Temperatur als erforderlich beheizen***

Da die Kosten um 5 – 6 % pro °C ansteigen, sollte überprüft werden, in welchen Bereichen (beispielsweise Lagerräume) eine Raumtemperaturabsenkung erfolgen kann.

Als Maßnahmen wurden vorgeschlagen [13]:

- Ø Regelmäßige Überprüfung der Raumtemperatur in den Büros
- Ø Identifikation von Bereichen, in denen Raumtemperatur abgesenkt werden kann.
- Ø Mitarbeiter über Auswirkungen der Heizenergieverschwendung informieren.

Gespräche mit den Mitarbeitern haben allerdings erkennen lassen, dass damit kaum Einsparungen zu erzielen sind. Die Raumtemperaturen werden bereits niedrig gehalten.

***Überprüfung der Heizkörper***

Werden Heizkörper mit Möbel verstellt bzw. verbaut, wird die der Luft zugeführte Heizenergie reduziert. Luftblasen im Heizkreislauf führen ebenfalls zu einer geringeren Heizleistung.

Als Maßnahmen wurden vorgeschlagen [13]:

- Ø Thermostatventile auf richtige Temperatur einstellen und so belassen.
- Ø Überprüfung ob Frostwächter intern auf 4 °C bzw. extern auf 0 – 1 °C eingestellt sind.
- Ø Sicherstellung, dass richtig eingestellte Frostwächter nicht verstellt werden können.
- Ø Überprüfung der Einrichtung der Büros und Freiräumen von verstellten Heizkörpern
- Ø Mitarbeiter über die Heizenergieverschwendung verstellter Heizkörper informieren.
- Ø Regelmäßige Entlüftung der Heizkörper sicherstellen.

Auch diese Maßnahmen wurden diskutiert, das Einsparpotenzial ist jedoch gering.

**Warmwassereinsatz**

Undichte Armaturen erhöhen den Warmwasserbedarf. Als Maßnahmen wurden vorgeschlagen [13]:

- Ø Dichtheit der Armaturen prüfen
- Ø Gebrauch von Warmwasser überprüfen und Möglichkeiten der kaskadischen Energienutzung prüfen.
- Ø Demontage ungenutzter Anschlüsse.
- Ø Überprüfung des notwendigen Temperaturniveaus der Warmwasserversorgung.
- Ø Überprüfung ob Frostwächter intern auf 4 °C bzw. extern auf 0 – 1 °C eingestellt sind.

Die Umstellung der gegenwärtig mit Heißwasser (150 °C) betriebenen Warmwasserbereitung auf z.B. Gasthermen sollte überlegt werden. Bei einem Verbraucher wurde bereits eine moderne Gastherme installiert.

**5.1.4. Trocknungsofen Beizerei**

Der Trocknungsofen in der Beizerei, in den die Drahtspulen nach Behandlung in den Bädern der Beizerei zum Trocknen geschoben werden, wird ständig auf Temperatur gehalten. Wenn der Ofen außerhalb der Bäderbetriebszeiten ausgeschaltet wird, also Montag bis Donnerstag von 14:00 bis 24:00 Uhr, Freitag und Samstag von 0:00 bis 24:00 Uhr und Sonntag von 0:00 bis 22:00 Uhr ergibt sich bei einer stündlichen Einsparung von 7,2 m<sup>3</sup> eine Gesamtkostenersparnis von etwa 7.100 Euro pro Jahr.

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	390.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	7.000 Euro/a

**5.1.5. Mechanische Antriebe**

Die Leistungsaufnahme der Motoren ist sehr stark von der Geschwindigkeit, der Ziehstein- bzw. Walzenabstufung und der Geometrie in bezug auf die jeweilige Materialgüte abgestimmt. Eine Analyse des Einsparungspotenzials an elektrischer Energie erfordert die Lastspitzenmessung in Abhängigkeit von obigen Parametern. Durch Ersatz des überdimensionierten Motors durch einen kleineren Motor würde sich die Arbeit in kWh reduzieren. Als Maßnahmen wird vorgeschlagen [13]:

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Ersatz von überdimensionierten Motoren durch Motoren kleinerer Leistung.

Diese Auswertung erfordert sehr zeit- und materialaufwendige Versuchsreihen. Aufgrund der Vielzahl der Maßnahmen im Bereich der Abwärmenutzung ist daher vorerst eine diesbezügliche Leistungsmessung verschoben worden. Es wird jedoch angeregt, diese Versuchsreihen in einen eigenen Projekt durchzuführen (Siehe auch Kapitel 2.3. „Mechanische Energie“).

### **5.1.6. Gebäudehülle**

Da undichte Fenster und Türen einen erhöhten Luftwechsel verursachen, wird vorgeschlagen [13]:

- Ø Überprüfung der Fenster und Türen auf Undichtheiten.
- Ø Fehlende Glasscheiben in Fenster einsetzen.
- Ø Energiebedarfskennzahlen errechnen und vergleichen.

Insgesamt erscheint das Potential bei einem gegenwärtigen Verbrauch von ca. 104 kWh/m<sup>2</sup>a (Kapitel 2.4.1.) gering.

**Beleuchtung**

In Gruppenbüros empfiehlt sich der Einsatz von tief-breitstrahlenden Spiegelrastern.

**Tabelle 11: Leuchtenwirkungsgrad verschiedener gebräuchlicher Leuchten**

Leuchtentyp	Leuchtenwirkungsgrad
Spiegelraster	74 %
Parabolspiegelraster	65 %
Opale Abdeckung	69 %

Wesentliche höhere Energieeinsparungen als bei der Wahl der richtigen Leuchte können durch Ersatz der konventionellen Vorschaltgeräte durch elektronische Vorschaltgeräte erzielt werden. Das Energieeinsparpotenzial liegt bei 25 % [12].

Durch den Ersatz von Quecksilberdampflampen durch Halogen-Metaldampflampen bei der Hallenbeleuchtung bzw. Natrium-Hochdrucklampen kann der Energieeinsatz um 15 – 40 % reduziert werden. Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Ersetzen von Glühbirnen durch Energiesparlampen.
- Ø Beschriftung an Schaltern anbringen. Jeder Mitarbeiter sollte den Schalter für seinen Platz kennen.
- Ø Lichtintensität gemeinsam mit den Mitarbeitern überprüfen. Ersatz von Energiesparlampen höherer Wattzahl durch solche mit niedrigerer Wattzahl. Extra Licht für spezielle Aufgaben vorsehen.
- Ø Röhrenaustausch nach etwa 5000 Betriebsstunden.
- Ø Überprüfen der Höhe über dem Boden von Leuchtstofflampen. Die maximale Höhe liegt bei 5 m über dem Boden.
- Ø Beim Neukauf auf Leuchtenwirkungsgrad achten.
- Ø Ersatz der konventionellen Vorschaltgeräte durch elektronische Vorschaltgeräte.
- Ø Ersatz von Quecksilberdampflampen durch Halogen-Metaldampflampen und Natrium-Hochdrucklampen.

### Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die Mitarbeiter sind der Meinung, dass im Bereich Arbeitsplatzbeleuchtung in den Büros kaum Einsparungen möglich sind, da Lampen mit niedriger Wattzahl installiert sind und der Arbeitsmediziner die vorhandene Beleuchtung eher als zu dunkel als zu hell eingestuft hat. In den Hallen werden die Lampen laufend durch Natrium-Hochdrucklampen ersetzt.

#### **5.1.7. Generelle Maßnahmen, Organisation**

Durch energiebewusstes Verhalten bei der Verwendung sämtlicher Geräte und Einrichtungen kann viel Energie gespart werden. Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Regelmäßige Wartung und Reinigung aller Anlagen sicherstellen.
- Ø Energieverbrauch bei Einkaufsentscheidungen berücksichtigen.
- Ø Auf den Energieverbrauch wird bei den Einkaufsentscheidungen nun ein höheres Augenmerk gelegt. Einsparungen daraus lassen sich noch nicht identifizieren.
- Ø Energiekosten können durch Nachtabstaltung von Geräten und Nutzung des Stand-by Modus gesenkt werden.
- Ø Benutzen grüner Punkte für Geräte, welche bei Nichtnutzung abgeschaltet werden müssen, z.B. bei Verlassen des Büros am Abend. Rote Punkte signalisieren, dass diese Geräte immer eingeschaltet sein müssen.
- Ø Bei Einkaufsentscheidungen Geräte mit Energiesparmodus vorziehen.

Der Kopierer hat keinen Stand-by Betrieb und wurde daher über Nacht ausgeschaltet. Beim Ankauf neuer Geräte wird auf deren Energieeinsatz geachtet. Das Einsparpotential daraus kann noch nicht identifiziert werden.

## ***5.2. Mittelfristig behebbare Schwachstellen***

### **5.2.1. Druckluft**

Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades der Druckluftherzeugung von 16 %, sollte die Druckluftbereitstellung optimiert werden.

#### ***Möglichkeit des zentralen Wegschaltens von Druckluftnetzteilen vorsehen***

Unbenutzte Druckluftnetzteile sollten ständig abgetrennt werden können.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Ventilrevisionen regelmäßig durchführen (diese werden mit der Zeit undicht)
- Ø Identifikation überschüssiger Druckluftleitungen, die nicht abgesperrt sind.

Da es keine Aufzeichnungen über das Druckluftnetz gibt, müsste in einem ersten Schritt eine Erhebung der Leitungen und Absperrventile erfolgen. Die Mitarbeiter der Joh. Pengg AG gehen jedoch davon aus, dass kaum Absperrventile vorhanden sind.

Der Einbau von Absperrventilen kann nur während der Betriebsruhe erfolgen. Aufgrund von Zeitmangel konnte diese Maßnahme während der letzten Betriebsruhe nicht durchgeführt werden, soll aber in einer der nächsten Betriebsruhen durchgeführt werden. Es liegen daher derzeit keine Daten über die Einsparung vor.

***Kompressoren verbrauchsorientiert steuern***

Leerlaufzeiten verbrauchen viel Energie ohne Kompressionswirkung zu haben. Durch drehzahlgesteuerte Kompressoren können die Leerlaufzeiten minimiert werden [13].

Als Maßnahme wird vorgeschlagen [13]:

- Ø Nutzung des vorhandenen Kompressors als Störfallhilfe und Ankauf eines drehzahlgeregelten Kompressors gleicher Leistung.

Um die Wirtschaftlichkeit eines drehzahlgeregelten Kompressors nachzuweisen werden drei Varianten einander gegenübergestellt. Im Gegensatz zum bisherigen System kann die Druckluftversorgung der Varianten 2 und 3 bei Ausfall eines Kompressors aufrecht erhalten werden, so dass es zu keinem Produktionsstillstand bei Ausfall eines Kompressors kommt.

- Ø Variante 1: Istzustand,
- Ø Variante 2: Ersatz des Kompressors SK 26 („Wochenendbetrieb“) durch zwei Kompressoren mit einem höheren Fördervolumen (CSD 82/8 bar) und Ersatz des Kältetrockners TC 150 (Baujahr 1994) durch einen Kältetrockner TF 171. Zusätzlich wird eine automatisch thermisch geregelte Lüftungsanlage vorgesehen.
- Ø Variante 3: Austausch der gesamten Kompressorstation durch einen drehzahlgeregelten Schraubenkompressor CSD 102/8,5 bar SFC, zwei starre Schraubenkompressoren CSD 82/8 bar und einen Kältetrockner TF 171.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die jährliche Kostenersparnis wird mit Hilfe der Messdatenauswertung der Firma Kaeser für die Messperiode vom 14.06. bis zum 28.06.2002 errechnet. Anhand der Daten aus dem Jahr 2002 wird mit 45 Betriebswochen gerechnet.

**Tabelle 12: Energieverbrauchs- und Kostenreduktion bei Neuanschaffung eines Kompressors**

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Jährlicher Energieverbrauch	493.050 kWh/a	468.050 kWh/a	412.850 kWh/a
Energieverbrauchsreduktion		22.500 kWh/a	72.180 kWh/a
Kostenersparnis		2.092 EUR/a	6.713 EUR/a

Für die Varianten 2 und 3 wurden Angebote von der Firma Kaeser eingeholt. Der Lieferumfang umfasst:

- Ø Kompressoren entsprechend der Varianten 2 und 3
- Ø Lüftungskanal
- Ø Montage
- Ø Inbetriebnahme und Personaleinschulung.

Die Ermittlung der statischen Amortisationszeit basiert auf einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren und einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 %/a. Es wurden keine Preissteigerungen beim Strompreis von 0,093 EUR/a berücksichtigt.

**Tabelle 13: Wirtschaftlichkeit der Neuanschaffung von Kompressoren**

	Variante 2	Variante 3
Kostenersparnis	2.092 EUR/a	6.713 EUR/a
Investitionskosten	38.990 EUR/a	42.860 EUR/a
kalkulatorische Zinsen	1.170 EUR/a	1.286 EUR/a
Kostenersparnis abzüglich Zinsen	923 EUR/a	5.427 EUR/a
Statische Amortisationszeit	42,3 a	7,9 a

Daraus folgt, dass Variante 3 zu bevorzugen ist.

### **Einsparpotential**

Energieeinsparung:	72.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	6.700 Euro/a

### ***Einbau einer Wärmerückgewinnungsanlage***

#### **Ausgangssituation:**

Die erwärmte Kühlluft des Kompressors wird abluftseitig in einem Lüftungskanal geführt. Durch händisches Verstellen von Klappen ist es möglich, diese Luft entweder zur Luftvorwärmung im Kompressorraum oder zur Raumheizungsunterstützung im Bereich Patentieren IV (Luftreinblasung) zu nutzen. Wenn kein Heizbedarf besteht wird die Abwärme nach außen an die Umgebung abgeführt.

An kalten Wintertagen ist die Luftvorwärmung im Kompressorraum notwendig, da die durch die teilweise geöffneten Fenster einströmende kalte Ansaugluft die Raumlufthtemperatur unter die erlaubte Grenze von 5 °C absenken kann. Die Raumluftherwärmung durch Kompressorwärme reicht jedoch nicht aus, so dass zusätzlich ein heißwassergespeister Konvektor vom Typ LEH 150 (siehe Heißwasser) installiert wurde.

#### **Verbesserungen:**

Mehr als 75 % der verbrauchten Energie wird in Wärme umgewandelt. Wird der vorhandene Kompressor CS 121 mit der Wärmerückgewinnungsanlage PTG 102 – 55 nachgerüstet, so können abzüglich von 2,82 kW Übertragungs- und Strahlungsverluste 46 kW an Wärmeleistung genutzt werden.

Demnach könnten stündlich 2,6 m<sup>3</sup> Wasser von 8,5°C auf 25 °C für die Spülung bereitgestellt werden. Die Kosten für das Gerät zur Wärmerückgewinnung liegen bei 4200 EUR, zuzüglich dem Anteil für die Verlegung der Rohrleitungen. Aufgrund des hohen Abwärmeeinfalls mit höheren Temperaturen und des Bedarfes der Raumtemperaturerhöhung wird jedoch vorerst auf die Wärmerückgewinnung bei den Kompressoren verzichtet.

### ***Qualität der Druckluft überdenken***

Zu hohe Anforderungen an das Qualitätsniveau der Druckluft erhöht die Betriebskosten des Kompressors. Meist benötigen nicht alle Anwendungen eine gleich hohe Qualität der Druckluft. Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

### Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Qualitätsanforderungen der Druckluft seitens der Verbraucher überprüfen.
- Ø Bei unterschiedlichen Anforderungen unterschiedliche Systeme installieren.
- Ø Änderung der Konditionierung in jenen Kreisen, in denen die Luftqualität höher als erforderlich ist.
- Ø Verwendung ölfreier Kompressoren.

Ein Absenken des Druckluftniveaus ist im Bereich der Schweißdrahterzeugung möglich, wo das Druckluftniveau von derzeit 7 bar auf 6,5 bar gesenkt werden könnte. In diesem Bereich wird Druckluft auch in Abblasedüsen eingesetzt. Es wird daher vorgeschlagen, die Möglichkeit der Absenkung des Druckluftniveaus gemeinsam mit den experimentellen Untersuchungen zur Optimierung der Abblasedüsen in einem eigenen Projekt durchzuführen.

### ***Dimensionierung der Leitungen***

Leitungen mit zu geringem Durchmesser erhöhen infolge der höheren Reibungsverluste die Druckverluste im System. Als Maßnahme wird vorgeschlagen [13]:

- Ø Dimensionierung der Leitungen durch Fachmann prüfen lassen.

Da es keine Aufzeichnungen über das Druckluftleitungsnetz gibt, müsste hierzu ein eigenes Projekt durchgeführt werden.

### ***Kompressoren in der Nähe der Verbraucher positionieren***

Lange Leitungen führen zu zusätzlichem Druckverlust, der vom System ausgeglichen werden muss. Dadurch erhöht sich der Energiebedarf.

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Positionierung des Kompressors in der Nähe der Hauptverbraucher.
- Ø Sticleitungen durch Ringleitungen ersetzen.

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Druckluftversorgung der Schweißdrahterzeugung optimiert werden könnte. Bei Neukonzeption der Druckluftversorgung werden die vorgeschlagenen Maßnahmen bezüglich des Standortes des Kompressors und der Netzverlegung berücksichtigt werden.

***Druckluftmanagementsystem einführen***

Durch Einführung eines Druckluftmanagementsystems können Bedarfsspitzen vermieden werden, so dass möglicherweise das Druckniveau im System gesenkt werden kann.

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Untersuchung des Leistungsverlaufes.
- Ø Einbindung des Kompressors in das Lastmanagementsystem.

Die Untersuchungen über die Gleichzeitigkeit der Spitzen haben gezeigt, dass im Bereich Beizelei und Schweißdrahterzeugung Optimierungspotential gegeben ist. Daher wurde vorgeschlagen diese Bereiche getrennt zu untersuchen. Nach Realisieren von Verbesserungsmaßnahmen kann anhand einer weiteren Verbrauchsmessung festgestellt werden, ob ein Druckluftmanagementsystem zu einer weiteren Bedarfsabsenkung führt.

**5.2.2. Kesselanlagen zur Heißwassererzeugung*****Brennereinstellung verbessern***

Der Luftüberschuss liegt mit 1,87 – 2,05 höher als die für Erdgas üblichen Werte von 1,03 - 1,1 [14]. Eine Reduktion des Luftüberschusses auf 1,1 würde ca. 4 % an Erdgas einsparen.

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen:

- Ø Brennerservice durchführen lassen.

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	395.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	7.100 Euro/a

***Leistung der Kessel aufzeichnen***

Verbrennungsablagerungen verursachen einen Temperaturanstieg der Gase in den Flammrohren und verursachen so einen erhöhten Wärmeverlust. Ebenso kann Kesselsteinbildung die Temperatur der Gase in den Rauchrohren erhöhen [13].

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Installation eines Thermometers zur Abgastemperaturmessung.
- Ø Kesselwartung durchführen lassen, wenn die Temperatur der Gase seit dem letzten Service um 40°C angestiegen ist.

Aufgrund des Baujahres der Kessel und ihrer Störanfälligkeit wird der Ersatz der alten Kesselanlagen durch neue untersucht. Eine Aufzeichnung der Kesselleistung wird erst bei den neuen Kesseln vorgesehen.

***Dämmung der Kessel, Wärmeverteiler, Ventile und Flansche überprüfen***

Schlechte Dämmung erhöht die Wärmeverluste. Das Einsparpotential bei Rohren liegt bei 70 %. Der Wärmeverlust an Ventilen entspricht 1 m schlechtisoliertem Rohr, an Flanschen 0,5 m schlechtisoliertem Rohr.

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Überprüfung der Stärke der Isolierung am Kessel (mindestens 50 mm).
- Ø Anbringen von 50 mm dicker Fasermatten mit Laminatfolie auf der Innenseite bei schlecht isolierten Kesseln.
- Ø Wärmedämmung aller Rohre, die nicht zur Raumbeheizung beitragen.
- Ø Wärmedämmung von Ventilen und Flanschen mit Ventilmänteln mit einer Stärke von 50 mm oder stärker.

Der Wärmeverlust wurde mit etwa 18 kW je Kessel errechnet. Die Temperaturen an der Kesseloberfläche lagen zwischen 50 und 70 °C. Eine Absenkung der Oberflächentemperaturen auf 50 °C durch eine verbesserte Wärmedämmung würde Einsparungen in der Höhe von 1.350 Euro erzielen. Es werden laufend weitere Rohre wärmegeklämt. Die Ventile sind derzeit noch nicht wärmegeklämt, sind aber im Vergleich zu den noch zu dämmenden Rohrlängen vernachlässigbar.

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	75.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	1.350 Euro/a

***Dimensionierung der Kesselanlage überprüfen***

Die drei Kessel zur Heißwasserbereitstellung und anschließender Dampfumformung sind sehr veraltet. Die vorhandenen Erdgasbrenner sind zwar neueren Datums, können aber nicht an die Wärmeleistung der Kessel optimal angepasst werden. Dies resultiert u.a. in einem erhöhten Luftüberschuss. Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Überprüfung der Kesseldimensionierung und Austausch von zu großen Anlagen prüfen.
- Ø Expertenrat einholen.

Bei der Überprüfung der Kesseldimensionierung hat sich gezeigt, dass die drei vorhandenen Kessel nie zu dritt gleichzeitig in Betrieb waren. Trotzdem wird das erzeugte Heißwasser in die nicht betriebenen Kessel geleitet, damit deren Auskühlen verhindert wird. Dies ist notwendig, da häufig Störungen auftreten und dann rasch die Heißwassererzeugung von einem Kessel auf den anderen verlegt werden muss. Eine Aufzeichnung der Kesselbetriebsstunden hat ergeben, dass die Kessel 1 und 2 so betrieben werden, dass sie in etwa gleich viele Stunden pro Jahr im Einsatz sind und die Grundlast decken. Kessel 3 schaltet zu, wenn ein höherer Dampfbedarf gegeben ist, als Kessel 1 oder 2 erzeugen können.

Aus den Aufzeichnungen vom 8. Mai 2003 geht hervor, dass etwa 1.110 kWh/h zur Deckung des Heißwasserbedarfes im Normalbetrieb benötigt werden. Im Spitzenbetrieb – bei kurzzeitiger Bäderaufheizung wird der Bedarf höher sein. Am 8. Mai 2003 waren die Luftherhitzer bereits weggeschaltet.

**Tabelle 14: Primärenergieeinsatz für Prozess- und Raumwärme**

Bedarf an	Primärenergieeinsatz
Prozesswärme	9.350.640 kWh/a
Raumwärme	535.375 kWh/a
Summe	9.886.015 kWh/a

Daraus folgt, dass der Kessel drei nie im Vollastbetrieb läuft. Es ist daher zu überlegen, ob die Raumwärme bzw. die kurzzeitige Bäderbeheizung nicht anders gedeckt werden kann, so dass anstelle der drei nur mehr ein Kessel mit 1 MW erforderlich ist.

### *Ersatz der Pumpen im Heißwassernetz*

Im Heißwassernetz sind zwei Pumpen mit 16 kW Leistung installiert, die auf einer Förderhöhe von 40 m ein Volumen von 100 m<sup>3</sup>/h fördern. Wenn diese Pumpen durch zwei Pumpen mit je 6 kW Leistung ersetzt werden, ergeben sich folgende Einsparungen:

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	140.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	13.000 Euro/a

### **5.2.3. Dampfeinsparung**

Dampf wird im Prozess in der Beizerei eingesetzt. Folgende Maßnahmen zur Senkung des Dampfbedarfes werden vorgeschlagen

- Ø Abdeckung der Bäder in der Beizerei während der Schichten ohne Drahtbeschickung
- Ø Dämmung der Bäder verbessern
- Ø Heißwasserbadtemperatur nicht über Frischwasserzufuhr regeln

Durch Anbringen einer Abdeckung mit einer Temperatur an der Oberfläche der Abdeckung von 30 °C verringern sich die Wärmeverluste um 40 %. Die entsprechende Verringerung der dem Kessel zuzuführende Brennstoffwärme durch Erdgas basiert auf einem durchschnittlichen Wirkungsgrad der drei Kessel von 70,1 %. Die jährliche Einsparung wurde für 5.600 h/a errechnet, in denen die Bäder nicht mit Draht beschickt werden. Durch die Abdeckung der Bäder wird die größte Einsparung erzielt (Tabelle 15).

**Tabelle 15: Effizienz der Maßnahmen zur Dampfeinsparung in den Bädern der Beizerei**

	Abdeckung	Dämmung	Frischwasserzufuhr abdrehen
Erdgasverbrauchsreduktion um	778.221 kWh	427.740 kWh	603.474 kWh
Kostenersparnis um EUR/a	14.008 €/a	7.700 €/a	10.863 €/a

Derzeit kann die Frischwasserzufuhr jedoch nicht ganz abgedreht werden, weil die Dampfmenge nicht entsprechend der Temperatur in den Bädern geregelt werden kann. Das vorhandene Ventil kann nur im Zustand zugedreht oder aufgedreht betrieben werden. Es kann jedoch in den Stunden, in denen die Bäder nicht beheizt werden zugedreht werden. Das ist von Montag bis Donnerstag von 14:00 bis 24:00 Uhr, Freitag und Samstag ganztags und Sonntag bis 22:00 Uhr. In 50 Produktionswochen sind das 5.500 h/a, in denen die Frischwasserzufuhr und damit gleichzeitig die Dampfzufuhr unterbrochen werden kann.

Werden alle vorgeschlagenen Maßnahmen realisiert, liegt das gesamte Einsparpotential bei:

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	1.800.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	32.000 Euro/a

### ***Andere Form der Beheizung der Niedertemperaturbäder vorsehen***

Während Dampf üblicherweise zur Stromerzeugung (Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung) und zur Bereitstellung von Prozesswärme auf einem Temperaturniveau von über 100 °C eingesetzt wird, liegen die Temperaturniveaus der Abnehmer der Joh. Pengg AG im Heißwasserbereich.

Durch die Nutzung des Phasenüberganges von flüssig auf gasförmig und umgekehrt können „große Energiemengen umgesetzt“ werden. Ein weiterer Vorteil des Dampfes ist, dass er auf hohe Temperatur und großen Druck gebracht werden kann, d.h. es kann „viel Energie hineingesteckt“ werden.

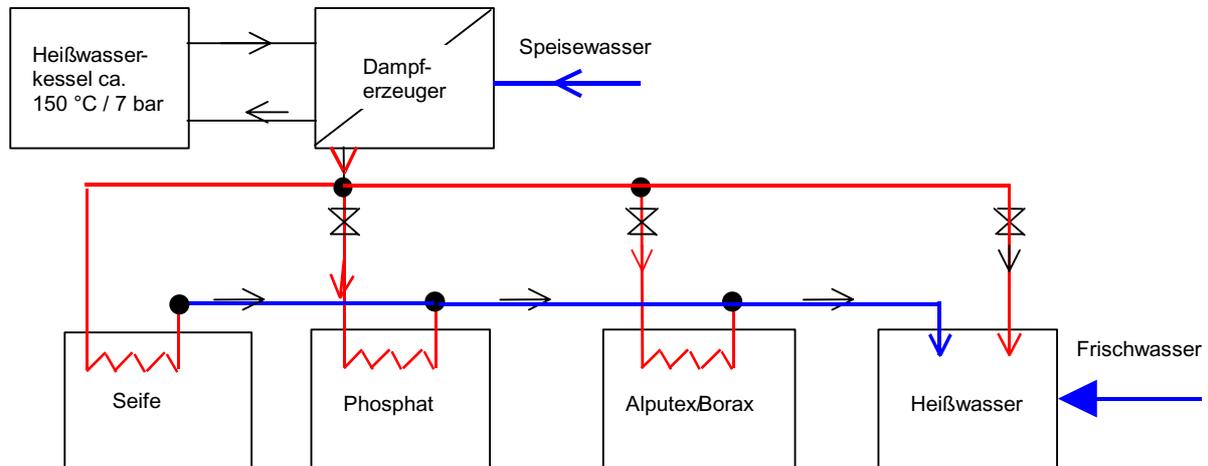
Der Dampf dient der Versorgung folgender Verbraucher:

≠# Beizerei

In der Beizerei müssen Heißwasser-, Borax-, Phosphat- und Seifenbad auf konstanter Temperatur (Temperaturbereich zwischen 57 und 73 °C) gehalten werden, wozu sie beheizt, teil-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

weise aber auch gekühlt werden müssen. Die folgende Abbildung zeigt eine schematische Darstellung der Energieversorgung der Bäder der Beizerei.



**Abbildung 5-5: Energieversorgung der Bäder der Beizerei**

Die Wärmeversorgung des Seifen-, Phosphat- und Boraxbades erfolgt mittels an zwei gegenüberliegenden Innenseiten der Bäderwände angebrachten Wärmetauscherrohren, welche kontinuierlich mit dem im Dampferzeuger erzeugten Dampf durchströmt werden. Dabei kommt es zur teilweisen Kondensation des Dampfes. Dadurch wird den Bädern Wärme zugeführt, die erforderlich ist um die Verluste abzudecken.

Im Heißwasserbad wird der vorher durch die Wärmetauscher der anderen Bäder geleitete Dampf (wobei die einzelnen Bäder parallel durchströmt werden) vollständig kondensiert und dem Heißwasserbad zugesetzt. Um dieses Bad auf konstanter Temperatur von ca. 70 °C halten zu können, ist die ständige Zugabe von Kaltwasser erforderlich, d.h. das Bad muss gekühlt werden, um nicht zu heiß zu werden.

#### Ø Patentieren I Trocknung und Spülwassererwärmung

Die Drahttrocknung bei der Anlage Patentieren I erfolgt mittels Warmluft, welche mittels dampfbeheizter Konvektoren (mit Dampf aus dem Dampferzeuger) erwärmt wird. Das anfallende Kondensat dient zur Spülwassererwärmung.

Ø` Sporadischer Verbraucher

Bei Erneuerung der Bäderflüssigkeit oder nach Betriebsstillstand der Anlage Patentieren IV erfolgt das Aufheizen der Bäder durch Dampf, welcher über einen Schlauch in die Bäder geleitet wird.

Ø` Patentieren IV

In der Anlage Patentieren IV erfolgt die Beheizung der Phosphat- und Seifenbäder zur Abdeckung der Wärmeverluste mittels Heißwasser. Die Temperatur dieser Bäder muss konstant auf ca. 80 °C gehalten werden.

Ø` Warmwasser Boiler

Die Warmwasserbereitung für sanitäre Zwecke (waschen, duschen) erfolgt mittels eines Warmwasser Boilers welcher in Form von Heißwasser mit Wärme versorgt wird.

Ø` Luftheritzer mit ca. 150 °C Vorlauftemperatur (LEH 150)

Die Lufterwärmung der Produktions- bzw. Lagerhallen erfolgt teilweise mit Luftheritzern, welche direkt in Form von Heißwasser mit Wärme versorgt werden.

Ø` Luftheritzer mit ca. 70 °C Vorlauftemperatur (LEH 70)

Im Unterschied zu den direkt mit Heißwasser betriebenen Luftheritzern (LEH 150) gibt es weitere Luftheritzer, welche unter Zwischenschaltung eines Wasser/Wasser-Wärmetauschers mit Warmwasser mit einer Vorlauftemperatur von ca. 70 °C mit Wärme versorgt werden. Auch diese Luftheritzer dienen der teilweisen Beheizung der Produktions- bzw. Lagerhallen.

Aus der obigen Verbraucherzusammenstellung ist ersichtlich, dass keiner der Dampfabnehmer aufgrund seines Temperaturniveaus einen zwingenden Bedarf an Dampf hat. In einem Folgeprojekt wird untersucht, ob die Niedertemperaturbäder der Beizelei durch Heißwasser anstelle von Sattdampf beheizt werden können.

**5.2.4. Erdgaseinsparung bei den Öfen*****Brennereinstellung Ölvergüßen IX verbessern***

Die Messung der CO-Werte lässt auf eine unvollständige Verbrennung schließen mit Nachverbrennung im Abgaskanal, wo die dabei entstehende Wärme nicht genutzt werden kann. Wie im Anhang II ermittelt, beträgt der Verlust 0,033 kWh pro kWh Erdgas. Bei einem Erdgaseinsatz von 5.079.800 kWh/a (Tabelle 6) ergibt sich eine Einsparung von 168.000 kWh/a, wenn die Brennereinstellung optimiert wird.

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	168.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	3.020 Euro/a

**5.2.5. Raumwärme und Warmwasserbereitung*****Ersatz der beiden Kessel zur Raumwärmebereitstellung durch einen neuen Kessel***

Eine neue Kesselanlage mit stufenloser Drehzahlregelung und elektronischem Verbund (Gas-Luft) und Leistungsregelung sowie O<sub>2</sub>-Regelung würde entsprechend der Angaben der anbietenden Firma 7 – 10 % an Erdgas gegenüber den derzeitigen zwei Kessel einsparen. Zur Erdgaseinsparung sind weitere 3 bis 5 % hinzuzurechnen durch verminderte Strahlungsverluste, wenn die beiden Kessel durch einen Kessel ersetzt werden.

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung an Erdgas:	100.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	1.800 Euro/a

***Beheizung von hohen Räumen***

Warme Luft steigt auf und sammelt sich unter der Decke, wo sie nicht gebraucht wird. Große Temperaturunterschiede erhöhen die Wärmeverluste durch das Dach [13]. Als Maßnahme wird vorgeschlagen [13]:

- Ø Ersatz von heißwasserbeheizten Lufterhitzern durch Gasstrahler

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die jährliche bereitgestellte Nutzenergie der zwei Lufterhitzer mit je 100 kW Heizleistung (z.B. Beizerei und Bonderei) beträgt bei 1.700 Vollaststunden 340.000 kWh/a. Zur Zeit wird diese Energiemenge mit den Heißwasserkesseln (Wirkungsrad ca. 63 %) erzeugt, wofür 540.000 kWh Erdgas benötigt werden. Wird der gleiche Heizbedarf jedoch mit Gasstrahlern abgedeckt (Wirkungsgrad annähernd 100 %), werden nur 340.000 kWh an Erdgas benötigt. Aus der Differenz der beiden Energiemengen ergibt sich eine jährliche Erdgasersparnis von 200.000 kWh.

<b>Einsparpotential</b>	
Energieeinsparung:	200.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	3.600 Euro/a

***Warmwasserversorgung***

Durch den Ersatz alter Mischbatterien durch neue thermostatische Mischer kann Warmwasser und Energie gespart werden [14]. Durch Vorwärmung des Warmwassers durch Abwässer aus der Produktion lässt sich der Energieeinsatz der Warmwassererzeugung verringern.

Als Maßnahme werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Ersetzen alter Mischbatterien durch neue thermostatische Mischer.
- Ø Möglichkeiten der Warmwasservorwärmung durch Abwässer aus der Produktion prüfen.
- Ø Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Wärmerückgewinnung aus Abwasser prüfen.

Zur Verbesserung des Wirkungsgrades wurde anstatt der Nutzung des Heißwassers aus den Kesselanlagen zur Prozessheißwassererzeugung eine Gastherme angeschafft. Es wurde das Einsparpotential jedoch noch nicht erhoben.

***Maßnahmen am Heizungssystem***

Durch unterschiedliche Strömungsverluste in mehreren Heizsträngen kommt es zu schlechteren Wirkungsgraden. Das Umwälzen einer zu hohen Wassermenge verbraucht mehr Energie als nötig. Um zu hohe Temperaturen im Warmwasserkreislauf zu vermeiden, sollten die Umwälzpumpen thermostatgesteuert sein. Manchmal kann die Beheizung einzelner Zonen billiger sein, als die Beheizung großer Räume. Der Heizwärmebedarf von nördlich und südlich

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

gelegenen Räumen kann sehr unterschiedlich sein. Außentemperaturgeführte Regelungssysteme reduzieren den Energieverbrauch gegenüber Vorlauftemperaturregelungen. Alte unübersichtliche Heizsysteme können überschüssige Pumpen beinhalten. Warmwasserbereitung durch Sonnenenergie oder Wärmepumpe kann wirtschaftlich sein [13].

Als Maßnahmen werden vorgeschlagen [13]:

- Ø Überprüfen, ob hydraulisches Verteilsystem effizient eingeregelt ist und ob die Anzahl der Pumpen reduziert werden kann. Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf beachten.
- Ø Überprüfen, ob Umwälzpumpen richtig dimensioniert sind
- Ø Umwälzpumpen auf die angegebene Wassermengen einstellen.
- Ø Umwälzpumpen durch schaltbare Umwälzpumpen ersetzen, bei denen sich die Leistungsaufnahme der Pumpe nach dem Wasserbedarf richtet.
- Ø Installation von Heizstrahlern für lokale Arbeitsplatzbeheizung.
- Ø Heizsystem in Zonen unterteilen und Ventile mit Zeit- und Temperaturkontrolle in den einzelnen Zonen installieren. Frostschutz beachten.
- Ø Ersetzen der Vorlauftemperaturregelung durch eine außentemperaturgeführte Regelung.
- Ø Prüfung der Möglichkeiten zur Warmwasserbereitung mittels Sonnenkollektoren und Wärmepumpe.
- Ø Eine Überprüfung der Umwälzpumpen hat ergeben, dass die zwei Pumpen zur Raumwärmebereitstellung mit je 22 kW durch zwei Pumpen mit je 6 kW ersetzt werden können. Der Austausch erfolgte 2003.

