

Masterthesis

Name:	Vorname:
Kempf	Thomas
Studiengang:	vorgelegt am:
Master/Erneuerbare Energien	30.04.2012
Erstprüfer/in:	Zweitprüfer/in:
Prof. Vinnemeier	Prof. Sankol
Thema:	
Effizienzsteigerung der Brennstoffausnutzung bei Biomasse-Heizwerken durch Kombination von Rauchgaskondensation, Wärmepumpe und Erdgas-BHKW	

Thomas Kempf

Thema der Masterthesis

Effizienzsteigerung der Brennstoffausnutzung bei Biomasse-Heizwerken durch Kombination von Rauchgaskondensation, Wärmepumpe und Erdgas-BHKW

Stichworte

Biomasse-Heizwerk, Nahwärmenetz, Abwärmenutzung, Rauchgaskondensation, BHKW, Wärmepumpe, KWK, Korrosion

Kurzzusammenfassung

Biomasse-Heizkessel in Nahwärmenetzen lassen einen signifikanten Anteil der erzeugten Wärme aus dem Kamin entweichen. Durch Rauchgaskondensation kann ein großer Teil der, im Rauchgas gebundenen, sensiblen und latenten Wärme zurückgewonnen und durch die Anlagenkombination von Wärmepumpe und BHKW wirtschaftlich nutzbar gemacht werden. In dieser Arbeit wird ein EXCEL-Simulationstool entwickelt, das, ausgehend von einer bestehenden Basiskonfiguration von Biomasse- und Spitzenlastkessel, die technische Auslegung und wirtschaftliche Optimierung für die Realisierung des Gesamtsystems ermöglicht. Die Berechnungen zeigen, dass unter Berücksichtigung der Ausgangssituation und bei geeigneter Verschaltung und Dimensionierung der einzelnen Komponenten ein wirtschaftlich tragfähiges Konzept entstehen kann. Positiv schlägt sich der reduzierte Holzbrennstoffeinsatz durch effizientere Nutzung des Energieinhalts, die Verringerung des Spitzenlastanteils, sowie die wirtschaftliche Eigenstromerzeugung durch das BHKW nieder.

Die Problematik der Korrosion in der Rauchgaskondensationsanlage, die vor allem durch minderwertige Biomassequalitäten verursacht wird, kann materialtechnische Optimierung aufgefangen werden, wobei, im Gegensatz zu rein höherwertig metallischen Lösungen, die Email-Schutzschicht die technisch bei weitem langlebigste und wirtschaftlichste Alternative bietet.

Thomas Kempf

Title of the paper

Improved efficiency of energy yield in biomass heat plants by combining flue gas condensation, heat pump and combined heat and power unit

Keywords

Biomass heat plant, district heating, waste heat recovery, flue gas condensation, combined heat and power unit, heat pump, corrosion

Abstract

A significant portion of the thermal energy of biomass plants in district heating networks escapes through the chimney. The condensation process allows the recovery of a huge percentage of sensible and latent heat within the flue gas, which can be converted by a combination of heat pump and combined heat and power unit to create economic benefits. In this thesis, an EXCEL-simulation tool has been elaborated to allow, based on initial configuration of biomass and peak load heating vessel, the technical layout and economic optimization within the realization of the total concept. The calculations show that, in consideration of the conditions in the initial state, the adequate integration and dimensioning of the separate units leads to an economically successful system. Positive effects are based on the reduced input of biomass, through higher efficiency in energy yield, the decrease of peak load heat portion, as well as the economic supply in auxiliary power by the combined heat and power unit.

Generally upcoming corrosion problems within the flue gas condensation unit, being caused by inferior biomass quality, can be solved by materials' optimization, where enamel-covered steel pipes offers by far the best alternative concerning lifetime and cost compared to purely higher quality metal solutions.



Formblatt **Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Masterthesis**

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit **Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden.**

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit der Masterprüfung führen.

Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: Kempf Vorname: Thomas

dass ich die vorliegende Masterthesis – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema

Effizienzsteigerung der Brennstoffausnutzung bei Biomasse-Heizwerken durch
Kombination von Rauchgaskondensation, Wärmepumpe und Erdgas-BHKW

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterthesis ist erfolgt durch

Kempen
Ort

25.04.2012
Datum

Thomas Kempf
Unterschrift im Original

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	I
Abstract	II
Erklärung	III
Inhaltsverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Formelverzeichnis	IX
1 Einleitung	1
2 Rauchgaskondensation	6
2.1 Anforderungen an die Brennstoffe	6
2.2 Verbrennungsrechnung und Rauchgaskondensation	7
2.3 Anlagentechnik	13
2.3.1 Geschlossene Systeme	13
2.3.2 Direkte Kondensation – Offene Systeme	15
2.4 Praxiserfahrungen und Probleme	16
3 Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW)	22
4 Wärmepumpe	25
4.1 Anlagenausführungen und Kältemittel	27
4.2 Untersuchte Anlagentypen	28
4.2.1 Wärmepumpen mit Hubkolbenverdichter und R-134a	28
4.2.2 Ammoniak-Wärmepumpen	29
5 Systemkonfigurationen	31
5.1 Nachrüstung einer Rauchgas-Kondensationsanlage	31
5.2 Nachrüstung eines Erdgas-BHKWs	32
5.3 Kombination Rauchgaskondensation-Wärmepumpe-BHKW	33
6 Berechnungsmodul	36
6.1 Energiepreise und Preisentwicklung	43
6.2 Gesetzliche Vergütungen für KWK-Strom	45
6.2.1 KWK-Gesetz	45
6.2.2 Energiesteuergesetz	45
6.2.3 Stromnetzentgeltverordnung	46
6.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung	46
6.3.1 Kapitalkosten	48
6.3.2 Betriebskosten	51
6.3.3 Verbrauchskosten	52

6.4 Ausgangssituation	52
6.5 Systemoptimierungen	54
6.5.1 Nur Rauchgaskondensation	54
6.5.2 Nur BHKW ohne Kondensation	55
6.5.3 Mit Kondensation + Wärmepumpe + BHKW	59
7 Auswertungen	61
7.1 Nur Rauchgaskondensation	61
7.2 Nur BHKW ohne Kondensation	65
7.3 Rauchgaskondensation mit Wärmepumpe und BHKW	71
7.3.1 Optimierung der hydraulischen Verschaltung.....	71
7.3.2 Auswahl der Wärmepumpe – Größe des BMK.....	78
7.3.3 Optimierte Auslegung des BHKWs.....	81
7.3.4 Randbedingungen in der Kondensation	83
7.3.5 Randbedingungen im Wärmenetz.....	85
7.3.6 Versorgung eines neuen Wärmenetzes	87
7.3.7 Sensitivitätsanalyse.....	90
8 Zusammenfassung und Fazit.....	95
9 Anhang.....	98
10Literaturverzeichnis	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte Bayerische Biomasseanlagen	1
Abbildung 2: Jahresdauerlinie mit Abdeckung durch Biomasse und Spitzenlastkessel	2
Abbildung 3: Preisentwicklung bei Holzbrennstoffen	3
Abbildung 4: Anteile der Holzqualitäten in BMHW	7
Abbildung 5: Abhängigkeit des Heizwerts vom Wassergehalt.....	8
Abbildung 6: Abhängigkeit des Taupunkts von Brennstofffeuchte und Verbrennungsluftverhältnis	10
Abbildung 7: Wärmemengen in der Rauchgaskondensation	11
Abbildung 8: Wärmemenge der Rauchgaskondensation für verschiedene Wassergehalte.....	12
Abbildung 9: Kreuzstrom-Rohrwärmetauscher (15).....	14
Abbildung 10: Rauchgaskondensationsanlage nach Biomassekessel (4).....	14
Abbildung 11: Aufbau einer offenen Rauchgaskondensation	16
Abbildung 12: Isokorrosionskurven (25);(26); (27).....	18
Abbildung 13: Grafit-Blockwärmetauscher.....	20
Abbildung 14: BHKW-Aufbau mit Wärmeauskopplung	22
Abbildung 15: Kondensationswärmemengen im Erdgas-BHKW	23
Abbildung 16: Schema einer Kompressions-Wärmepumpe	25
Abbildung 17: Biomassekessel mit Rauchgaskondensation (44) modifiziert	32
Abbildung 18: Wärmezentrale mit Biomassekessel und BHKW (33) modifiziert.....	33
Abbildung 19: Gesamtkonzept RGK-WP-BHKW- Option 1 (44) modifiziert.....	34
Abbildung 20: Gesamtkonzept RGK-WP-BHKW - Option 2 (44) modifiziert.....	35
Abbildung 21: Beispiel für Wärmeerzeugungsverteilung	38
Abbildung 22: Modell-Jahresdauerlinien.....	39
Abbildung 23: Beispiel der grafischen Darstellung	43
Abbildung 24: Zeitreihen der Energiepreise.....	44
Abbildung 25: Richtpreise für Rauchgaskondensationsanlagen ohne Entschwadung (60).....	49
Abbildung 26: Richtpreise für Wärmepumpen und BHKW (62).....	50
Abbildung 27: Eingabemaske Ausgangszustand.....	53
Abbildung 28: Energiepreise und Anlagenkonfiguration	53
Abbildung 29: Randbedingungen der Rauchgaskondensation	54
Abbildung 30: Definition des neuen Wärmenetzes	55
Abbildung 31: Technische Auslegung des BHKWs	56
Abbildung 32: Unterschiedliche Einsatzreihenfolgen der Wärmeerzeuger	58
Abbildung 33: Auswahl des Wärmepumpentyps und der Ausgangstemperatur	59
Abbildung 34: Wärme- und Massenstrombilanz im Kondensationskreislauf.....	60
Abbildung 35: Vergleich der Jahresdauerlinie vor/nach Installation der RKA	61
Abbildung 36: Jahreslastgang vor/nach Installation der RKA	62