**Einsparpotential**

Energieeinsparung:	160.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	14.800 Euro/a

**5.2.6. Nutzwasserpumpen**

Um mehrere Varianten zum Ersatz der Nutzwasserpumpen vergleichen zu können wurden drei Angebote eingeholt, die sich in der Fördermenge unterschieden. Der Nachteil der derzeitigen Pumpe ist ihr niedriger Wirkungsgrad und die daraus resultierende zu hohe Leistungsaufnahme. Ziel ist es, den Energiebedarf durch Austausch der Pumpe zu senken. Die vorhan-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

dene Pumpe mit 55 kW wird in den drei Varianten durch eine, zwei bzw. drei Pumpen des Typs CR64-2-2 / 7,5 kW ersetzt. Als Strompreis werden die derzeit bezahlten 0,093 EUR/kWh angenommen. Die Leistungsdaten der drei Varianten sind im Anhang in Kapitel Nutzwasserpumpen zusammengefasst.

Investitionskosten: 20516 EUR je Pumpe inkl. Mehrwertsteuer laut Anbot vom Juni 2003.

Tabelle 16 listet die Wirtschaftlichkeitsdaten in Abhängigkeit von der Fördermenge auf.

**Tabelle 16: Wirtschaftlichkeitsdaten bei Erneuerung der Nutzwasserpumpen**

Fördermenge m <sup>3</sup> /h	Bis 80	100 – 150	> 150 m <sup>3</sup> /h
Energieverbrauchseinsparung kWh/a	37.360	66.569	58.592
Energiekosteneinsparung EUR/a	3.474	6.191	5.449
Investitionskosten EUR	20.516	41.033	61.549
Statische Amortisationszeit	5,9	6,6	11,3

### **Einsparpotential**

Energieeinsparung:	59.000 kWh/a
Kosteneinsparung:	5.500 Euro/a

### **5.2.7. Hochtemperatur-Bleibäder**

#### *Kaskadische Energienutzung*

Die kaskadische Energienutzung zielt darauf ab, das Abgas aus den Öfen so zu nutzen, dass der Energieeinsatz nachfolgender Prozesse gesenkt werden kann. Aus produktionstechnischen Gründen ist die Abwärme nur innerhalb der gleichen Prozesslinie nutzbar und kann nicht auf eine andere Anlagenlinie verschoben werden. Bei den beiden Ölvergütungsanlagen VII und IX könnte das Abgas aus dem Ofen bzw. der Bleibadglühe genutzt werden um die Bleibäder auf einem konstanten Temperaturniveau zu halten.

Nach den Bädern kann die Restabwärme über Wärmetauscher für die Raumheizung genutzt werden. Dazu wird ein Bypass in den Abgaskanal nach den Bädern eingebaut. Während der Heizperiode wird das Abgas über den Wärmetauscher geführt. Außerhalb der Heizperiode

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

wird das Abgas durch elektrisch verstellbare Klappen über den Bypass abgeführt und gelangt direkt ins Freie. Nach dem Wärmetauscher wird ein Saugzugventilator angebracht, damit die Druckverhältnisse im Kamin so gesteuert werden können, dass die Verbrennungsabläufe der Bleibädern nicht gestört werden. Die vom Wärmetauscher gelieferte Energie dient zur Warmwassererzeugung. Das Warmwasser tritt mit 90 °C in Deckenstrahlerplatten ein und gibt über die Platten die Wärme ab, die dazu dient die Halle zu beheizen. Das Warmwasser kühlt sich dabei auf 70 °C ab. Mit dieser Temperatur tritt es in den Wärmetauscher ein. Die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme wird beispielhaft für die Anlage Ölvergüten IX abgeschätzt.

Bei den Anlagen Patentieren I und IV liegt die Abgastemperatur der Öfen niedriger als die Temperatur der Bleibäder, so dass die Abwärme nicht zur Beheizung der Bleibäder genutzt werden kann. Die Abwärme wird daher zur Raumwärmebereitstellung genutzt, wie bei den Ölvergüteanlagen oben beschrieben.

Die für diese Abschätzungen durchgeführten Messungen sind in Anhang IV dokumentiert.

**Ölvergüten VII**

Die Anlagenlinie Ölvergüten VII besteht aus den Arbeitsschritten:

- 1) Austenitisieren im Austenitisierungsöfen
- 2) Abschrecken im Ölbad bei 60°C
- 3) Spülbad, nicht beheizt
- 4) Wärmebehandlung in Bleibädern bei etwa 450 °C – 500 °C
- 5) Ölbad als Korrosionsschutz bei Überseeversand

Abbildung 3-6 zeigt die Anordnung der Komponenten. Die Abgase aus dem Ofen könnten einen Teil der benötigten Wärme zur Beheizung der Bleibäder liefern. Die vorhandene Heizung der Bäder mit Strom könnte dann eingeschaltet werden, wenn die Abwärme aus den Abgasen nicht zur Beheizung ausreicht. Es wurde die Abgastemperatur und die Sauerstoffkonzentration im Abgas aus dem Ofen gemessen und daraus der Abgasverlust errechnet. Aus dem Erdgaseinsatz multipliziert mit dem Abgasverlust von 32 % \* (100 – Wirkungsgrad aus Tabelle 6) errechnet sich die Abwärme die nun wärmetechnisch genutzt werden soll. Zur

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Beheizung der Bäder kann Abwärme aus dem Ofen (525.800 kWh/a) mit einer Temperatur oberhalb der Badtemperatur genutzt werden (Tabelle 17). Wie in Tabelle 18 dargestellt, können 192.300 kWh/a dazu genutzt werden, damit der Stromeinsatz der Bäder von 435.727 kWh/a auf 243.427 kWh/a gesenkt werden kann. Die verbleibenden 333.500 kWh/a könnten zur Beheizung der Hallen genutzt werden, wodurch Erdgas eingespart wird. Die Abgase werden in einem Wärmetauscher auf 200 °C abgekühlt. Damit kann jedoch nur während der Heizperiode ein Beitrag zur Raumwärmebereitstellung geliefert werden. Das ist zu 58 % des Jahres. Die Wirtschaftlichkeit wird anhand der Anlage Ölvergüten IX analysiert (Tabelle 19).

**Tabelle 17: Abgastemperatur, Erdgaseinsatz, Nutzenergie (inkl. Abstrahlung) und Abwärme des Ofens der Anlage Ölvergüten VII**

	Abgastemperatur °C	Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Abwärme kWh/a
Ofen	702	1.553.600	1.027.800	525.800

**Tabelle 18: Nutzbares Enthalpiegefälle und nutzbare Abwärme nach Ofen**

	Bleibad 1	Bleibad 2
Abgastemperatur °C	702	702
Abgasstromaufteilung nach der Temperatur	0,54	0,46
Abwärmestrom kWh/a	281.600	244.200
Badtemperatur °C	490	425
Abgasenthalpie nach Bad kJ/kg Abgas	566	487
Abgsstrom in kg Abgas/kg Erdgas	10,57	9,17
Dichte Erdgas: 0,737 kg/m <sup>3</sup>		
Abgasenthalpie nach Bad kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	4.408	3.291
Erdgaseinsatz: 156.000 m <sup>3</sup> /a		
Abwärme nach Bad kWh/a	191.000	142.500
Genutzte Abwärme kWh/a	90.600	101.700
Summe genutzte Abwärme kWh/a		192.300

**Tabelle 19: Nutzbares Enthalpiegefälle und nutzbare Abwärme nach Bädern**

Abwärmestrom kWh/a	333.500
Temperatur nach dem Wärmetauscher (WT) °C	200
Abgasenthalpie nach WT kJ/kg Abgas	223
Abgasstrom in kg Abgas/kg Erdgas	19,74
Dichte Erdgas: 0,737 kg/m <sup>3</sup>	
Abgasenthalpie nach WT kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	3.246
Erdgaseinsatz: 156.000 m <sup>3</sup> /a	
Abwärme nach WT kWh/a	140.663
Verfügbare Abwärme kWh/a	192.890
Nutzbare Abwärme während der Heizperiode kWh/a	111.876

**Einsparpotential**

Energieeinsparung an Strom in den Bleibädern:	192.000 kWh/a
Kosteneinsparung Strom:	17.800 Euro/a
Energieeinsparung Erdgas zur Raumwärmebereitstellung:	112.000 kWh/a
Kosteneinsparung Erdgas:	2.020 Euro/a
Summe Kosteneinsparung:	19.820 Euro/a

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

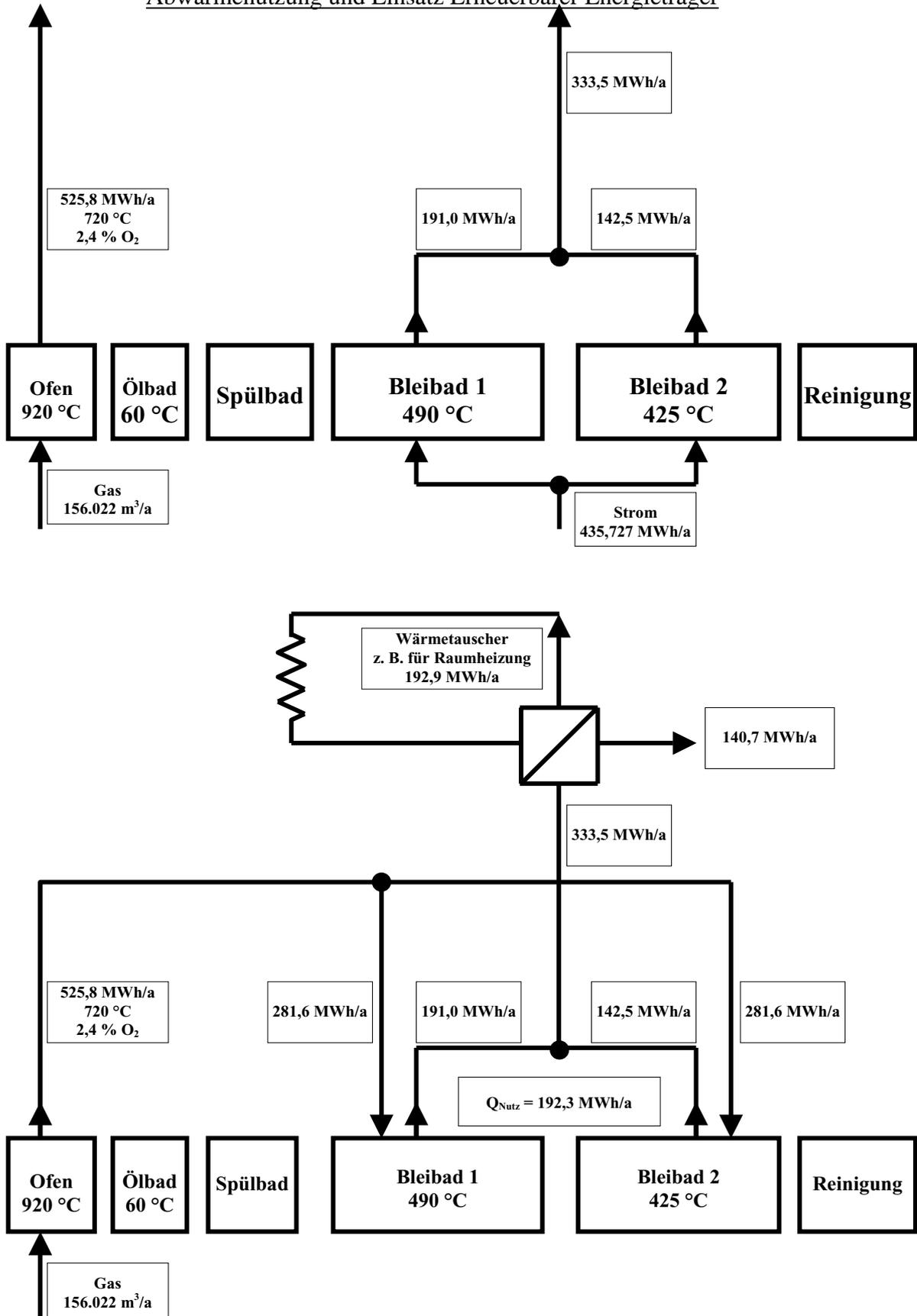


Abbildung 5-6: Schema der Anlage Öilvergüten VII, derzeitiger Stand (oben) und mit Wärmerückgewinnung (unten)

**Ölvergüten IX**

Der Prozess Ölvergüten IX besteht aus den Arbeitsschritten (Abbildung 3-7):

- 1) Austenitisieren in der Bleibadglühe
- 2) Abschrecken im Ölbad bei 60°C
- 3) Spülbad, nicht beheizt
- 4) Wärmebehandlung in Bleibädern bei etwa 450 °C – 500 °C
- 5) Ölbad als Korrosionsschutz bei Überseeversand

Abbildung 3-7 zeigt die Anordnung. Zur Berechnung der nutzbaren Abwärmeströme wurden Abgasmessungen nach der Bleibadglühe durchgeführt. Es gibt zwei Abgasströme nach der Bleibadglühe, die mit Vorne und Mitte bezeichnet wurden. Zusätzlich wurde am Gaszähler der Verbrauch der Bleibadglühe während eines Produktionstages abgelesen. Ebenso wurde für den gleichen Zeitraum der Gaszähler für alle drei Bleibäder abgelesen. Mit Hilfe dieser Durchschnittswerte wurde der Jahreserdgasverbrauch auf die beiden erdgasbeheizten Erwärmungsprozesse Bleibadglühe und Bleibäder aufgeteilt (Tabelle 20). zeigt die vorgeschlagene wärmetechnische Schaltung. Die Abgase aus der Bleibadglühe können einen Teil der benötigten Wärme zur Beheizung der Bäder liefern. In Tabelle 21 sind die Messdaten Abgastemperatur und Sauerstoffgehalt und der daraus errechnete Abgasstrom zusammengefasst.

Genutzt werden kann nur die Abwärme oberhalb der Badtemperatur. Eine Erdgas-, oder Stromzusatzheizung ist zusätzlich zur Beheizung mit Abwärme vorzusehen. Diese dient der raschen Aufheizung der Bäder, wenn die Abwärme aus den Abgasen nicht zur Beheizung ausreicht (Tabelle 22).

In Summe können also 873.911 kWh/a genutzt werden. Ein Vergleich des Erdgaseinsatzes aus Tabelle 20, (1.331.352 kWh/a) und der nutzbaren Abwärme aus Tabelle 22 (873.916 kWh/a) zeigt, dass der Erdgaseinsatz um 66 % reduziert werden könnte. Ausgenommen sind kurzzeitige Aufwärmvorgänge, für die eine Erdgas- oder Stromzusatzheizung vorgesehen werden müsste.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Nach Nutzung der Abwärme bei den Bleibädern wird die verbleibende Abwärme zur Raumwärmerebereitstellung genutzt. Wenn das Abgas im Wärmetauscher auf 200 °C abgekühlt wird, stehen weitere 153.833 kWh/a an Wärme zur Verfügung (Tabelle 23).

Diese Abwärmemenge kann jedoch nur an den Heiztagen genutzt werden, das ist zu 58 % des Jahres. Die nutzbare Abwärme ist daher 89.223 kWh/a. Die Detailplanung zur Nutzung dieses Abwärmepotenzials erfolgt im Projekt „Ressourceneffizienzsteigerung durch experimentelle Optimierung von Wärmebehandlungsprozessen der metallverarbeitenden Industrie“.

**Tabelle 20: Errechnete Aufteilung des Jahresverbrauchs an Erdgas und der bereitgestellten Energie auf die Bleibadglühe und die Bleibäder**

	Gaszähler m <sup>3</sup> /h	Jahresverbrauch m <sup>3</sup> /a	Energie kWh/a
Bleibadglühe	47,3	376.430	3.748.390
Bleibäder 1+2	16,8	133.700	1.331.352
Summe		510.130	5.079.742

**Tabelle 21: Abgastemperatur, gemessener Sauerstoffgehalt, Abgasmassenstrom der Bleibadglühe der Anlage Ölvergüten IX**

	Abgastemperatur °C	Sauerstoffgehalt %	Abgas kg Abgas/kg Erdgas
vorne	945	0,4	17,87
Mitte	975	1,0	18,38

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

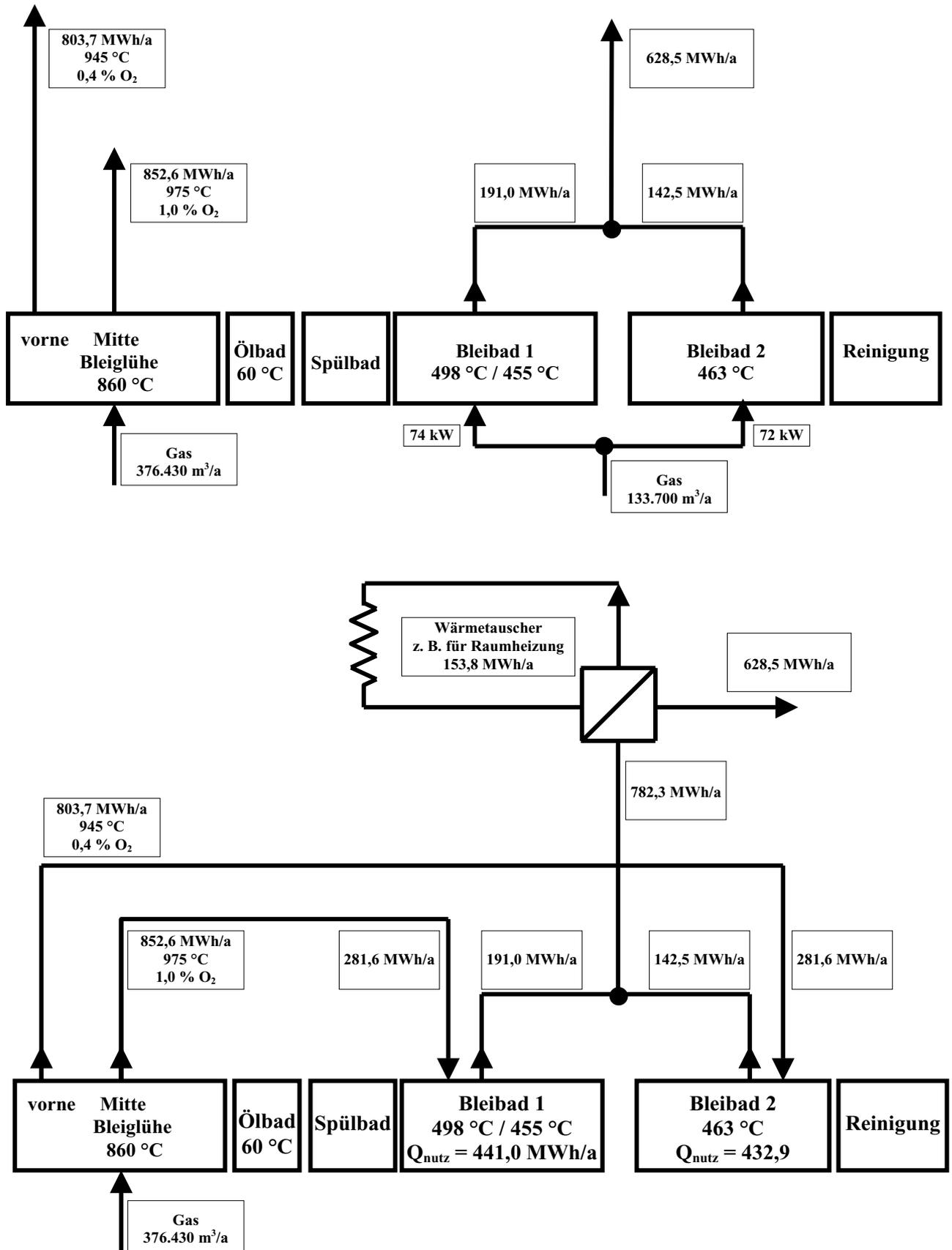


Abbildung 5-7: Schema der Anlage Öilvergüten IX, derzeitige Stand (oben) und mit Wärmerückgewinnung (unten)

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger**Tabelle 22: Badtemperatur, Energie vor und nach dem Bad, nutzbare Abwärme**

	Bleibad 1	Bleibad 2
Temperatur	498°C	463°C
Energie vor dem Bad	852.615 kWh/a	803.614 kWh/a
Energie nach dem Bad	411.610 kWh/a	370.703 kWh/a
Nutzbare Abwärme	441.005 kWh/a	432.911 kWh/a

**Tabelle 23: Nutzbare Abwärme zur Raumwärmebereitstellung**

	Abwärme kWh/a
Abwärme aus Bädern	782.313
Abwärme nach dem Wärmetauscher	628.480
Verfügbare Abwärme	153.833
Nutzbare Abwärme während der Heizperiode	89.223

**Einsparpotential**

Energieeinsparung Erdgas für die Bleibäder:	874.000 kWh/a
Energieeinsparung an Erdgas für die Raumwärme:	89.000 kWh/a
Summe:	963.000 kWh/a
Kosteneinsparung Erdgas für die Bäder:	15.700 Euro/a
Kosteneinsparung Erdgas für die Raumwärme:	1.600 Euro/a
Kosteneinsparung gesamt:	17.300 Euro/a

***Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Raumwärmebereitstellung***

Für den Wärmetauscher inklusive Deckenstrahlerplatten, hydraulische Verteilung und Einbindung und Montage zur Hallenheizung wurde ein Angebot eingeholt.

Die Kosten betragen 83.700 EUR. Bei einer Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 6 % und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren beträgt der Kapitalwiedergewinnungsfaktor 0,087. Aus kaufmännischer Vorsicht werden als Ausgaben die Abschreibung und die Annuität be-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

rücksichtigt. Das bedeutet, dass sowohl diese Anlage wie auch eine Folgeanlage erwirtschaftet werden soll. Die Abschreibung errechnet sich aus den Investitionsausgaben/Nutzungsdauer, die Annuität aus den Investitionsausgaben \* Kapitalwiedergewinnungsfaktor.

Abschreibung: 4.186 EUR/a

Annuität: 7.309 EUR/a

Summe: 11.495 EUR/a

Ersparnis: 1.606 EUR/a

Den jährlichen Ausgaben von 11.495 EUR/a stehen jährliche Ersparnisse von 1.606 EUR/a gegenüber. Die Investition ist bei den gegenwärtigen Erdgaspreisen daher nicht wirtschaftlich.

Daher wird untersucht, ob aus wirtschaftlichen Gründen auf die Beheizung der Bleibäder verzichtet werden soll, und die gesamte vorhandene Abwärme aus der Bleibadglühe zur Raumwärmebereitstellung genutzt werden soll. Die nutzbare Abwärme für die Raumwärmebereitstellung, wenn auf die Beheizung der Bleibäder mit Abwärme verzichtet wird, ist in Tabelle 24 dargestellt.

**Tabelle 24: Nutzung der gesamten Abwärme für die Raumwärme**

	Abwärme kWh/a
Abwärme Abgaskanal vorne kWh/a	803.614
Abwärme Abgaskanal hinten kWh/a	852.615
Summe kWh/a	1.656.229
Abwärme nach dem Wärmetauscher kWh/a	628.480
Verfügbares Gefälle kWh/a	1.027.749
Nutzbare Abwärme während der Heizperiode kWh/a	596.094
Kosteneinsparung an Erdgas für Raumwärme	10.730

Auch wenn die gesamte Abwärme für die Raumwärmebereitstellung genutzt werden, ist die Investition bei den derzeitigen Erdgaspreisen nicht wirtschaftlich. Jährlichen Ausgaben von 11.495 EUR stehen jährliche Ersparnisse von 10.730 EUR gegenüber. Bei einem Erdgaspreis von 0,0193 statt der derzeitigen 0,018 EUR/kWh wird die Investition wirtschaftlich.

**Patentieren IV**

Der Ofen im Prozess Patentieren IV (Abbildung 3-8) hat eine Abgastemperatur von 440 °C. Diese Temperatur ist zu niedrig um die Bleibäder mit 550 und 650 °C zu beheizen. Die Abwärme kann jedoch einen Beitrag zur Raumwärme liefern. Es wird wieder angenommen, dass im Wärmetauscher die Abgase von 440 auf 200 °C abgekühlt werden. Abbildung 3-8 zeigt dieses Schema. Tabellen 25 und 26 zeigen Rechenergebnisse. Der Erdgaseinsatz in der Anlage Patentieren IV ist 1.267.288 m<sup>3</sup>/a. Die Abwärme ist jedoch nur während der Heizperiode zur Raumwärmebereitstellung nutzbar, also zu 58% des Jahres.

**Tabelle 25: Temperatur des Abgases am Ein- und Austritt aus dem Wärmetauscher und nutzbares Gefälle in kWh/m<sup>3</sup> Erdgas**

	Temperatur °C	Enthalpie kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	Gefälle kWh/m <sup>3</sup> Erdgas
Eintritt	440	3,017	
Austritt	200	1,337	1,68

**Tabelle 26: Nutzbare Abwärme während der Heizperiode**

Vorhandene Abwärme kWh/a	2.129.040
Genutzte Abwärme während der Heizperiode kWh/a	1.234.843

**Einsparpotential**

Energieeinsparung Erdgas für die Raumwärme: 1.230.000 kWh/a

Kosteneinsparung: 22.200 Euro/a

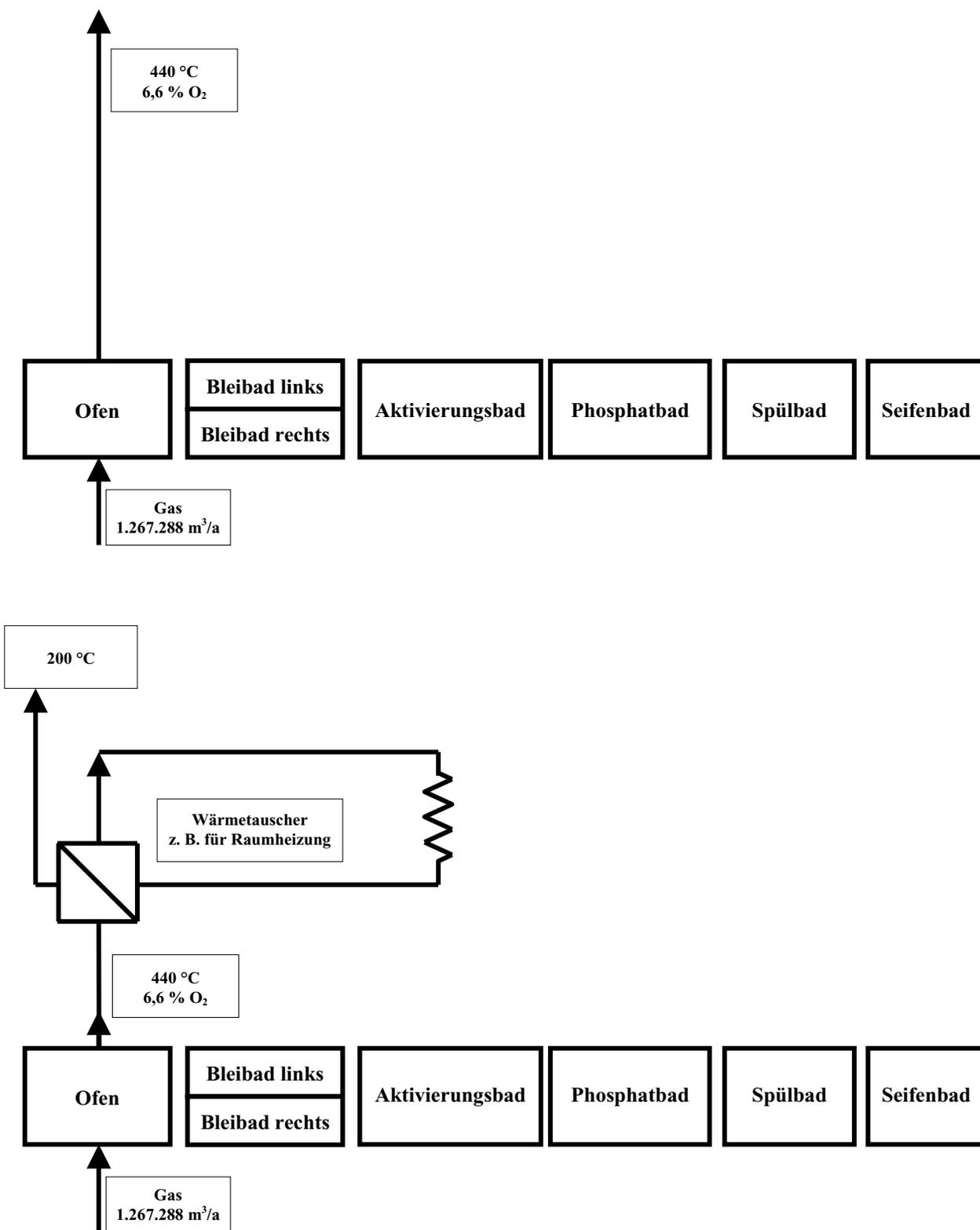


Abbildung 5-8: Schema der Anlage Patentieren IV, derzeitiger Stand (oben) und mit Abwärmenutzung (unten)

**Patentieren I**

Der Ofen im Prozess Patentieren IV (Abbildung 3-9) hat eine Abgastemperatur von 330 °C. Diese Abwärmtemperatur aus dem Ofen ist zu niedrig um die Bleibäder mit 550 und 650 °C zu beheizen. Die Abwärme kann jedoch einen Beitrag zur Raumwärme liefern. Es wird wieder angenommen, dass im Wärmetauscher die Abgase von 330 auf 200 °C abgekühlt werden.

Die Enthalpie in kWh/m<sup>3</sup> ist bei 200 °C bei der Anlage Patentieren I höher als bei der Anlage Patentieren IV, weil die Abgaszusammensetzung eine andere ist (Tabelle 27).

Der Erdgaseinsatz in der Anlage Patentieren I ist 25.882 m<sup>3</sup>/a. Die Abwärme ist jedoch nur während der Heizperiode zur Raumwärmebereitstellung nutzbar, also zu 58 % des Jahres (Tabelle 28)

**Tabelle 27: Temperatur des Abgases am Ein- und Austritt aus dem Wärmetauscher und nutzbares Gefälle in kWh/m<sup>3</sup> Erdgas**

	Temperatur °C	Enthalpie kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	Gefälle kWh/m <sup>3</sup> Erdgas
Eintritt	330	2,273	
Austritt	200	1,360	0,913

**Tabelle 28: Nutzbare Abwärme während der Heizperiode**

Vorhandene Abwärme kWh/a	23.632
Nutzbare Abwärme während der Heizperiode kWh/a	13.707

**Einsparpotential**

Energieeinsparung Erdgas Raumwärme:	13.700 kWh/a
Kosteneinsparung:	250 Euro/a

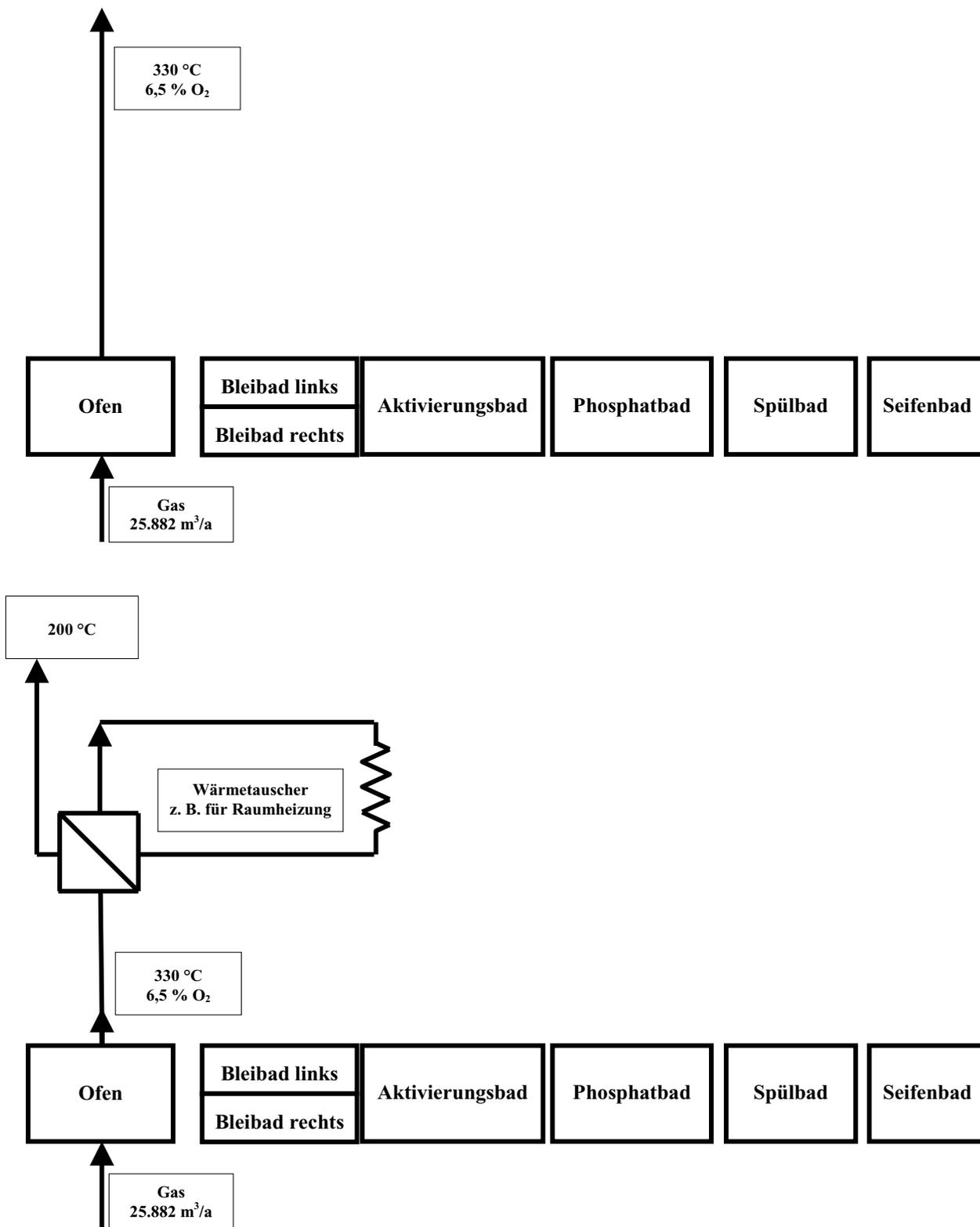


Abbildung 5-9: Schema der Anlage Patentieren I, derzeitiger Stand (oben) und mit Abwärmenutzung (unten)

### 5.2.8. Wärmedämmung der Bäder

In den Prozessschritten Patentieren und Ölvergüten, wird der Draht in einem Ofen auf ein vorgegebenes Temperaturniveau gebracht und nach Verlassen des Ofens auf eine ebenfalls vorgegebene Temperatur abgekühlt. Der Abkühlvorgang erfolgt dabei jeweils in Bleibädern, die mit Strom oder Erdgas beheizt werden.

Aufgrund der hohen Badtemperaturen von 400 bis 650 °C sind die Wärmeverluste der Bäder sehr hoch. Zur Reduzierung der Wärmeverluste über die Oberfläche werden diese Bäder derzeit mit einer Anthrazitschicht abgedeckt. Die Regelung der Temperatur in den Bädern erfolgt über die Anthrazitschicht, die in ihrer Dicke und der abgedeckten Fläche variiert wird. Nach vier bis sechs Wochen muss die Schicht erneuert werden, weil sich aus dem Anthrazit Asche bildet, die nicht mehr die gewünschten Dämmeigenschaften aufweist. Dazu muss die Anthrazitschicht von der Badoberfläche abgeschaufelt werden. Für die Entsorgung der Asche fallen Entsorgungskosten an.

An der Oberfläche der Anthrazitschicht wurden Temperaturen um die 200 °C gemessen. Entsprechend hoch sind daher die Abstrahlverluste. Es wird daher das Einsparpotential bei Anbringung von Dämmmatten anstelle der Anthrazitschicht untersucht. Der Vorteil beim Ersatz der Anthrazitschicht durch Dämmmatten ist, dass der Vorgang des Abschaufelns entfällt und die Bleiasche nicht entsorgt werden muss. Die Kosten für diese Maßnahme setzen sich zusammen aus den Materialkosten der Dämmmatten (534 EUR/m<sup>2</sup>) und den Montagekosten (9,81 EUR/Mannstunde).

Dabei werden folgende Varianten verglichen:

- Ø · Istzustand
- Ø · Teilweise Abdeckung
- Ø · Vollständige Abdeckung

Der Grund, dass sowohl die Variante teilweise wie auch vollständige Abdeckung untersucht wird, liegt darin, dass ohne experimentelle Versuche nicht abschätzbar ist, welche Auswirkungen die neue Abdeckung auf die Temperaturverteilung bzw. die Chemie in den Bädern und damit auf die Drahtqualität hat. Ein Vergleich der Varianten zeigt, dass sich die Abdeckung der Bäder in weniger als einem Jahr amortisiert.