Abbildung 37: Wärmegewinne der RKA	62
Abbildung 38: Abhängigkeit der Amortisationszeit von genutzter Wärmemenge.....	63
Abbildung 39: Abhängigkeit der Amortisationszeit von Anlagengröße und dem Wärmepreis	64
Abbildung 40: Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Investitionskosten/-Erlös- Struktur	65
Abbildung 41: Vergleich der Jahresdauerlinie vor/nach Installation des BHKWs	66
Abbildung 42: Jahreslastgang auf Tagesbasis mit BHKW	66
Abbildung 43: Wärmedeckungsanteile in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung .	67
Abbildung 44: Amortisationszeit und Kapitalwert der verschiedenen BHKWs	68
Abbildung 45: CO ₂ -Bilanz in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung	69
Abbildung 46: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom Spitzenlastenergieträger	70
Abbildung 47: Wärmefluss-Diagramme für unterschiedliche Verschaltungen	72
Abbildung 48: Jahresdauerlinie des Systems gemäß Option 1	74
Abbildung 49: Jahresdauerlinie des System gemäß Option 2	74
Abbildung 50: Jahreslastgang des Systems gemäß Option 2	75
Abbildung 51: Deckungsanteile der verschiedenen Wärmequellen.....	75
Abbildung 52: Wirtschaftlichkeit der WP-Typen in Abhängigkeit von der Kühlleistung	79
Abbildung 53: Strom-Eigenverbrauch/-Rückspeisung in Abhängigkeit von der BHKW- Auslegung.....	81
Abbildung 54: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung.....	82
Abbildung 55: Deckungsanteile der Wärmeerzeuger bei verschiedenen Kondensationsbedingungen	83
Abbildung 56: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von den Kondensationsbedingungen	84
Abbildung 57: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom SLK-Anteil bzw. –Brennstoff .	86
Abbildung 58: Jahresdauerlinie mit zweitem Wärmenetz	87
Abbildung 59: Jahreslastgang mit zweitem Wärmenetz	88
Abbildung 60: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom Verhältnis Wärmeerlöse/Annuität	89
Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse der Amortisationszeit zu Preisen/Kosten.....	91
Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts zu Preisen/Kosten	91
Abbildung 63: Sensitivität der Amortisationzeit von den Energiepreissteigerungen .	93
Abbildung 64: Sensitivität des Kapitalwerts von den Energiepreissteigerungen.....	93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Chemische Zusammensetzung von Fichtenholz mit Rinde	7
Tabelle 2: Schadstoffkonzentrationen in Fichtenholz/-rinde	17
Tabelle 3: Werkstofflösungen für die Rauchgaskondensationsanlagen (21);(22);(23)	18
Tabelle 4 : Übersicht der gängigen Kältemittel(37).....	27
Tabelle 5: Verdichterbauarten in Wärmepumpen	28
Tabelle 6 : Untersuchte Wärmepumpen-Konfigurationen.....	30
Tabelle 7: CO ₂ -Emissionen für Energieträger aus kumuliertem Energieaufwand.....	41
Tabelle 8: Energiepreise Basiswerte	44
Tabelle 9: Vergütungsstruktur des KWK-Gesetzes	45
Tabelle 10 : Kalkulatorische Nutzungsdauern von Komponenten	48
Tabelle 11: Pauschalansätze für bauliche Maßnahmen	51
Tabelle 12 : Richtwerte für Betriebskosten	52
Tabelle 13 : Modelle unterschiedlicher Hilfsenergiestandards.....	68
Tabelle 14: Maximale, effektive Wärmeleistung	73
Tabelle 15: Wirtschaftlicher Vergleich der beiden Verschaltungsvarianten (in €)	76
Tabelle 16: Randbedingungen für WP-Optimierung	78
Tabelle 17: Kostenkomponenten in Abhängigkeit von der FWL des BMK (€/MW) ...	80
Tabelle 18: Wirtschaftliche Randbedingungen für ein neues Wärmenetz	89

Formelverzeichnis

Formel 1: Näherungsformel für Heizwertberechnung nach BOIE.....	8
Formel 2: Mindest-Sauerstoffbedarf	9
Formel 3: Mindestluftbedarf	9
Formel 4: Volumen des feuchten Rauchgases	9
Formel 5: CARNOT'scher Wirkungsgrad	26
Formel 6: Gütegrad der Wärmepumpe	26
Formel 7: Realer Wirkungsgrad der Wärmepumpe	26
Formel 8 : Kapitalwertberechnung.....	46
Formel 9 : Berechnung der Annuität.....	47
Formel 10: Richtpreisformel für BHKW-Modul.....	48
Formel 11: Richtpreisformel für Brennwert-Wärmetauscher.....	48
Formel 12: Richtpreisformel für Wartungsverträge	51
Formel 13: Richtpreisformel für Generalüberholung des BHKW-Motors	51

1 Einleitung

Biomasse-Heizwerke (BMHW) auf der Basis von Holzhackschnitzeln leisten in den letzten 10 Jahren auf Grund der dynamischen Zubauentwicklung (1) einen zunehmenden Beitrag zur Abdeckung des Wärmebedarfs in Nah- und Fernwärmenetzen. Dieser Trend, der sich deutschlandweit zeigt, ist in den folgenden Ursachen begründet:

- Verstärkter Einsatz von erneuerbaren Energien zur Energieerzeugung
- CO₂-freie bzw. -arme Bereitstellung der Endenergie
- Stärkung der regionalen Wertschöpfungsketten
- Auftreten kommunaler Energieanbieter
- Nutzung der ökonomischen und ökologischen Vorteile eines Wärmenetzwerkes gegenüber Einzelheizungen

Besonders in den walddreichen Bundesländern wie z.B. Bayern wurden in der näheren Vergangenheit und werden, unterstützt durch staatliche Förderinstrumente zum Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse (2), umfangreiche Zubaumaßnahmen realisiert (Abbildung 1; (3)).

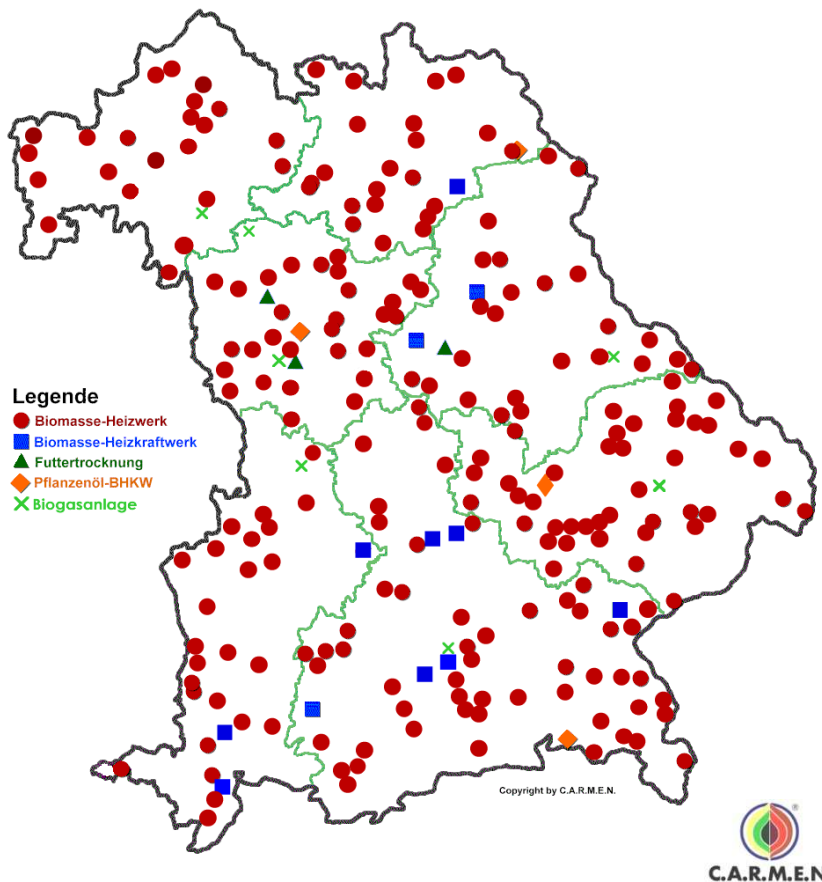


Abbildung 1: Karte Bayerische Biomasseanlagen

Die BMHW werden typischerweise zur Abdeckung der Grundlast in Wärmeverteilnetzen eingesetzt und werden mit einem Leistungsbereich von 300-5000 kW Feuerungswärmeleistung auf ca. 30-50 % der maximalen Anschlussleistung ausgelegt (4). Die Spitzenlast bzw. der Wärmebedarf unterhalb des Regelbereichs des Biomassekessels wird durch Heizkessel auf Basis der fossilen Brennstoffe Heizöl oder Erdgas bereitgestellt. Abbildung 2 zeigt eine typische Auslegung von Biomasse- und Spitzenlastkessel für ein Nahwärmenetz (4).

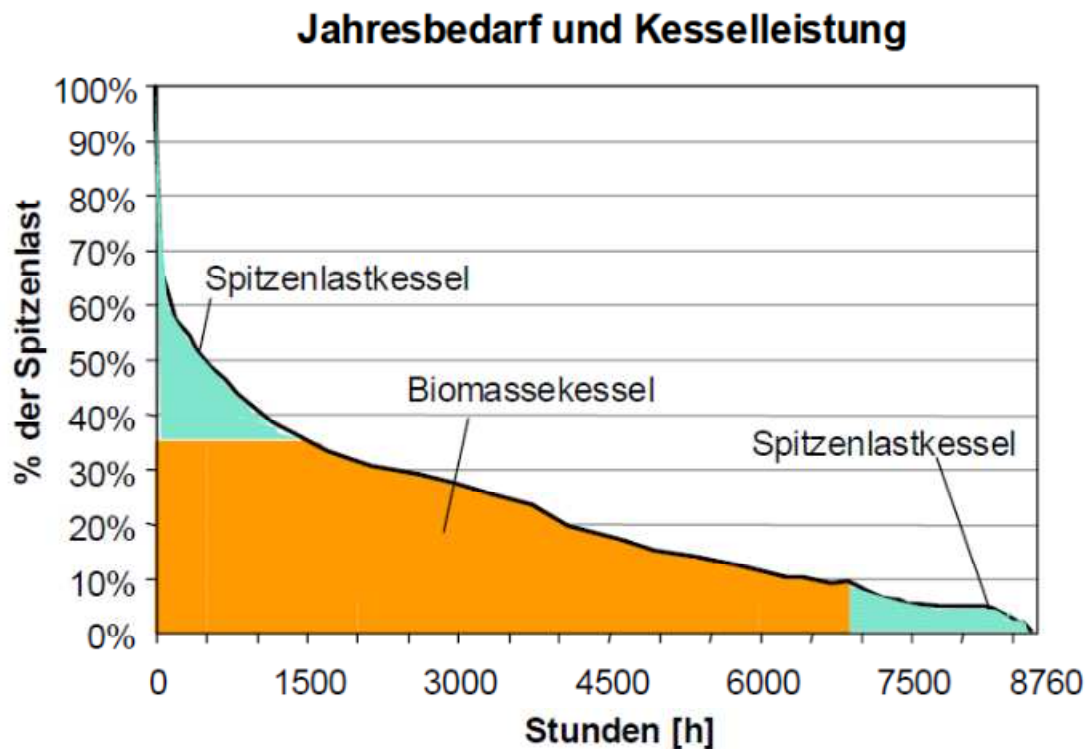


Abbildung 2: Jahresdauerlinie mit Abdeckung durch Biomasse und Spitzenlastkessel

In Untersuchungen von C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing, im Rahmen des Projekts „Qualitätsmanagement Holzheizwerke“ werden Biomasseprojekte mit ihren wirtschaftlichen Randbedingungen statistisch ausgewertet und dargestellt (5). Es werden Richt- bzw. Mindestwerte für relevante Anlagenparameter vorgegeben, die aus den Betriebserfahrungen ermittelt werden.

So zeigt die durchschnittliche Kostenstruktur für Biomasseheizwerke folgende Aufteilung:

- Verbrauchsgebundene Kosten ~49 %
 - Biomassebrennstoffkosten ~35 %
 - Fossile Brennstoffkosten ~9,5 %
 - Stromkosten ~3,5 - 4 %

- Kapitalgebundene Kosten ~41 %
- Sonstige Kosten ~10 %

Es wird deutlich, dass die Aufwendungen für Energie praktisch die Hälfte der jährlichen Gesamtkosten ausmachen, und dass durch die steigenden Energiepreise starke Einflüsse auf den wirtschaftlichen Betrieb auftreten können.

Zusammen mit der, durch die EEG-Förderung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern, zunehmenden Nutzung von fester Biomasse in Heizkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (1) sowie dem steigenden Bedarf der stofflichen Nutzung des Holzes ergeben sich Verknappungstendenzen des Rohstoffs (6), der sich auch in deutlich steigenden Preisen niederschlägt (Abbildung 2; (7)).

Preise der Holzbrennstoffe [€/MWh] bei Biomasseheizwerken in Bayern

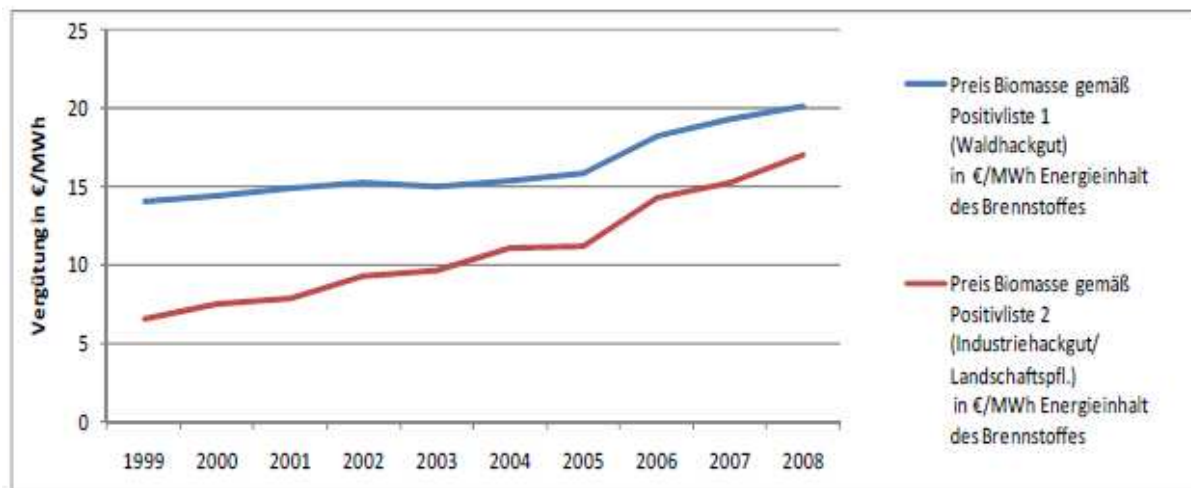


Abbildung 3: Preisentwicklung bei Holzbrennstoffen

Die überproportionalen Preissteigerungen ab 2005 nach einem Zeitraum der relativen Konstanz führten wegen der Nicht-Berücksichtigung in den Kalkulationen zu einem signifikanten wirtschaftlichen Druck auf die Betreiber, den diese durch Einsatz von niederwertigeren Hackschnitzelqualitäten auszugleichen suchen. Diese sind im Allgemeinen durch einen höheren Wassergehalt, mit den negativen Auswirkungen auf Heizwert und Verbrennungsverhalten, aber auch hohen Wärmeverlusten durch das Abgas, sowie erhöhten Schadstoffanteil mit Konsequenzen auf die Anlagenkorrosion gekennzeichnet.

Eine weitere große Stellschraube in der Kostenstruktur sind die fossilen Brennstoffkosten für die Spitzenlastabdeckung, die sich durch sehr hohe Volatilität auszeichnen. In dem Kennzahlensystem des oben genannten Qualitätsvergleichs (5)

wird ein Biomasse-Deckungsanteil des Wärmebedarfs von > 80 %, sowie eine Mindestauslastung des Biomassekessels von 2500 Vollbenutzungsstunden/Jahr angestrebt. Diese Zielwerte werden durch eine genaue Erfassung des Wärmebedarfs, die darauf optimale Auslegung von Feuerungswärmeleistung, sowie der Übereinstimmung von Realisierung mit Planung erreicht.

Hohe Anteile an Spitzenlastwärme, verursacht durch Unterschätzung des Wärmebedarfs, aber auch durch nachträgliche Erweiterung des Wärmenetzes, belasten die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projekts durch die höheren Bereitstellungskosten pro MWh sowie die, im langfristigen Vergleich, höheren Preissteigerungsraten.

Als dritter Bereich der Verbrauchskosten ist der Strombedarf zu nennen, die für den Betrieb der Wärmeerzeugungs- und -verteilungsanlagen notwendig ist. In den Statistiken für 2008 werden von den Betreibern Werte von 0,8 bis 5,5 % angegeben, wobei im Mittel 2,1 % anfallen (7). Während der Strom in Heizkraftwerken durch die Eigenerzeugung abgedeckt werden kann, erfolgt bei reinen Heizwerken der Strombezug über das Netz.

Weitere Wirtschaftlichkeitsfaktoren der Nahwärmeversorgung können auf der Verbrauchsseite identifiziert werden, die jedoch hier nur aufgeführt werden und im Rahmen der Arbeit nicht behandelt werden (5):

- Anschlussdichte der Wärmeverbraucher in MWh/m*a
Kennzahl für die abgenommene Wärmemenge pro Meter verlegter Netzlänge im Jahr; Richtwert > 1,5 MWh/m*a
- Wärmeverlust in der Wärmeverteilung
Wärmeverluste der Nahwärmeleitungen ins Erdreich; Zielwert < 10 %
- Regelung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Heizkreis
Außentemperaturabhängige Steuerung der Vorlauftemperatur und Anstreben einer Spreizung von 30 K zwischen Vor- und Rücklauf durch geeignete hydraulische Auslegung.

Aus den angeführten Trends der Biomasseverknappung und den steigenden Energiepreisen ergibt sich der Bedarf der möglichst effizienten Nutzung der Energieinhalte der Brennstoffe (8). Potenziale ergeben sich insbesondere bei der Nutzung des typischen Holz-Brennstoffmixes, der durch Wassergehalte von 20-60 % gekennzeichnet ist und somit im Rauchgas mit Temperaturen von 150-200°C signifikante Mengen an latenter Wärme in einem großen Teil der Anlagen ungenutzt über Dach abgegeben werden. Die Rückgewinnung dieser latenten Wärme durch Kondensation wird als Brennwerttechnik bezeichnet, die potenziell Wirkungsgrade > 100 % bezogen auf den Heizwert erlauben.

Problem ist dabei, dass diese Wärme nur auf relativ niedrigem Temperaturniveau durch Kondensation gewonnen werden kann und somit für die typischen geforderten Vorlauftemperaturen nicht zur Verfügung steht.