*Istzustand***Tabelle 29: Daten zur Berechnung des Anthrazitbedarfes**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Fläche	m <sup>2</sup>	19,8	3,3	5,4	2,85	15,35
Schichtdicke	cm	5	5	5	5	5
Volumen	m <sup>3</sup>	0,99	0,17	0,27	0,14	0,77
Dichte	kg/m <sup>3</sup>	550	550	550	550	550
Masse	kg	545	91	149	78	422
Häufigkeit	1/a	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
Gesamtmenge	kg/a	5.663	944	1.544	815	4.390
Anthrazitpreis	EUR/kg	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225
Jahreskosten	EUR/a	1.276	213	348	184	989

Tabelle 30: Personalkosten für das Abschaufeln

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Zeitaufwand abschaufeln	h/5Wochen	16	2,25	4	2	12
Zeitaufwand Bedecken	h/5Wochen	4	4	4	4	4
Summe	h/5Wochen	20	6,25	8	6	16
jährlicher Zeit- aufwand	h/a	208	65	83	62	166
Mannkosten	EUR/Mann	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Personalaufwand	Mann/h	2	2	2	2	2
Kosten Asche abschaufeln	EUR/a	4.081	1.275	1.633	1.224	3.265

Tabelle 31: Entsorgungskosten der Asche

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Ascheanfall	kg/5 Wochen	1.250	208	341	180	969
jährlicher Ascheanfall	kg/a	13.000	2.167	3.545	1.871	10.078
spezifische Entsorgungskosten	EUR/kg	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Entsorgungskosten	EUR/a	3.637	606	992	524	2.820

Tabelle 32: Kosten des Produktionsausfalls

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
jährliche Produktionsausfallsstunden	h/a	208	65	83	62	166
spezifische Kosten pro Ausfallsstunde	EUR/h	94,1	94,1	94,1	94,1	94,1
Kosten Produktionsausfall	EUR/a	19.575	6.117	7.830	5.873	15.660

**Tabelle 33: Kosten durch Abstrahlverluste**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Wärmestromdichte	W/m <sup>2</sup>	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Fläche	m <sup>2</sup>	19,8	3,3	5,4	2,85	15,35
Abstrahlleistung	W	64.350	10.725	17.550	9.263	49.888
Betriebsstunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Wärmeverluste durch Abstrahlung	kWh/a	514.800	85.800	140.400	74.100	399.100
Strom/Erdgas Preis	EUR/kWh	0,093	0,093	0,093	0,093	0,018
Kosten infolge Ab- strahlverluste	EUR/a	47.887	7.981	13.060	6.893	11.585

*Teilweise Abdeckung***Tabelle 34: Daten zur Berechnung des Anthrazitbedarfes und der Anbringung der Dämmmatten**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Fläche Anthrazit	m <sup>2</sup>	10,2	1,65	2,64	1,35	7,7
Schichtdicke	cm	5	5	5	5	5
Volumen	m <sup>3</sup>	0,51	0,08	0,13	0,05	0,39
Dichte	kg/m <sup>3</sup>	550	550	550	550	550
Masse	kg	281	45	73	29	212
Häufigkeit	1/a	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
Gesamtmenge	kg/a	2.917	472	755	300	2.202
Anthrazitpreis	EUR/kg	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225
Jahreskosten	EUR/a	657	106	170	68	496
Fläche Dämm- matten	m <sup>3</sup>	9,6	1,65	2,76	1,35	7,7
Montagedauer	h	6	1	2	1	4,5
Kosten der Dämmmatten plus Montage	EUR/a	5.185	890	1495	730	4155

Tabelle 35: Personalkosten für das Abschaufeln

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Zeitaufwand abschaufeln	h/5Wochen	8	1	2	1	6
Zeitaufwand Polen und Bede- cken	h/5Wochen	4	4	4	4	4
Summe	h/5Wochen	12	5	6	5	10
jährlicher Zeit- aufwand	h/a	125	52	62	52	104
Mannkosten	EUR/Mann	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Personalaufwand	Mann/h	2	2	2	2	2
Kosten Asche abschaufeln	EUR/a	2.449	1.020	1.224	1.020	2.041

Tabelle 36: Entsorgungskosten der Asche

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Ascheanfall	kg/5 Wochen	462	104	170	66	485
jährlicher Ascheanfall	kg/a	4.805	1.083	1.773	689	5.039
spezifische Entsorgungskosten	EUR/kg	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Entsorgungskosten	EUR/a	1.344	303	496	193	1.410

Tabelle 37: Kosten des Produktionsausfalls

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
jährliche Produktionsausfallsstunden	h/a	125	52	62	52	104
spezifische Kosten pro Ausfallsstunde	EUR/h	94,1	94,1	94,1	94,1	94,1
Kosten Produktionsausfall	EUR/a	11.745	4.894	5.873	4.894	9.788

**Tabelle 38: Kosten durch Abstrahlverluste**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Wärmestromdichte Anthrazit	W/m <sup>2</sup>	3.250	3.250	3.250	3.250	3.250
Fläche	m <sup>2</sup>	10,2	1,65	2,64	1,5	15,35
Wärmestromdichte Matten	W/m <sup>2</sup>	288	288	288	288	288
Fläche	m <sup>2</sup>	9,6	1,65	2,76	1,8	7,7
Abstrahlleistung	W	35.915	5.838	9.375	3.931	27.154
Betriebsstunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Wärmeverluste durch Abstrahlung	KWh/a	287.318	46.702	75.000	31.447	217.233
Strom/Erdgas Preis	EUR/kWh	0,093	0,093	0,093	0,093	0,018
Kosten infolge Ab- strahlverluste	EUR/a	26.727	4.344	6.977	2.925	6.306

***Vollständige Abdeckung*****Tabelle 39: Kosten durch Abstrahlverluste**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Wärmestromdichte	W/m <sup>2</sup>	288	288	288	288	288
Fläche	m <sup>2</sup>	19,8	3,30	5,4	2,85	15,35
Abstrahlleistung	W	5.702	950	1.555	821	4.421
Betriebsstunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Wärmeverluste durch Abstrahlung	kWh/a	45.619	7.603	12.442	6.566	35.366
Strom/ Erdgas Preis	EUR/kWh	0,093	0,093	0,093	0,093	0,018
Kosten infolge Ab- strahlverluste	EUR/a	4.244	707	1.157	611	1.027

**Tabelle 40: Kosten der Dämmmatten**

		Patentieren IV	Patentieren I	Ölvergüten VI	Ölvergüten VII	Ölvergüten IX
Fläche Dämmmatten	m <sup>3</sup>	19,8	3,3	5,4	2,85	15,4
Montagedauer	h	12	2	4	1,5	9
Kosten der Dämmmatten plus Montage	EUR/a	10690	1780	2925	1540	8310

*Vergleich der Varianten***Tabelle 41: Betriebs- und Anschaffungskostenvergleich**

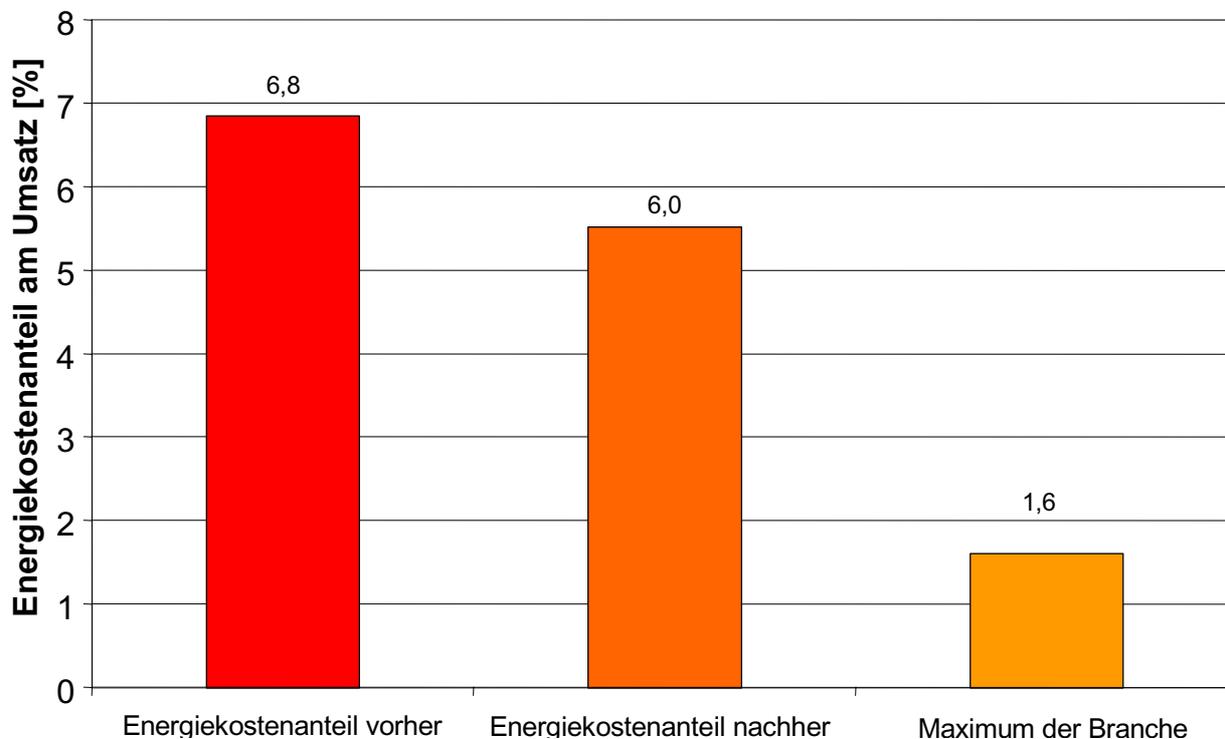
	<i>Betriebskosten EUR/a</i>	<i>Anschaffungskosten EUR</i>
<i>Patentieren IV</i>		
Istzustand	76.457	0
Teilweise Abdeckung	42.922	5.185
Vollständige Abdeckung	4.244	10.690
<i>Patentieren I</i>		
Istzustand	16.193	0
Teilweise Abdeckung	10.688	890
Vollständige Abdeckung	707	1.780
<i>Ölvergüten VI</i>		
Istzustand	23.863	0
Teilweise Abdeckung	14.740	1.495
Vollständige Abdeckung	1.157	2.925
<i>Ölvergüten VII</i>		
Istzustand	14.697	0
Teilweise Abdeckung	9.840	730
Vollständige Abdeckung	611	1.540
<i>Ölvergüten IX</i>		
Istzustand	34.319	0
Teilweise Abdeckung	20.040	4.155
Vollständige Abdeckung	1.027	8.310

### 5.2.9. Zusammenfassung der Maßnahmen Energieeinsparung

Obwohl aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht alle Maßnahmen umgesetzt werden können und auch nicht alle Maßnahmen additiv gesetzt werden können, ist eine Gesamtübersicht von Interesse. Tabelle 42 zeigt die Energieeinsparung (Strom/Erdgas) und die damit verbundenen Energiekosteneinsparung. Bei der Abdeckung der Bleibäder kommen zu den Energiekosteneinsparungen noch weitere Einsparungen hinzu.

#### *Energiekostenanteil*

Die Energiekosten können bei Verwirklichung aller vorgeschlagenen Maßnahmen um 12,3 % gesenkt werden. Rückgerechnet für das Jahr 2000 hätten die Energiekosten dann statt 1,69 MEUR nur 1,48 MEUR ausgemacht. Der Umsatz lag im Jahr 2000 bei 24,7 MEUR. Der Energiekostenanteil am Umsatz reduziert sich durch die energieeffizienzsteigernden Maßnahmen von 6,8 auf 6,0 %. Damit liegt der Energiekostenanteil noch immer über dem für die metallverarbeitende Industrie angegebenen Maximum. Das lässt sich teilweise mit einem teureren Gestehungspreis für Strom von Kleinwasserkraftwerken der Joh. Pengg Holding GmbH erklären.



**Abbildung 5-10: Energiekostenanteil vor und nach Realisierung der effizienzsteigernden Maßnahmen**

***Energieverbrauch pro Umsatz***

Der Energieverbrauch pro Umsatz ist der Quotient aus Energieeinsatz in kWh/a und Umsatz in EUR/a. Für die metallverarbeitende Industrie werden 55 – 248 Wh/EUR angegeben [3]. Der Energieverbrauch der Joh. Pengg AG ohne energieeffizienzsteigernde Maßnahmen liegt mit 1.840 Wh/EUR höher. Durch die geplanten Maßnahmen reduziert sich der Energieeinsatz von 45,35 Mio. kWh/a auf 38,52 Mio. kWh/a. Der Energieverbrauch pro Umsatz nach Durchführung der Maßnahmen liegt bei 1560 Wh/EUR.

***CO<sub>2</sub>-Emissionen***

Bei der Verbrennung von Erdgas werden 0,199 kg CO<sub>2</sub>/kWh Erdgas emittiert. Werden alle vorgeschlagenen Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung durchgeführt, reduziert sich der Erdgaseinsatz um 5,7 Mio kWh/a. Dieser Reduktion entsprechend verringert sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 6700 t CO<sub>2</sub>/a um 16,9% auf 5570 t CO<sub>2</sub>/a.

**Tabelle 42: Zusammenfassung aller berechneten Einsparpotenziale**

Maßnahme	Erdgas kWh/a	Strom kWh/a	Kosten EUR/a
Leckage Druckluft		45.000	4.200
Druckniveauabsenkung Wochenende		4.200	390
Druckabsenkung Werktags		14.000	1.300
Überflüssige Kessel abschalten		66.000	6.100
Brennereinstellung Raumwärme	73.000		1.300
Trocknungsofen Beizerei	390.000		7.000
verbrauchsorientierte Kompressoren		72.000	6.700
Brennereinstellung Heißwasser	395.000		7.100
Kesseldämmung	75.000		1.350
Gasstrahler statt Lufterhitzer	200.000		3.600
Pumpen Heißwassernetz		140.000	13.000
Beizerei	1.800.000		32.000
Brennereinstellung Ölvergüten IX	168.000		3.020
neuer Kessel Raumwärme	100.000		1.800
Pumpen Raumwärme		160.000	14.800
Pumpen Nutzwasser		59.000	5.500
kaskadische Energienutzung Ölvergüten VII	112.000	192.000	19.820
kaskadische Energienutzung Ölvergüten IX	963.000		17.300
kaskadische Energienutzung Patentieren IV	1.230.000		22.200
kaskadische Energienutzung Patentieren I	13.700		250
Abdecken Patentieren IV		228.000	21.160
Abdecken Patentieren I		39.100	3.640
Abdecken Ölvergüten VI		65.000	6.080
Abdecken Ölvergüten VII		43.000	3.970
Abdecken Ölvergüten IX	182.000		5.280
Summe	5.701.700	1.127.300	208.880
Reduktion	-16,9%	-9,7%	-12,3%

Beim Abdecken der Anlagen Patentieren IV, Patentieren I, Ölvergüten VI, Ölvergüten VII und Ölvergüten IX wurde die Variante der teilweisen Abdeckung erfasst.

## **6. Einsatz erneuerbarer Energieträger**

Der Energiebedarf im vorliegenden Fall im Wesentlichen von nicht veränderbaren produktionstechnischen Anforderungen (Temperaturniveau der Prozesse, Materialwahl, Produktionsgeschwindigkeit, etc.) geprägt. Es wird daher von einem gleichbleibenden Nutzenergiebedarf bei den einzelnen Prozessen ausgegangen. Nachdem in Kapitel 3 die effiziente Bereitstellung der Nutzenergie und die kaskadische Nutzung der Energie untersucht wurde, geht es in diesem Kapitel vor allem darum, zu prüfen, ob und in welchem Ausmaß die erforderlichen Nutzenergiearten und -mengen aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden können.

### **6.1. Übersicht**

Der gegenwärtige Nutzenergiebedarf umfasst Nieder- und Hochtemperaturwärme, mechanische Arbeit sowie Beleuchtung. In Kapitel 3 wurden Möglichkeiten untersucht, den Endenergieeinsatz zur Deckung des Nutzenergiebedarfes durch Effizienzverbesserungen zu verringern. Zur Aufbringung der verbleibenden notwendigen Endenergiemengen kommen prinzipiell alle gängigen erneuerbaren Quellen in Frage: Direkte Sonnenstrahlung, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse. Wenngleich die direkte Sonnenstrahlung zur Deckung des Bedarfs an Niedertemperaturwärme geeignet ist, wird sie nicht in Erwägung gezogen, da dieser Bedarf im Rahmen der kaskadischen Energienutzung aus der Abwärme gedeckt werden soll. Die photovoltaische Stromerzeugung und die Windkraftnutzung kommen aus Kosten- bzw. Standortgründen nicht in Frage, somit verbleiben die Wasserkraft und die Biomasse. Da der eingesetzte Strom in den Wasserkraftwerken der Joh. Pengg Holding GmbH erzeugt wird, wären diesbezügliche Maßnahmen über vergleichsweise „einfache“ Entscheidungswege zu realisieren. Die Überlegungen konzentrieren sich daher auf eine Erhöhung des Einsatzes von Wasserkraftstrom und auf den Einsatz von Biomasse. Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Biomassefeuerungen wird auch die Möglichkeit untersucht, die Effizienz solcher Anlagen durch zusätzliche Komponenten (Rauchgaskondensation gegebenenfalls mit Wärmepumpeneinsatz) zu erhöhen. Eine weitere Option für den Einsatz der Biomasse besteht in der Stromerzeugung wobei zu beachten ist, dass damit Strom aus Wasserkraft ersetzt würde.

**6.2. Erhöhung des Einsatzes von Wasserkraftstrom**

Diese Möglichkeit wird anhand einer Umstellung der erdgasbeheizten Öfen und Bäder auf Strombeheizung erörtert. Hierzu sind folgende Energiemengen zu betrachten:

**Öfen und Bäder**

Nutzenergie:	13.487.000 kWh/a
Verluste:	6.743.000 kWh/a
Summe:	20.230.000 kWh/a

Die Kosten der Bereitstellung von 20,2 Mio.kWh Erdgas liegen bei einem Erdgaspreis von 0,018 EUR/kWh bei etwa 0,36 Mio. EUR/a. Die Bereitstellung von 13,5 Mio. kWh an Nutzwärme aus Strom ist bei einem Strompreis von 0,093 €/kWh mit Kosten von 1,26 Mio. €a verbunden. Hinzu kommt, dass der Vorteil der Gasfeuerung in der Möglichkeit liegt, kurzzeitig hohe Leistungen für Aufheizvorgänge zur Verfügung zu haben, ohne dass daraus Mehrkosten entstehen. Beim Stromeinsatz hingegen muss damit gerechnet werden, dass hierfür zusätzliche Leistungskosten entstehen können. Die Möglichkeit, Erdgas durch Wasserkraftstrom zu ersetzen wird daher nicht in Erwägung gezogen.

**6.3. Einsatz von Biomasse**

Etwa die Hälfte der erneuerbaren Energie, die heute in Österreich eingesetzt wird (ca. 24 % des Energieaufkommens), stammt aus der Biomasse, die andere Hälfte aus der Wasserkraft. Sowohl was den Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energie betrifft als auch was die Entwicklung neuer Technologiefelder für die österreichische Industrie betrifft, steht die Biomasse an erster Stelle aller erneuerbaren Energiequellen. Zur Prüfung der Möglichkeiten im vorliegenden Fall werden daher einerseits die Brennstoffverfügbarkeit und andererseits die anlagentechnischen Optionen betrachtet.

**6.3.1. Verfügbarkeit der Biomasse****6.3.1.1. Rahmenbedingungen**

Die Waldfläche der Steiermark umfasst 994.000 Hektar. Der jährliche Gesamtwuchs liegt mit 7,8 Mio. Festmeter bei etwa 25 % des österreichischen Gesamtwuchses. Die jährliche Entnahme mit 5,4 Mio. Festmeter deckt 27 % der Gesamtentnahme. Etwa ein Fünftel aller

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Betriebe der Sägeindustrie Österreichs liegt in der Steiermark (321 Betriebe). Ebenso liegt ein Fünftel der Holzverarbeitenden Industrie in der Steiermark (84 Betriebe). Der Anteil der Papier- und Zellstoffindustrie ist mit 45 % relativ am stärksten (14 Betriebe) [15].

Der Einschnitt der steirischen Sägeindustrie beträgt etwa 2,2 Mio. Festmeter. Dabei fallen etwa 37 % an Sägenebenprodukte an. Die Sägenebenprodukte gliedern sich in 50 % Hackgut, das überwiegend in der Papier- und Zellstoffindustrie zum Einsatz kommt, 30 % Späne, die in der Plattenindustrie sowie in der Landwirtschaft Verwendung finden und je 10 % Rinde und Spreißel. Die Rinde wird bereits energetisch genutzt [16].

Derzeit werden 11,1 PJ Brennholz, 2,7 PJ Sägenebenprodukte, 9,1 PJ Industriereste und 0,2 PJ aus Energieholzkulturen genutzt. Das zusätzlich nutzbare Potential sind 2,75 Mio. Festmeter Durchforstungsrückstände. Davon könnten 25 % als Sägerundholz in der Sägeindustrie verarbeitet werden, wobei wieder 37 % an Sägenebenprodukten anfallen. Die restlichen 75 % sind direkt für energetische Zwecke nutzbar [16].

**6.3.1.2. Brennstoffkosten**

Zur Beschaffung der notwendigen Holzmengen zum Betrieb eines Biomassekessels wurden Gespräche mit dem Fachverband der Sägeindustrie, einer bäuerlichen Genossenschaft in unmittelbarer Nähe der Anlage sowie einem Holzverarbeitenden Betrieb geführt. Erwartungsgemäß lagen die Preise für Industriebhackgut wesentlich unter den Preisen für Waldhackgut der Genossenschaft. Dieser Preisunterschied wird auch nicht durch die höheren Transportkosten aufgrund der weiteren Transportentfernung wettgemacht.

Für die LKW-Beladung (Abbildung 6-1) werden 0,22 EUR/Srm für Mann und Radlader veranschlagt. Je nach Schaufelvolumen des Radladers und Geländebeschaffenheit ist mit einer Beladedauer bis zu einer halben Stunde zu rechnen (Basis: Großraumkippfahrzeug mit 88 m<sup>3</sup> nutzbarem Volumen). Die Entladung geht durch Abkippen des Materials mit etwa 10 - 15 Minuten (inklusive Verwiegung) relativ rasch vor sich.



**Abbildung 6-1: Beladung eines Großraumkippfahrzeugs mittels Radlader und Entladung**

Fixkosten	13 EUR/h
Reparaturkosten	3,5 EUR/h
Treibstoffkosten	10 EUR/h
<u>LKW-Fahrer</u>	<u>33 EUR/h</u>
Summe	60 EUR/h

Anhand dieser Daten errechnen sich Beladekosten von 25 EUR für die Standzeit des LKW inklusive Fahrer zuzüglich 20 EUR für die Beladung per Radlader. In Summe also 45 EUR bezogen auf 88 m<sup>3</sup>. Die spezifischen Kosten liegen daher bei 0,51 EUR/Srm. Der Wassergehalt wurde laut Anbot mit 35 % im Winter und 20 % im Sommer angegeben.

Für Fichtenhackgut liegt der untere Heizwert bei 35 % Wassergehalt bei 834 kWh/Srm, bei 20 % Wassergehalt bei 868 kWh/Srm. Die Beladekosten bezogen auf die kWh liegen daher in etwa bei 0,06 Cent/kWh. Für die Entladung errechnen sich analog 12,5 EUR für die Standzeit des LKW und den Fahrer. Das entspricht 0,14 EUR/Srm bzw. etwa 0,02 Cent/kWh. Bei einer Stunde Fahrtzeit vom Lieferanten bis zur Joh. Pengg AG fallen weitere 60 EUR an, das sind 0,68 EUR/Srm bzw. 0,082 EUR/kWh.

Beladung:	0,06	Cent/kWh
Transport:	0,082	Cent/kWh
<u>Entladung:</u>	<u>0,02</u>	<u>Cent/kWh</u>
Summe:	0,162	Cent/kWh

Der Biomassepreis laut Anbot des Holzverarbeitenden Betriebes lag bei 10,2 EUR/Srm, das entspricht 1,223 Cent/kWh. In Summe ergeben sich daher:

**Gesamtkosten der Biomasse**

Energieinhalt:	834 – 860 kWh/Srm
Biomassekosten:	1,223 Cent/kWh
Manipulations- und Transportkosten:	0,162 Cent/kWh
Gesamtkosten:	1,385 Cent/kWh

**6.3.2. Wiederinbetriebnahme der Rindenfeuerung**

Am Betrieb steht ein stillgelegter Biomassekessel. Eine Besichtigung hat ergeben, dass die Reaktivierung dieses Kessels nicht sinnvoll ist. Die Brennkammer entspricht nicht den Anforderungen moderner optimierter Biomassekessel. Wenn die betriebseigenen Abfallstoffe schadstoffarm mitverbrannt werden sollen sind überdies besondere Anforderungen an die Brennkammer zu stellen. Ein Umbau der Brennkammer würde in jedem Fall teurer sein, als eine neue Brennkammer. Auch die Wiederverwendung des Wärmetauschers kann nicht empfohlen werden, weil keinerlei Gewährleistung für die noch erzielbare Nutzungsdauer abgegeben werden kann. Von detaillierten Überlegungen zu einer Wiederinbetriebnahme wurde daher abgesehen.

**6.3.3. Biomassebefeuerte Heißwasserkessel**

Der Biomassekessel wird so ausgelegt, dass er den Prozesswärmebedarf (7,20 GWh/a) und den Heiz/Warmwasserbedarf (0,82 GWh/a) deckt (Kapitel 2.3.2.). Mit einer 5%-igen Reserve ergibt sich eine Nutzwärmelieferung von 8,4 GWh/a.

Am Betrieb fallen betriebseigene Abfallstoffe an, die in einem Biomassekessel zusammen mit Holzhackgut verbrannt werden könnten:

- Ziehmittelrückstände
- Ölrückstände
- Verpackungsmaterial
- Schlamm aus einer Neutralisationsanlage

Da über den kurzzeitigen Leistungsbedarf keine näheren Informationen vorliegen wurden Varianten mit verschiedenen Leistungsgrößen bei jeweils unterschiedlicher Vollastbetriebsdauer untersucht:

- Variante 1:** Ein Gaskessel wird ersetzt (2,8 GWh/a), zwei Gaskessel bleiben
- 1a:** Biomassekessel mit **400 kW**, **7.000** Volllastbetriebsstunden
  - 1b:** Biomassekessel mit **500 kW**, **5.600** Volllastbetriebsstunden
- Variante 2:** Zwei Gaskessel werden ersetzt (5,6 GWh/a), ein Gaskessel bleibt
- 2a:** Biomassekessel mit **800 kW**, **7.000** Volllastbetriebsstunden
  - 2b:** Biomassekessel mit **1.000 kW**, **5.600** Volllastbetriebsstunden
- Variante 3:** Alle drei Gaskessel werden durch einen Biomassekessel ersetzt (8,4 GWh/a)
- 3a:** Biomassekessel mit **1.200 kW**, **7.000** Volllastbetriebsstunden
  - 3b:** Biomassekessel mit **1.500 kW**, **5.600** Volllastbetriebsstunden
  - 3c:** Biomassekessel mit **2.000 kW**, **4.200** Volllastbetriebsstunden
  - 3d:** Biomassekessel mit **2.500 kW**, **3.360** Volllastbetriebsstunden
  - 3e:** Biomassekessel mit **3.000 kW**, **2.800** Volllastbetriebsstunden

Als Brennstoff wurde zugekauft Hackgut und die betriebseigenen Abfallstoffe vorgesehen. Da die Ziehmittelrückstände Chlor enthalten wurde angenommen, dass eine entsprechende Rauchgasreinigungsanlage vorzusehen ist. Die zusätzlichen Investitionskosten für die Rauchgasreinigungsanlage wurden mit 20.000,-- € angenommen. Für alle Varianten wurden Kostenschätzungen bei Betrieb mit Ziehmittelrückständen und ohne Ziehmittelrückstände durchgeführt.

Der Kostenschätzung wurden die in Tabelle 43 dargestellten Basisdaten betreffend die betriebseigenen Abfälle und deren Entsorgungskosten zugrunde gelegt:

**Tabelle 43: Im Betrieb anfallende Brennstoffe**

	Menge	spezifische Entsorgungs- kosten	Entsorgungs- kosten	Heizwert	Energie	
					t/a	€/t
Abfall	t/a	€/t	€/a	kJ/kg	MJ/a	MWh/a
Ziehmittel- rückstände	28	195,7	5.479,60	20	560	155
Ölrückstände	10	112,2	1.122,00	38	380	105
Altholz	10	205,8	2.058,00	16	160	44
Kunststoff	3,38	105,7	357,27	43	145	42
Summe	51,38		9016,87		1.245	346

Wie ersichtlich ist die in den Abfällen enthaltene Energie von 346 MWh/a gering im Vergleich zum benötigten Brennstoffeinsatz von ca. 9,9 Mio kWh/a. Der Einsatz der Abfälle als Brennstoff ist daher hauptsächlich durch die dabei wegfallenden Entsorgungskosten begründet.

Die Kosten für das zu beschaffende Holzhackgut betragen derzeit 0,01385 €/pro kWh. Weiters wurde angenommen, dass für den Weiterbetrieb der Gaskessel während des Vergleichszeitraums keine Investitionskosten anfallen. Die Kosten für die Biomassekessel sind in Tabelle 44 dargestellt.

Abbildung 4-2 zeigt die Kosten der Bereitstellung von 8,4 Mio kWh pro Jahr entsprechend dem derzeitigen Energieverbrauch.

Tabelle 44: Kosten der Biomassekessel

Leistung kW	Kosten EUR
400	543.800
500	561.000
800	612.600
1.000	641.000
1.200	681.000
1.500	733.000
2.000	819.000
2.500	905.000
3.000	991.000

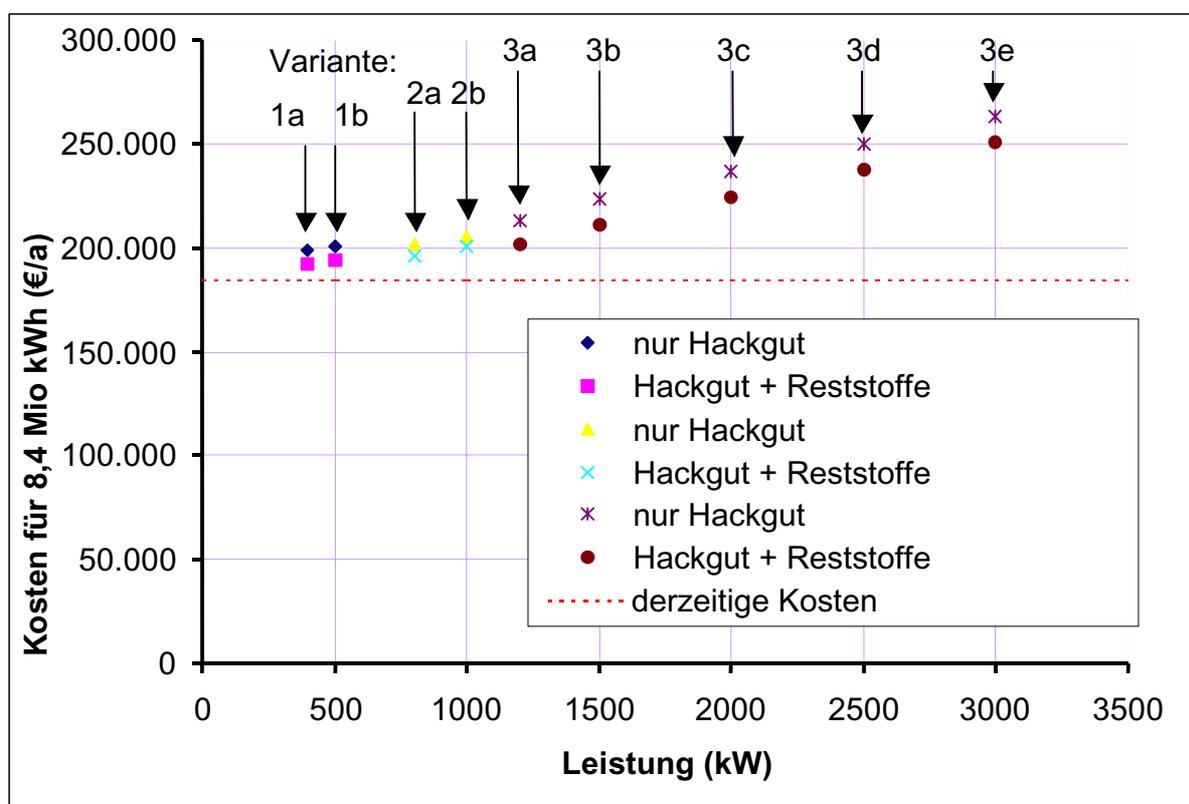


Abbildung 4-2: Kosten der Bereitstellung von 8,4 Mio. kWh/a unter verschiedenen Randbedingungen (Varianten: siehe Text)

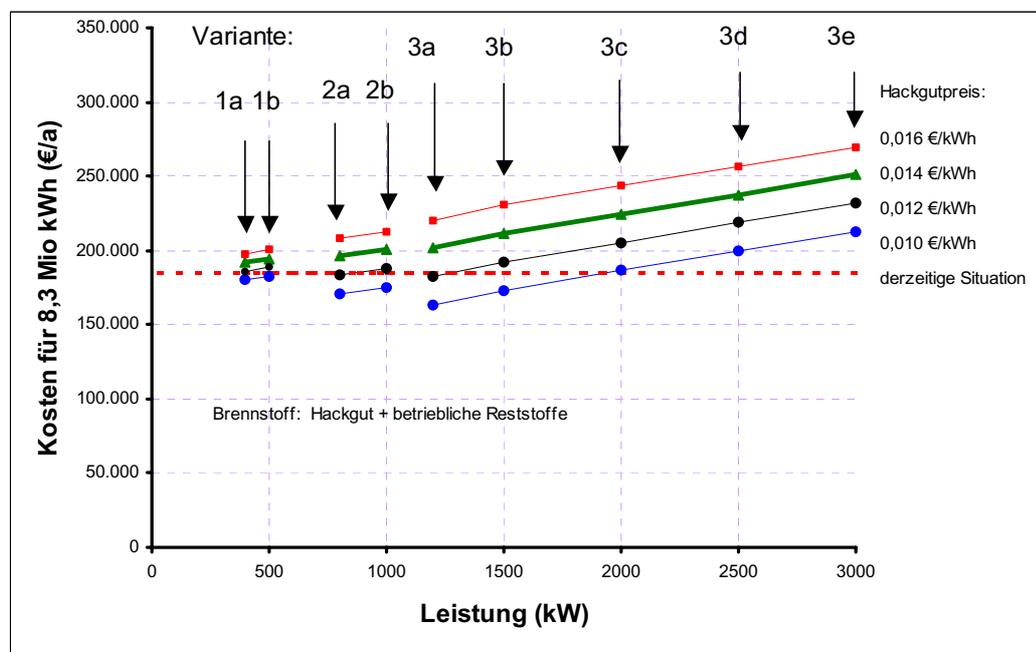
Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Man erkennt dass unter den gegebenen Randbedingungen bzw. Annahmen die Wärmebereitstellung mit Biomasse in allen untersuchten Varianten teurer ist, als die derzeitige Situation mit den 3 Gaskesseln (rote strichlierte Linie, entsprechend 0,021 €/kWh). Würde man für den Weiterbetrieb der Gaskessel im Vergleichszeitraum Investitionskosten ansetzen, so würden sich, wie bereits oben erwähnt, die Vergleichskosten entsprechend erhöhen und die Biomasse-Varianten besser abschneiden.

Auch der Preis für das Hackgut hat erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Aus diesem Grund wurde eine Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeit bezogen auf den Hackgutpreis (0,010 bis 0,016 €/kWh) durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 4-3 ersichtlich.

Die grüne Linie in der Mitte zeigt die Situation bei 0,014 €/kWh, was ungefähr dem derzeitigen Hackgutpreis (0,01385 €/kWh entspricht).

Würde der Hackgutpreis auf 0,012 €/pro kWh fallen (schwarze Linie), dann wäre in den Varianten 1a, 2a und 3a näherungsweise Kostengleichheit zum Weiterbetrieb der Gaskessel gegeben. Bei einem Hackgutpreis 0,010 €/kWh wäre in den Varianten 1a, 1b und 3c ein kostengleicher Betrieb mit Biomasse möglich, bei den Varianten 2a, 2b, 3a, und 3b wäre der Betrieb günstiger.