Das Temperaturniveau im Wärmenetz, bzw. am Ausgang der Wärmezentrale (Vorlauftemperatur), wird bestimmt durch die vertraglich garantierte Temperatur beim Kunden, sowie die Leitungsverluste. Abhängig von der Verbraucherstruktur (Heizung und Warmwasser für Haushalte, Prozesswärme in der Industrie) und den Wärmeverlusten (Wärmeisolation der Rohrleitungen, Größe des Wärmenetzes) können die Vorlauftemperaturen bei 70-130°C liegen(9). In dieser Arbeit werden Netze betrachtet, die durch ein maximales Temperaturniveau von 80-90°C charakterisiert sind. Die Temperaturspreizung, d.h. die Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur von bzw. zur Wärmezentrale sollte nach Richtlinien einer guten hydraulischen Auslegung mindestens 30 K betragen (10).

Im Folgenden werden die einzelnen Optimierungsschritte für ein Gesamtkonzept vorgestellt, das, auf Basis der Rückgewinnung der latenten Wärme aus dem Rauchgas und deren Aufbereitung auf ein nutzbares Temperaturniveau mittels Wärmepumpe und BHKW, die Aspekte von effizienter Brennstoffausnutzung und Eigenstrombereitstellung umsetzt.

2 Rauchgaskondensation

2.1 Anforderungen an die Brennstoffe

Der Brennstoff Holz für Biomasseheiz(kraft)werke wird in Form von Hackschnitzeln aus unterschiedlichen Quellen bereitgestellt (2).

- Waldholz
Hierunter fallen i.A. Waldrestholz, das als Kronen und Äste bei der Bereitstellung von Drehholz für die Sägewerke abfällt, sowie Schwachholz, das nicht für die höherwertige Weiterverarbeitung geeignet ist. Auf Grund der vorherrschenden Logistikkonzepte mit empfohlenen Hackschnitzellagern am BMHW für max. 7 Vollaasttage (11) (Begrenzung der Investitionskosten) und der mangelnden Lagerfähigkeit von Hackschnitzeln mit Wassergehalten > 35 % durch mikrobiologische Abbauprozesse gewinnt der Einsatz von waldfrischem Material an Bedeutung. Der Wassergehalt liegt, abhängig von saisonalen Ernte- und Trocknungsbedingungen zwischen 30 % und 55 % (10).
- Industrierestholz
Diese Qualität entsteht als Abfall in Sägewerken in Form von Randstücken (Schwarten, Spreißel) bzw. Rinde und Sägespänen/-mehl; die Wassergehalte liegen zwischen 25 - 60 % (10).
- Flurholz
Bei der Landschaftspflege fallen Strauchschnitt bzw. Straßenbegleitgrün als holzartiger Rohstoff, allerdings mit hohem Rinden-, Blatt- und Astanteil, an und können, jahreszeitlich bedingt, auch verstärkt Verunreinigungen (z.B. Salz aus Winterstreudienst) enthalten. Die Wassergehalte sind i.A. sehr hoch (40-50 %).
- Altholz
Kann nur in den praktisch naturbelasteten Qualitäten AI und AII in BMH(K)W ohne aufwendige Rauchgasreinigung eingesetzt werden und findet hauptsächlich in Heizkraftwerken Anwendung. Auf Grund der vorherigen stofflichen Nutzung liegt der Wassergehalt bei ca. 10 %.
- Holzpellets
Werden aus Sägemehl unter Einsatz von Bindemitteln gepresst und finden in Biomasseheizwerken nur ungeordnet Anwendung; Wassergehalt ca. 10 %.

Aus den Statistiken von C.A.R.M.E.N. e.V. ((2) werden die Brennstoffanteile gemäß der folgenden Abbildung eingesetzt:

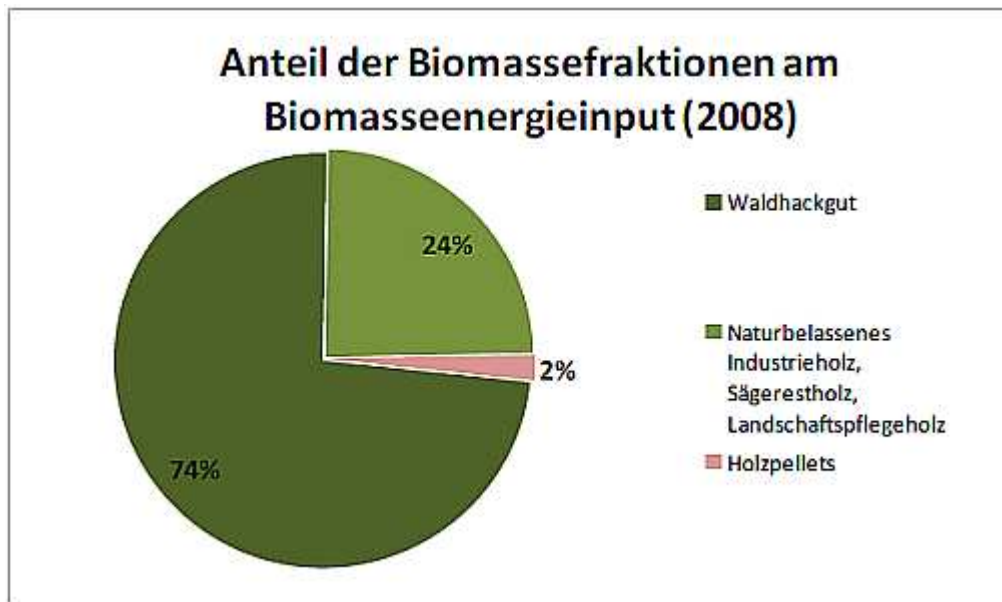


Abbildung 4: Anteile der Holzqualitäten in BMHW

Es wird deutlich, dass praktisch vollständig Biomassen eingesetzt werden, die einen signifikanten Wassergehalt aufweisen und somit große Mengen an latenter Wärme potenziell zur Verfügung stehen.

2.2 Verbrennungsrechnung und Rauchgaskondensation

Als Basis für die weitere Arbeit zur Nutzung der Rauchgaskondensation sind einige theoretische Betrachtungen der Verbrennungsrechnung und der Thermodynamik durchzuführen.

Holz besteht, wie jedes organische Material, aus den fünf Hauptelementen Kohlenstoff, Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und Schwefel. Abhängig von Nadel- oder Laubholz, Stammholz oder Rinde und Baumart ergeben sich innerhalb eines relativ engen Bereiches Variationen. Da in dieser Arbeit der Schwerpunkt auf den Technologien der Wärmeerzeugung liegen, wird auf die Unterschiede nicht näher eingegangen und als Referenzqualität Fichtenholz mit Rinde als typischer Vertreter von Energieholz herangezogen. Tabelle 1 zeigt die Elementarzusammensetzung (9).

Tabelle 1: Chemische Zusammensetzung von Fichtenholz mit Rinde

Element		C	H	O	N	S	H ₂ O (w)
Massenanteil	% TM	49,8	6,3	43,2	0,13	0,015	-

Haupteinflussfaktor für die Verbrennungseigenschaften sowie den Heizwert ist der Wassergehalt des Brennstoffes. Das chemisch und physikalisch gebundene Wasser

muss beim Verbrennungsvorgang auf Verdampfungstemperatur gebracht und dann in die Dampfphase überführt werden. Mit dem mittleren Wert der spezifischen Wärmekapazität von 4,1843 kJ/kg*K (12), sowie der Verdampfungsenthalpie von 2256,5 kJ/kg*K ergibt sich eine Wärmemenge von 2591 kJ pro kg Wasser, die aus der Verbrennung bereit gestellt werden müssen und nicht zur Energieerzeugung beitragen.

Anhand von Näherungsformeln nach BOIE (13) lässt sich der Heizwert aus den prozentualen Massenanteilen berechnen mit:

Formel 1: Näherungsformel für Heizwertberechnung nach BOIE

$$H_i = 34,8 * c + 93,9 * h - 10,8 * o + 6,3 * n + 10,5 * s - 2,44 * w \quad [\text{MJ/kg}]$$

Aus den angegebenen Werten errechnet sich für den absolut trockenen Brennstoff aus Fichtenholz mit Rinde ein Heizwert von 18,59 MJ/kg. In Abhängigkeit vom Wassergehalt reduziert sich der Heizwert gemäß Abbildung 5.

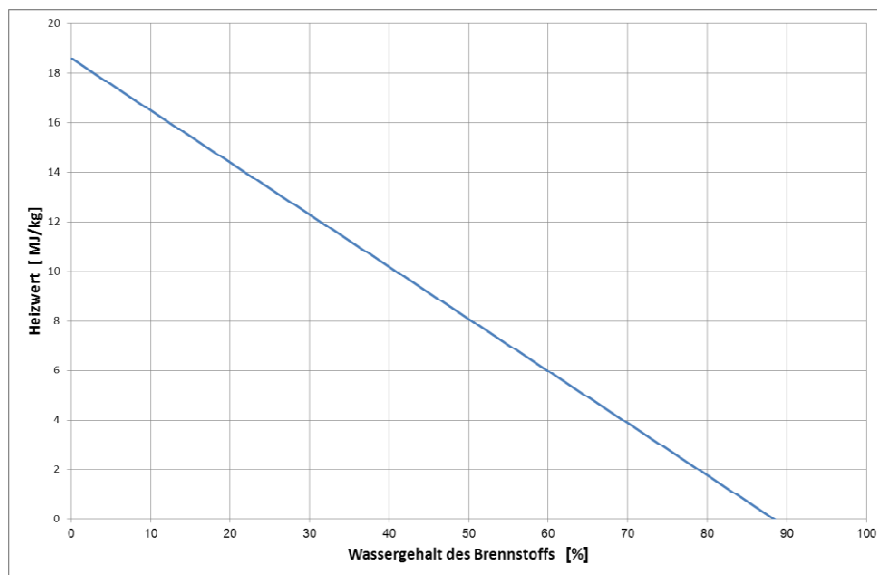


Abbildung 5: Abhängigkeit des Heizwerts vom Wassergehalt

Somit muss zur Erzeugung einer definierten Nutzenergie-/Wärmemenge bei feuchten Brennstoffen der Einsatz deutlich erhöht werden; auf der anderen Seite steht damit aber auch eine große Menge an latenter Energie für eine potenzielle Nutzung zur Verfügung.