**Abbildung 4-3: Kosten der Bereitstellung von 8,4 Mio kWh mit Hackgut und betrieblichen Reststoffen für unterschiedliche Hackgutpreise (Varianten: siehe Text)**

## Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

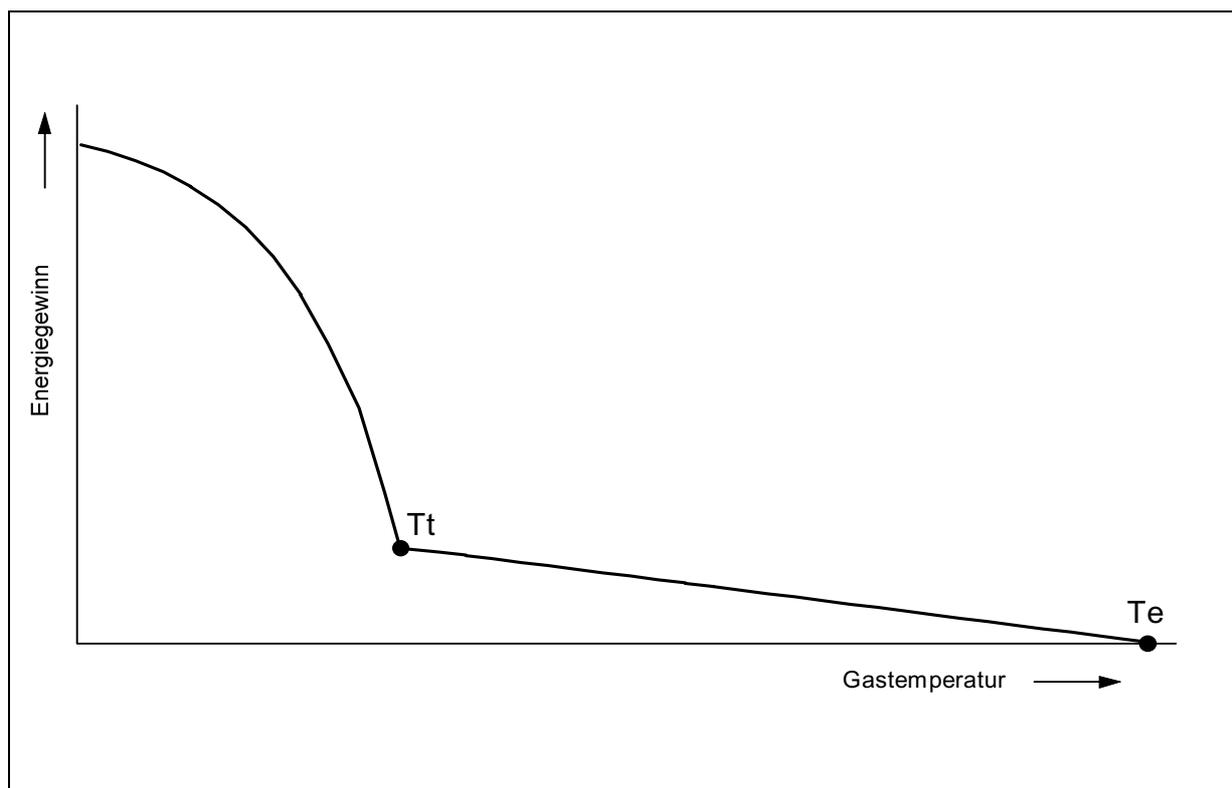
Somit sind zumindest die Varianten mit Volllaststunden von mehr als 5600 pro Jahr im Bereich der Wirtschaftlichkeit. Da zu erwarten ist, dass auch bei den Gaskesseln Ersatzinvestitionen vorgenommen werden müssen, sollte die Option Biomassekessel weiterverfolgt werden.

### **6.4. Rauchgaskondensation**

#### **6.4.1. Kurzbeschreibung der Technik**

Bei der Verbrennung stark wasserhaltiger Biomasse-Brennstoffe oder von Brennstoffen mit hohem Wasserstoffgehalt (z.B. Erdgas), enthält das Verbrennungsgas (Rauchgas) große Mengen an Wasserdampf. Dies bedeutet, dass im Verbrennungsgas erhebliche ungenutzte Energiemengen in Form Kondensationswärme enthalten sind. Darüber hinaus stellen die unter bestimmten Randbedingungen entstehenden sichtbaren Schwaden (Wasserdampf) aus dem Schornstein, obwohl unschädlich ("optischer Schadstoff"), an manchen Standorten, insbesondere in Fremdenverkehrsgebieten, ein Problem dar. Die Nutzung der Energie des Verbrennungsgases auf niedrigem Temperaturniveau ("Kondensation") und die Verminderung der Schwadenbildung ("Entschwadung") können zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Betriebes bzw. zur besseren Akzeptanz von Biomasse-Feuerungsanlagen beitragen. Diese Erkenntnisse haben, besonders bei Biomassefernwärmeanlagen, zur Errichtung von Kondensations- und Wärmerückgewinnungsanlagen (Kondensationsanlage) geführt, bei Gasfeuerungsanlagen wurde dafür die sogenannte Brennwerttechnik entwickelt.

Kondensation ist der Übergang eines Stoffes vom gasförmigen in den flüssigen Aggregatzustand. Sie tritt bei der Abkühlung eines Gasgemisches auf, wenn der Kondensations- oder Taupunkt eines Bestandteiles des Gasgemisches (z.B. Wasserdampf im Verbrennungsgas) unterschritten wird. Dabei werden erhebliche Energiemengen freigesetzt ("Energiegewinn"). Abbildung 4-4 zeigt qualitativ den Zusammenhang zwischen Gastemperatur und Energiegewinn bei der Abkühlung eines feuchten und heißen Gasstromes (z.B. Verbrennungsgas).



**Abbildung 6-4: Zusammenhang zwischen Gastemperatur und Energiegewinn bei der Abkühlung eines feuchten Gasgemisches (z.B. Verbrennungsgas)**

**$T_e$  ... Gastemperatur vor der Abkühlung**

**$T_t$  ... Taupunkt**

Der Schnittpunkt der Kurve mit der Abszisse (Punkt  $T_e$ ) entspricht der Gastemperatur vor der Abkühlung (Verbrennungsgastemperatur am Kesselaustritt). Folgt man der Kurve vom Punkt  $T_e$  nach links (in Richtung niedrigerer Temperatur) so steigt der Energiegewinn bis zum Punkt  $T_t$  linear. Der Energiegewinn entspricht dabei der freien (sensiblen) Wärme durch die Abkühlung des Gases. Ab dem Punkt  $T_t$  (Taupunkt) steigt bei weiterer Abkühlung des Gases der Energiegewinn steil an. Dies wird durch die Kondensation des im Gas enthaltenen Wasserdampfes bewirkt. Der zusätzlich zur sensiblen Wärme auftretende Energiegewinn entspricht dabei der Kondensationswärme (latenten Wärme) des Wasserdampfes. Wie zu erkennen, können durch die Abkühlung des Verbrennungsgases auf Temperaturen unterhalb des Taupunktes (d.h. Einsetzen der Kondensation) wesentlich größere Energiemengen (latente und sensible Wärme) gewonnen werden als oberhalb des Taupunktes (nur sensible Wärme). Das Ausmaß der möglichen Abkühlung hängt von der zur Verfügung stehenden „Kühltemperatur“ des Mediums ab, auf das die rückgewonnene Wärme übertragen wird. Bei Kondensationsanlagen zur Wärmerückgewinnung bei Fernwärmanlagen ist es daher entscheidend, dass der zur Abkühlung des Verbrennungsgases verwendete Fernwärmerück-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

lauf ein Temperaturniveau deutlich unterhalb des Taupunktes des Verbrennungsgases aufweist.

Entschwadung ist die Vermeidung von möglicher Nebelbildung beim Austritt von feuchten und heißen Gasströmen (z.B. Verbrennungsgas) in die Atmosphäre. Schwadenbildung tritt nur unter gewissen Bedingungen auf: Im Mollier h-x Diagramm trennt die Sättigungslinie das ungesättigte Gebiet vom Nebelgebiet. Wird bei der Mischung des Verbrennungsgases mit der Außenluft die Sättigungslinie unterschritten, d.h. bei Erreichen des Nebelgebietes, tritt Schwadenbildung auf. Eine Entschwadung kann durch verschiedene Maßnahmen, z.B. Entfeuchtung oder Aufheizung des Verbrennungsgases, Mischung mit trockener Luft, erreicht werden. Die Entschwadung ist umso leichter möglich, je trockener das Verbrennungsgas ist. Daher kann eine Entschwadung in Kombination mit einer Kondensationsanlage sinnvoll sein.

Durch eine Kondensationsanlage können erhebliche Energiemengen gewonnen werden, während eine Entschwadung in der Praxis immer mit Energieaufwand verbunden ist. Die Errichtung von Kondensations- bzw. Entschwadungsanlagen ist also nur unter bestimmten Randbedingungen anzustreben, z.B. bei Einsatz von feuchten bis nassen Biomassebrennstoffen und bei Bedarf an Niedertemperaturwärme sowie ab einer gewissen Anlagengröße. Weiters ist bereits bei der Planung und Auslegung des Gesamtsystems (Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung und Wärmenutzung) zu entscheiden, ob primär der Energiegewinn oder die Entschwadung angestrebt wird.

#### **6.4.2. Erfahrungen bei Biomasse-Fernwärme**

Zur Beurteilung der Kondensationsanlage der Biomasseheizanlage in Pfarrwerfen, Salzburg (Kesselleistung: 1 MW, Errichtungsjahr: 1993) wurde in den Heizperioden 1993/94 und 1994/95 ein Messprogramm durchgeführt[23]. Ziel des Messprogramms war die Beurteilung der Kondensationsanlage in bezug auf

- Ø technische Funktion,
- Ø Wirtschaftlichkeit und
- Ø Einfluss auf die Emissionen.

Die Auswertung und Interpretation der Messergebnisse sollten Hinweise für einen optimalen Betrieb der Kondensationsanlage in Pfarrwerfen und Verbesserungsvorschläge für zukünftig zu errichtende Kondensationsanlagen liefern.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die Erfassung der erforderlichen Daten erfolgte automatisch über eine in der zentralen Anlagenregelung integrierte Messdatenerfassung und -speicherung sowie über händisch durch den Betreiber ausgefüllte Listen. Die Messungen umfassten Temperaturen, Wärmeleistungen, Stromverbräuche, Verbrennungsgasparameter (Wasser-, Sauerstoff-, Kohlendioxidgehalt), Masseströme und Funktionszustände, die kontinuierlich aufgezeichnet wurden, sodass Stunden-, Tages- und Saisonprofile ausgewertet werden konnten. Die Auswertung der Messergebnisse hat folgende Ergebnisse gebracht:

Die durch eine Kondensationsanlage gewinnbare Wärmemenge ist wesentlich von der Fernwärmerücklauftemperatur und dem Wassergehalt des Brennstoffs abhängig. In der Heizperiode 1994/95 konnten durch die Kondensationsanlage ca. 210 MWh Nutzwärme zur Wärmeversorgung gewonnen werden. Dies entspricht ca. 8 % der durch den Biomassekessel erzeugten Wärmemenge. Die mit der Kondensationsanlage bereitgestellte Spitzenleistung betrug ca. 200 kW. Die anfangs (Heizperiode 1993/94) aufgetretenen anlagentechnischen Probleme (z.B. starke Verschmutzung der Wärmetauscher) wurden gelöst und können durch die im Projekt gewonnenen Erfahrungen bei zukünftigen Anlagen vermieden werden. Bei optimierten Gesamtsystemen mit niedrigerer Fernwärme-Rücklauftemperatur kann die in der Kondensationsanlage gewinnbare Wärmemenge wesentlich erhöht werden.

Die Wirtschaftlichkeit ist über einen Vergleich der Wärmeerzeugungskosten (Cent/kWh exkl. MWSt., ohne Förderungen) zu beurteilen. Die Kosten der in der Kondensationsanlage erzeugten Kilowattstunde Wärme betragen etwa 7 Cent. Die Wärmeerzeugungskosten der Gesamtanlage (Biomassekessel und Kondensationsanlage) betragen ca. 4,5 Cent/kWh. Die zum Vergleich errechneten Wärmeerzeugungskosten eines größeren Biomassekessels (1,2 MW) ohne Kondensationsanlage würden ca. 4 Cent/kWh betragen.

Zusammenfassung wirtschaftlicher Kennzahlen der Kondensationsanlage Pfarrwerfen:

Investitionskosten gesamt:	107 kEUR
Investitionskosten pro kW <sub>th</sub>	535 EUR/kW <sub>th</sub>
Betriebskosten inklusive Annuität:	16,3 kEUR/a
Wärmekosten Kondensationsanlage:	7 Cent/kWh
Wärmekosten der Gesamtanlage:	4,5 Cent/kWh
Wärmekosten bei Einsatz eines entsprechend größeren Biomassekessels:	4 Cent/kWh

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die Kondensationsanlage bewirkt eine Reduktion der Staubemissionen um bis etwa 85 % gegenüber dem Wert unmittelbar vor dem Kondensationsturm. In Verbindung mit dem eingesetzten Einfachzyklon werden damit die behördlich vorgeschriebenen Grenzwerte unterschritten. Die Emissionen von Stickoxiden, Kohlenmonoxid und organischen Kohlenwasserstoffen im Verbrennungsgas waren bereits nach dem Biomassekessel sehr gering. Ein Einfluß der Kondensationsanlage auf diese Schadstoffe konnte daher messtechnisch nicht nachgewiesen werden. Der Kondensatschlamm enthält die in der Kondensationsanlage abgeschiedenen Stoffe. Er wird gemäß dem Genehmigungsbescheid entsorgt. Das Kondensatwasser wird in den Kanal eingeleitet.

**6.4.3. Bewertung einer Rauchgaskondensation bei der Joh. Pengg AG**

Abgesehen von den Wärmegestehungskosten ist der Einsatz einer Rauchgaskondensationsanlage bei diesem Kessel nur bei folgenden Rahmenbedingungen sinnvoll:

1. Bedarf an zusätzlicher, über die Abwärmenutzung hinausgehender Niedertemperaturwärme
2. Einsatz von sehr feuchten bis nassen Biomassebrennstoffen

Die Nutzung von Niedertemperaturwärme aus einer Kondensationsanlage zur Raumwärmerversorgung ist nur bei speziell für Niedertemperaturwärme ausgelegten Heizsystemen (z.B. Fußbodenheizung) möglich. Die Raumwärmeversorgung der Fa. Joh. Pengg AG erfolgt jedoch durch ein „konventionelles Heizsystem“, welche in der Regel auf 90/70 (Vorlauf-/Rücklauf Temperatur) ausgelegt sind. Die Nutzung von Wärme aus einer Rauchgaskondensationsanlage auf einem Temperaturniveau von über 70°C erlaubt keinen wirtschaftlichen Betrieb einer Kondensationsanlage. Überdies ist die Deckung des Raumwärmebedarfs über die in der Produktionsanlage anfallenden Abwärme sinnvoll. Hinzu kommt, dass die gegenwärtigen Kosten der Wärme aus Gaskesseln bei ca. 0,021 €/kWh liegen. Zusammenfassend wird festgestellt, dass detaillierte Untersuchungen über den Einsatz von Kondensationsanlagen bei der Fa. Joh. Pengg AG unter den vorliegenden Rahmenbedingungen als nicht zielführend erachtet werden, da kein zusätzlicher Wärmebedarf gegeben ist, der nicht durch Abwärme gedeckt werden könnte.

## 6.5. Resorptionswärmepumpe

### 6.5.1. Kurzbeschreibung der Technik

Mittels Wärmepumpen kann Wärme unter Einsatz von Energie von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau „gepumpt“ werden. Diesbezügliche Möglichkeiten zur Nutzung von Niedertemperaturwärme aus Kondensationsanlagen bei Biomassefeuerungen werden in [17] untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass Resorptionswärmepumpen mit mechanischer Kompression (RMK) - gekennzeichnet durch den Lösungskreislauf einer Resorptionswärmepumpe mit Resorber und Desorber und einen mechanisch betriebenen Verdichter - die am erfolgsversprechendsten Anlagen sind.

Der prinzipielle Aufbau einer RMK zum Einsatz in einer Fernwärmanlage ist in Abbildung 4-5 dargestellt.

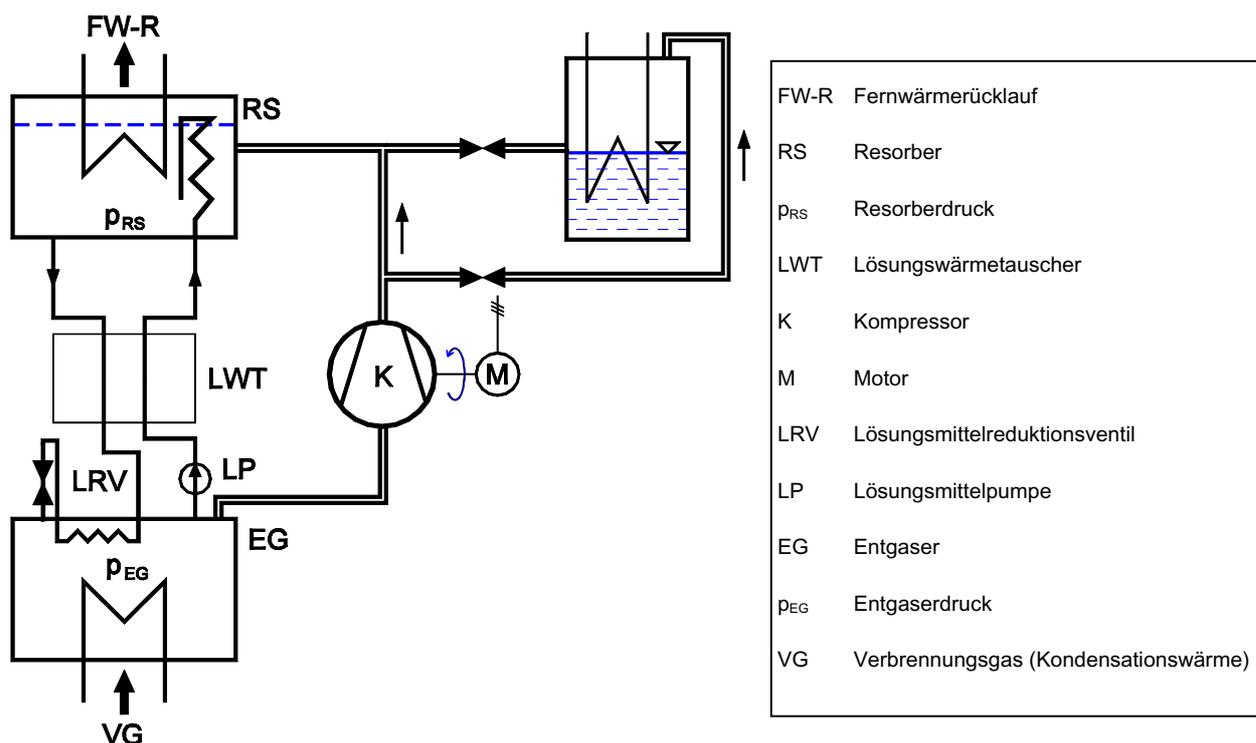


Abbildung 6-5: Prinzip der Resorptionswärmepumpe mit mechanischer Kompression

Die Vorteile der RMK sind:

≠ Hohe Leistungsziffern durch Lorenzprozess und Temperaturspreizungen von mehr als 10°C.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Hohe Leistungsziffern durch niedrige Betriebsdrücke auch für Nutzwärmetemperaturen von 70 bis 80°C.
- Ø Einfaches Prinzip der Lastregelung.
- Ø Verfahrensregelung durch den mechanischen Antrieb einfacher als bei der Resorptionswärmepumpen mit thermischer Kompression.
- Ø Etwa 10 RMK-Anlagen sind bekannt [18] und es wurden dabei die hohen Leistungsziffern praktisch nachgewiesen.

Nachteile:

- Ø Keine praktische Erfahrung mit Resorptionswärmepumpen bei Biomasse-Kondensationsanlagen.

Eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer 500 kW<sub>th</sub>-RMK führte zu folgenden Ergebnissen:

Investitionskosten gesamt: 87 kEUR

Investitionskosten pro kW<sub>th</sub>: 174 EUR/kW<sub>th</sub>

Betriebskosten inklusive Annuität: 34,7 kEUR/a

Nutzwärmekosten: 2,3 Cent/kWh

Voraussetzung für die Bereitstellung der Wärme aus der RMK ist eine Rauchgaskondensationsanlage. Die Kosten der Wärme aus der Kondensationsanlage betragen ca. 7 Cent/kWh (siehe Kapitel 4.4.2.). Die Gesamtkosten zur Bereitstellung der Wärme aus Kondensationsanlage plus RMK betragen somit ca. 9,3 Cent/kWh (zum Vergleich: Wärme aus Gaskesseln 2,1 Cent/kWh).

**6.5.2. Bewertung einer Resorptionswärmepumpe bei der Joh. Pengg AG**

Der Einsatz einer RMK ist, abgesehen von der Wirtschaftlichkeit, nur unter folgenden Voraussetzungen sinnvoll:

1. Bedarf an Wärme im Bereich von ca. 90 bis 100 °C
2. Kostengünstige Verfügbarkeit von Niedertemperaturwärme

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

3. Verfügbarkeit eines Wärmeerzeugers, welcher bei Problemen mit RMK die erforderliche Wärmeversorgung übernehmen kann.

Um eine Effizienzsteigerung der Wärmeversorgung zu erreichen, sind in erster Linie die vorhandenen Einsparpotentiale zu nutzen und in der weiteren Folge die Wärmeerzeuger dem optimierten Bedarf anzupassen. Dies bedeutet, dass in einem künftig optimierten Energiesystem der Bedarf an Wärme geringer als jetzt sein wird. Es besteht daher kein Bedarf an zusätzlicher Wärme.

Hinzu kommt, dass es sich um einen Produktionsbetrieb handelt, in dem die erforderliche Energieversorgung jederzeit sichergestellt sein muss. Da RMK derzeit im besten Fall als Prototypen verfügbar sind, kann eine ständige und gesicherte Energieversorgung nicht garantiert werden. Um den Produktionsprozess dennoch sicherstellen zu können wären „Reservesysteme“ unbedingt erforderlich, was sich natürlich zusätzlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit einer RMK auswirken würde.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass detaillierte Untersuchungen über den Einsatz von RMK bei der Fa. Joh. Pengg AG unter den vorliegenden Rahmenbedingungen als nicht zielführend erachtet werden.

## **6.6. Stromerzeugung mit Biomasse**

Die Option, Strom für die Produktionsprozesse der Joh. Pengg AG aus Biomasse zu erzeugen, ist grundsätzlich gegeben. Die für die benötigte Strommenge (ca. 11.700 MWh/a, MW) erforderlichen Mengen an Biomasse, sind aufbringbar, so dass die Frage sich auf die Verfügbarkeit geeigneter Anlagen und die Erzeugungskosten konzentriert. Diese Frage wurde in allgemeiner Form in der Studie „Nachhaltige Bioenergiestrategie für Österreich“, [24] untersucht. Aus den Ergebnissen dieser Studie sind zwei Schlussfolgerungen abzuleiten:

- Ø Für Anlagen im betrachteten Leistungsbereich werden gegenwärtig mehrere technische Konzepte entwickelt, die in Versuchs- und Prototypanlagen mit unterschiedlichem Erfolg betrieben werden. Die Errichtung dieser Anlagen wurde im Rahmen der Forschungsförderung unterstützt. Der Betrieb erfordert eine über das Ausmaß der üblichen Betreuung hinausgehenden Aufwand, der in der Regel über begleitende Forschungsprojekte finanziert wird.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Mit der Annahme, dass die Anlagen soweit entwickelt werden, dass ein zuverlässiger Betrieb sichergestellt werden kann, wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Diese haben gezeigt, dass in keinem der Fälle die Betriebskosten der „konventionellen“ Alternativen erreicht bzw. unterschritten werden können.

Um diese Schlussfolgerung für den gegenständlichen Fall anzuwenden, werden folgende Überlegungen angestellt:

- Ø Die Stromversorgung für die Produktionsprozesse muss sichergestellt sein. Da dies beim gegenwärtigen Stand der Technik der Stromerzeugung aus Biomasse nicht möglich ist, müssten Ersatzkapazitäten bereit stehen. Im gegenständlichen Fall könnte dies über die vorhandene Stromversorgung aus Wasserkraft ermöglicht werden, wobei damit zu rechnen wäre, dass die Strompreise wegen der geringeren Abnahme höher sein würden.
- Ø Der Umstieg von Wasserkraftstrom auf Strom aus Biomasse wäre sinnvoll, wenn die Erzeugungskosten unter dem gegenwärtigen Preis von 0,093 €/kWh liegen würden. Die Erzeugungskosten der in [24] betrachteten Anlagen im gegenständlichen Leistungsbereich von ca. 1,5 MWel betragen – mit der Annahme, dass ein störungsfreier Betrieb garantiert werden kann – je nach Anlage zwischen 0,120 und 0,200 €/kWhel. Dies überdies mit der Voraussetzung, dass die anfallende Wärme (aus allgemeinen Wirtschaftlichkeitsüberlegung werden nur KWK-Anlagen in Betracht gezogen) mit Erlösen von 0,021 €/kWh (gegenwärtiger Wärmepreis entsprechend Kap. 4.3.3) zur Gänze verwertet werden kann.

Zusammengefasst kann daher festgestellt werden, dass eine Stromerzeugung aus Biomasse zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht sinnvoll ist.

## **7. Bewertung der Projektergebnisse**

In diesem Kapitel wird eine Bewertung der Projektergebnisse im Hinblick auf die Aspekte

- Ø Übertragbarkeit auf andere Betriebe und Industriezweige
- Ø Bewertung im Hinblick auf die Nachhaltige Technologieentwicklung
- Ø Technologiepartnerschaften

durchgeführt, sowie ein Resümee des Projektteams gezogen.

### ***7.1. Übertragbarkeit auf andere Betriebe und Industriezweige***

In diesem Abschnitt wird anhand von Beispielen auf die Verwertbarkeit der für die Prozesse der Joh. Pengg AG erarbeiteten Lösungsversuche in anderen Betrieben und Industriezweigen eingegangen.

#### **7.1.1. Einleitung**

Mit diesem Projekt wurden für einen metallverarbeitenden Industriebetrieb, dessen Herstellprozesse Stand der Technik sind, Möglichkeiten der Energieeffizienzsteigerung unter Beachtung auf den Einsatz erneuerbarer Energieträger identifiziert. Diese Möglichkeiten bewirken neben der Optimierung der Energienutzung auch Prozessverbesserungen, Produktivitätssteigerungen und Kosteneinsparungen. Einige wurden bereits umgesetzt, weitere werden noch umgesetzt und an vielen Punkten wurden Ansätze für weiterführende Untersuchungen und Ausarbeitungen im Rahmen weiterer Einzelprojekte gefunden. Bei der großen Anzahl der Möglichkeiten sollte es nicht nur in artgleichen Betrieben möglich sein, eine Ausrichtung zur „Fabrik der Zukunft“ zu initiieren. Naheliegend wäre das für alle Betriebe, in denen für einzelne Produktionsschritte Prozesswärme eingesetzt wird und Abwärme entsteht oder Prozessfolgen einen Wechsel von Wärmebehandlung und anderen Bearbeitungsvorgängen beinhalten. Das wären alle Arten metallzeugender und –verarbeitender Betriebe, aber auch die Kunststoffindustrie, die Papier- und Zellstoffindustrie sowie die Stein- und Keramik-Industrie. In weiterer Folge wären Betriebe zu nennen, die sich mit der Oberflächenbehandlung befassen, die Prozesse der Reinigung, Bearbeitung oder Beschichtung von Materialien durchführen, wie zum Beispiel die Lederindustrie, Verzinkereien oder Lackierereien.

In den nachfolgenden Abschnitten werden exemplarisch einige Möglichkeiten dargestellt.

### **7.1.2. Druckluft**

Bei der Druckluft zeigten die untersuchten Maßnahmen, dass eine Reduzierung des Druckniveaus um 1 bar eine Verringerung des Energiebedarfes um 4 % bewirkt. Zusätzlich hat die Anpassung des Druckluftbedarfes während der Betriebsruhe von Anlagen zum Wochenende ein weiteres Einsparungspotenzial von 4 % pro Jahr aufgezeigt. Schließlich konnte durch Änderung der Wartungsintervalle und –inhalte eine weitere Verbesserung der Energieeffizienz im Ausmaß von 2 bis 4 % eruiert werden. Punktuelle Maßnahmen wie die Beseitigung von Leckagen sind in diesen Werten nicht enthalten, gehören aber prinzipiell zu konkreten Überwachungsaufgaben, die unabhängig von veränderten Rahmenbedingungen, ein Energieeinsparungspotenzial bei Verwenden von Druckluft generell beinhalten. Diese Maßnahmen sind unabhängig von der Art der Produktionsprozesse und können in allen Betrieben gesetzt werden, die Druckluft benötigen.

### **7.1.3. Heißwasser-Kesselanlagen**

Am Beispiel der Betriebsweise der Kesselanlagen zur Erzeugung von Prozessheißwasser konnte ein Optimierungsmodell entwickelt werden, das auf ähnliche Anlagenkonfigurationen übertragbar ist. Es besteht darin, in einem Betriebssystem mit drei Heißwasserkesseln die Grundlast und die Verbrauchsspitzen abzustimmen, dass möglichst nur 2/3 der Kesselkapazität genutzt werden muss. An der „Stand-by“-Anlage können jeweils Überprüfungs- und Wartungsarbeiten, wie zum Beispiel die Brennereinstellung durchgeführt werden. Vor allem bei Kesseln älterer Bauart bringt diese Betriebsweise Energieeffizienzsteigerungen, wenn eine Investition in neue Kesselanlagen nicht durchgeführt werden kann oder soll. Dieser Modellansatz sollte in Fällen, in denen ein mehrstufiger Kesselbetrieb stattfindet, realisierbar sein.

### **7.1.4. Raumwärmebereitstellung**

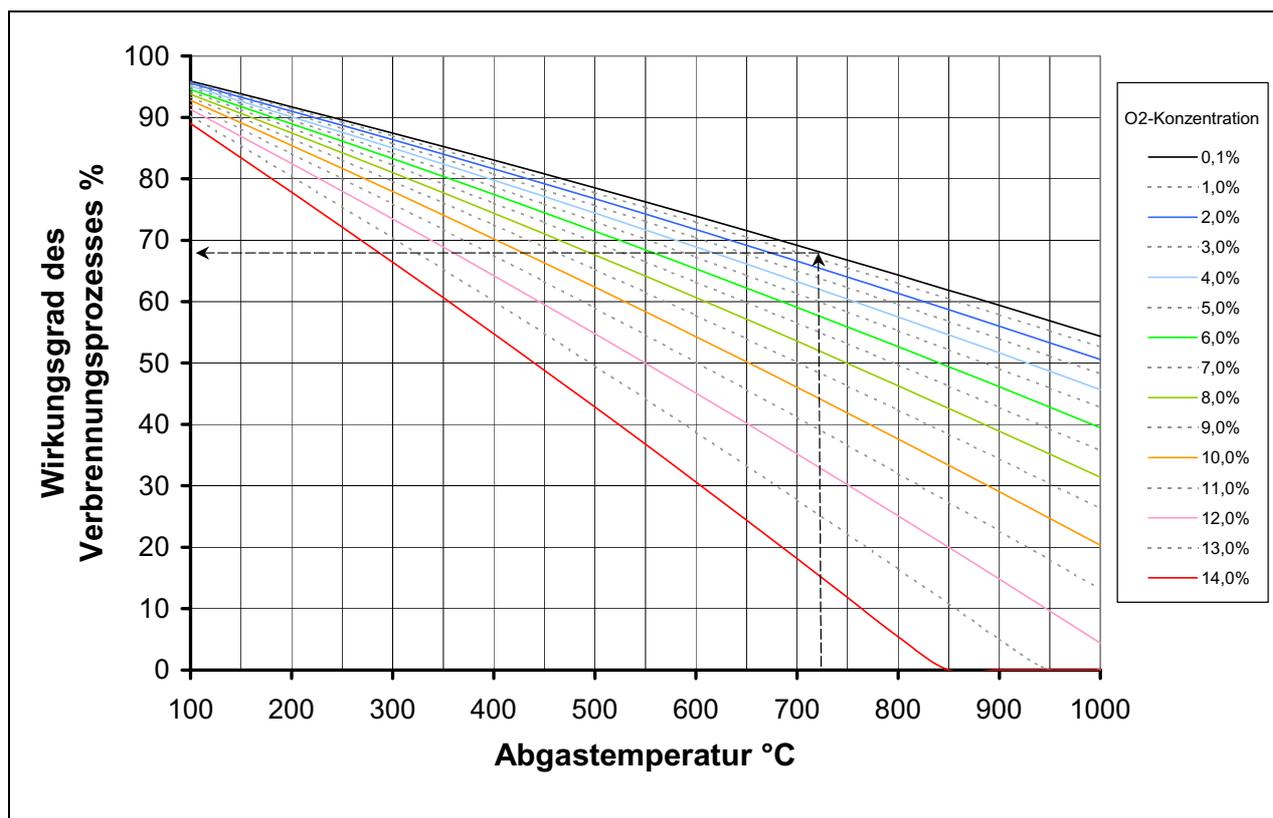
Für die Kessel zur Raumwärmebereitstellung gilt analog, dass regelmäßig durchgeführte Überprüfungs- und Wartungsarbeiten aufgrund des verbesserten Wirkungsgrades die Energieeffizienz steigern. In das Betriebssystem der Raumwärmebereitstellung sollen auch Raumtemperaturabsenkung, sowie temporäre Abschaltung und regelmäßige Kontrollen an Armaturen, Heizkörpern und Leitungen einbezogen werden. In Summe können diese Maßnahmen eine Energieeinsparung von 5 % pro Jahr bewirken. Auch diese Maßnahmen sind unabhängig von der Produktion und können in allen Fällen von Raumwärmebedarf gesetzt werden.

### **7.1.5. Wärmenutzung der Öfen**

Aufgrund des hohen Energieanteils in den Ofenanlagen wird den Ergebnissen und Verbesserungsmöglichkeiten der Wärmenutzung der Öfen eine detailliertere Betrachtung gewidmet. Als Basis werden zur Beurteilung des Wirkungsgrades im Ofen sowie der Qualität der zur Verfügung stehenden Abwärme aus den Öfen Abbildung 7-1 bis 5-4 herangezogen. Die Abbildungen gelten für die Verbrennung von Erdgas. Für Verbrennungsprozesse mit Heizöl, Kohle oder andere Energieträger müssten aus Verbrennungsrechnungen die entsprechenden Kurven ermittelt werden.

#### **7.1.5.1. Wirkungsgrad des Ofens**

Im Ofen wird die Wärme der bei der Verbrennung von Erdgas entstehenden Abgase sowohl auf den Draht übertragen als auch zur Abdeckung der Wärmeverluste des Ofens selbst verwendet (beides zusammen = Nutzwärme). In Abbildung 7-1 der Wirkungsgrad für mehrere Sauerstoffkonzentration in Abhängigkeit von der Rauchgastemperatur dargestellt. Die unterste Kurve dieser Kurvenschar repräsentiert eine Sauerstoffkonzentration im Abgas von 0,14 Volumenanteilen Sauerstoff (das entspricht 14 %). Wird im Kamin eine Abgastemperatur von etwa 850°C bei einer Sauerstoffkonzentration von 14 % gemessen, dann wurde im Ofen keine Wärme abgegeben (Wirkungsgrad 0 %). Der höchste Wirkungsgrad der Wärmeübertragung wird bei niedrigen Abgastemperaturen und niedrigen Sauerstoffkonzentrationen im Abgas erzielt. Als oberste Kurve der Kurvenschar ist eine Sauerstoffkonzentration von 0,1 % dargestellt. Für eine Abschätzung des Wirkungsgrades der Nutzwärme im Ofen sind Abgastemperatur und Sauerstoffkonzentration des Abgases einzutragen wie dies am Beispiel der Anlage Ölvergüten VII dargestellt ist. Die Abgastemperatur des Ofens beträgt 720 °C, die Sauerstoffkonzentration 0,3 %. Mit diesen beiden Parametern ergibt sich ein Wirkungsgrad von 68 %.



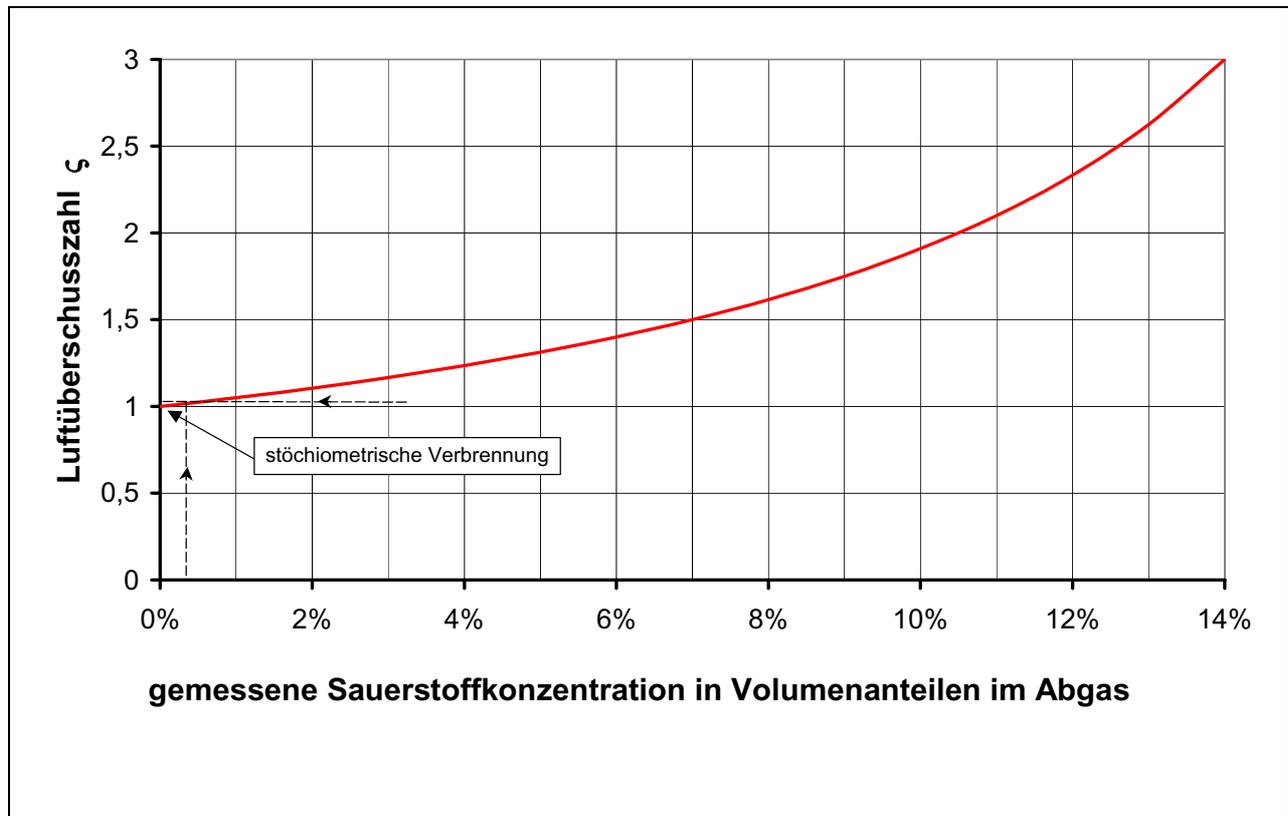
**Abbildung 7-1: Wirkungsgrad der Wärmeübertragung im Ofen in Abhängigkeit von der Abgastemperatur und der Sauerstoffkonzentration (O<sub>2</sub>-Konzentration) im Abgas. (Beispiel für 720 °C bei 0,3 % O<sub>2</sub> ergibt 68 % Wirkungsgrad)**

#### 7.1.5.2. Überprüfung der Brenneinstellung

Im Folgenden wird eine Überprüfung der Brenneinstellung an den Öfen beschrieben. Für diese Überprüfung wird Abbildung 5.2 herangezogen, in der die Luftüberschusszahl  $\zeta$  in Abhängigkeit von der Sauerstoffkonzentration im Abgas dargestellt ist. Die zur Verbrennung von Erdgas exakt notwendige Luftmenge entspricht einem Wert für die Luftüberschusszahl von 1. Bei diesem Wert reagieren Erdgas und Luft stöchiometrisch zu CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O. Um die Verweilzeit der Reaktion kurz zu halten, werden Verbrennungsprozesse meist mit Luftüberschuss betrieben. Gleichzeitig wird dadurch sichergestellt, dass die Reaktion vollständig verläuft und die CO-Konzentration als Kennzeichen einer unvollständigen Verbrennung möglichst gering gehalten wird (im 0,0x Promillebereich). Für eine definitive Anlagenauslegung sollten jedoch mehrere Einzelmesswerte, die während unterschiedlichster Produktionsbedingungen registriert wurden, herangezogen werden. Beispielsweise wird für

Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

eine  $O_2$ -Konzentration von 0,3 % eine Luftüberschusszahl  $\zeta$  von 1,014 abgelesen, das heißt, dass die Verbrennung nahezu stöchiometrisch abläuft und die Brennerseinstellung optimal ist.



**Abbildung 7-2: Ermittlung der Luftüberschusszahl  $\zeta$  aus der gemessenen Sauerstoffkonzentration im Abgas. (Beispiel für 0,3 %  $O_2$  ergibt  $\zeta = 1,014$ )**

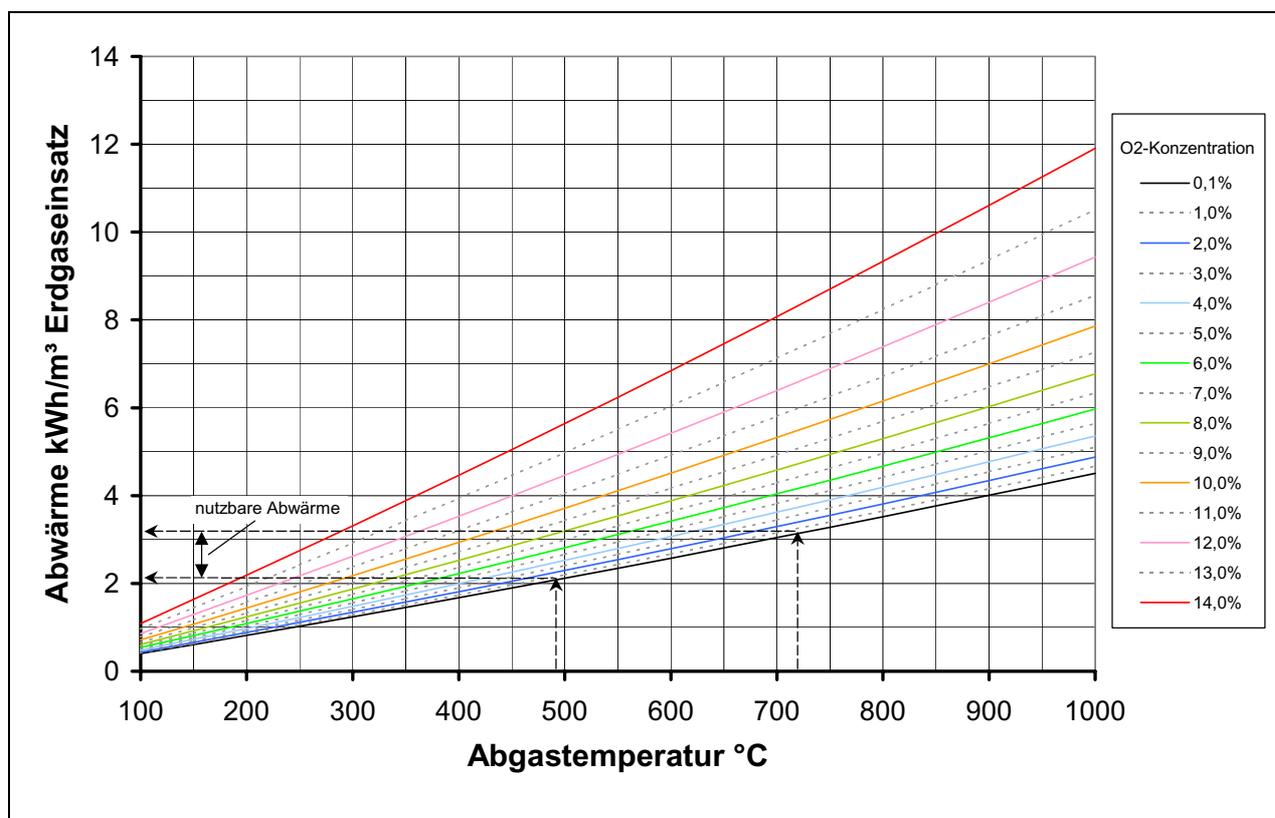
### 7.1.5.3. Abschätzung des Abwärmepotenzials zur Verwendung im Produktionsprozess

Zur Beurteilung der Qualität der zur Verfügung stehenden Abwärme wird Abbildung 7-3 herangezogen, in der die nutzbare Abwärme je  $m^3$  eingesetzten Erdgases dargestellt ist. Die Kurvenschar stellt die Sauerstoffkonzentration im Abgas in Volumenanteilen. Die unterste Kurve der Kurvenschar entspricht einer Sauerstoffkonzentration von 0,001 Volumenanteilen, das entspricht 0,1 %. Dieser Wert entspricht nahezu der stöchiometrischen Verbrennung. Die stöchiometrische Verbrennung von Erdgas entspricht einer Verbrennung mit minimalem Lufteinsatz. Dabei entsteht die minimale Abgasmenge je  $m^3$  eingesetztem Erdgas. Entsprechend am niedrigsten ist dann das nutzbare Abwärmepotenzial.

Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die oberste Kurve der Kurvenschar repräsentiert eine Sauerstoffkonzentration von 0,14 Volumenanteilen bzw. 14 %. Dies entspricht einer Luftzufuhr von etwa dem Dreifachen der Menge, die für die Reaktion von Erdgas mit Luft erforderlich ist.

In diese Abbildung werden wiederum die Messwerte für die Abgastemperatur und die Sauerstoffkonzentration im Abgas eingetragen. Diese Daten sind dem letzten Brennerservicebericht zu entnehmen. Für eine genauere Anlagenauslegung sind Messungen der Abgastemperatur und der Sauerstoffkonzentration im Abgas während unterschiedlicher Produktionsbedingungen durchzuführen.



**Abbildung 7-3: Nutzbare Abwärme in Abhängigkeit von der Abgastemperatur und der Sauerstoffkonzentration in Volumenanteilen (O<sub>2</sub>-Konzentration). (Beispiel Ölvergüten VII: 720 °C à 490 °C, 0,3 % O<sub>2</sub>, ergibt 1,07 kWh/m<sup>3</sup>)**

Exemplarisch sei die Anwendung der Abbildung am Beispiel der Anlage Ölvergüten VII beschrieben. Das Beispiel beschreibt die Anwendung der Abwärme zur Beheizung von Hochtemperaturbädern und ist auf alle Härteanlagen übertragbar, bei denen die Abgastemperatur des Ofens über der Temperatur des anschließenden Bades liegt. Wird das Abgas des Ofens in den nachfolgenden Bädern eingesetzt, so reduziert sich die Wärmemenge zur Beheizung der

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Bäder, die durch Strom (in anderen Fällen durch Erdgas) bereitgestellt werden muss, um die erforderliche Badtemperatur zu gewährleisten.

Als Abgastemperatur wurden im vorliegenden Fall 720 °C gemessen bei einer Sauerstoffkonzentration von 0,3 % Volumenanteilen. Die Temperatur des nachfolgenden Bleibades ist 490 °C, das heißt, die Abgase können etwa bis auf diesen Wert abgekühlt werden.

Die nutzbare Abwärme ergibt sich aus der Differenz des bei 720 °C / 0,3 % O<sub>2</sub> abzulesenden Wertes von 3,12 kWh und dem bei 490 C / 0,3 % O<sub>2</sub> abzulesenden Wert von 2,05 kWh/m<sup>3</sup>, das heißt sie beträgt 1,07 kWh/m<sup>3</sup>. Bei einem jährlichen Erdgasverbrauch bei Ölvergüten VII von 156.022 m<sup>3</sup> könnten somit etwa 167 MWh an Strom bei der Bäderbeheizung substituiert werden.

Wird in einem anderen Fall das Bleibad mit Erdgas beheizt, so ergäbe sich folgende Einsparung an Erdgas:

Wenn zum Beispiel der Abgaszustand dieser Erdgasfeuerung nach dem Bleibad 490°C bei 4 % O<sub>2</sub> ist, ergibt sich aus Abbildung 5-1 ein Wirkungsgrad von etwa 0,75. In diesem Fall könnten  $167/0,75 = 222$  MWh (entsprechend  $222.000/9,87 = 22.066$  m<sup>3</sup>) an Erdgas substituiert werden.

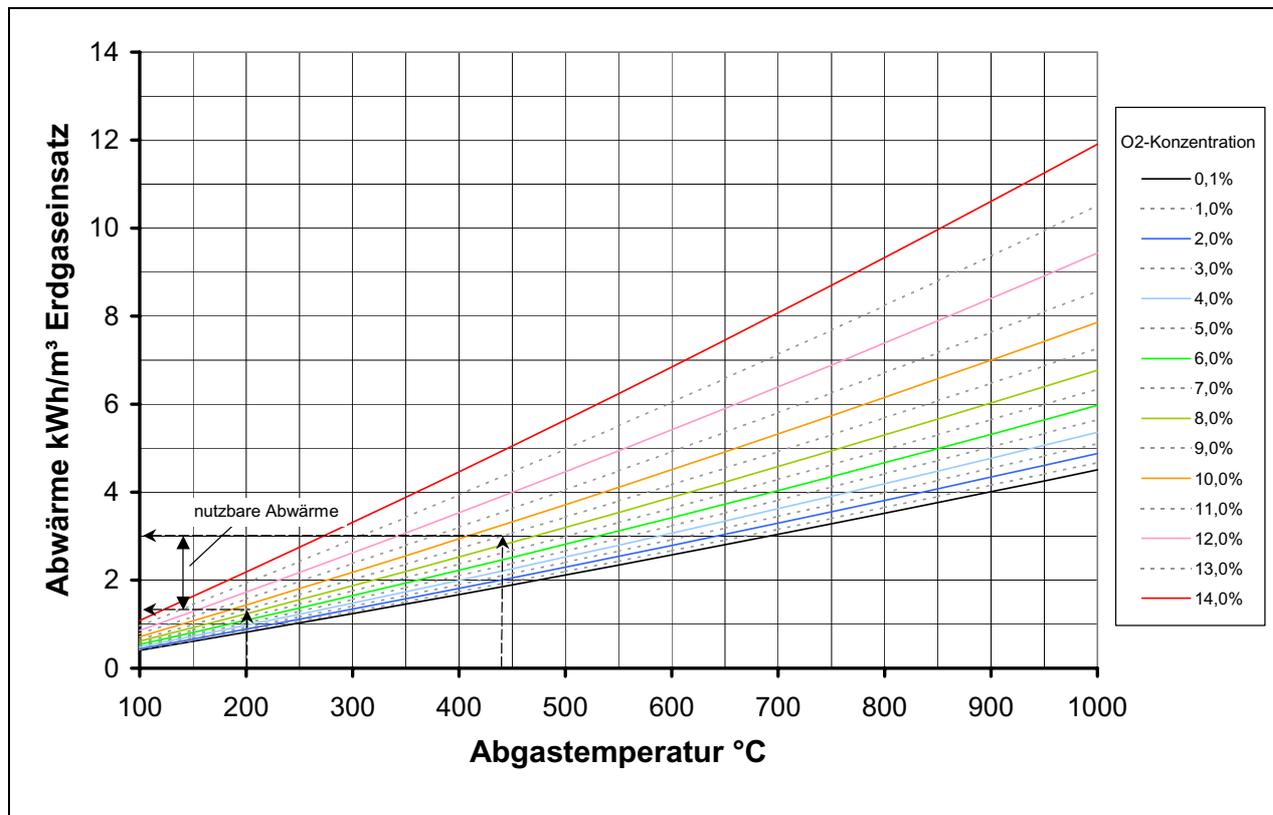
Diese Form der Abschätzung der Abwärmenutzung aus dem Ofen zur Beheizung von Hochtemperaturbädern kann in Härte- oder Oberflächenbehandlungsprozessen, die vielfältig in der metallverarbeitenden Industrie vorkommen, eingesetzt werden.

#### **7.1.5.4. Abschätzung des Abwärmepotenzials zur Bereitstellung von Raumwärme**

Neben dem Vergüteprozess bietet der Vorgang des Patentierens einen Anwendungsfall der Abwärmenutzung. Bei diesem Vorbereitungsschritt für die Drahtverformung wird ein Teil der Abwärme bereits im Ofen zur Drahtvorwärmung genutzt. Bei diesem Prozess wurde im Kamin eine niedrigere Abgastemperatur gemessen, als die Temperatur der anschließenden Bleibäder. Da die Abwärme daher für eine Nutzung im Prozess nicht ausreichend ist, wurde in diesem Fall vorgeschlagen, die Abwärme über einen Wärmetauscher zur Raumwärmeerzeugung heranzuziehen. Der Wärmetauscher wird dabei im Abgaskamin installiert. Eine detaillierte Beschreibung befindet sich in Kapitel 3.2.7 (Hochtemperatur-Bleibäder). Die gemessene Abgastemperatur betrug 440°C. Im Abgas wurde eine

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Sauerstoffkonzentration von 9,0 % gemessen. Es wird angenommen, dass die Abgase den Wärmetauscher mit 200 °C verlassen.



**Abbildung 7-4: Zur Raumwärmeerzeugung nutzbare Abwärme aus Patentierung (Beispiel Patentieren IV: 440 °Cà 200 °C, 9 % O<sub>2</sub>, ergibt 1,7 kWh/m<sup>3</sup>)**

Aus Abbildung 7-4 lässt sich mit diesen Daten der Abgastemperaturen und der Sauerstoffkonzentration im Abgas ein nutzbares Abwärmepotenzial von 1,7 kWh je m<sup>3</sup> Erdgaseinsatz ablesen. Bei einem jährlichen Erdgasverbrauch bei Patentieren IV von 1.267.288 m<sup>3</sup> könnten so 2.145 MWh aus der Abwärme gewonnen werden. Wenn dadurch ein Heizkessel (Wirkungsgrad z.B. 0,89) substituiert werden kann, können 245.240 m<sup>3</sup> pro Jahr an Erdgas eingespart werden (Heizwert von Erdgas: 9,87 kWh/m<sup>3</sup>).

#### 7.1.5.5. Anwendung in anderen Betrieben

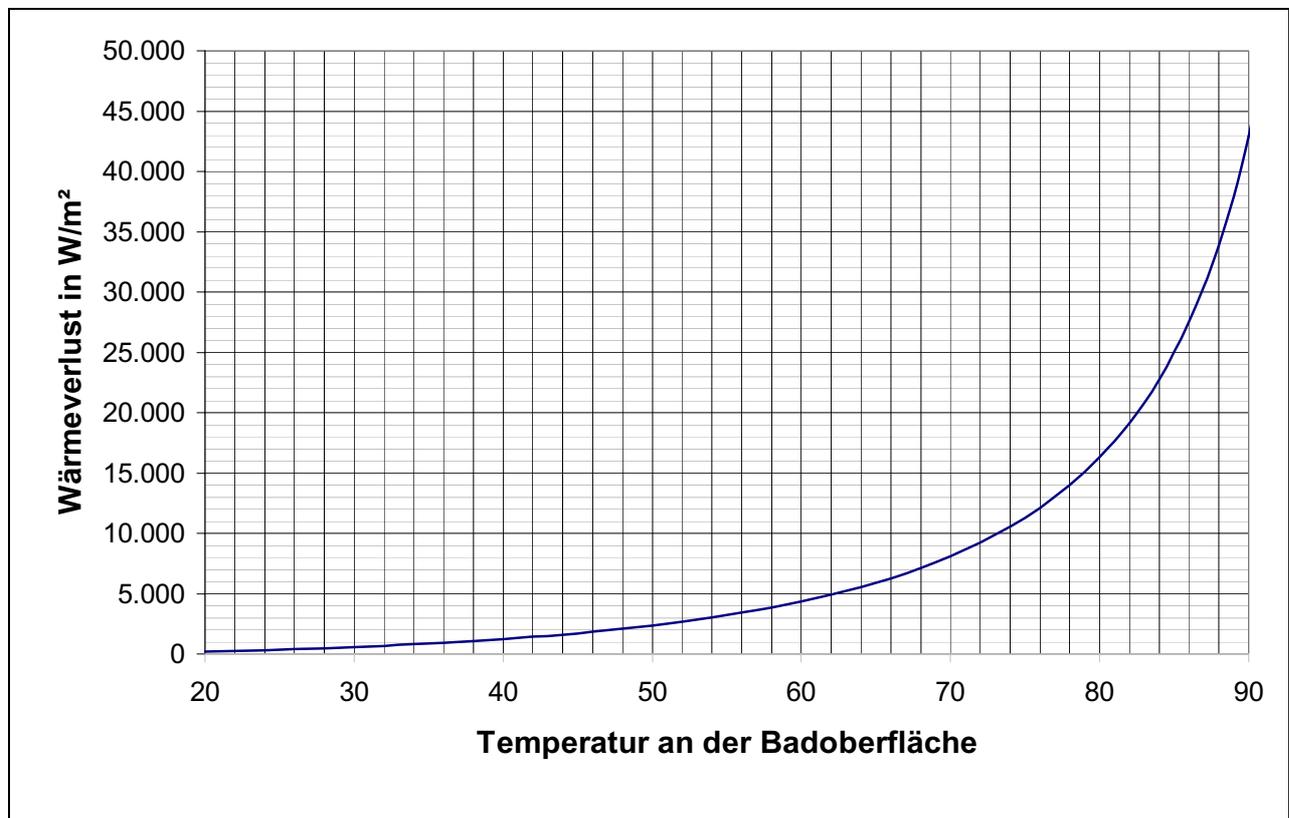
Bei der in den Abschnitten 5.1.5.1 bis 5.1.4.4 beschriebenen kaskadischen Energienutzung wird die Abwärme zuerst innerhalb des Prozesses, wie im Beispiel der Ölvergüeanlage beschrieben (Abbildung 3-7), genutzt. Das Abgas aus dem Ofen wird in den Ölbädern genutzt und substituiert einen Teil der Erdgasmenge zur Beheizung dieser Bäder. Nach Nutzung des Abgases zur Bäderbeheizung tritt das Abgas mit einen Wärmetauscher ein, wo die verbleibende Abwärme zur Raumwärmebereitstellung genutzt wird. Gleichgelagerte Ausgangspo-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

sitionen der Energieeinsparung, insbesondere der Abwärmenutzung wären beispielsweise in Österreich bei anderen Drahtproduzenten gegeben. Nicht nur bei der Stahldrahterzeugung (Austria Draht), sondern auch bei der Herstellung von Drahtelektroden (Böhler) und im Buntmetallbereich (Gebauer & Griller, Eldra, Phelps Dodge) können ähnliche Maßnahmen wie die kaskadischen Energienutzung dazu beitragen den Energieeinsatz zu reduzieren. Aber auch bei der Bandproduktion und –bearbeitung (VOEST, Berndorf, Wuppermann) lassen sich die untersuchten Maßnahmen unter ähnlich gelagerten Rahmenbedingungen auf den Energiehaushalt übertragen.

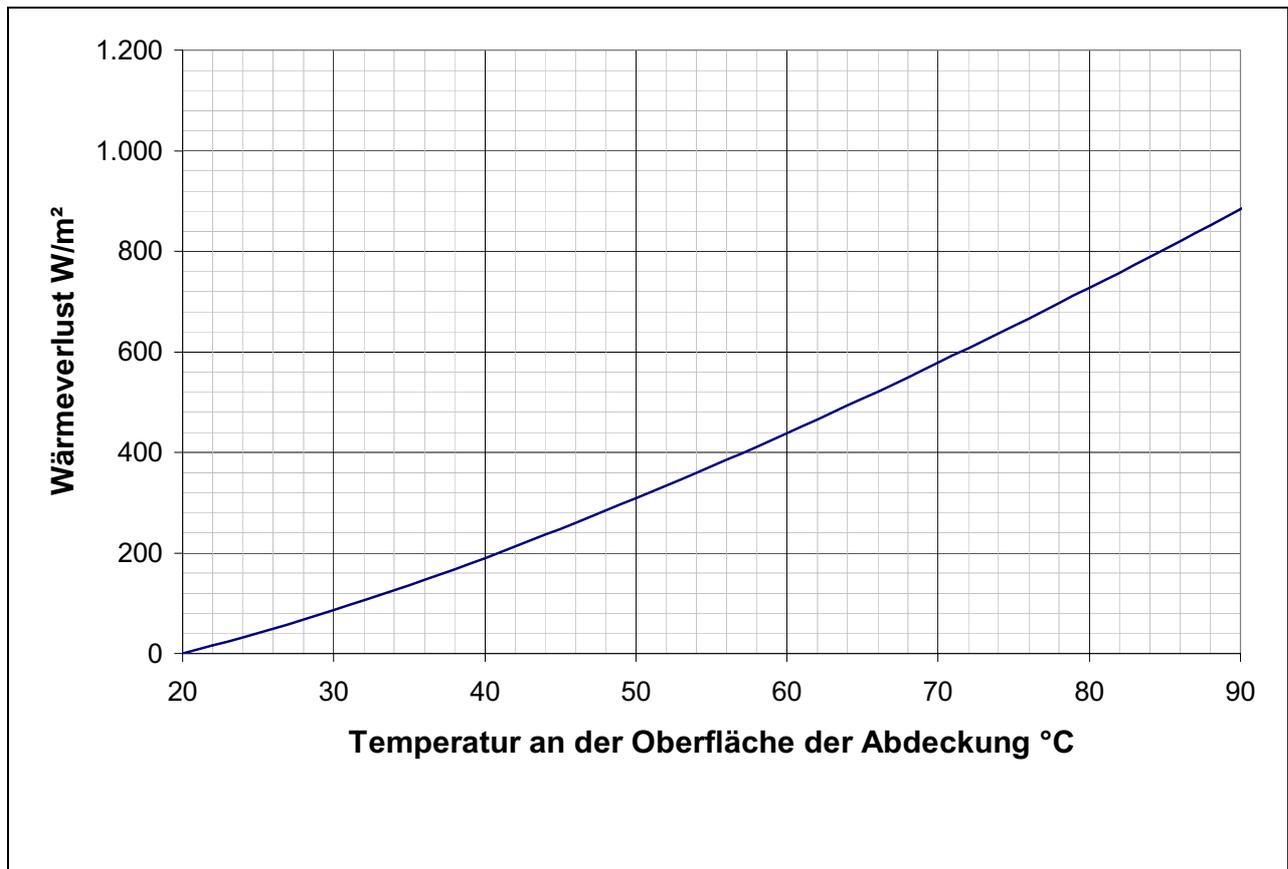
**7.1.6. Wärmedämmung**

Die Wärmeverluste von offenen Behandlungsbädern beinhalten eine Wärmeübergangs-, eine Strahlungs- und eine Verdunstungskomponente. Dieser Gesamtwärmeverlust ist für eine Produktionshalle mit einer Innentemperatur von 20°C in Abbildung 7-4 aufgetragen. Am Beispiel des Seifenbades in der Beizerei sei die Abschätzung der Wärmeverluste anhand Abbildung 7-4 erläutert. Die Temperatur an der Badoberfläche ist 68 °C. Der Wärmeverlust des Seifenbades lässt sich mit 7125 °W/m<sup>2</sup> ablesen. Dieser Wert umfasst die Verluste an der Medienoberfläche.



**Abbildung 7-4: Gesamtwärmeverlust an offenen Behandlungsbädern bei 20 °C Raumtemperatur**

Weiters sind Verluste an den Seitenflächen des Bades zu berücksichtigen. Diese umfassen jedoch nur die Wärmeübergangs- und Strahlungsverluste, die wesentlich niedriger sind. Diese Wärmeübergangs- und Strahlungsverluste sind in Abbildung 7-5 dargestellt.



**Abbildung 7-5: Wärmeverlust durch Wärmeübergang und Strahlung bei 20 °C Raumtemperatur**

Bei einer schlechten Dämmung der Seitenwände ist die Temperatur an der Seitenwand in etwa gleich der Temperatur der Badoberfläche. Bei 68 °C können 550 W/m<sup>2</sup> abgelesen werden.

Durch Anbringen einer Abdeckung reduzieren sich die Wärmeübergangs- und Strahlungsverluste entsprechend der Oberflächentemperatur an der Abdeckung. Die Temperatur oberhalb der Wasserfläche steigt durch die bei der Verdunstung frei werdenden Energie auf die Temperatur der Badoberfläche an und es stellt sich ein Gleichgewichtszustand ein, bei dem keine Verdunstungsverluste mehr berücksichtigt werden müssen. Voraussetzung ist eine entsprechende Dämmung der Abdeckung.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Ausgehend von der Annahme, die Temperatur an der Oberfläche der dämmenden Abdeckung hätte 30°C, reduziert sich der Wärmeverlust nach Abbildung 7-5 auf 86 W/m<sup>2</sup>. Die Wärmeverluste reduzieren sich von 7125 W/m<sup>2</sup> auf 86 W/m<sup>2</sup>.

Werden die Seitenwände gedämmt und an der Seitenwand ebenfalls 30 °C gemessen, so liegen die Wärmeverluste der Seitenwände nach Abbildung 7-5 ebenfalls bei 86 W/m<sup>2</sup>. Durch Anbringen der Dämmung an Seiten- und Bodenfläche reduzieren sich die Wärmeverluste somit von 550 auf 86 W/m<sup>2</sup>.

Niedertemperaturbäder mit wässrigen Medien werden auch in anderen Industriezweigen, z.B. in Beschichtungs- oder Oberflächenveredelungsanlagen eingesetzt. Die Abbildung 7-4 und Abbildung 7-5 gelten für alle wässrigen Lösungen und sind auf analoge Anwendungsfälle in diesen Industriezweigen übertragbar.

**5.1.6 Einsatz erneuerbarer Energieträger**

In den meisten Produktionsprozessen gibt es nur eine geringe Flexibilität bei der Auswahl der Art der Nutzenergie (Nieder- und Hochtemperaturwärme, mechanische Arbeit sowie Beleuchtung). Eine höhere Flexibilität ist bei den Endenergieträgern gegeben (Strom, Fernwärme, feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe). Somit ist in den meisten Fällen – wie im untersuchten Fall – zu prüfen, ob und in welchem Ausmaß die erforderlichen Endenergie-mengen aus erneuerbaren Quellen bereit gestellt werden können. Dies ist weitgehend unabhängig von der Art des Produktionsprozesses und hängt von allgemeingültigen energiewirtschaftlichen Randbedingungen ab. Für die zu betrachtenden erneuerbaren Energiequellen (Direkte Sonnenstrahlung, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse) können diese wie folgt charakterisiert werden:

Ø Wärme aus Sonnenstrahlung: Standort und Bauweise der Gebäude bestimmen die Möglichkeiten die technisch ausgereiften und in vielen Fällen wirtschaftlichen Systeme zur thermischen Sonnenenergienutzung für Warmwasserbereitung, Heizung und Niedertemperaturprozesswärme zu nutzen. Während für Heizung und Warmwasser standardisierte Lösungen kommerziell angeboten werden, sind für die Erzeugung von Niedertemperaturprozesswärme spezielle Lösungen vorzusehen. Eine diesbezügliche Studie wurde im Rahmen „Fabrik der Zukunft“ durchgeführt (*„Potenzialstudie zur thermischen Sonnenenergienutzung in Gewerbe- und Industriebetrieben in Abhängigkeit von den Produktionsprozessen“*)

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- Ø Strom aus Sonnenstrahlung: Diese Möglichkeit ist unabhängig von der Art des Produktionsprozesses. Die heute angebotenen Anlagen sind in der Regel wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig und kommen daher für die meisten Industriebetriebe nicht in Frage.
- Ø Windkraft: Diese Möglichkeit ist ebenfalls unabhängig von der Art des Produktionsprozesses. Der wirtschaftliche Betrieb einer Windkraftanlage hängt vom Standort (Geschwindigkeit und Dauer des Windanfalls) ab. Man kann davon ausgehen, dass die meisten Produktionsstandorte keine optimalen Voraussetzungen für Windkraftanlagen haben.
- Ø Wasserkraft: Auch diese Möglichkeit ist unabhängig von der Art des Produktionsprozesses. Nur in wenigen Fällen – wie im untersuchten Fall – ist sie überhaupt für den Produktionsbetrieb verfügbar.
- Ø Biomasse: Für nahezu alle Produktionsbetriebe besteht die Möglichkeit Biomasse einzusetzen. Gegenwärtig ist sie auf die Erzeugung von Prozesswärme und Raumwärme beschränkt. In Einzelfällen (bei einem Leistungsbedarf  $> 10\text{MWel}$ ) kann auch die Stromerzeugung aus Biomasse wirtschaftlich interessant sein.

Bei der Stromerzeugung aus der Sonnenstrahlung und der Windkraft kommt noch hinzu, dass diese wegen der Unregelmäßigkeit der Anfalls in der Regel nur mit Netzeinspeisung realisiert werden können. Das heißt, auch in solchen Fällen, in denen grundsätzlich geeignete Randbedingungen am Standort eines Produktionsbetriebs gegeben sind, wird der zu erzeugende Strom nicht zur Deckung des betrieblichen Bedarfes eingesetzt, sondern in das Netz eingespeist werden. Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass die Einsatzmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen in Produktionsbetrieben auf die thermische Solarenergie und die Biomasse beschränkt sind. Da im Falle der thermische Solarenergie nur Niedertemperaturwärme bereitgestellt werden kann, ist der Nutzen gegenüber einer möglichen Abwärmenutzung zu prüfen. Bei der Nutzung der Biomasse gibt es eine große Bandbreite sowohl bei der Anwendung (Prozesswärme, Raumwärme, Strom) als auch bei der Detailplanung der Anlagen, was Brennstoff, Anlagenbetriebsweise und Anlagenauslegung betrifft. Der betrachtete Fall stellt ein Beispiel für die Vorgehensweise dar.

## **7.2. *Bewertung im Hinblick auf die Nachhaltige Technologieentwicklung***

Maßnahmen zur Realisierung einer „Nachhaltigen Technologieentwicklung“ in der „Fabrik der Zukunft“ berücksichtigen folgende sieben Leitlinien:

1. Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung
2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen
3. Effizienzprinzip
4. Prinzip der Rezyklierfähigkeit
5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaption und Lernfähigkeit
6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge
7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

### **7.2.1. *Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung***

Die Fabrik der Zukunft produziert ihre Güter unter dem Aspekt der Nutzenoptimierung mit einem minimalen Einsatz an Energie und Rohstoffen und einer höchstmöglichen Ausbringungsmenge. Dieser Prämisse wurde im Rahmen des Projektes durch Erstellung eines Maßnahmenkataloges zur Steigerung der Energieeffizienz Rechnung getragen. Tabelle 42 zeigt die diesbezüglich ermittelten Potentiale. Die geplanten Maßnahmen zielen auf eine Verbrauchsreduktion sowohl beim Strom wie auch beim Erdgas ab. Zusätzlich wurden noch organisatorische Maßnahmen zur Verbesserung der Produktivität angeregt, wie die Überprüfung des Maschinenbelegungsplanes und die Erstellung einer Prioritätenliste, welche Drahtqualität vorzugsweise auf welcher Maschine bearbeitet werden soll, um den Energieeinsatz zu minimieren.

Diese Maßnahmen gelten auch für Dienstleistungen, wie beispielsweise Lohnarbeiten, um durch ein verbessertes Service in Form einer Weitergabe reduzierter Herstellkosten an den Kunden, in der Preisgestaltung anpassungsfähiger zu sein. Mit der höheren Nutzenorientierung wird die Herstellung des Produktes in gesteigerter Quantität bei gleicher Qualität und geringerem Energieeinsatz möglich.

### **7.2.2. Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen**

Im Projekt wurde untersucht, wie der nach Durchführung der Maßnahmen zur Effizienzsteigerung verbleibenden Energiebedarf mit erneuerbaren Energieträgern zu decken wäre. Da der eingesetzte elektrische Strom bereits aus Wasserkraft erzeugt wird, lag der Schwerpunkt bei Überlegungen, wie der derzeitige Erdgaseinsatz durch die heimischen Energieträger Biomasse und Wasserkraft substituiert werden könnte.

### **7.2.3. Effizienzprinzip**

Dem Effizienzprinzip wird durch Abwärmenutzung aus den Öfen und die Abdeckung der Bäder in betriebsfreien Zeiten entsprochen.

### **7.2.4. Prinzip der Rezyklierfähigkeit**

Obwohl in dem Projekt die Energienutzung im Vordergrund stand, bei der der Begriff der Rezyklierfähigkeit allenfalls durch eine kaskadische Energienutzung ersetzt werden kann, wird dem Prozess der Rezyklierfähigkeit indirekt dadurch Rechnung getragen, dass der „nicht rezyklierte“ Anthrazit durch eine dauerhafte Wärmedämmvariante (Dämmmatten) ersetzt wird. Auch die energetische Nutzung der Ziehmittelrückstände entspricht diesem Prinzip.

### **7.2.5. Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaption und Lernfähigkeit**

In diesem Projekt tauchten zahlreiche Problemstellungen auf, die nicht alle befriedigend gelöst werden konnten. Zunächst vorgeschlagene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz mussten teilweise adaptiert werden, da mit zunehmendem Kenntnisstand sich manche Lösungsansätze aus prozesstechnischen Gründen als nicht durchführbar erwiesen. Im folgenden werden jene Produktionsbereiche beschrieben, bei denen Maßnahmen „adaptionsfähig“ sein müssen.

Bei der Abdeckung der Bäder ist auf eine gleichmäßige Temperaturverteilung im Bad nach der Abdeckung zu achten. Durch das Abschrecken des heißen Drahtes im Bad kommt es zu einem Wärmeeintrag des Drahtes in das Bad. Die Wärmeabfuhr aus dem Bad muss rasch erfolgen. Derzeit sind die Bäder mit einer Anthrazitschicht bedeckt, die Energieverluste reduziert und trotzdem die Wärmeabfuhr rasch erfolgen lässt. Daher wurde untersucht, ob zusätzlich zur Anthrazitschicht oder stellenweise statt dieser andere Materialien verwendet werden können. Bei zu hohem Wärmeeintrag vom Draht in das Bad müssen diese

### Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

isolierenden Schichten rasch wieder entfernt werden können. Aufgrund der Komplexität der Einflussparameter wurde festgestellt, dass die abdeckbare Fläche und deren Materialien in weiteren experimentellen Versuchen eruiert werden muss.