Aus der oben gegebenen chemischen Zusammensetzung des Brennstoffs lässt sich unter der Annahme der vollständigen stöchiometrischen Verbrennung über Faktoren der Mindest-Sauerstoff- und -luftbedarf, bzw. die Rauchgasmenge gemäß der folgenden Formeln, jeweils bezogen auf 1 kg Brennstoff, ermitteln (12):

Formel 2: Mindest-Sauerstoffbedarf

$$o_{min} = \frac{c}{12} + \frac{h}{4} + \frac{s}{32} - \frac{o}{32} = 0,0219 \text{ [kmol/kg]}$$

Formel 3: Mindestluftbedarf

$$l_{min} = \frac{o_{min} \text{ kmol L}}{0,21 \text{ kmol O}_2} = 0,1043 \text{ [kmol/kg]}$$

Die Umrechnung auf Nm³ erfolgt durch Multiplikation mit dem spezifischen Molvolumen von 22,41 Nm³/kmol zu $o_{min} = 0,491 \text{ Nm}^3/\text{kg}$ bzw. $l_{min} = 2,337 \text{ Nm}^3/\text{kg}$.

In der Praxis wird zur vollständigen chemischen Umsetzung bei Festbrennstoffen mit einem Luftüberschuss (Bezeichnung λ) gearbeitet, der das Verhältnis zwischen tatsächlicher und Mindest-Luftmenge wiedergibt und, abhängig von der angewandten Technik, bei Holz zwischen 1,5-1,8 liegt. Als Steuergröße für den Luftüberschuss wird der Rest-Sauerstoffgehalt im Rauchgas gemessen, der z.B. bei $\lambda = 1,5$ bei 7,1 Vol-% liegt.

Unter der Voraussetzung einer vollständigen Verbrennung liegen im Rauchgas nur die Verbindungen CO₂, H₂O, N₂, SO₂, sowie O₂ aus dem Luftüberschuss vor. In der Realität lässt sich die Existenz von teilweise unverbrannten Bestandteilen wie z.B. CO oder Ruß nicht komplett vermeiden, in den weiteren Berechnungen der Arbeit findet dies aber keine Berücksichtigung.

Für das Volumen des feuchten Rauchgases v_f , d.h. mit Berücksichtigung des Wasserdampfgehaltes lässt sich folgende Formel aufstellen (12):

Formel 4: Volumen des feuchten Rauchgases

$$v_f = \frac{c}{12} + \frac{h}{2} + \frac{w}{18} + \frac{s}{32} + 0,21 * (\lambda - 1) * l_{min} + \frac{n}{28} * 0,79 * \lambda * l_{min} \text{ [kmol/kg]}$$

Die Kondensation des Wasserdampfgehaltes im Rauchgas beginnt während des Abkühlprozesses bei Erreichen des Taupunktes, bei dem eine relative Feuchte von 100 % besteht. Es wird die latente Wärme frei, die in der Phasenumwandlung flüssig – gasförmig während des Verbrennungsprozesses aufgewendet werden musste. Der Taupunkt hängt nur vom absoluten Wasserdampfgehalt im Rauchgas ab, der durch drei Parameter beeinflusst wird:

- Wassergehalt des Brennstoffs (und der Verbrennungsluft)
- Luftüberschuss
- Luftdruck (geografische Höhe des Standorts; Annahme: Meereshöhe)

Abbildung 6 zeigt für den eingesetzten Brennstoff die Abhängigkeiten des Taupunkts von der Feuchte bzw. dem Luftverhältnis (Berechnungen mit FluidEXL;(14)) durchgeführt.

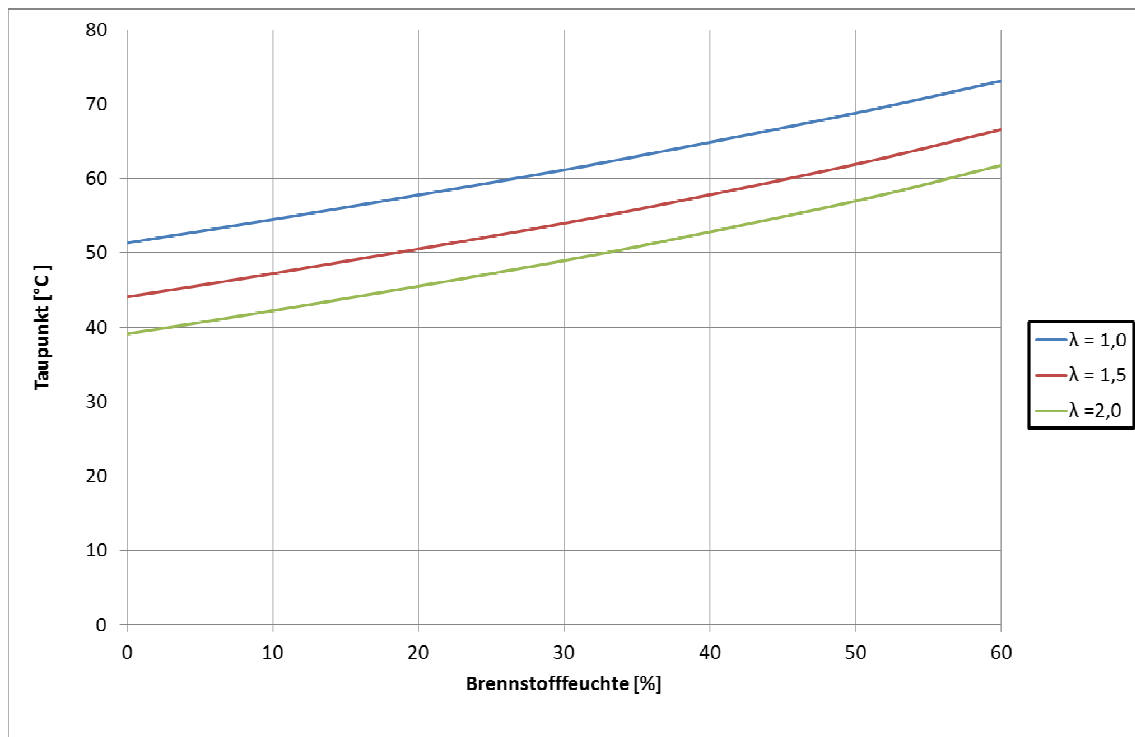


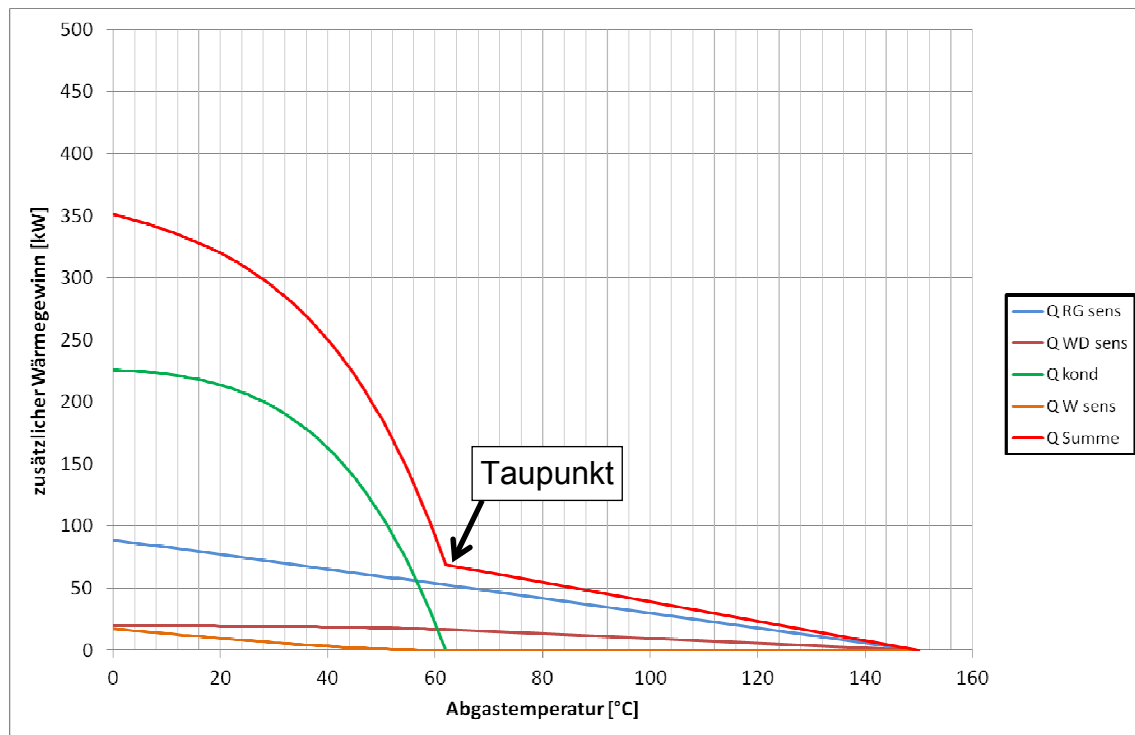
Abbildung 6: Abhängigkeit des Taupunkts von Brennstofffeuchte und Verbrennungsluftverhältnis

Es ist offensichtlich, dass der Taupunkt mit der Brennstofffeuchte ansteigt, d.h. dass die latente Wärme schon ab einer höheren Temperatur gewonnen werden kann. Auch wirkt sich die Erhöhung des Luftfaktors direkt proportional auf den Anteil der nicht reaktiven Rauchgasbestandteile (nicht umgesetztes O_2 bzw. N_2 aus Luftüberschuss) aus, so dass der Wasserdampfanteil prozentual zurück geht, was mit einer Absenkung des Taupunkts verbunden ist. Somit wird bei gleicher Kondensationstemperatur mit zunehmendem Luftfaktor eine geringere Wärmemenge durch Kondensation frei.