Bei der Untersuchung des Heißwasserbedarfes im Prozess wurde festgestellt, dass anstelle einer Reduktion der Verluste bei der Heißwasserbereitstellung eine echte Optimierung eher durch eine andere Beheizung der Bäder als durch Heißwasser erzielt werden könnte. Diese Adaption war nicht Gegenstand dieses Projektes, wird aber in einem Folgeprojekt untersucht.

#### **7.2.6. Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge**

Durch Einsatz erneuerbarer Energieträger in Verbindung mit entsprechenden Verbesserungsmaßnahmen wird dem Prinzip der Risikovorsorge insofern Rechnung getragen, als durch den Ersatz eines zu importierenden durch einen heimischen Energieträger das Versorgungsrisiko verringert wird..

#### **7.2.7. Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität**

In einer wirtschaftlich benachteiligten Region ist das Senken der Energiekosten ein wesentlicher Faktor für die Konkurrenzfähigkeit von Produktionsbetrieben und damit für die Sicherung von Arbeitsplätzen. Neben den durch die Investition in energieeffizienzsteigernde Maßnahmen direkt im Betrieb erhaltenen Arbeitsplätze sind noch die indirekten Arbeitsplätze zu berücksichtigen. Durch die Substitution des Erdgases durch Biomasse aus der Region werden in diesem Bereich Arbeitsplätze gesichert oder geschaffen. Die Volkswirtschaft berücksichtigt weiters noch induzierte Arbeitsplätze, die sich aus der erhöhte Kaufkraft infolge der direkten und indirekten Arbeitsplätze ergeben.

### ***7.3. Technologiepartnerschaften im Rahmen des Projektes***

Die im Zuge des Projektes erarbeiteten Ergebnisse und Erkenntnisse ergaben Ansätze für eine praktische Umsetzung. Aus der Zusammenarbeit mit Firmen, welche die vorgeschlagenen Maßnahmen realisieren könnten („Technologiepartnern“) resultierten sinnvolle Synergien, um in einer gemeinsamen Interpretation der Ergebnisse zu Lösungsfindungen in der Praxis zu kommen.

Bei der Druckluft konnten in Zusammenarbeit mit der Firma Kaeser, 8010 Graz, nicht nur konkrete Maßnahmen zur Vermeidung von Druckluftverlusten auf Betriebsebene vorgeschla-

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

gen werden, sondern auch Verbesserungen aus einer geänderten Betriebsweise der Kompressoren im Betrieb aufgezeigt werden, die in Verbindung mit der Schaffung eines Druckluftmanagements nachhaltig zu Einsparungen führen.

Bei der Prozesswärme hat die Firma Alfatec Feuerfest-Fasertechnik, 3124 Oberwölbling, wertvolle Materialerkennnisse und Anwendungserfahrungen zur Lösungsfindung eingebracht. Die Neugestaltung der Wärmedämmung zur Vermeidung von Energieverlusten lässt sich auch auf ähnlich gelagerte Fälle in anderen Betrieben projizieren.

Die Verbesserungsvorschläge für Kessel zur Heißwasserversorgung bzw. Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wurden in Abstimmung mit der Firma Hauzendorfer & Kober, 8010 Graz, erarbeitet.

Die Optimierung der Nutzwasserpumpen sowie der Ppumpen im Heißwasserkreis und im Warmwasserkreis zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erfolgte gemeinsam mit der Firma Grundfos, 8051 Graz.

Bei der Raumwärme wurde von der Firma Holosch-Heizungstechnik, 8621 Aflenz, ein Konstruktionsvorschlag zur Nutzung der Abwärme von der Vergütungsanlage IX gemacht, der dem Prinzip der kaskadischen Energieerzeugung gerecht wird und für die anderen Produktionsanlagen beispielgebend ist.

Bei der Planung der Biomassefeuerung wurde mit der Firma VA Tech, 4030 Linz zusammengearbeitet. Die Feuerungen dieser Firma sind besonders für die „Zufeuerung“ von Abfällen geeignet.

Die genannten Beispiele weisen einen hohen Reproduktionsgrad für weitere Anwendungsfälle auf. Für diese gute Zusammenarbeit sei daher allen Technologiepartnern dieses Projekts an dieser Stelle Anerkennung und Dank zum Ausdruck gebracht.

In der Zusammenarbeit mit den Technologiepartnern konnten, wie an diesen Beispielen aufgezeigt, Forschungsergebnisse und praktische Umsetzung nutzbringend zusammengeführt werden.

## **7.4. Resümee des Projektteams**

### **7.4.1. Motivation**

Ein Produktionsbetrieb, wie die Joh. Pengg AG, orientiert seine Entscheidungen am Ziel der Sicherstellung der kurz-, mittel- und langfristigen Wertschöpfung aus dem eingesetzten Kapital (Anlagen und Mitarbeiter). Hierbei spielen sowohl direkt wirksame betriebswirtschaftliche Kenngrößen (z.B. die Energiekosten) eine Rolle als auch indirekt wirksame Kenngrößen, wie jene einer „Nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung“, die vor allem durch realisierte Kreislaufprozesse mit minimalen Emissionen gekennzeichnet ist. Für den vorliegenden Fall einer energiewirtschaftlichen Optimierung der Produktionsprozesse ergibt sich die Motivation daher aus der Erwartung,

- Ø eine unmittelbar wirksame Reduzierung der Energiekosten zu erreichen,
- Ø eine in Zukunft notwendig werdende Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu erreichen, sowie
- Ø mit der generellen Ausrichtung des Betriebs auf „Nachhaltiges Wirtschaften“ Wettbewerbsvorteile zu erreichen.

Im vorliegenden Projekt konnten die ersten beiden Erwartungen dadurch erfüllt werden, dass Maßnahmen zur Reduzierung des Energieeinsatzes identifiziert und quantifiziert wurden, die sowohl Kostenreduktionen als auch eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen zur Folge haben. Wettbewerbsvorteile aufgrund einer generellen Ausrichtung des Betriebs auf „Nachhaltig Wirtschaften“ sind zu erwarten, wenn das Bewusstsein der Kunden diesbezüglich verstärkt sein wird. Für diesen Fall kann die Joh. Pengg AG mit dem eingeschlagenen Weg jedenfalls die entsprechenden Nachweise liefern.

### **7.4.2. Kooperation Wirtschaft-Forschung**

Die Kooperation zwischen Wirtschaft und Forschung bietet die Möglichkeit, die für die Lösung der Aufgabe notwendigen Methoden einzusetzen und bringt außerdem einen neutralen Blickwinkel, mit dem gewisse eingefahrene Abläufe auf ihre Effizienz hin überprüft werden. Wichtig ist dabei, dass ein Vertrauensverhältnis zwischen den Partnern aufgebaut wird, das in erster Linie auf die gemeinsame Problemlösung ausgerichtet ist und nicht nur auf das Aufzeigen von Defiziten. Dies wurde im gegenständlichen Projekt durch die Zusammenarbeit

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

zwischen den für den Betrieb verantwortlichen Fachleuten und den Mitarbeitern des Forschungspartners optimal realisiert.

**7.4.3. Erfahrung aus der Zusammenarbeit**

Wichtige Erfahrungen ergaben sich aus der Notwendigkeit, bestimmte Prozesse und Abläufe zu analysieren, um die für die Quantifizierung der Energiemengen erforderlichen Daten zu erhalten. Dies führte einerseits zu Fragen, ob bestimmte Prozesse in der praktizierten Art und Weise betrieben werden müssen (z.B. Einsatz von Dampf an Stelle von Heißwasser), und andererseits zur Erkenntnis, dass bestimmte Daten, die für die Beurteilung der Prozesseffizienz notwendig waren, nicht verfügbar waren. Die „nachträgliche“ Ermittlung solcher Daten war in den meisten Fällen mit Hilfe der Erfahrung des Betriebspersonals in der erforderlichen Genauigkeit möglich.

**7.4.4. Erkenntnisse**

Manche der technisch-wirtschaftlichen Ergebnissen der Analysen haben bereits zu konkreten Umsetzungsprojekten geführt. Bei vielen der identifizierten Möglichkeiten für Verbesserungsmaßnahmen, musste allerdings festgestellt werden, dass diese unter den gegebenen wirtschaftlichen Randbedingungen nicht umsetzbar sind, ohne die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Produkte zu gefährden. Bei den diesbezüglichen Entscheidungen spielten die gegenwärtige Endenergiepreise die entscheidende Rolle: Einerseits hängt die Amortisation energiesparender Investitionen von den „Erlösen“ der eingesparten Energie ab und andererseits wird der Einsatz erneuerbarer Energie nur möglich, wenn deren Kosten unter jenen der gegenwärtig eingesetzten liegt. Obwohl bei den diesbezüglichen Abschätzungen die Möglichkeit und Wahrscheinlichkeit des Ansteigens der gegenwärtigen Endenergiepreise berücksichtigt wird, wird die Anzahl der realisierbaren Maßnahmen durch die gegenwärtige Preissituation stark eingeschränkt. Damit wird die Notwendigkeit unterstrichen, den Gedanken des „Nachhaltig Wirtschaften“ stärker in die Praxis aller Betriebe einzuführen, um damit gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Da die meisten Betriebe heute – wie insbesondere die Joh. Pengg AG – im internationalen Wettbewerb stehen, wird klar, dass die Voraussetzungen für eine wirksame breite Umsetzung des Gedankens des „Nachhaltig Wirtschaftens“ nur geschaffen werden können, wenn sich das Verständnis für dessen Notwendigkeit ebenfalls auf breiter internationaler Basis etabliert.



## **8. Literaturverzeichnis**

1 <http://www.esv.or.at/cinformation/publikationen/branchen.htm>

2 <http://www.wko.at/ooe/energie/Branchen/Kunststoff/Kunststoff.htm>

3 <http://www.wko.at/ooe/energie/Branchen/metall/metall.htm>

4 <http://www.wko.at/ooe/energie/Branchen/keramik/keramik.htm>

5 <http://www.wko.at/ooe/energie/Branchen/saege/saege.htm>

6 Aichner, H.: Energetische Analyse und Bewertung von Einsparpotentialen der Produktionshalle der Liebherr-Werke Linz GmbH, Diplomarbeit an der Technischen Universität Graz, 1998, 125 S.

7 Schweizer Energiefachbuch 2002, 19. Jahrgang, R. Köhler (Hrsg.), Künzler-Bachmann Medien AG, St. Gallen, 2002.

8 BINE Informationsdienst, projektinfo 3/00 Energieeffiziente Industrieöfen, <http://bine.fiz-karlsruhe.de>

9 Dehli, M., Huber, E.: Betriebswirtschaftliche und energiewirtschaftliche Bewertung von BHKW-Kleinaggregaten zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung, in: Brennstoff-Wärme-Kraft, 34 (1982), Heft 12, S. 520 – 527.

10 Tillian, H., Energiekennzahlen und –sparpotentiale in der Maschinen-, Stahlbauindustrie, Eisen- und Metallwarenindustrie, Wirtschaftskammer OÖ, OÖ. Energiesparverband und Ökol. Betriebsberatung (Hrsg.), Wirtschaftskammer Oberösterreich, Linz 1996.

11 Gilli, P.V., Dampftechnik und Wärmewirtschaft, Grundvorlesung. Skriptum zur Lehrveranstaltung 307.002 an der TU Graz, Ausgabe März 1985, Institut für Wärmetechnik , TU Graz.

12 Elsenberger, U., Roß, S., Köpken, A., Tönsing, E., Strom- und Brennstoffeinsparpotentiale in kleineren und mittleren Unternehmen des Metallverarbeitenden Gewerbes.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

- 13 Kaiser, S., Starzer, O., Handbuch für betriebliches Energiemanagement, Wien, November 1999, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Jugend und Familie, zu beziehen bei der E.V.A. <http://www.eva.wsr.ac.at>
- 14 Gilli, P.V., Dampftechnik und Wärmewirtschaft, Grundvorlesung. Skriptum zur Lehrveranstaltung 307.002 an der TU Graz, Ausgabe März 1985, Institut für Wärmetechnik , TU Graz.
- 15 Die Forst und Holzwirtschaft in Zahlen, Partner, 2/2001, S. 16.
- 16 Spitzer, H., Energiepotential aus Biomasse in der Steiermark
- 17 Podesser, E.: „Aktive Verbrennungsgaskondensation bei Biomassefeuerungen“, Joanneum Research, Graz 1997
- 18 Bärntaler, K.: „Die Lösungskreislaufwärmepumpe“, Institut für Verfahrenstechnik, TU Graz, 1991 Kurzfassung der Diplomarbeit in tga report März 1991
- 19 Gilli, P.V., Thermische Stoffwerte, Datensammlung über die in der Wärmetechnik einschließlich Dampftechnik, Heizungs- und Klimatechnik erforderlichen und gebräuchlichen thermischen Stoffwerte, Transportgrößen und Normdaten, Institut für Wärmetechnik (Hrsg.), Skriptum an der TU Graz, Graz, August 1995.
- 20 <http://www.wetteronline.de/euroaaz.htm>
- 21 Recknagel, H., Sprenger, E., Schramek, E.-R.: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik, Schramek, E.-R., (Hrsg.), 68. Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1997, ISBN 3-486-26214-9, S.1032 ff.
- 22 Halozan, H., Heizungs- und Klimatechnik, Skriptum zur gleichnamigen Lehrveranstaltung der TU Graz, Institut für Wärmetechnik, Graz, Oktober 1994.
- 23 Stiglbrunner, R., et al, „Verbrennungskondensation bei Biomasse-Fernwärmeanlagen am Beispiel Pfarrwerfen“, Bundesministerium für Wissenschaft, Verkehr und Kunst, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 10/97, Graz, Mai 1996
- 24 Schaller, W. et al.: Nachhaltige Bioenergiestrategie für Österreich, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, März 2000

## Anhang I

### Druckluft

Die durchschnittlichen Laststunden seit Inbetriebnahme liegen für Kompressor 1 bei 4000 h und für Kompressor 3 bei 92 Laststunden/a.

$$V_{\text{ges}} \mid \text{Fördervolumen} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right) \cdot \text{Laststunden} \left( \frac{\text{h}}{\text{a}} \right)$$

$$V_{\text{ges}} \mid 742 \cdot 4000 + 140 \cdot 92 = 3273047 \text{ m}^3/\text{a}$$

Mit einem jährlichen Fördervolumen von 3,3 Mio. m<sup>3</sup> Luft errechnet sich ein spezifischer Energieaufwand von:

$$\text{Energieeinsatz} \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \mid \frac{450000 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{3273047 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}} = 0,14 \text{ kWh/m}^3$$

Leckageverluste:

Die Leckageverluste dürften nach Ansicht der Firma Käser, welche die Kompressoren an die Joh. Pengg AG geliefert hat bei 0,5 – 1,5 m<sup>3</sup>/min liegen. Damit ist der Leckageanteil:

$$\text{Leckageanteil} = \frac{\text{Leckagevolumen} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{a}} \right)}{\text{Fördervolumen} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{a}} \right)} = \frac{8424 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot \frac{\text{m}^3}{\text{min}} \cdot \frac{60 \frac{\text{min}}{\text{h}}}{3273047 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}} = 0,15$$

Gesamtwirkungsgrad:

Das Arbeitsvermögen der komprimierten Luft für isentrope (verlustfreie) Expansion ist [1]:

$$W_{\text{is}} \mid \frac{\rho}{\rho_{41}} \cdot R \cdot T \left[ \left( \frac{p_u}{p} \right)^{\frac{\rho_{41}}{41}} \right] \cdot \psi \cdot V \cdot \frac{1}{3600} = -119.235 \text{ kWh/a}$$

$$V_{\text{tat}} \mid V \cdot (1 - \text{Leckageanteil}) = 3,3 \text{ Mio.} \cdot 0,85 = 2,8 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$$

$$\text{Isentropenexponent} = 1,4$$

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

R Allgemeine Gaskonstante für Luft = 0,287 kJ/kg K

T Drucklufttemperatur = 293 K

$p_u$  Umgebungsdruck = 1 bar

$p$  Betriebsdruck = 7,5 bar

Dichte der Luft = 1,204 kg/m<sup>3</sup>

Das negative Vorzeichen der Arbeit ergibt sich definitionsgemäß aus der Annahme, dass zugeführte Arbeit in der Thermodynamik positiv und abgeführte Arbeit negativ erfasst wird.

Das reale Arbeitsvermögen ist jedoch aufgrund von Wärmeverlusten wesentlich geringer. Es kann von einem durchschnittlichem Wirkungsgrad zwischen isentroper und realer Arbeit von 0,6 ausgegangen werden.

$$W_{\text{tat}} = W_{\text{is}} \cdot 0,6 = 69.315 \text{ kWh/a}$$

Dem elektrischen Energieeinsatz der Druckluft von 450.000 kWh/a steht daher ein Arbeitsvermögen der Luft von nur 69.315 kWh/a gegenüber, woraus sich ein Wirkungsgrad der Druckluftherzeugung von:

$$\xi \mid \frac{\text{Arbeitsvermögen } W_{\text{tat}}}{\text{elektrischer Energieeinsatz}} \frac{\left( \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right)}{\left( \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right)} = \frac{71541}{450000} \hat{=} 100 = 15,9 \%$$

ergibt.

Für die Firma Liebherr-Werk Lienz GmbH wurde der Energieeinsatz je m<sup>3</sup> Druckluft mit 0,11 kWh/m<sup>3</sup> angegeben [6].

Die tatsächlichen Druckluftkosten (Druckluftmenge abzüglich Leckagemenge im Quotienten) liegen damit bei:

$$\text{Druckluftkosten} = \frac{0,093 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh}} \hat{=} 450.000 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}}{/3,34 \cdot 0,510 \hat{=} 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}} \mid 0,015 \frac{\text{EUR}}{\text{m}^3}$$

**Druckluftnetz:**

Zur Verminderung der Leckageverluste wurde Kontakt mit der Firma Kaeser aufgenommen. Eine Werksbegehung gemeinsam mit einem Vertreter der Firma Kaeser ist Anfang März erfolgt. Die Netzhauptstränge haben eine Nennweite von 70 mm, anschließend wird nach Bedarf reduziert.

**Regelung:**

Der große Kompressor CS 121 läuft durchgehend (Einschaltdauerzähler) und deckt den Druckluftbedarf. Der Druckbereich ist auf 7 bis 7,5 bar eingestellt. Überschreitet der Systemdruck 7,5 bar wird der CS 121 auf Leerlauf geschaltet, wodurch er keine Luft fördert. Nun sinkt durch den ständigen Druckluftbedarf der Systemdruck und bei Unterschreiten von 7 bar fährt der CS 121 wieder in den Lastbetrieb (Laststundenzähler).

Kann der CS 121 im Dauerlastbetrieb den Luftbedarf nicht decken, sinkt der Systemdruck weiter ab. Bei Unterschreiten von 6,8 bar schaltet sich automatisch der kleinere Kompressor SK 26 zu (Motor wird eingeschaltet). Dadurch wird der Systemdruck angehoben. Sobald dieser 7,3 bar erreicht, schaltet sich der SK 26 wieder ab (Motor aus). Der SK 26 hat keine Leerlaufzeiten.

Ursprünglich war konzipiert, dass der SK 26 allein den Wochenendbedarf deckt. Durch spätere Installation zusätzlicher Verbraucher reicht das Fördervolumen des SK 26 nicht mehr für den Wochenendbetrieb. Aufgrund der Regelung laufen daher zum Wochenende beide Kompressoren, da der CS 121 die erforderliche Restmenge deckt.

Bei geringem Luftbedarf, beispielsweise in den Betriebsferien, wird der CS 121 händisch weggeschaltet und nur der SK 26 ist im Einsatz. Die Betriebsferien sind die einzige Möglichkeit für Servicearbeiten am CS 121, weil die Druckluftbereitstellung nicht redundant ausgeführt ist. Im Normalbetrieb wird der CS 121 nur zuweilen, wenn es der Luftverbrauch erlaubt kurzzeitig (etwa 5 min) weggeschaltet um den Ölstand zu kontrollieren.

Das Hauptproblem der Druckluftversorgung ist die fehlende Redundanz. Bei einem Ausfall des CS 121 kommt es zu einem Produktionsstillstand im Betrieb, da keine Ausfallsreserve vorhanden ist. Die zwei veralteten Kolbenkompressoren können als Ausfallsreserve nicht in Betrieb genommen werden.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Nach Schätzung der Mitarbeiter der Joh. Pengg AG werden etwa 70 % des Druckluftbedarfes im Drahtzug Süd zum Abblasen gebraucht. Durch das Abblasen wird der Draht getrocknet und/oder von anhaftenden Verunreinigungen befreit. Dies betrifft die Anlagen SEA Fertigzug und die Maschinengruppe 33. Mit der Firma Kaeser wurde der Kontakt aufgenommen, das Einsparpotential kann jedoch nicht beziffert werden, da hierfür Testreihen mit verschiedenen Düsengeometrien notwendig wären. Es wird angeregt, das Einsparpotenzial in einem eigenen Projekt zu erheben und nutzbar zu machen.

Ein weiterer Verbraucher, bei dem ein Einsparungspotential geortet wurde, ist die Reinigung der Kammerfilterpresse mittels Druckluft. Daher wurde die Optimierung der Reinigung vorgeschlagen. In den übrigen Anlagen wird die Druckluft als pneumatischer Antrieb eingesetzt. Auch hier wäre ein Einsparpotenzial gegeben, wenn in Zukunft bei der Neuanschaffung von Maschinen ein kostengünstigerer hydraulischer Antrieb der Maschinen eingesetzt wird.

Im Juni 2002 erfolgte eine Messung des Druckluftbedarfes während einer „typischen“ Produktionsperiode von 14 Tagen.

**Anhang II****Prozesswärme*****Wärmeverluste in den Niedertemperaturbädern der Beizerei***

Zur Berechnung der Wärmeverluste wurden die Bäder geometrisch vermessen.

**Tabelle II-1: Bäderabmessung der dampfbeheizten Bäder der Beizerei**

	Länge [m]	Breite [m]	Tiefe [m]	Volumen [m <sup>3</sup> ]
Alputexbad	1,9	2	3	11,4
Boraxbad	1,9	2	3	11,4
Heißwasserbad	1,5	2	3	9,0
Phosphatbad	1,9	2	3	2 x 11,4
Seifenbad	1,5	2	3	9,0

Es wurden Temperaturmessungen bei Drahtbeschickung und ohne Drahtbeschickung durchgeführt.

**Tabelle II-2: Temperaturmesswerte der Bädern der Beizerei vom 18. März 2003**

	Oberflächentemperatur [°C]		Wandtemperatur [°C]
	mit Drahtbeschickung	ohne Drahtbeschickung	
Alputexbad	70	20	20
Boraxbad	60	51	51
Heißwasserbad	85	63	63
Phosphatbad	80	60	60
Seifenbad	70	69	28

Die Wärmeübergangszahl durch Konvektion und Abstrahlung wurde nach folgender Formel errechnet:

$$\zeta = 40,000000014 \cdot f^4 + 0,0000080757 \cdot f^3 + 0,001485322 \cdot f^2 + 0,1683900544 \cdot f + 4,6683333$$

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Nach dem Gesetz von Lewis errechnet sich die Verdunstungszahl  $\omega$  in  $\text{kg}/(\text{m}^2 \text{ s})$  zu:

$$\omega = \frac{\zeta_{\text{Oberfläche}} \left( \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ K}} \right)}{c_{pL} \left( \frac{\text{J}}{\text{kg K}} \right)}$$

Die spezifische Wärmekapazität von Luft bei 30 °C ist 1000 J/kg K.

Die Verdunstungsmenge ist:

$$m = \omega \cdot A_{\text{Oberfläche}} \cdot (x_s - x)$$

$m$  Verdunstungsmenge in kg/s

$\omega$  Verdunstungszahl in  $\text{kg}/\text{m}^2 \text{ s}$

$A_{\text{Oberfläche}}$  Oberfläche zwischen Badmedium und der Umgebungsluft

$x_s$  Feuchtegehalt der gesättigten Luft bei der Temperatur an der Oberfläche des Badmediums, Daten aus Dubbel

$x$  Feuchtegehalt der Luft bei Umgebungstemperatur, Messung der Luftfeuchtigkeit ergab über den Tag verteilt Werte zwischen 26 und 33 %

Der Wärmeverlust der Verdunstung errechnet sich aus:

$$Q_{\text{Verdunstung}} = m \cdot r$$

$m$  Verdunstungsmenge in kg/s

$r$  Verdampfungswärme von Wasser bei der Temperatur an der Oberfläche des Badmediums, Daten aus thermische Stoffwerte [19.]

Zudem wurde der Wärmeübergang an den Draht durch Messung der Drahttemperatur bei Ein- und Austritt aus dem Bad errechnet. Die Drahtspulen werden mit einer Kranvorrichtung in und aus den Bädern gehoben. Die maximale Drahtdurchsatzmenge ist 6.000 kg/h. Die spezifische Wärmekapazität des Drahtes ist 0,48 kJ/(kg K).

Im Heißwasserbad ist ein zusätzlicher Wärmeverlust durch die Einbringung von Frischwasser zu berücksichtigen, der sich wie folgt errechnet:

$$Q_{FW} = m_{FW} \cdot c_{pFW} \cdot (t_{HW} - t_{FW})$$

$m_{FW}$  Frischwassermenge, gemessen am 14.04.2003 = 791 kg/h

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

$c_{pFW}$  spezifische Wärmekapazität des Wassers bei  $t_{FW} = 4,3 \text{ kJ/kg K}$  aus [19]

$t_{FW}$  Frischwassertemperatur, gemessen am 14.04.2003 =  $8,5 \text{ °C}$

$t_{HW}$  Temperatur des Heißwasserbades gemessen am 14.04.2003 =  $85 \text{ °C}$  bzw.  $63 \text{ °C}$

**Abgasverlust**

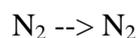
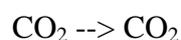
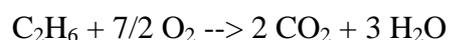
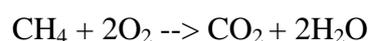
Um den Abgasverlust zu berechnen, muss die Zusammensetzung des Rauchgases bekannt sein (Tabelle II-4, Tabelle II-5). Für das Erdgas wurde näherungsweise die Zusammensetzung nach Tabelle II-3 angenommen.

**Tabelle II-3: Erdgaszusammensetzung**

Komponente	$\text{m}^3/\text{m}^3$	$\text{m}^3/\text{kmol}$	$\text{kmol}/\text{m}^3$	$\text{kmol}/\text{kmol}$	$\text{kg}/\text{m}^3$	$\text{kg}/\text{kg}$
$\text{CH}_4$	0,97	22,36	0,0434	0,970	0,7175	0,9418
$\text{C}_2\text{H}_6$	0,011	22,191	0,0005	0,011	1,355	0,0202
$\text{CO}_2$	0,006	22,261	0,0002	0,006	1,977	0,0160
$\text{N}_2$	0,013	22,403	0,0006	0,013	1,2504	0,0220
Summe	1,000		0,0447	1,000	0,7370	1,000

Der untere Heizwert errechnet sich aus den Heizwerten der Erdgaskomponenten und beträgt  $48060 \text{ kJ/kg Erdgas. (=13,35 kWh/kg)}$

Die Verbrennungsgleichungen lauten:



$$m_{\text{O}_2} \mid 2 \dot{w}_{\text{CH}_4} \frac{M_{\text{O}_2}}{M_{\text{CH}_4}} + 2 \frac{7}{2} \dot{w}_{\text{C}_2\text{H}_6} \frac{M_{\text{O}_2}}{M_{\text{C}_2\text{H}_6}}$$

Mit Hilfe der Verbrennungsgleichungen errechnet sich ein stöchiometrischer Sauerstoffbedarf von  $3,83 \text{ kg O}_2/\text{kg Erdgas}$ . Bei einem Sauerstoffanteil in der Luft von  $0,232$  entspricht dies einem stöchiometrischen Luftbedarf von  $16,55 \text{ kg Luft/kg Erdgas}$ .

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

$$m_{\text{CO}_2} | \dot{w}_{\text{CH}_4} \frac{MG_{\text{CO}_2}}{MG_{\text{CH}_4}} + 2 \dot{w}_{\text{C}_2\text{H}_6} \frac{MG_{\text{CO}_2}}{MG_{\text{C}_2\text{H}_6}} + w_{\text{CO}_2}$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}} | 2 \dot{w}_{\text{CH}_4} \frac{MG_{\text{H}_2\text{O}}}{MG_{\text{CH}_4}} + 3 \dot{w}_{\text{C}_2\text{H}_6} \frac{MG_{\text{H}_2\text{O}}}{MG_{\text{C}_2\text{H}_6}}$$

$$m_{\text{N}_2\text{RG}} | m_{\text{Luft}} \cdot 0,2315102 \cdot w_{\text{N}_2}$$

**Tabelle II-4: stöchiometrische Zusammensetzung des trockenen Rauchgases**

Komponente	kg/kg	Massenanteil	Dichte kg/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /kg	Volumenanteil
CO <sub>2</sub>	2,659	0,17	1,977	1,345	0,117
N <sub>2</sub>	12,742	0,83	1,250	10,194	0,883
Rauchgas trocken	15,401	1,00	1,335	11,539	1,000

**Tabelle II-5: stöchiometrische Zusammensetzung des feuchten Rauchgases**

Komponente	kg/kg	Massenanteil	Dichte kg/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /kg	Volumenanteil
CO <sub>2</sub>	2,659	0,15	1,977	1,345	0,101
N <sub>2</sub>	12,742	0,73	1,250	10,194	0,768
H <sub>2</sub> O	2,151	0,12	1,244	1,729	0,131
Rauchgas feucht	17,552	1,00	1,323	13,268	1,000

Aus den gemessenen CO<sub>2</sub>-Werten errechnet sich der Luftüberschuss (Tabelle II-6) wie folgt:

$$\zeta | \frac{CO_{2 \text{ max}}}{CO_{2 \text{ gemessen}}}$$

$$CO_{2 \text{ max}} | \frac{1}{12,376 \omega}$$

$$\omega | 12 \frac{3}{c} \left( \frac{h}{4} + \frac{o}{8} \right) \frac{s}{8}$$

c Anteil des Kohlenstoffs in Massenprozent

h Anteil des Wasserstoffs in Massenprozent

o Anteil des Sauerstoffes in Massenprozent

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

s Anteil des Schwefels in Massenprozent

$$c | \text{CH}_4 \left( \frac{\text{MG}_c}{\text{MG}_{\text{CH}_4}} \right) 2 \text{C}_2\text{H}_6 \left( \frac{\text{MG}_c}{\text{MG}_{\text{C}_2\text{H}_6}} \right) 2 \text{CO}_2 \frac{\text{MG}_c}{\text{MG}_{\text{CO}_2}}$$

$\text{CH}_4$  Anteil von  $\text{CH}_4$  in Volumenprozent

$\text{C}_2\text{H}_6$  Anteil von  $\text{C}_2\text{H}_6$  in Volumenprozent

$\text{CO}_2$  Anteil von  $\text{CO}_2$  in Volumenprozent

$\text{MG}_c$  Molekulargewicht von Kohlenstoff

$\text{MG}_{\text{CH}_4}$  Molekulargewicht von  $\text{CH}_4$

$\text{MG}_{\text{C}_2\text{H}_6}$  Molekulargewicht von  $\text{C}_2\text{H}_6$

$\text{MG}_{\text{CO}_2}$  Molekulargewicht von  $\text{CO}_2$

$$h | \text{CH}_4 \left( \frac{4 \text{MG}_h}{\text{MG}_{\text{CH}_4}} \right) 2 \text{C}_2\text{H}_6 \left( \frac{6 \text{MG}_h}{\text{MG}_{\text{C}_2\text{H}_6}} \right)$$

$\text{MG}_h$  Molekulargewicht von Wasserstoff als H und nicht  $\text{H}_2$

$$o | \text{CO}_2 \frac{\text{MG}_{\text{O}_2}}{\text{MG}_{\text{CO}_2}}$$

$\text{MG}_{\text{O}_2}$  Molekulargewicht von  $\text{O}_2$

Damit errechnet sich zu 1,99 (übliche Werte für Erdgas 1,86 – 2,16) und  $\text{CO}_{2 \max}$  zu 0,12.

**Tabelle II-6:  $\text{CO}_2$  gemessen und Luftüberschuss**

	$\text{CO}_2$ [Vol %]	Luftüberschuss
Kessel 1	6,6	1,79
Kessel 2	6,4	1,84
Kessel 3	7,0	1,68

Mit Kenntnis des Luftüberschusses lässt sich die tatsächliche Rauchgaszusammensetzung errechnen (Tabelle II-7).

**Tabelle II-7: Tatsächliche Rauchgaszusammensetzung in kg/kg Erdgas**

Komponente	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3
------------	----------	----------	----------

Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

CO <sub>2</sub>	2,7	2,7	2,7
H <sub>2</sub> O	2,1	2,1	2,1
N <sub>2</sub>	12,7	12,7	12,7
Luft	13,1	13,9	11,3
Rauchgas feucht	30,6	31,4	28,8

Die Rauchgaszusammensetzung errechnet sich aus dem Anfall der Komponente dividiert durch den gesamten Rauchgasanfall (Tabelle II-8).

**Tabelle II-8: Tatsächliche Rauchgaszusammensetzung in Massenanteilen**

Komponente	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3
CO <sub>2</sub>	0,09	0,09	0,09
H <sub>2</sub> O	0,07	0,07	0,08
N <sub>2</sub>	0,41	0,40	0,44
Luft	0,43	0,44	0,39

Die Enthalpie der Rauchgase für die angegebene Abgastemperatur ist in Tabelle II-9 angegeben.

**Tabelle II-9: Enthalpie der Abgaskomponenten bei 197 °C**

Komponente	Enthalpie kJ/kg
CO <sub>2</sub>	183
H <sub>2</sub> O	379
N <sub>2</sub>	211
Luft	202

Zur Ermittlung der Abgasenthalpie werden die Enthalpiewerte mit ihren Massenanteilen multipliziert und die so erhaltenen Produkte werden aufsummiert (Tabelle II-10).

**Tabelle II-10: Enthalpie und Zusammensetzung der Abgase bei 197 °C**

Komponente	Kessel 1	Enthalpie	Kessel 2	Enthalpie	Kessel 3	Enthalpie
------------	----------	-----------	----------	-----------	----------	-----------

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

		kJ/kg		kJ/kg		kJ/kg
CO <sub>2</sub>	0,09	180	0,09	180	0,09	180
H <sub>2</sub> O	0,07	379	0,07	379	0,08	379
N <sub>2</sub>	0,41	211	0,40	211	0,44	211
Luft	0,43	202	0,44	202	0,39	202
Rauchgas		216,5		216,1		217,4

Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg (Tabelle II-11).

**Tabelle II-11: Abgasverluste der drei Kessel**

	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3
Enthalpie kJ/kg Rauchgas	216,5	216,1	217,4
Rauchgasanfall kg/kg Erdgas	30,6	31,4	28,8
Enthalpie kJ/kg Erdgas	6630	6798	6262
Abgasverlust %	13,8	14,1	13,0

Der Brennstoffbedarf der Kessel wird anteilig nach den Betriebsstunden ermittelt.

**Tabelle II-12: Abgasverluste der drei Kessel bei 197 °C**

	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3	Summe
Abgasenthalpie kJ/kg Rauchgas	6630	6798	6262	
Betriebsstunden h/a	4956	3301	860	9117
Anteil an den Gesamtstunden %	54	36	10	100
Erdgaseinsatz kWh/a	5330873	3553915	987199	9871987
Erdgaseinsatz kg/a	399316	266211	73947	739474
Abgasenthalpie kWh/a	735407	502695	128627	1366729

***Bereitschaftsverlust***

Neben dem Abgasverlust sind noch Bereitschaftswirkungsgrad und Verteilungsnutzungsgrad zu berücksichtigen.

Der Bereitschaftswirkungsgrad ist dadurch gekennzeichnet, dass auch bei Brennerstillstand Verluste  $q$  durch Abstrahlung und Auskühlen des Kessels entstehen (Tabelle II-13).

$$\xi_{Bl} = \frac{14 q_B \int \frac{b}{b_F}}{14 q_B}$$

$q_B$  Verhältnis Wärmeabgabe bei Stillstand/Kesselleistung bei Volllast

$b_F$  Feuerungsbetriebsstundenzahl laut Angabe des Betriebsstundenzählers [h/a]

$b$  Bereitschaftsdauer = 8784 [h/a]

Für moderne Kessel kleiner Leistung liegt  $q_B$  im Bereich [0,008 – 0,02], gewählt wurde 0,02.

**Tabelle II-13: Bereitschaftsverluste**

	Feuerungsbetriebsstunden [h/a]	Bereitschaftswirkungsgrad [%]
Kessel 1	4956	98,4
Kessel 2	3301	96,6
Kessel 3	860	81,2

### *Verteilverluste*

Der Verteilungsnutzungsgrad kann je nach Wärmedämmung und Verlegung Werte zwischen 0,9 bis 0,98 annehmen [21]. Die Verteilverluste werden mit 10 % angenommen, damit liegt der Verteilungswirkungsgrad bei 90 %.