Die Wärme, die in den Rauchgaskondensationsanlagen gewonnen wird, setzt sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen, die in der Reihung des Auftretens und der Quelle im Folgenden beschrieben sind:

- Sensible Wärme des trockenen Rauchgases
Dieser Anteil ändert sich linear mit der Temperatur über den gesamten betrachteten Temperaturbereich
- Sensible Wärme des Wasserdampfes
Zeigt bis zum Taupunkt auch lineares Verhalten, unterhalb flacht die Zunahme mehr und mehr auf Grund von Mengenabnahme durch Auskondensation ab
- Latente Wärme aus Wasserdampfkondensation
Diese Energie macht den Löwenanteil der freiwerdenden Wärme aus und tritt ab dem Taupunkt auf; die spätere Abflachung der Zunahme ist in der abnehmenden Wasserdampfmenge für die Kondensation begründet.
- Sensible Wärme des kondensierten Wassers
Das auskondensierte Wasser kann bei weiterer Abkühlung seine Wärme abgeben.

Abbildung 7 stellt diese Wärmemengen aus thermodynamischen Berechnungen im Abkühlungsverlauf quantitativ am Beispiel des Holzbrennstoffs mit 50 % Wassergehalt dar.

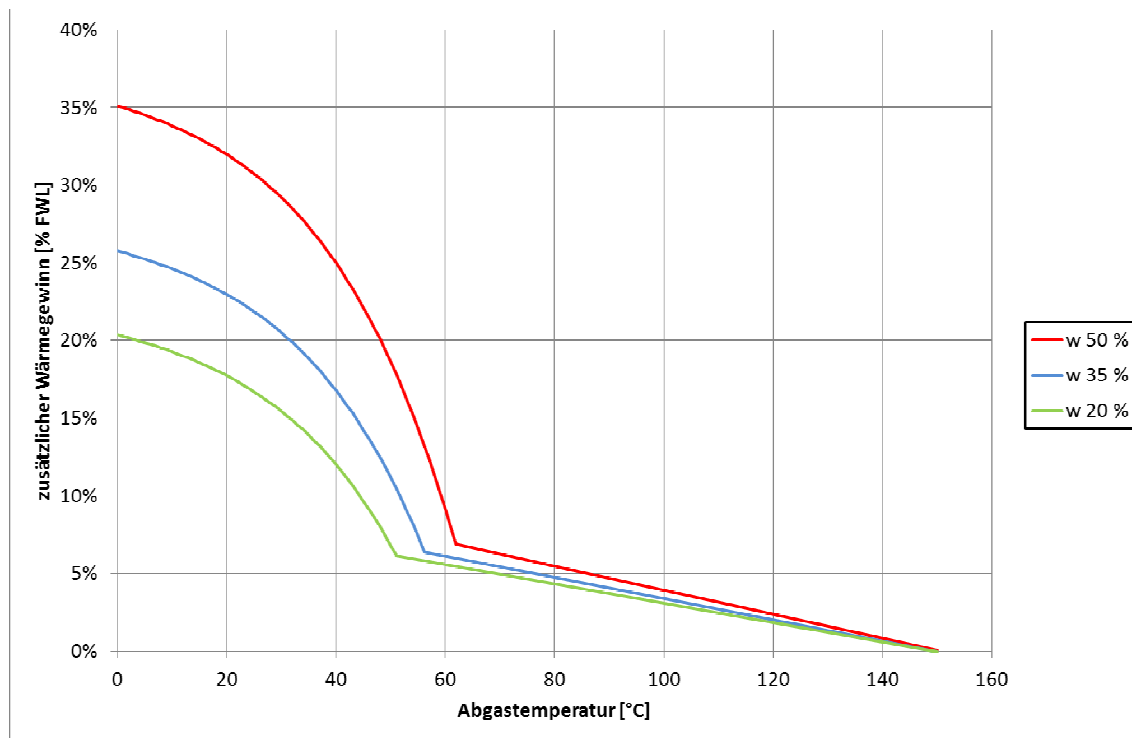


FWL 1 MW; w 50 %; $\lambda=1,5$

Abbildung 7: Wärmemengen in der Rauchgaskondensation

Die Kurven zeigen jeweils den Zustand im thermodynamischen Gleichgewicht.

In der folgenden Abbildung 8 werden die Wärmesummenkurven für unterschiedliche Brennstoff-Wassergehalte über der Temperatur aufgetragen, um die, jeweils potenziell zu hebende, Wärmemenge darzustellen.



$\lambda=1,5$

Abbildung 8: Wärmemenge der Rauchgaskondensation für verschiedene Wassergehalte

Hier wird, neben der Abhängigkeit des Taupunkts vom Wassergehalt wie bereits oben beschrieben deutlich, dass signifikante zusätzliche Wärmegewinne aus der Rauchgaskondensation zu holen sind. Allerdings wird auch klar, dass relativ trockene Holzqualitäten, wie z.B. Altholz und Pellets (ca.10 % Feuchte) oder luftgetrocknete Hackschnitzel (ca. 20 % Feuchte) nur eine geringe Ausbeute erbringen und somit die Wirtschaftlichkeit des Kondensationsmoduls in Frage stellen.

Der Feuchtegehalt der Hackschnitzel sollte unter dem Gesichtspunkt der Energieausbeute möglichst hoch liegen, wobei die Feuchte der waldfrischen Qualität durch jahreszeitliche Schwankungen (Winter ~50 %; Sommer ~35 %) bzw. die angewandte Brennstofflogistik beeinflusst wird.

Allerdings ist anzumerken, dass in der Praxis ohne weitere Konditionierung die Abwärme nur bis den Bereich bis 35-40°C (z.B. für Niedertemperaturheizungen) genutzt werden kann. In Nahwärmenetzen mit einem typischen Temperaturniveau von Vorlauf 80-90°C/Rücklauf 50-60°C kann die Kondensationswärme nicht bzw. nur in geringem Umfang zu Rücklaufanhebung eingesetzt werden.

2.3 Anlagentechnik

Die in der Praxis realisierten Konzepte von Rauchgaskondensationsanlagen erfüllen neben der Wärmerückgewinnung weitere Funktionen, die je nach Projekt und Auslegung mehr oder weniger hohe Priorität genießen. Diese sind (15):

- Rauchgasreinigung

Biomasse-Heizwerke unterliegen abhängig von der Größe verschiedenen rechtlichen Auflagen bezüglich Staubemissionen (9):

- < 1000 kW: 1.BImSchV 150 mg/Nm³
- 1- 2,5 MW: TA Luft 100 mg/Nm³
- 2,5 – 5 MW TA Luft 50 mg/Nm³
- 5 – 50 MW TA Luft 20 mg/Nm³.

Neben bzw. nach den etablierten Reinigungsstufen wie (Multi-)Zyklon, Gewebe- und Elektrofilter kann die RGK zur Staubabscheidung eingesetzt werden und andere Komponenten ersetzen.

- Luftvorwärmung

Im Anschluss an die Rauchgaskondensation wird die verbliebene Wärme weiter genutzt, um in einem Luft-Luft-Wärmetauscher (LUVO) kalte Außenluft für die Nutzung als Verbrennungs- oder Trocknungsluft vorzuwärmen.

- Entschwadung

Als Entschwadung wird die Beseitigung der Wasserdampffahne am Schornstein der Biomasseheizwerke verstanden, die beim Kontakt des feuchten Rauchgases mit der kalten Umgebungsluft auftritt. Durch Reduktion des Wasserdampfgehaltes im Rauchgas und anschließender Zumischung von vorgewärmter, trockener Luft wird, vor allem aus optischen Gründen in Tourismusgebieten, die sichtbare Rauchgasfahne bis zu Temperaturen von - 5°C unterdrückt.

Im Folgenden werden nun die beiden unterschiedlichen Systeme vorgestellt.

2.3.1 Geschlossene Systeme

Diese Variante wird von den Anlagenbauern der Biomassekessel favorisiert und ist durch eine i.A. 3-stufige Wärmeauskoppelung mit Kreuzstrom-Rohrbündel-Wärmetauschern charakterisiert (4). Abbildung 9 zeigt schematisch die Anordnung.

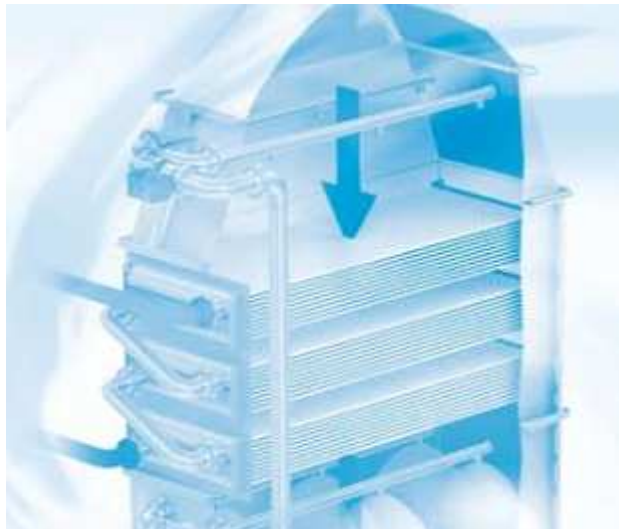


Abbildung 9: Kreuzstrom-Rohrwärmetauscher (15)

Der Wärmeübergang findet an den Rohroberflächen statt und weist eine bestimmte Grädigkeit (bleibende Temperaturdifferenz zwischen beiden Medien im stationären Zustand) auf.

Der komplette Aufbau einer RKA mit einem Beispiel für Temperaturniveaus ist in Abbildung 10 dargestellt.

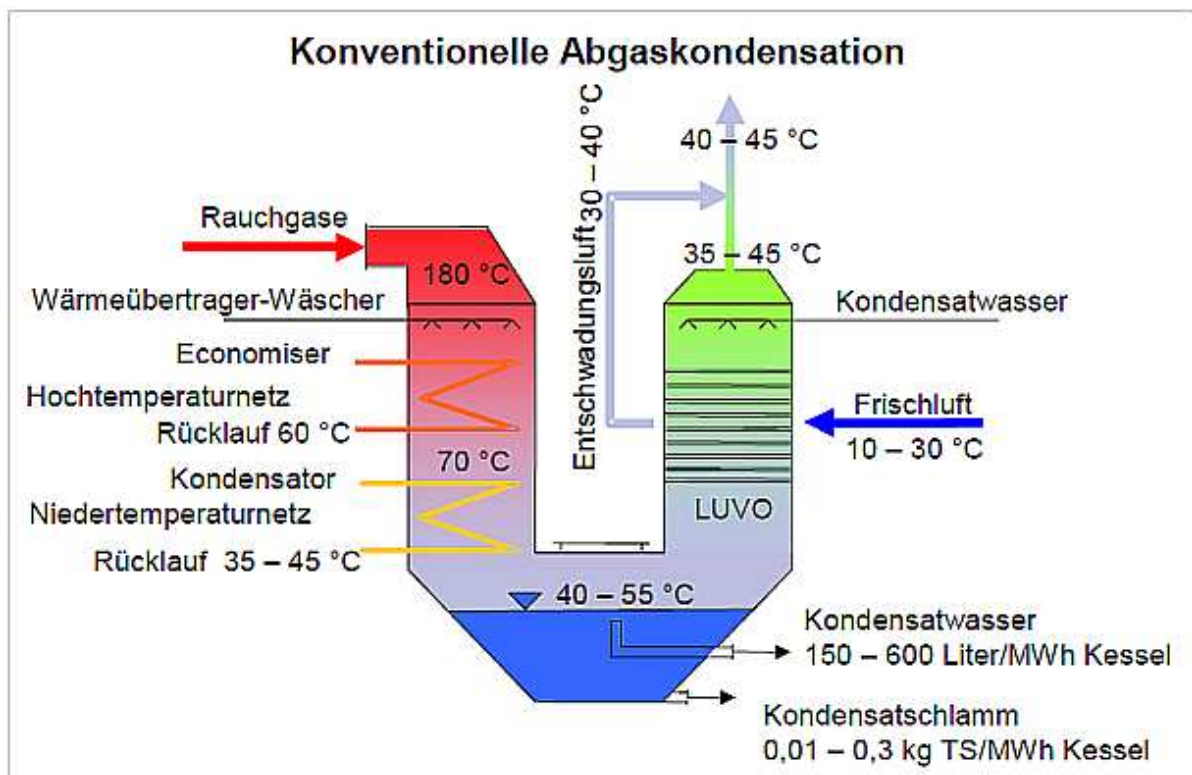


Abbildung 10: Rauchgaskondensationsanlage nach Biomassekessel (4)

Die Rauchgase treten nach der Staub-Vorreinigung (Zyklon, Elektro-, Gewebefilter) in die 1.Stufe der Wärmerückgewinnung, den Economizer, ein. Hier wird das Rauchgas in einem „trockenen“ Prozess (ohne Kondensation) je nach Auslegung auf 110-120°C abgekühlt; die anfallende Wärme kann entweder zu Rücklaufanhebung bzw. zur Einspeisung in einen Wärmekreislauf verwendet werden. Bei niedrigen Rauchgastemperaturen und geringen Wärmeausbeuten kann es wirtschaftlicher sein, auf den Economizer zu verzichten und das Rauchgas durch einen Wäscher mit Wasserdampf zu sättigen und auf Kondensationstemperatur abzukühlen. In einem 2.Schritt wird das Rauchgas weiter bis unterhalb der Kondensationstemperatur abgekühlt, auf den Oberflächen der Wärmetauscherrohre bildet sich mit Unterschreitung des Taupunkts durch Filmkondensation Wasser. Die Kühlung erfolgt über den Rücklauf eines Niedertemperatur-Wärmenetzes, das beständig deutlich unterhalb des Taupunkts liegen sollte. Je niedriger die Rücklauftemperatur, desto mehr Kondensationswärme kann aus dem Rauchgas gewonnen werden.

Schließlich heizt das Rauchgas durch weitere Abkühlung und Kondensation im Kreuzstrom angesaugte Frischluft auf, die nach diesem Luftvorwärmer den bereits oben beschriebenen Zwecken zugeführt wird.

2.3.2 Direkte Kondensation – Offene Systeme

Im Gegensatz zu dem geschlossenen System mit Rohrbündel-Wärmetauscher wird hier ein offener Kreislauf betrieben, in dem Kondensat aus dem Kreislauf in das Rauchgas eingedüst wird und durch den direkten Kontakt die Kondensation einleitet und die Wärme aufnimmt. Dieser Prozess ist identisch mit einem Quenchen, d.h. der schlagartigen Abkühlung durch Wasser. Der Vorteil dieses Verfahrens ist die optimale Wärmeübertragung und die konstanten Prozessbedingungen auch unter schwankenden Eingangsparametern. Nachteilig macht sich bemerkbar, dass die komplette Wärme auf relativ niedrigem Niveau, immer unterhalb des Taupunkts, gewonnen wird. Die im Kondensat aufgenommene Wärme wird durch Plattenwärmetauscher der weiteren Nutzung zugeführt.

Als zusätzlicher Effekt ergibt sich durch die Wassereindüsung eine sehr gute Bindung und Abscheidung von Staubteilchen, sodass hohe Abgas-Reinheitsgrade erzielt werden können.

Abbildung 11 zeigt den prinzipiellen Aufbau, erweitert um einen Nasselektroabscheider und das Abwasserbehandlungssystem (16).

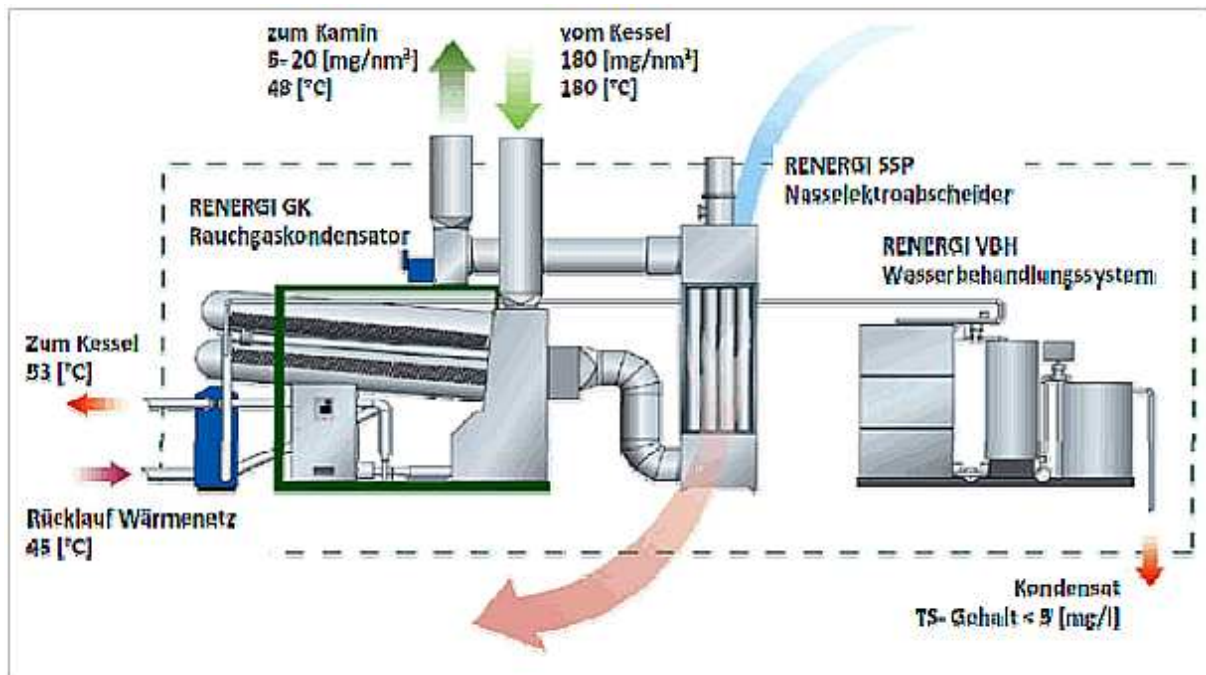


Abbildung 11: Aufbau einer offenen Rauchgaskondensation

2.4 Praxiserfahrungen und Probleme

Zusätzlich gewonnene Wärme aus der Rauchgaskondensation kann, wie eine Befragung von verschiedenen Betreibern ergab, bei günstiger technischer Auslegung und einer adäquaten Wärmeabnehmerstruktur beträchtliche wirtschaftliche Vorteile generieren. Auf der Nutzungsseite bedeutet das die Existenz eines Niedertemperatur-Wärmenetzes, das die anfallende Wärme auf dem niedrigen Niveau verwerten kann.