### *Feuerungsverlust*

Für Gas- und Ölfeuerungen im Bereich 0 – 1 % [14]. Gewählt wurde 0,05 %.

### *Isolationsverlust*

In Abhängigkeit von der Last im Bereich 1 – 5 %. Bei Betrieb des Kessels mit Halblast 2 % [14]. Gewählt wurden 1,5 %.

### *Gesamtwirkungsgrad*

Der Gesamtwirkungsgrad ist das Produkt aus Abgas-, Verteil- und Bereitschaftswirkungsgrad (Tabelle II-14).

**Tabelle II-14: Zusammenfassung der Wirkungsgrade**

	Abgas	Verteil [%]	Bereitschaft	Feuerung	Isolation	gesamt [%]
--	-------	-------------	--------------	----------	-----------	------------

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

	[%]		[%]	[%]	[%]	
Kessel 1	86,2	90	98,4	99,5	98,5	74,8
Kessel 2	85,9	90	96,6	99,5	98,5	73,2
Kessel 3	87	90	81,2	99,5	98,5	62,3

Die Wärmebilanz aus den Prozesswärmekesseln wird über den Erdgaseinsatz und dem Gesamtwirkungsgrad aus Tabelle II-14 errechnet.

**Tabelle II-15: Wärmebilanz der Prozesswärmekessel**

	Brennstoffeinsatz [kWh/a]	Wirkungsgrad [%]	Heizwärme [kWh/a]	Verluste [kWh/a]
Kessel 1	5330873	74,8	3.987.493	1.343.380
Kessel 2	3553915	73,2	2.601.466	952.449
Kessel 3	987199	62,3	615.025	372.174
gesamt	9.871.987		7.203.984	2.668.003

*Prozesswärme über Heißwasser*

Da kein Ablesewert des Betriebsstundenzählers für 2000 vorhanden ist, wurde der Anteil der Betriebsstunden des Jahres 2000 an den gesamt abgelesenen Betriebsstunden anteilig ermittelt. Insgesamt sind seit dem 1.1.1999 (Inbetriebnahme des Kessels) und dem Zeitpunkt der Ablesung (26.02.2002) 27.636 Stunden vergangen. Der Anteil von 31,7 % ist in Tabelle II-16 zur Berechnung der Betriebsstunden für 2000 verwendet worden.

**Tabelle II-16: Anteilige Aufteilung der Gesamtstunden von 1.1.1999 bis 2002**

Jahr	Maximale Betriebsstunden/a	Anteil an den Gesamtstunden in %
1999	8.760	31,7
2000	8.760	31,7
2001	8.760	31,7
2002	1.356	4,9
Summe	27.636	

**Tabelle II-17: Anteilige Aufteilung der Betriebsstunden der Kessel für das Jahr 2000**

	Kessel 1	Kessel 2	Kessel 3	gesamt

Ablesewert	15.585	10.382	2.704	28.671
Betriebsstunden 2000	4.940	3.300	860	9.100

Zur Ermittlung der Nutzenergie wurde der Gesamtwirkungsgrad der Prozesswärmeerzeugung aus den Abgas-, Bereitschafts-, Verteil-, Feuerungs- und Isolationsverlusten berechnet.

### ***Sattdampferzeugung und Nutzung***

Der Dampfumformer befindet sich in der Nähe der Beizerei (Abbildung 2-12) und erzeugt mittels Rohrbündelwärmetauscher aus dem in den drei gasbefeueten Heißwasserkesseln erwärmten Heißwasser aus aufbereitetem Wasser (die Wasseraufbereitungsanlage befindet sich im Kesselhaus neben den Heißwasserkesseln) Sattdampf mit 1 bar und 120 °C. Der Dampferzeuger arbeitet als offenes System, d.h. der erzeugte Dampf verlässt das System und „geht verloren“.

Zur Ermittlung der jährlich erzeugten Dampfmenge wird folgende Formel verwendet:

$$Q_{\text{Nutz}} \mid m \left( \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \cdot h \left( \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \cdot \frac{1}{3600} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kJ}} \right)$$

m          Dampfmenge

h          Enthalpiegefälle zwischen Dampf und Speisewasser

Die Enthalpie des Sattdampfes h ist 2715,5 kJ/kg [19]. Unter Berücksichtigung einer Dampf- feuchte f von 1 % [14] und einer Verdampfungsenthalpie r von 2256,3 kJ/kg [19] errechnet sich die Dampfenthalpie nach der Formel

$$h \mid h_{\text{f}} + f \cdot r = 2061 \text{ kJ/kg.}$$

Wird noch eine Entsalzung von 3 % berücksichtigt, so errechnet sich die das Enthalpiegefälle schlussendlich:

$$h = h_{\text{f}} - \delta \cdot h_{\text{f}}$$

Ø · e    Entsalzungsanteil = 3 %

Ø · h<sub>f</sub>    Enthalpie im flüssigen Zustand bei 1 bar

$$h = 2652 \text{ kJ/kg} = 0,737 \text{ kWh/kg.}$$

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die vom Heißwasser an den Dampf zu übertragende Wärmemenge ist daher 0,737 kWh/kg Dampf. Zur Verfügung steht Heißwasser mit nunmehr etwa 145 °C (Wärmeverluste in der Rohrleitung zwischen Heißwasserkessel und Dampferzeuger), das den Dampferzeuger mit 125 °C verlässt.

Enthalpie von Heißwasser bei 7 bar und 145 °C: 0,170 kWh/kg

Enthalpie von Heißwasser bei 7 bar und 125 °C: 0,146 kWh/kg

Enthalpiegefälle: 0,024 kWh/kg

Um die geforderte Enthalpiedifferenz des Dampfes von 0,737 kWh/kg Dampf bereitstellen zu können, müssen demnach  $0,737/0,024 = 31$  kg Heißwasser den Dampferzeuger durchlaufen, um ein kg Dampf zu erzeugen.

Um den Anteil des Heißwassers an der Raumwärmebereitstellung ermitteln zu können, wurde der Anteil des Heißwassers, der prozessbedingt notwendig ist, ermittelt. Dampf wird in der Beizerei und beim Patentieren I benötigt, Heißwasser in der Anlage Patentieren IV.

***Dampfbedarf der Beizerei***

Die Beizbäder dienen dazu den Draht für das Ziehen vorzubereiten. Von den 13 Bädern werden das Alputex-, das Borax, das Heißwasser-, jeweils eines der Phosphatbäder sowie das Seifenbad mittels Dampf beheizt, um die prozesserforderlichen Temperaturen im Bad aufrechtzuerhalten. (Abbildung II-2) Von den beiden Phosphatbädern ist jeweils eines in Betrieb, das andere wird gereinigt. Der Wechsel der Phosphatbäder zur Reinigung erfolgt etwa 4 x/Jahr.

Im Schnitt erfolgt die Drahtvorbereitung an drei Tagen im Einschicht-, an zwei Tagen im Zweischichtbetrieb. An zwei Tagen werden die Bäder in keiner Schicht genutzt. Zur Ermittlung des Dampfbedarfes der einzelnen Bäder wurden die Bäderabmessungen bestimmt und Messungen der Oberflächen- und Wandtemperaturen der Bäder durchgeführt, die in wiedergegeben sind.

**Tabelle II-18: Temperaturmesswerte in den Bädern der Beizerei vom 18. März 2003**

	Oberflächentemperatur °C	Wandtemperatur [°C]
Alputexbad	70	60
Boraxbad	60	51
Heißwasserbad	85	63
Phosphatbad	80	60
Seifenbad	70	28

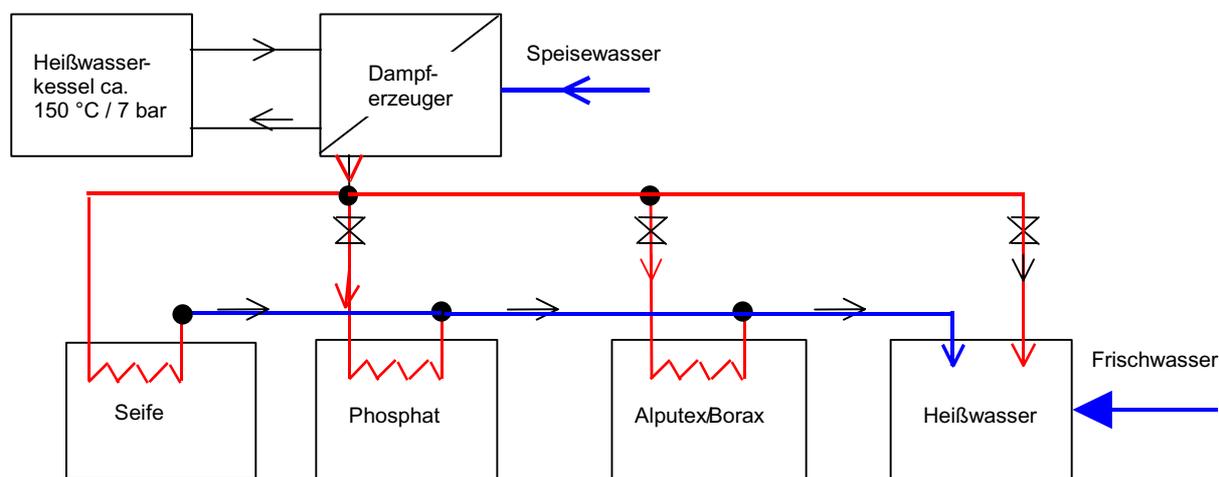
Der Draht durchläuft zuerst die Behandlungsbäder Alputex- und/oder Boraxbad und wird anschließend gespült. In letzter Zeit werden die beiden Behandlungsbäder kaum mehr genutzt. Nach der Spülung wird der Draht im Heißwasserbad auf die Temperatur des anschließenden Phosphatbades gebracht. Dies ist notwendig, da die Löslichkeit des Phosphates temperaturabhängig ist. Würde der nicht vorgewärmte Draht eingebracht werden, sinkt die Temperatur im Bad und es bildet sich nicht die gewünschte Schutzschicht gegen Korrosion am Draht. Andererseits sinkt mit zunehmender Temperatur die Phosphatlöslichkeit und es bildet sich mehr Schlamm. Daher sind örtliche Temperaturspitzen zu vermeiden. An das Phosphatbad schließt das Seifenbad an, das den Draht mit einer Gleitschicht für den Ziehvorgang versieht.

Mit Ausnahme des Heißwasserbades werden die Bäder durch dampfbeheizte Rohrschlangen, die in direktem Kontakt mit den Bädermedien stehen, beheizt (Abbildung II-1).



**Abbildung II-1: Rohrschlangen zur Beheizung der Bäder**

Das Heißwasserbad wird über mehrere Wärmequellen beheizt. In das Heißwasserbad fließt die vorher in Rohrschlangen durch das Seifen- und Phosphatbad, sowie die in Rohrschlangen durch die Behandlungsbäder Alputex-, und Boraxbad geführte Dampfmenge. Zusätzlich fließt Dampf direkt vom Dampfumformer zu (Abbildung II-2).



**Abbildung II-2: Schaltschema der Beheizung der Bäder**

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die Wärmeenergie des Abflusses des Heißwasserbades wird derzeit nicht genutzt. Aus der Bädergeometrie und den Temperaturmesswerten (Tabelle II-18) werden die Wärmeverluste durch Konvektion und Strahlung an die Umgebungsluft, durch Verdunstung, durch Erwärmung des Drahtes sowie zur Erwärmung des zugegebenen Frischwassers errechnet (Tabelle II-19).

**Tabelle II-19: Wärmeverluste der Bäder in kW in Abhängigkeit von der Oberflächentemperatur bei Drahtbeschickung**

	Oberflächentemperatur [°C]	Verlust durch Strahlung, Konvektion [kW]	Verlust durch Verdunstung [kW]	Verlust durch Wärmeübergang an den Draht [kW]
Alputexbad	60	12,8	42,9	36
Boraxbad	70	9,4	22,3	28
Heißwasserbad	85	14,9	109,4	36
Phosphatbad	70	13,9	88,8	4
Seifenbad	70	3,7	33,8	4

Der Wärmeverlust durch Frischwasserzufuhr mit 8,5 °C in das Heißwasserbad ist 70,6 kW. Das Alputexbad wird über längere Zeiträume nicht beschickt. Während dieser Zeiträume wird das Bad nicht beheizt und kühlt auf Umgebungstemperatur ab.

**Tabelle II-20: Wärmeverluste der Bäder in kW in Abhängigkeit von der Oberflächentemperatur ohne Drahtbeschickung**

	Oberflächentemperatur [°C]	Verlust durch Strahlung, Konvektion [kW]	Verlust durch Verdunstung [kW]
Alputexbad	20	0	1,2
Boraxbad	60	9,4	22,3
Heißwasserbad	85	14,9	109,4
Phosphatbad	70	13,9	88,8
Seifenbad	70	3,7	33,8

<b>Wärmeverluste Bäder in der Beizerei</b>	<b>ohne Beschickung</b>	<b>mit Beschickung</b>
Seifenbad:	38 kW	42 kW
Phosphatbad:	103 kW	107 kW
Heißwasserbad:	195 kW	231 kW
Boraxbad:	32 kW	60 kW
Alputexbad:	1 kW	92 kW
Summe:	369 kW	532 kW

Zur Deckung dieser Verluste ist folgende Dampfmenge notwendig:

$$m_D \mid \frac{Q_{Verlust}}{\div h}$$

$Q_{Verlust}$       Wärmeverluste der Bäder in der Beizerei

$\div h$               Enthalpiegefälle im Dampfumformer = 0,737 kWh/kg

Die Bäder werden an 2800 h/a mit Draht beschickt und an 5600 h/a nicht beschickt.

<b>Erforderliche Dampfmenge in den Bädern der Beizerei</b>	
mit Beschickung:	2,0 Mio. kg/a
ohne Beschickung:	2,8 Mio. kg/a
Summe:	4,8 Mio. kg/a

### ***Heißwasserbedarf der Behandlungsbäder der Anlage Patentieren IV***

An das Patentieren schließen die Behandlungsbäder Aktivieren, Phosphat- und Seifenbad mit gleicher Funktion wie in der Beizerei an. Zur Abschätzung des Heißwasserbedarfes wurden Wärmebilanzen erstellt, die mit Messergebnissen der strombeheizten Anlage Patentieren I verglichen werden.

Tabelle II-21: Daten zu den heißwasserbeheizten Bädern des Patentieren IV

	Temperatur [°C]	Fläche [m <sup>2</sup> ]	Tiefe [m]	Volumen [m <sup>3</sup> ]
Phosphatierung	85	9,72	0,5	4,9
Beseifung	80	3,5	0,33	1,2

Die beheizten Bäder der Anlage Patentieren IV werden über Rohrschlangen-Wärmetauscher mit Heißwasser (ca. 150 °C) von den 3 Prozess-Heißwasserkesseln beheizt.

Die Wärmetauscher sind von der Bäderflüssigkeit umgeben.

### Brennerverluste Ölvergütung IX:

C -> CO                    10130 kJ/kg C

CO -> CO<sub>2</sub>                23770 kJ/kg C

C -> CO<sub>2</sub>                    33900 kJ/kg C

Bei der unvollständigen Verbrennung wird (dies gilt nur bei vollständiger Umsetzung zu CO) der Brennwert des Kohlenstoffes nur teilweise genutzt. Der Verlust errechnet sich aus:

$$v_{\text{CO}} = \frac{23770 \cdot c_{\text{CO}}}{33900 \cdot c_{\text{CO}_2}}$$

c                    Anteil des Kohlenstoffes im Brennstoff in Massenprozent

CO                    Anteil an CO im Abgas in Massenprozent

CO<sub>2</sub>                    Anteil an CO<sub>2</sub> im Abgas in Massenprozent

Erdgaszusammensetzung:

CH<sub>4</sub>:                97,86 Vol %

C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>:                0,67 Vol %

ψ<sub>CH<sub>4</sub></sub>:                0,7175 kg/m<sup>3</sup>

ψ<sub>Erdgas</sub>:                0,737 kg/m<sup>3</sup>

Anteil CH<sub>4</sub> in Massenprozent:

$$w_{\text{CH}_4} \mid \frac{\dot{Q}_{\text{CH}_4}}{\dot{Q}_{\text{Erdgas}}} = 0,94$$

Anteil Kohlenstoff in Massenprozent

$$w_{\text{C}} \mid \frac{M_{\text{C}}}{M_{\text{CH}_4}} \cdot w_{\text{CH}_4} = 0,72$$

$M_{\text{C}}$  Molekulargewicht Kohlenstoff

$M_{\text{CH}_4}$  Molekulargewicht  $\text{CH}_4$

$\text{CO}$  gemessen = 12000 ppm = 0,012

$\text{CO}_2$  gemessen = 0,116

Der Verlust ist somit 1.604 kJ/kg Brennstoff oder 0,33 kWh/m<sup>3</sup> Brennstoff, oder 0,033 kWh pro kWh Brennstoff.

## **Anhang III**

### **Heizung und Warmwasser**

#### ***Heizgradtage***

Die Heizgradtage sind das Produkt aus den Tagen und der Temperaturdifferenz zwischen der Innentemperatur der beheizten Räumen und der Außentemperatur, während der Heizperiode. Für die Außentemperatur wird ein Monatsmittelwert herangezogen.

Die Heizgrenze ist jene Außentemperatur, ab der geheizt wird. Sie wurde mit 12 °C festgelegt. Die Heizperiode reicht von Ende September bis Anfang Mai, wie Abbildung III-1 zeigt. Diese weißen Flächen sind jene Tage, an denen nicht geheizt werden muss.

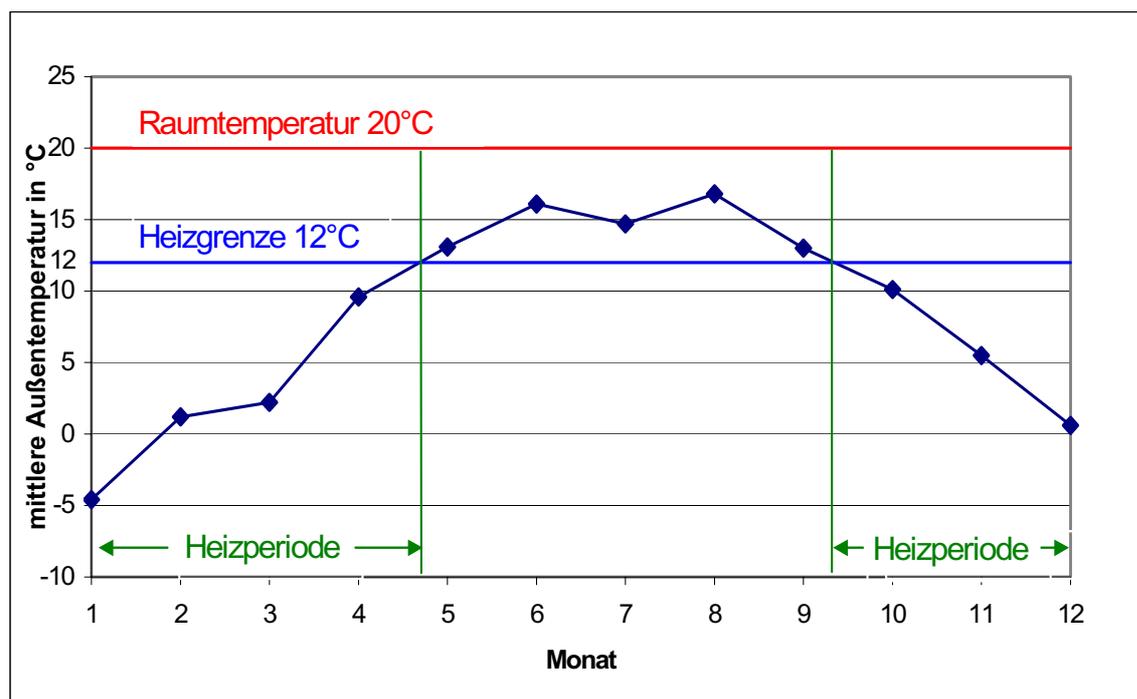
Die Anzahl der Heizgradtage ist 3496 Kd/a. Die mittlere Außentemperatur während der Heizperiode liegt bei 3,5 °C. Die Volllast-Heiztage errechnen sich aus den Heizgradtagen nach folgender Formel:

$$b_H = \frac{\text{Heizgradtage}}{(t_i - t_{am, \min}) \cdot 24}$$

$t_i$  Raumtemperatur

$t_{am, \min}$  niedrigste Außentemperatur während der Heizperiode

Die Anzahl der Volllast-Heiztage errechnet sich somit mit 110 Tagen/Jahr. Die Heizungs-volllaststunden sind das Produkt aus den Heiztagen mal 24 Stunden, also 2622 Stunden.



**Abbildung III-1: Heiztage für Mariazell**

Zur Berechnung der Heiztage wurden die Klimadaten von Mariazell ausgewertet, die in [20] angegeben sind. Heizgradtage in K d/a sind jene Tage, an denen das Tagesmittel der Außentemperatur unter 12 °C liegt und die Temperatur in den Räumen einen bestimmten Wert aufweist. Die Heizgradtage für eine Innentemperatur von 20 °C und eine Heizgrenze von 12 °C sind etwa 3500 K d/a für Mariazell [21]. Die minimale Außentemperatur während der Heizperiode ist -12 °C. Damit errechnet sich ein Temperaturgefälle von 32 °C. Die Anzahl der Volllast-Heiztage als Quotient aus Heizgradtagen und dem Temperaturgefälle von 32 °C ist 109,25 Tage. Damit ist die Anzahl der Stunden, für welche die Heizung ausgelegt werden muss 2.622 h.

### ***Nutzungsgrad der Kessel***

Der Gesamtwirkungsgrad oder Jahresnutzungsgrad  $\xi_{\text{ges}}$  über eine Heizperiode setzt sich näherungsweise wie folgt zusammen [21]:

$$\xi_{\text{ges}} = \xi_K \cdot \xi_B \cdot \xi_V$$

$\xi_K$  mittlerer Kesselwirkungsgrad während der Heizperiode

$\xi_B$  Bereitschaftsnutzungsgrad

## v Verteilungsnutzungsgrad

Der Kesselwirkungsgrad (Tabelle III-10) beträgt 0,886 bzw 0,892.

Der Verteilungsnutzungsgrad kann je nach Wärmedämmung und Verlegung Werte zwischen 0,9 bis 0,98 annehmen [21].

Der Bereitschaftswirkungsgrad ist dadurch gekennzeichnet, dass auch bei Brennerstillstand Verluste  $q$  durch Abstrahlung und Auskühlen des Kessels entstehen. Die Bereitschaftszeit  $b$  ist für reine Heizkessel 4000 bis 6500 h/a. 212 Heiztage mal 24 h ergeben 5090 h/a. Aufgrund der hohen Bereitschaftsstunden der beiden Kessel ist der Bereitschaftsverlust vernachlässigbar.

Der Gesamtwirkungsgrad ist demnach:

$$\xi_{\text{ges}} | \xi_K \xi_B \xi_V = 0,886 \cdot 0,9 = 0,79 \text{ bzw. für den zweiten Kessel}$$

$$\xi_{\text{ges}} | \xi_K \xi_B \xi_V = 0,892 \cdot 0,9 = 0,80.$$

***Wärmebedarf der Bürogebäude***

Bei der Abschätzung des Wärmebedarfs wird eine vereinfachende Berechnung der Transmissionsverluste herangezogen [22]. Es wird ein mittlerer Wärmedurchgangswert  $k$  für Mauer, Fenster, Türen und Dach herangezogen. Dieser mittlere  $k$ -Wert errechnet sich aus dem Verhältnis der Außenfläche zum verbauten Volumen.

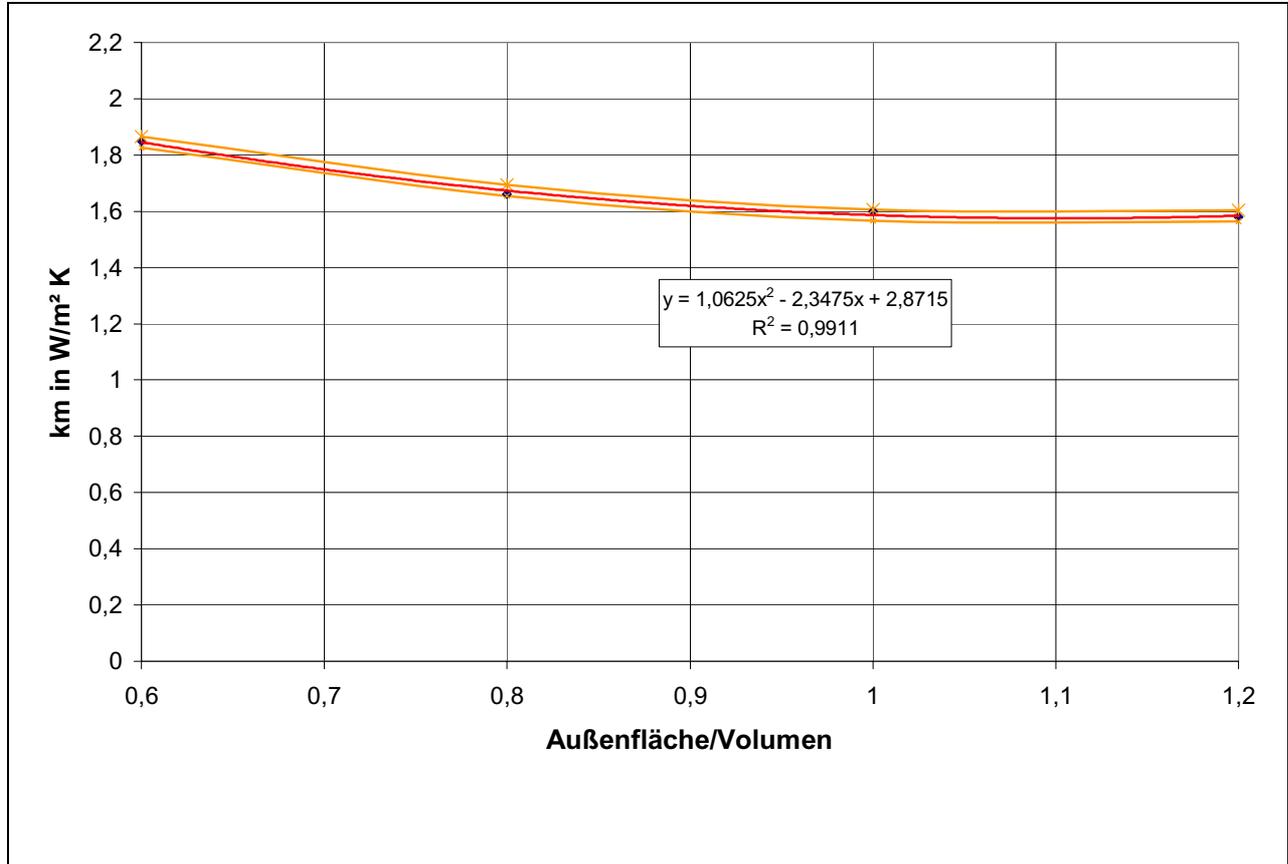
**Tabelle III-1: Außenfläche und verbautes Volumen der Bürogebäude**

	Außenfläche	Bruttogeschossfläche	Höhe	Volumen
Verwaltung Erdgeschoss	676,8	1.227	4	4.906
Verwaltung 1. Stock	638,8	1.304	3,5	4.564
Verwaltung 2. Stock	435,4	950	3,5	3325
Vorbau Holz	307,5	148	3,5	518
Technisches Zentrum Erdgeschoss	152,3	187	2,5	468
Technisches Zentrum 1. Stock	152,3	187	2,5	468
Versand	4.989	4.732	4,7	22.261

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Das Gesamtvolumen der Bürogebäude beträgt 36 510 m<sup>3</sup>.

Zur Berechnung des mittleren Wärmedurchgangswertes wurde die Beziehung, die in Abbildung III-2 wiedergegeben ist, verwendet.



**Abbildung III-2: Zusammenhang zwischen dem mittleren Wärmedurchgangswert und dem Verhältnis aus Außenfläche und verbauten Volumen für alte Gebäude, die vor 1976 errichtet worden sind**

**Tabelle III-2: Zusammenstellung der mittleren Wärmedurchgangswerte**

	Außenfläche/Volumen	km	km *A
Verwaltung Erdgeschoss	0,14	2,57	1.738
Verwaltung 1. Stock	0,14	2,56	1.638
Verwaltung 2. Stock	0,13	2,58	1.124
Vorbau Holz	0,59	1,85	570
Technisches Zentrum Erdgeschoss	0,33	2,22	338
Technisches Zentrum 1. Stock	0,33	2,22	338
Versand	0,22	2,40	11.968
		Summe	17.714

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die maximale Außentemperatur ist  $-12\text{ °C}$ , die Rauminnentemperatur  $20\text{ °C}$ .

**Tabelle III-3: Wärmeverluste der beheizten Gebäude**

km * A	17.714	W/K
t innen	20	°C
t außen, max	-12	°C
tam,max	32	K
Q Transmission	567	kW

Zu diesen Wärmeverlusten sind noch die Verluste vom Keller in das Erdreich und die Dachverluste zu addieren.

**Tabelle III-4: Wärmeverluste des von Erdreich umgebenen Kellers im Versand**

km * A	604	W/K
t innen	20	°C
t außen, max	8	°C
tam,max	12	K
Q Transmission	6	kW

**Tabelle III-5: Wärmeverluste ungenutzten Dachgeschosses im Versand**

km * A	360	W/K
t innen	8	°C
t außen, max	-12	°C
tam,max	20	K
Q Transmission	7	kW

Damit ergeben sich in Summe Transmissionsverluste von 580 kW. Es ist keine Lüftung vorhanden. Für die Auslegung der Heizung sind die Transmissionsverluste durch die Verteilverluste von 0,9 zu dividieren, so dass der Heizkessel eine Leistung von 644 kW aufweisen müsste.

Die mittleren spezifischen Transmissionsverluste  $q$  als Verhältnis der Transmissionsverluste pro Bruttogeschossfläche liegen mit  $122\text{ W/m}^2$  im üblichen Rahmen von Bürogebäuden.

**Abgasverluste der Kesselanlagen**

Bei den Heizkesseln errechnet sich der Luftüberschuss analog der Berechnung bei der Prozessdampferzeugung aus den CO<sub>2</sub>-Werten. Für den Kessel 1 wurden 7,7 % festgestellt, für den Kessel 2 8,1 %.

Aus den gemessenen CO<sub>2</sub>-Werten errechnet sich der Luftüberschuss wie folgt:

$$\zeta = \frac{\text{CO}_2 \text{ max}}{\text{CO}_2 \text{ gemessen}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ max} = \frac{1}{12,376 \omega}$$

Daraus errechnet sich ein Luftüberschuss bei  $\omega = 1,76$  von 1,7 bzw. 1,6.

**Tabelle III-6: Abgaszusammensetzung in kg/kg**

Komponente	Kessel 1	Kessel 2
CO <sub>2</sub>	2,659	2,659
H <sub>2</sub> O	2,151	2,151
N <sub>2</sub>	12,742	12,742
Luft	11,587	9,931
Abgas feucht	29,139	27,484

Die Abgaszusammensetzung errechnet sich aus dem Anfall der Komponente dividiert durch den gesamten Abgasanfall.

**Tabelle III-7: Tatsächliche Abgaszusammensetzung in Massenanteilen**

Komponente	Kessel 1	Kessel 2
CO <sub>2</sub>	0,09	0,10
H <sub>2</sub> O	0,07	0,08
N <sub>2</sub>	0,44	0,46
Luft	0,40	0,36

Die Enthalpie der Abgase für die angegebene Abgastemperatur ist in Tabelle III-8 angegeben.

**Tabelle III-8: Enthalpie der Abgase bei 150 °C**

Komponente	Enthalpie kJ/kg
------------	-----------------

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

CO <sub>2</sub>	134
H <sub>2</sub> O	282
N <sub>2</sub>	157
Luft	151

Zur Ermittlung der Abgasenthalpie werden die Enthalpiewerte mit ihren Massenanteilen multipliziert und die so erhaltenen Produkte werden aufsummiert (Tabelle III-9).

**Tabelle III-9: Enthalpie und Zusammensetzung der Abgase bei 150 °C**

Komponente	Kessel 1	Enthalpie kJ/kg	Kessel 2	Enthalpie kJ/kg
CO <sub>2</sub>	0,09	134	0,10	134
H <sub>2</sub> O	0,07	282	0,08	282
N <sub>2</sub>	0,44	157	0,46	157
Luft	0,4	151	0,36	151
Abgas		162,0		162,7

Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48.060 kJ/kg.

**Tabelle III-10: Abgasverlust und Abgasenthalpie**

	Kessel 1	Kessel 2
Enthalpie kJ/kg Rauchgas	162,0	162,7
Rauchgasanfall kg/kg Erdgas	27,484	29,139
Enthalpie kJ/kg Erdgas	5500	5199
Abgasverlust %	11,4	10,8

## Anhang IV

### Öfen und Bäder

#### Abgasenthalpie

Zur Bestimmung der Abgasenthalpie wurden die Abgastemperatur und der Sauerstoff- bzw. CO<sub>2</sub>-Gehalt gemessen.

**Tabelle IV-1: Daten zu den erdgasbeheizten Öfen**

	Temperatur [°C]	Betriebszeit [h/a]
Trocknungsofen	100 - 150	4.368
Patentieren IV	900 – 950	7.613
Patentieren I	900 – 950	7.008
Vergüteanlage IX	860	8.399
Vergüteanlage VII	900 - 950	6.519

#### Ölvergüten IX

Bei der Anlage Ölvergüten IX gibt es zwei Abgaskanäle, einen zu Beginn des Bades, der als vorne bezeichnet wird und einer in der Mitte des Bades, der mit Mitte bezeichnet wird.

**Tabelle IV-2: Abgasmessung bei der Bleibadglühe der Anlage Ölvergüten IX**

	Temperatur [°C]	O <sub>2</sub> [%]	Erdgaseinsatz [m <sup>3</sup> /h]
vorne	945	0,4	23,65
Mitte	975	1	23,65

Mit Hilfe der Verbrennungsgleichungen errechnet sich ein stöchiometrischer Sauerstoffbedarf von 3,83 kg O<sub>2</sub>/kg Erdgas. Bei einem Sauerstoffanteil in der Luft von 0,232 entspricht dies einem stöchiometrischen Luftbedarf von 16,55 kg Luft/kg Erdgas.

Die Luftüberschusszahl  $\zeta$  errechnet sich aus:

$$\zeta = \frac{0,21}{0,214 \cdot O_{2 \text{ gemessen}}}$$

$$\zeta_{\text{vorne}} = 1,02$$

$$\zeta_{\text{Mitte}} = 1,05$$

$$m_{\text{LuftRG}} = \frac{1}{\zeta} \cdot 4 \cdot 10 \cdot m_{\text{Luftst}}$$

$$m_{\text{Luftst}} = \text{stöchiometrischer Luftbedarf} = 16,552 \text{ kg Luft/kg Erdgas}$$

Die Masse an CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O und N<sub>2</sub> wurde aus Tabelle IV-5 übernommen, da sie für die Verbrennung von Erdgas gelten. Eine veränderliche Größe ist nur die Luftmenge, die aus dem Luftüberschuss resultiert.

**Tabelle IV-3: Abgaszusammensetzung in kg/kg**

	vorne	Mitte
Komponente	Massen in kg/kg	Massen in kg/kg
CO <sub>2</sub>	2,659	2,659
H <sub>2</sub> O	2,151	2,151
N <sub>2</sub>	12,742	12,742
Luft	0,321	0,828
Abgas feucht	17,873	18,380

Die Abgaszusammensetzung errechnet sich aus dem Anfall der Komponente dividiert durch den gesamte Abgasanfall (Tabelle IV-4).

**Tabelle IV-4: Abgaszusammensetzung in Massenanteilen**

	vorne	Mitte
Komponente	Massenanteil	Massenanteil
CO <sub>2</sub>	0,149	0,145
H <sub>2</sub> O	0,120	0,117
N <sub>2</sub>	0,713	0,693
Luft	0,018	0,045

Die Enthalpie der Abgase für die angegebene Abgastemperaturen ist in Tabelle IV-5 angegeben.

**Tabelle IV-5: Enthalpie der Abgase in Abhängigkeit von der Temperatur**

	vorne	Mitte
Komponente	945 °C	975 °C
CO <sub>2</sub>	1.056	1.089
H <sub>2</sub> O	2.007	2.081
N <sub>2</sub>	1.052	1.088
Luft	950	1.062

Zur Ermittlung der Abgasenthalpie werden die Enthalpiewerte mit ihren Massenanteilen multipliziert und die so erhaltenen Produkte werden aufsummiert (Tabelle IV-6).

**Tabelle IV-6: Zusammensetzung und Enthalpie in kJ/kg der Abgase in Abhängigkeit von der Temperatur**

	vorne		Mitte	
Komponente	Massenanteil	945 °C	Massenanteil	975 °C
CO <sub>2</sub>	0,149	1.056	0,145	1.089
H <sub>2</sub> O	0,120	2.007	0,117	2.081
N <sub>2</sub>	0,713	1.052	0,693	1.088
Luft	0,018	950	0,045	1.062
Abgas		1.165		1.203

Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg (Tabelle IV-7).

**Tabelle IV-7: Abgasverlust in Abhängigkeit von der Temperatur**

	vorne	Mitte
Temperatur °C	945	975
Enthalpie kJ/kg Rauchgas	1.165	1.203
Rauchgasanfall kg/kg Erdgas	17,87	18,38
Enthalpie kJ/kg Erdgas	20.860	22.132
Abgasverlust %	43,40	46,05

Zur Ermittlung der jährlichen Wärmeabgabe wird die Abgasenthalpie nach Tabelle IV-8 mit dem jährlichen Erdgaseinsatz multipliziert und durch 3600 dividiert.

Abwärmennutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Das Gasmisch aus vorne und Mitte hat eine mittlere Rauchgasenthalpie von 1186 kJ/kg, das entspricht einer Temperatur von 960 °C. Der Massenstrom beträgt 36,34 kg/kg Erdgas. Bei einer Rauchgasdichte von 1,305 entspricht das einem Volumenstrom 20,6 m<sup>3</sup> RG/m<sup>3</sup> Erdgas.

$$h_a = \frac{m_{RG\text{vorne}} \cdot h_{RG\text{vorne}} + 2 \cdot m_{RG\text{Mitte}} \cdot h_{RG\text{Mitte}}}{m_{RG\text{vorne}} + 2 \cdot m_{RG\text{Mitte}}}$$

Der mittlere Abgasverlust errechnet sich analog und beträgt 44,7 %. Die Zusammensetzung des Gemisches ist in Tabelle IV-8 wiedergegeben.

**Tabelle IV-8: Zusammensetzung und Enthalpie der Abgasströme vorne und Mitte und des Gemisches**

Komponente	vorne		Mitte		Mischung	
	Massenanteil	945 °C	Massenanteil	975 °C	Massenanteil	960 °C
CO <sub>2</sub>	0,149	1.056	0,145	1.089	0,147	1.075
H <sub>2</sub> O	0,120	2.007	0,117	2.081	0,119	2.044
N <sub>2</sub>	0,713	1.052	0,693	1.088	0,703	1.070
Luft	0,018	950	0,045	1.062	0,032	1.044
Abgas		1.165		1.203		1.186

Das Gasmisch wird nun zur Beheizung an den Bädern vorbeigeleitet. Dabei ist die Abwärme oberhalb der Bädertemperatur nutzbar. Nach dem zweiten Bad, bei dem die Abgase die Temperatur des zweiten Bades haben, wird das Gasmisch durch einen Wärmetauscher geleitet, wo es auf 200 °C abgekühlt wird. Tabelle IV-9 listet die Enthalpiewerte des Abgases nach den Bädern und nach dem Wärmetauscher auf.

**Tabelle IV-9: Enthalpie des Abgases nach den Bleibädern und nach dem Wärmetauscher mit 200 °C**

Komponente	Massenanteil	498 °C	463 °C	200 °C
CO <sub>2</sub>	0,147	506	466	183
H <sub>2</sub> O	0,119	984	910	379
N <sub>2</sub>	0,703	531	492	209
Luft	0,032	517	479	202
Abgas		581	537	225

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Die nutzbare Wärme ist die Enthalpiedifferenz zwischen der Temperatur des Abgasgemisches nach der Bleibadglühe und der jeweiligen Badtemperatur. Um das nutzbare Enthalpiegefälle pro kg Erdgas zu errechnen, wird das nutzbare Enthalpiegefälle pro kg Abgas mit dem Massenstrom des Abgases von 36,34 kg Abgas/kg Erdgas multipliziert. Durch Multiplikation mit der Dichte von Erdgas von 0,737 kg/m<sup>3</sup> errechnet sich das nutzbare Enthalpiegefälle pro m<sup>3</sup> Erdgas.

**Tabelle IV-10: Nutzbares Enthalpiegefälle zwischen dem Abgas der Bleibadglühe und den Bleibädern**

	960 °C	498 °C	463 °C	498->463
Abgasenthalpie kJ/kg Abgas	1.186	581	537	
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Abgas		605	723	44
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Erdgas		21.984	26.269	1.580
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/m <sup>3</sup> Erdgas		16.207	19.366	892
Nutzbares Enthalpiegefälle in kWh/m <sup>3</sup> Erdgas		4,5	5,4	0,25

Zur Aufteilung der Erdgasmenge zwischen den Bädern und der Bleibadglühe wurde der Gaszähler abgelesen. Der Erdgaseinsatz der Bleibadglühe beträgt 47,3 m<sup>3</sup>/h, für die beiden Bleibäder zusammen 16,8 m<sup>3</sup>/h. Daraus ergibt sich, dass 74 % der in der Anlage Ölvergüten IX eingesetzten Erdgasmenge in der Bleibadglühe verbraucht wird.

**Tabelle IV-11: Erdgaseinsatz in der Bleibadglühe und den Bädern**

	m <sup>3</sup> /a
Gesamterdgaseinsatz	510.130
Bleibadglühe	376.430
Bleibäder	133.700

Durch Multiplikation des nutzbaren Enthalpiegefälles in kWh/m<sup>3</sup> Erdgas mit der jährlichen Erdgasmenge für die Bleibadglühe errechnet sich die nutzbare Abwärme in kWh/a.

**Tabelle IV-12: Nutzbare Abwärme der Bleibadglühe in den Bleibädern**

	960 °C	498 °C	463 °C	498->463
Nutzbare Abwärme in kWh/a		878.219	975.613	48.348

Anschließend an die Bleibäder kann das Abgas in einem Wärmetauscher Wärme zur Raumwärmebereitstellung abgeben.

**Tabelle IV-13: Nutzbares Enthalpiegefälle und nutzbare Abwärme im Wärmetauscher**

	463 °C ->200 °C
Abgasentalpie kJ/kg Abgas	
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Abgas	312
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Erdgas	11.338
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	8.370
Nutzbares Enthalpiegefälle in kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	2,3
Erdgaseinsatz Bleibadglühe m <sup>3</sup> /a	376.430
Nutzbare Abwärme kWh/a	875.217

**Bleibäder**

Aus der Messung der Abgastemperatur und des Sauerstoffgehaltes im Abgas wird die Abgaszusammensetzung analog wie bei der Bleibadglühe errechnet.

**Tabelle IV-14: Abgasmessung bei der Bleibadglühe der Anlage Ölvergüten IX**

	Temperatur [°C]	O <sub>2</sub> [%]	Erdgaseinsatz [m <sup>3</sup> /a]
Bad 1	400	0,2	8,4
Bad 2	420	3,6	8,4

Mit Hilfe der Verbrennungsgleichungen errechnet sich ein stöchiometrischer Sauerstoffbedarf von 3,83 kg O<sub>2</sub>/kg Erdgas. Bei einem Sauerstoffanteil in der Luft von 0,232 entspricht dies einem stöchiometrischen Luftbedarf von 16,55 kg Luft/kg Erdgas.

Die Luftüberschusszahl  $\zeta$  errechnet sich aus:

$$\zeta = \frac{0,21}{0,214 \cdot O_{2 \text{ gemessen}}}$$

$$\zeta \text{ Bad 1} = 1,01$$

$$\zeta \text{ Bad 2} = 1,21$$

**Tabelle IV-15: Abgaszusammensetzung in kg/kg**

	Bad 1	Bad 2
Komponente	Massen in kg/kg	Massen in kg/kg
CO <sub>2</sub>	2,659	2,659
H <sub>2</sub> O	2,151	2,151
N <sub>2</sub>	12,742	12,742
Luft	0,159	3,425
Abgas feucht	17,711	20,977

Die Abgaszusammensetzung errechnet sich aus dem Anfall der Komponente dividiert durch den gesamten Abgasanfall (Tabelle IV-16).

**Tabelle IV-16: Abgaszusammensetzung in Massenanteilen**

	Bad 1	Bad 2
Komponente	Massenanteil	Massenanteil
CO <sub>2</sub>	0,150	0,127
H <sub>2</sub> O	0,121	0,103
N <sub>2</sub>	0,719	0,607
Luft	0,009	0,163

Die Enthalpie der Abgase für die angegebene Abgastemperaturen ist in Tabelle IV-17 angegeben.

**Tabelle IV-17: Enthalpie der Abgase in Abhängigkeit von der Temperatur**

	Bad 1	Bad 2
Komponente	400 °C	420 °C
CO <sub>2</sub>	394	417
H <sub>2</sub> O	778	820
N <sub>2</sub>	423	445
Luft	412	433
gesamt	462	478

Aus der Mischung der Abgase ergibt sich eine Mischenthalpie von 471 kJ/kg bei einer Mischtemperatur von 411°C.

Der mittlere Abgasverlust ist 19,1 %.

**Tabelle IV-18: Abgastemperatur, Erdgaseinsatz, Nutzenergie und Verluste der Anlage Ölvergüten IX**

	Abgastemperatur °C	Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste kWh/a
Bleibadglühe	960	3.748.390	2.072.860	1.675.530
Bleibäder	411	1.331.352	1.077.064	534.212
Summe		5.079.742	2.870.000	2.209.742

### Ölvergüten VII

Bei der Anlage Ölvergüten VII gibt es zwölf Abgaskanäle, in denen jeweils die Temperatur und der Sauerstoffgehalt gemessen wurden. Mit Hilfe der Verbrennungsgleichungen errechnet sich ein stöchiometrischer Sauerstoffbedarf von 3,83 kg O<sub>2</sub>/kg Erdgas. Bei einem Sauerstoffanteil in der Luft von 0,232 entspricht dies einem stöchiometrischen Luftbedarf von 16,55 kg Luft/kg Erdgas.

Die Luftüberschusszahl  $\zeta$  errechnet sich aus:

$$\zeta = \frac{0,21}{0,214 \cdot O_{2 \text{ gemessen}}}$$

$$m_{\text{LuftRG}} = \zeta \cdot 4 \cdot 10^6 \cdot m_{\text{Luftst}}$$

$$m_{\text{Luftst}} = \text{stöchiometrischer Luftbedarf} = 16,552 \text{ kg Luft/kg Erdgas}$$

Die Masse an CO<sub>2</sub> mit 2,65 kg/kg Erdgas, H<sub>2</sub>O mit 2,151 kg/kg Erdgas und N<sub>2</sub> mit 12,742 kg/kg Erdgas wurde aus Tabelle IV-15 übernommen, da sie für die Verbrennung von Erdgas gelten. Eine veränderliche Größe ist nur die Luftmenge, die aus dem Luftüberschuss resultiert. Aus der Luftmenge und den Massen für CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O und N<sub>2</sub> kann die Abgasmenge errechnet werden.

**Tabelle IV-19: Abgastemperatur, Sauerstoffgehalt, Luftüberschusszahl  $\lambda$ , Luftbedarf in kg Luft/kg Erdgas und Abgasstrom in kg/kg Erdgas**

Nr.	t °C	O <sub>2</sub> %	lambda	m Luft kg/kg Erdgas	m Abgas kg/kg Erdgas
1	719	0,3	1,014	0,240	17,792
2	770	5,1	1,321	5,309	22,861
3	760	3,3	1,186	3,086	20,638
4	760	1,4	1,071	1,182	18,735
5	720	0,3	1,014	0,240	17,792
6	725	3	1,167	2,759	20,311
7	755	2	1,105	1,742	19,295
8	752	3,5	1,200	3,310	20,863
9	743	1	1,050	0,828	18,38
10	652	1,5	1,077	1,273	18,826
11	416	3,5	1,200	3,310	20,863
12	660	3,2	1,180	2,976	20,528
Mischung	702			2,296	19,740

Die Abgaszusammensetzung errechnet sich aus dem Anfall der Komponente dividiert durch den gesamte Abgasanfall (Tabelle IV-20).

**Tabelle IV-20: Massenanteile der Einzel-Abgasströme und des Gemischstromes**

Nr.	mRG	wCO <sub>2</sub>	wH <sub>2</sub> O	wN <sub>2</sub>	wLuft
1	17,792	0,149	0,121	0,716	0,013
2	22,861	0,116	0,094	0,557	0,232
3	20,638	0,129	0,104	0,617	0,15
4	18,735	0,142	0,115	0,68	0,063
5	17,792	0,149	0,121	0,716	0,013
6	20,311	0,131	0,106	0,627	0,136
7	19,295	0,138	0,112	0,66	0,09
8	20,863	0,127	0,103	0,611	0,159
9	18,38	0,145	0,117	0,693	0,045
10	18,826	0,141	0,114	0,677	0,068
11	20,863	0,127	0,103	0,611	0,159
12	20,528	0,13	0,105	0,621	0,145

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Mischung	19,740	0,135	0,109	0,645	0,111
----------	--------	-------	-------	-------	-------

Die Abgasenthalpie für die angegebene Abgastemperaturen ist in Tabelle IV-21 angegeben.

**Tabelle IV-21: Enthalpie der Abgase in Abhängigkeit von der Temperatur**

Komponente	702 °C	490 °C	425 °C
CO <sub>2</sub>	750	497	422
H <sub>2</sub> O	1.433	967	830
N <sub>2</sub>	764	522	451
Luft	745	509	438

Zur Ermittlung der Abgasenthalpie werden die Enthalpiewerte mit ihren Massenanteilen multipliziert und die so erhaltenen Produkte werden aufsummiert (Tabelle IV-22).

**Tabelle IV-22: Zusammensetzung und Enthalpie in kJ/kg der Abgase in Abhängigkeit von der Temperatur**

Komponente	Abgas		Nutzbar für Bad 1		Nutzbar für Bad 2	
	Massenanteil	702 °C	Massenanteil	490 °C	Massenanteil	425 °C
CO <sub>2</sub>	0,135	750	0,135	497	0,145	422
H <sub>2</sub> O	0,109	1.433	0,109	967	0,117	830
N <sub>2</sub>	0,645	764	0,645	522	0,693	451
Luft	0,111	745	0,111	509	0,045	438
Abgas		834		566		487

Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg (Tabelle IV-23).

**Tabelle IV-23: Abgasverlust in Abhängigkeit von der Temperatur**

Temperatur °C	702
Enthalpie kJ/kg Rauchgas	834
Rauchgasanfall kg/kg Erdgas	19,74
Enthalpie kJ/kg Erdgas	16.463
Dichte von Erdgas kg/m <sup>3</sup>	0,737
Enthalpie kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	12.133
Abgasverlust %	34,26
Erdgaseinsatz m <sup>3</sup> /a	156.022

Abwärme kWh/a	525.837
---------------	---------

Zur Ermittlung der jährlichen Wärmeabgabe wird die Abgasenthalpie nach Tabelle IV-23 mit dem jährlichen Erdgaseinsatz multipliziert und durch 3600 dividiert.

Das Abgas aus dem Ofen wird nun zur Beheizung an den Bädern vorbeigeleitet. Dabei ist die Abwärme oberhalb der Bädertemperatur nutzbar. Nach dem zweiten Bad, bei dem die Abgase die Temperatur des zweiten Bades haben wird das Gasgemisch durch einen Wärmetauscher geleitet, wo es auf 200 °C abgekühlt wird Tabelle IV-24 listet die Enthalpiewerte des Abgases nach den Bädern und nach dem Wärmetauscher auf.

**Tabelle IV-24: Enthalpie des Abgases nach den Bleibädern und nach dem Wärmetauscher mit 200°C**

Komponente	Massenanteil	702 °C	490 °C	425 °C	200 °C
CO <sub>2</sub>	0,135	750	497	422	183
H <sub>2</sub> O	0,109	1.433	967	830	379
N <sub>2</sub>	0,645	764	522	451	209
Luft	0,111	745	509	438	202
Abgas		834	566	487	223

Um das nutzbare Enthalpiegefälle pro kg Erdgas zu errechnen, wird das nutzbare Enthalpiegefälle pro kg Abgas mit dem Massenstrom des Abgases von 19,74 kg Abgas/kg Erdgas multipliziert. Durch Multiplikation mit der Dichte von Erdgas von 0,737 kg/m<sup>3</sup> errechnet sich das nutzbare Enthalpiegefälle pro m<sup>3</sup> Erdgas. Durch Multiplikation des nutzbaren Enthalpiegefälles in kWh/m<sup>3</sup> Erdgas mit der jährlichen Erdgasmenge errechnet sich die nutzbare Abwärme in kWh/a.

**Tabelle IV-25: Nutzbares Enthalpiegefälle zwischen dem Abgas der Bleibadglühe und den Bleibädern**

	702 °C	490 °C	425 °C
Abgasenthalpie kJ/kg Abgas	834	566	487
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Abgas		268	347
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Erdgas		5.290	6.850
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/m <sup>3</sup> Erdgas		3.900	5.048
Nutzbares Enthalpiegefälle in kWh/m <sup>3</sup> Erdgas		1,1	1,4

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Jährlicher Erdgaseinsatz: 156.022 m <sup>3</sup> /a			
Abwärme		169.151	219.022

Anschließend an die Bleibäder kann das Abgas in einem Wärmetauscher Wärme zur Raumwärmebereitstellung abgeben.

**Tabelle IV-26: Nutzbares Enthalpiegefälle und nutzbare Abwärme im Wärmetauscher**

	425 °C ->200 °C
Abgasentalpie kJ/kg Abgas	
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Abgas	264
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/kg Erdgas	5.211
Nutzbares Enthalpiegefälle in kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	3.841
Nutzbares Enthalpiegefälle in kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	1,07
Erdgaseinsatz Bleibadglühe m <sup>3</sup> /a	156.022
Nutzbare Abwärme kWh/a	166.467

**Tabelle IV-27: Bilanz Erdgaseinsatz, Nutzenergie und Verluste der Anlage Ölvergüten VII**

Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste kWh/a
1.553.627	1.062.681	490.946

**Patentieren IV**

Mit einer Abgastemperatur von 440 °C ist die Abwärmtemperatur aus dem Ofen zu niedrig um die Bleibäder mit 550 und 650 °C zu beheizen. Die Abwärme kann jedoch einen Beitrag zur Raumwärme liefern. Es wird wieder angenommen, dass im Wärmetauscher die Abgase von 440 auf 200 °C abgekühlt werden. Es wurde der CO<sub>2</sub>-Wert im Abgas gemessen. Zur Berechnung der Luftüberschusszahl  $\zeta$  aus dem gemessenen CO<sub>2</sub>-Wert werden folgende Formel angewandt:

$$\text{CO}_2 \text{max} \mid \frac{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} + 2 V \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}$$

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

$$V_{\text{CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}} \mid \frac{m_{\text{CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}}{\psi_{\text{CO}_2}} = \frac{2,659}{1,977}$$

$$V_{\text{N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}} \mid \frac{m_{\text{N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}}{\psi_{\text{N}_2}} = \frac{12,742}{1,2504}$$

$$\text{CO2max} = 0,117$$

$$\zeta \mid \frac{\text{CO2max}}{\text{CO2gemessen}}$$

$$\text{CO2gemessen} = 0,066$$

$$\zeta = 1,77$$

$$m_{\text{LuftRG}} \mid / \zeta \cdot 4 \cdot 10^4 \text{ mLuftst}$$

$$m_{\text{Luftst}} = 16,552 \text{ kg Luft/kg Erdgas} \quad \text{stöchiometrischer Luftbedarf}$$

$$m_{\text{LuftRG}} = 12,685$$

**Tabelle IV-28: Massenströme im Abgas und Abgaszusammensetzung in kg/kg der Anlage Patentieren IV**

Komponente	mi	wi
CO <sub>2</sub>	2,659	0,088
H <sub>2</sub> O	2,151	0,071
N <sub>2</sub>	12,742	0,421
Luft	12,685	0,420
Abgas	30,237	

Die cp-Werte in kJ/kg K für die Abgastemperatur von 440 °C nach dem Ofen und für 200 °C nach dem Wärmetauscher sind in Tabelle IV-29 aufgelistet

**Tabelle IV-29: Spezifische Wärmekapazität der Komponenten der Anlage Patentieren IV**

Komponente	wi	440 °C	200 °C
CO <sub>2</sub>	0,088	0,999	0,914
H <sub>2</sub> O	0,071	1,958	1,894
N <sub>2</sub>	0,421	1,061	1,044
Luft	0,420	1,033	1,012
Abgas		1,108	1,080

Die Abgasenthalpie ist mit dem Abgasstrom zu multiplizieren um die Abgasenthalpie bezogen auf die zugeführte Erdgasmenge zu erhalten. Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg.

**Tabelle IV-30: Berechnung der nutzbaren Abwärme der Anlage Patentieren IV**

	440 °C	200 °C
Abgasenthalpie kJ/kg Abgas	487	216
Abgasenthalpie kJ/kg Erdgas	14.737	6.531
Abgasverlust	30,66	
Erdgasdichte: 0,737 kg/m <sup>3</sup>		
Abgasenthalpie kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	10.860	4.812
Abgasenthalpie kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	3,02	1,34
Abgasenthalpiedifferenz kWh/m <sup>3</sup> Erdgas		1,68
Erdgaseinsatz: 1.267.288 m <sup>3</sup> /a		
Nutzbare Abwärme kWh/a		2.129.044

**Tabelle IV-31: Bilanz Erdgaseinsatz, Nutzenergie und Verluste der Anlage Patentieren IV**

Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste kWh/a
12.619.330	8.745.196	3.874.134

**Patentieren I**

Mit einer Abgastemperatur von 330 °C ist die Abwärmtemperatur aus dem Ofen zu niedrig um die Bleibäder mit 550 und 650 °C zu beheizen. Die Abwärme kann jedoch einen Beitrag zur Raumwärme liefern. Es wird wieder angenommen, dass im Wärmetauscher die Abgase von 440 auf 200 °C abgekühlt werden. Es wurde der CO<sub>2</sub>-Wert im Abgas gemessen. Zur Berechnung der Luftüberschusszahl  $\zeta$  aus dem gemessenen CO<sub>2</sub>-Wert werden folgende Formel angewandt:

$$\text{CO2max} \mid \frac{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} + 2 V \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}$$

$$V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} \mid \frac{m \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{\psi \text{ CO}_2} = \frac{2,659}{1,977}$$

$$V \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} \mid \frac{m \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{\psi \text{ N}_2} = \frac{12,742}{1,2504}$$

$$\text{CO2max} = 0,117$$

$$\zeta \mid \frac{\text{CO2max}}{\text{CO2gemessen}}$$

$$\text{CO2gemessen} = 0,065$$

$$\zeta = 1,79$$

$$m_{\text{LuftRG}} \mid \frac{1}{\zeta} \cdot 4 \cdot 10 \cdot m_{\text{Luftst}}$$

$$m_{\text{Luftst}} = 16,552 \text{ kg Luft/kg Erdgas} \quad \text{stöchiometrischer Luftbedarf}$$

$$m_{\text{LuftRG}} = 13,242$$

**Tabelle IV-32: Massenströme im Abgas und Abgaszusammensetzung in kg/kg der Anlage Patentieren I**

Komponente	mi	wi
CO <sub>2</sub>	2,659	0,086
H <sub>2</sub> O	2,151	0,070
N <sub>2</sub>	12,742	0,414
Luft	13,242	0,430
Abgas	30,794	

Die cp-Werte in kJ/kg K für die Abgastemperatur von 330 °C nach dem Ofen und für 200 °C nach dem Wärmetauscher sind in Tabelle IV-33 aufgelistet

**Tabelle IV-33: Spezifische Wärmekapazitäten der Komponenten der Anlage Patentieren I**

Komponente	wi	330 °C	200 °C
CO <sub>2</sub>	0,086	0,963	0,914
H <sub>2</sub> O	0,070	1,926	1,894
N <sub>2</sub>	0,414	1,052	1,044
Luft	0,430	1,022	1,012
Abgas		1,092	1,080

Die Abgasenthalpie ist mit dem Abgasstrom zu multiplizieren um die Abgasenthalpie bezogen auf die zugeführte Erdgasmenge zu erhalten. Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg.

**Tabelle IV-34: Berechnung der nutzbaren Abwärme der Anlage Patentieren I**

	330 °C	200 °C
Abgasenthalpie kJ/kg Abgas	361	216
Abgasenthalpie kJ/kg Erdgas	11.102	6.531
Abgasverlust	23,10	
Erdgasdichte: 0,737 kg/m <sup>3</sup>		
Abgasenthalpie kJ/m <sup>3</sup> Erdgas	8.182	4.812
Abgasenthalpie kWh/m <sup>3</sup> Erdgas	2,27	1,34
Abgasenthalpiedifferenz kWh/m <sup>3</sup> Erdgas		0,93
Erdgaseinsatz: 25.882 m <sup>3</sup> /a		
Nutzbare Abwärme kWh/a		24.070

**Tabelle IV-35: Bilanz Erdgaseinsatz, Nutzenergie und Verluste der Anlage Patentieren I**

Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste kWh/a
254.739	196.149	58.590

**Trocknungsofen der Beizerei**

Die Abgastemperatur wurde mit 155 °C gemessen. Zudem wurde der CO<sub>2</sub>-Wert im Abgas gemessen. Zur Berechnung der Luftüberschusszahl  $\zeta$  aus dem gemessenen CO<sub>2</sub>-Wert werden folgende Formel angewandt:

$$\text{CO}_2\text{max} \mid \frac{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} + 2 V \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}$$

$$V \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} \mid \frac{m \text{ CO}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{\psi \text{ CO}_2} = \frac{2,659}{1,977}$$

$$V \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}} \mid \frac{m \text{ N}_2 \text{ RG}_{\text{tr}}}{\psi \text{ N}_2} = \frac{12,742}{1,2504}$$

$$\text{CO}_2\text{max} = 0,117$$

$$\zeta = \frac{\text{CO}_2^{\text{max}}}{\text{CO}_2^{\text{gemessen}}}$$

$$\text{CO}_2^{\text{gemessen}} = 0,074$$

$$\zeta = 1,58$$

$$m_{\text{LuftRG}} = \zeta \cdot m_{\text{Luftst}}$$

$$m_{\text{Luftst}} = 16,552 \text{ kg Luft/kg Erdgas} \quad \text{stöchiometrischer Luftbedarf}$$

$$m_{\text{LuftRG}} = 9,524 \text{ kg Luft/kg Abgas}$$

**Tabelle IV-36: Massenströme im Abgas und Abgaszusammensetzung im Trocknungs-  
ofen in kg/kg Abgas**

Komponente	$m_i$	$w_i$
CO <sub>2</sub>	2,659	0,098
H <sub>2</sub> O	2,151	0,079
N <sub>2</sub>	12,742	0,471
Luft	9,524	0,352
Abgas	27,076	

Die cp-Werte in kJ/kg K für die Abgastemperatur von 155 °C sind in Tabelle IV-37 aufgelistet

**Tabelle IV-37: Spezifische Wärmekapazitäten der Komponenten im Trocknungs-  
ofen**

Komponente	$w_i$	155 °C
CO <sub>2</sub>	0,098	0,895
H <sub>2</sub> O	0,079	1,884
N <sub>2</sub>	0,471	1,042
Luft	0,352	1,009
Abgas		1,083

Die Abgasenthalpie ist mit dem Abgasstrom zu multiplizieren um die Abgasenthalpie bezogen auf die zugeführte Erdgasmenge zu erhalten. Der Abgasverlust ist die Division aus Abgasenthalpie in kJ/kg Erdgas und unterem Heizwert von 48060 kJ/kg

**Tabelle IV-38: Berechnung der nutzbaren Abwärme des Trocknungsofens**

	155 °C
Abgasenthalpie kJ/kg Abgas	168
Abgasenthalpie kJ/kg Erdgas	4.545
Abgasverlust	9,5

**Tabelle IV-39: Bilanz Erdgaseinsatz, Nutzenergie und Verluste des Trocknungsofens**

Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste kWh/a
325.409	294.495	30.914

Im folgenden werden alle Abgasenthalpien der Öfen und Bäder in Tabelle IV-40 aufgelistet.

**Tabelle IV-40: Abgasenthalpie der erdgasbeheizten Öfen und Bäder**

	Erdgaseinsatz kWh/a	Nutzenergie kWh/a	Verluste [kWh/a]
Trocknungsofen	325.409	294.495	30.914
Patentieren IV	12.619.330	8.745.196	3.874.134
Patentieren I	254.739	196.149	58.590
Vergüteanlage IX	5.079.742	2.870.054	2.209.688
Vergüteanlage VII	1.553.627	1.062.681	490.946
Verzinkung	398.000	318.401	79.600
Summe	20.230.848	13.486.976	6.743.872

**Anhang V****Dampfbilanz für den 08.05.2003**

Für den 8. Mai wurden sowohl Messungen der Temperaturen in den Bädern wie auch der Gasverbrauch des Kessel 2 der Heißwasserbereitstellung aufgezeichnet.

**Tabelle V-1: Temperaturen in den Bädern**

	Oberflächentemperatur °C	Wandtemperatur [°C]
Alputexbad	20	20
Boraxbad	57	50
Heißwasserbad	70	63
Phosphatbad	70	65
Seifenbad	68	28

Die Wärmeübergangszahl durch Konvektion und Abstrahlung wurde nach folgender Formel errechnet:

$$\zeta = 40,000000014 \cdot t^4 + 0,0000080757 \cdot t^3 + 0,001485322 \cdot t^2 + 0,1683900544 \cdot t + 4,6683333$$

Nach dem Gesetz von Lewis errechnet sich die Verdunstungszahl  $\omega$  in kg/(m<sup>2</sup> s) zu:

$$\omega = \frac{\zeta_{\text{Oberfläche}} \left( \frac{W}{m^2 K} \right)}{c_{pL} \left( \frac{J}{kg K} \right)}$$

Die spezifische Wärmekapazität von Luft bei 30 °C ist 1000 J/kg K.

Die Verdunstungsmenge ist:

$$m = \omega \cdot A_{\text{Oberfläche}} \cdot x_s \cdot x_0$$

m Verdunstungsmenge in kg/s

$\omega$  Verdunstungszahl in kg/m<sup>2</sup> s

$A_{\text{Oberfläche}}$  Oberfläche zwischen Badmedium und der Umgebungsluft

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

$x_s$  Feuchtegehalt der gesättigten Luft bei der Temperatur an der Oberfläche des Badmediums, Daten aus Dubbel

$x$  Feuchtegehalt der Luft bei Umgebungstemperatur, Messung der Luftfeuchtigkeit ergab über den Tag verteilt Werte zwischen 26 und 33 %

Der Wärmeverlust der Verdunstung errechnet sich aus:

$$Q_{\text{Verdunstung}} = m \cdot r$$

$m$  Verdunstungsmenge in kg/s

$r$  Verdampfungswärme von Wasser bei der Temperatur an der Oberfläche des Badmediums, Daten aus thermische Stoffwerte [19.]

Zudem wurde der Wärmeübergang an den Draht durch Messung der Drahttemperatur bei Ein- und Austritt aus dem Bad errechnet. Die Drahtspulen werden mit einer Kranvorrichtung in und aus den Bädern gehoben. Die Drahtdurchsatzmenge ist 2800 kg/h im Heißwasserbad, Phosphatbad und Seifenbad, das Alputex- und das Boraxbad wurden nicht mit Draht beschickt. Die spezifische Wärmekapazität des Drahtes ist 0,48 kJ/(kg K).

Im Heißwasserbad ist ein zusätzlicher Wärmeverlust durch die Einbringung von Frischwasser zu berücksichtigen, der sich wie folgt errechnet:

$$Q_{FW} = m_{FW} \cdot c_{p_{FW}} \cdot (t_{HW} - t_{FW})$$

$m_{FW}$  Frischwassermenge, gemessen am 14.04.2003 = 791 kg/h

$c_{p_{FW}}$  spezifische Wärmekapazität des Wassers bei  $t_{FW} = 4,3$  kJ/kg K aus [19]

$t_{FW}$  Frischwassertemperatur, gemessen am 14.04.2003 = 8,5 °C

$t_{HW}$  Temperatur des Heißwasserbades gemessen am 14.04.2003 = 70 °C

**Tabelle V-2: Wärmeverluste in kW in Abhängigkeit von der Oberflächentemperatur bei Drahtbeschickung**

	Oberflächentemperatur [°C]	Verlust durch Strahlung, Konvektion [kW]	Verlust durch Verdunstung [kW]	Verlust durch Wärmeübergang an den Draht [kW]
Alputexbad	20	0	29,2	0
Boraxbad	57	8,4	22,0	0
Heißwasserbad	70	10,4	104,0	22,4
Phosphatbad	70	13,1	85,7	18,4
Seifenbad	68	3,6	33,6	0

Die Drahttemperatur vor Eintritt in das Heißwasserbad ist 18 °C, der Draht verlässt das Bad mit 47 °C. Der Draht mit 47 °C erwärmt sich im Phosphatbad auf 70 °C. Im Seifenbad hat der Draht die gleiche Temperatur wie das Bad.

Der Wärmeverlust durch Frischwasserzufuhr mit 8,5 °C in das Heißwasserbad ist 56,8 kW.

<b>Wärmeverluste Bäder in der Beizerei:</b>	<b>mit Beschickung</b>
Seifenbad:	37,2 kW
Phosphatbad:	117,2 kW
Heißwasserbad:	193,6 kW
Boraxbad:	30,4 kW
Alputexbad:	29,2 kW
Summe:	407,6 kW

Zur Deckung dieser Verluste ist folgende Dampfmenge notwendig:

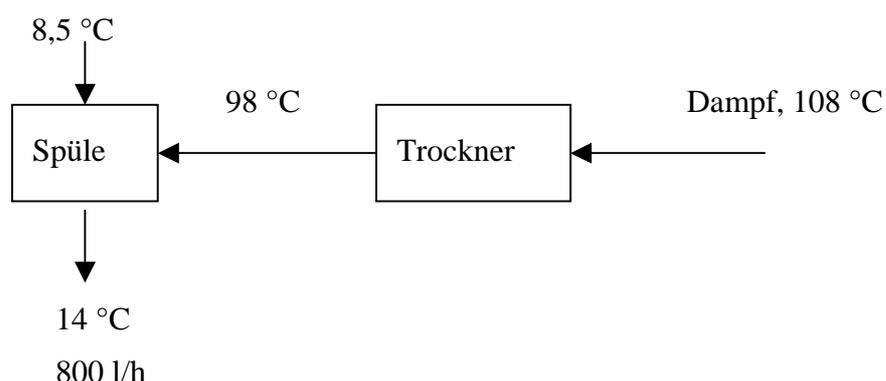
$$m_D \mid \frac{Q_{\text{Verlust}}}{\div h}$$

$Q_{\text{Verlust}}$  Wärmeverluste der Bäder in der Beizerei

$\div h$  Enthalpiegefälle im Dampfumformer = 0,737 kWh/kg

Zur Deckung der Wärmeverluste in der Beizerei sind 554 kg Dampf notwendig.

Wärmebedarf beim Patentieren I:



Dampf wird zum Trocknen des Drahtes eingesetzt, dabei kühlt sich der Dampf von 108 °C auf 98 °C ab, ist aber immer noch dampfförmig.

Weiters wurden in der Spüle die Temperaturen am Zu- und Ablauf gemessen und die Ablaufmenge.

Aus der Energie- und Mengenbilanz der Spüle ergibt sich eine Dampfmenge von 49 kg/h.

Durch die Ablesung am Gaszähler ist ein Primärenergieeinsatz von 1.110 kWh/h bekannt. Davon sind folgende Verluste abzuziehen:

Abgaswirkungsgrad (230 °C, 15,6 % O<sub>2</sub>): 64,7 %

Feuerungswirkungsgrad: 99,5 %

Isolation (Messung der Oberflächentemperaturen): 98,4 %

Gesamtwirkungsgrad: 63,3 %

Damit stehen an Nutzwärme 667 kWh/h zur Verfügung.

Das Enthalpiegefälle im Heißwasserkessel ist:

Enthalpie am Kesselaustritt (7 bar, 150 °C): 0,176 kWh/kg

Enthalpie am Kesseleintritt (7 bar, 120 °C): 0,140 kWh/kg

Differenz: 0,036 kWh/kg

Mit 667 kWh Nutzwärme können daher 18.730 kg Heißwasser stündlich erzeugt werden.

Abwärmenutzung und Einsatz Erneuerbarer Energieträger

Im Dampferzeuger muss aufbereitetes Wasser mit 8,5 °C auf 120 °C erhitzt werden. Der Druck ist 1 bar.

Enthalpie am Kesselaustritt (1 bar, 8,5 °C): 0,01 kWh/kg

Enthalpie am Kesseleintritt (1 bar, 120 °C): 0,75 kWh/kg

Differenz: 0,74 kWh/kg

Abzüglich einer Dampffuchte von 1 % (Verdampfungsenthalpie 0,63): -0,006 kWh/kg

Differenz: 0,734

Entsalzung: 3 % 0,003

Dampfenthalpie: 0,737

Für die zu übertragenden 0,737 kWh/kg an den Dampf stehen 0,036 kWh/kg an Heißwasser zur Verfügung. Damit wird pro kg Dampf eine Heißwassermenge von  $0,737/0,036 = 31,04$  kg/h benötigt.

Am 8.05.2003 wurden in der Beizerei und in der Anlage Patentieren I 603 kg Dampf/h benötigt. Dafür sind dann 18.730 kg Heißwasser stündlich erforderlich. Dies entspricht der erzeugten Menge von 18.730 kg/h.