Auf der Erzeugerseite kann, durch Auslegung des Biomassekessels auf feuchten Brennstoff, feuchte bzw. minderwertige Hackschnitzelqualitäten mit dem dementsprechend niedrigeren Preisniveau eingesetzt werden. Technologisch gesehen bringen diese Verfahren große Herausforderungen mit sich, da sie gezielt in dem Bereich der Kondensation betrieben wird, der in üblichen technischen Systemen möglichst vermieden wird. Daraus ergibt sich die Hauptproblematik der Rauchgaskondensationsanlagen, die Korrosion der Wärmetauscher(17).

Abhängig vom verwendeten Brennstoff sind im Holz mehr oder weniger starke Konzentrationen von Schwefel und Chlor nachzuweisen, die im Verbrennungsvorgang in aggressive Verbindungen wie SO_2 und HCl umgewandelt werden und in Verbindung mit Wasser zu einem stark korrosiven Angriff auf metallische Werkstoffe führen (Beispiel Fichtenholz, Tabelle 2 (18):

Tabelle 2: Schadstoffkonzentrationen in Fichtenholz/-rinde

In mg/kg Trockenmasse	Schwefel	Chlor
Fichtenholz ohne Rinde	50	<30
Fichtenrinde	630	90

Biogene Ursachen sind die Anreicherung dieser Elemente in der Rinde, die bei minderwertigen Brennstoffqualitäten wie Schwachholz überproportional vorhanden ist. Zusätzliche Umwelteinflüsse, wie z.B. der jahreszeitlich bedingte Anfall von Straßenbegleitholz mit höheren Gehalten an Streusalz führen auch zu höheren Schadstofflasten im Rauchgas.

Diesem kritischen Betriebszustand tragen die Anlagenbauer von geschlossenen Systemen dadurch Rechnung, dass die Wärmetauscher üblicherweise in dem Edelstahl 1.4571 ausgeführt sind (19). Durch Spezifikation von Maximalwerten an Schadstoffgehalten im Brennstoff wird ein Teil der Verantwortung für den ordnungsgemäßen Betrieb auf den Heizwerkbetreiber übertragen.

Die prozesstechnische Lösung des Korrosionsproblems liegt im optimierten Zusammenspiel zwischen Brennstoff (Feuchte), Verbrennung und WärmetauscherAuslegung. Ziel ist es, möglichst eine über den gesamten Wärmetauscher homogene Kondensation an den Oberflächen zu erzielen („nasser“ Betrieb), sodass eine Aufkonzentration der Schadstoffe vermieden wird und diese im Kondensat kontinuierlich abgeführt werden. In der Auffangwanne wird über gesteuerte Natronlaugedosierung die Neutralisation erreicht.

In der betrieblichen Praxis mit den ständig wechselnden Randbedingungen bezüglich Brennstofffeuchte, Lastzustand im Kessel und den damit verbundenen Schwankungen im Rauchgas besteht nur begrenzt die Möglichkeit, die optimalen Bedingungen einzustellen.

Eine weitere Option für einen korrosionsfreien/-armen Betrieb ist der Einsatz einer Rauchgasbefeuchtung und der damit verbundenen Wasserdampfsättigung mit Erhöhung des Taupunkts und Verbesserung des Kondensationsverhaltens.

Materialtechnisch kann man dem Problem durch Auswahl von geeigneten, höherwertigeren Werkstoffen begegnen. Im Edelstahl-Bereich werden von den Herstellern für Brennstoffe mit hohen Schadstoffgehalten Rohrbündel-Wärmetauscher in 1.4539 angeboten und auch realisiert (19).

Aus dem verwandten Bereich der Umwelt- und Kraftwerkstechnik ist für aggressive Bedingungen die Verwendung von Kohlenstoffstahl-Rohren mit Email-Beschichtung (z.B. Fa. Thaletec; Thale (20)) eine Option, um die Korrosion der Wärmetauscherrohre zu beherrschen. Diese zeichnen sich durch eine sehr glatte, glasartige, Oberfläche mit geringer Staubelegungsneigung, einer hohen

Abrasionsbeständigkeit durch im Vergleich zu metallischen Werkstoffen hohe Härte, sowie einer überragenden Korrosionsbeständigkeit in dem vorliegenden sauren Milieu aus. Auch unter Kostengesichtspunkten kann diese Sonderausführung gegenüber den hochlegierten Stählen eine attraktive Alternative darstellen. Unter Berücksichtigung der Werkstoff-spezifischen Rahmenbedingungen (keine Oberflächenbeschädigung während des Einbaus und in der Instandhaltung; Beachtung der Thermoschockgrenzen der Werkstoffpaarung; Überwachung des pH-Werts des Kreislaufwassers) sind in Bezug auf den korrosiven und abrasiven Verschleiß signifikante Lebensdauererweiterungen zu erwarten.

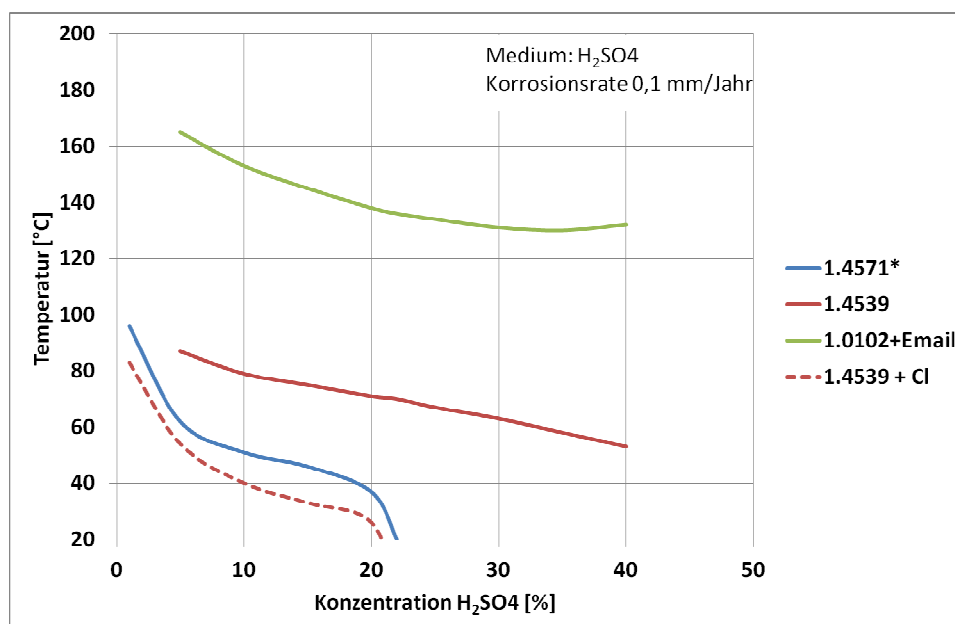
Ein Vergleich der potenziellen Alternativen zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Werkstofflösungen für die Rauchgaskondensationsanlagen (21);(22);(23)

Werkstoff	Chemische Zusammensetzung %				Wärmeleitfähigkeit W/mK bei 100°C	Härte HV
	Cr	Ni	Mo	Sonstige		
1.4571	17	12	2,1	> 5 C	15	155
1.4539	20	25	4,5	1,5 Cu	14	160
1.0102-Email	-	-	-	-	52	800*

*Email-Oberfläche im Kontakt mit Rauchgas

Die Korrosionsbeständigkeit wird in der Praxis in Iso-Korrosionskurven dargestellt, die in Abhängigkeit von der Konzentration die Temperatur für eine definierte Korrosionsrate (i.a. 0,1 mm/Jahr) darstellt. In Abbildung 11 werden die 3 Werkstoffoptionen gegenübergestellt.



*Werkstoff 1.4404, Korrosionsverhalten analog 1.4571(24)

Abbildung 12: Isokorrosionskurven (25);(26); (27)

Aus den Kurven wird die überlegene Korrosionsbeständigkeit der Emailösung deutlich. Zusätzlich ist als gestrichelte Linie der kombinierte Angriff von Schwefelsäure und Chlor dargestellt, der selbst bei dem hochbeständigen Edelstahl sehr hohe Korrosionsraten ergibt. Dieser kombinierte Angriff kann bei niedrigen Biomasse-Qualitäten auftreten und zu einem rasanten Verschleiß der metallischen Werkstoffe führen. Auch bei dieser Art von Einwirkung ist bei Email eine hohe Resistenz zu erwarten.

Eine Sonderlösung wird von AGRO FORST mit einer Teflon-Beschichtung auf den Stahlrohren angeboten(28), die dem Korrosionsschutz und der Vermeidung von Oberflächenverunreinigungen dient. Diese Beschichtung kann bei Temperaturen bis 200°C eingesetzt werden und soll zu verlängerter Lebensdauer sowie optimiertem Wärmeübergang führen. Dabei betrachtet man die unsystematischen Einflüsse von Korrosion und Staubablagerungen auf den Wärmeübergang als kritischer als die Wärmebremse durch die Teflonschicht auf Grund der deutlich schlechteren Wärmeleitfähigkeit gegenüber Edelstahl.

Die im Folgenden aufgeführten Sonderwerkstoffe für Wärmetauscher sind für die Wärmetauscher der ersten beiden Stufen der RGK-Anlage nicht geeignet, die sie dem typischen Auslegungsdruck von 16 bar nicht stand halten. Für Anwendungen im LuVo sind sie i.A. geeignet.

Etabliert ist der Einbau von Glas-Rohrbündel-Wärmetauscher, vor allem im Luftvorwärmer-Bereich mit dem weiteren Vorteil der konstant glatten Oberfläche und damit verbundener reduzierter Staubanlagerung bzw. leichter Abreinigung.

Im Bereich der Sonderwerkstoffe bieten sich bezüglich der Korrosionsbeständigkeit die Werkstoffe Grafit und Siliciumcarbid an, die in industriellen Anwendungen der Wärmeübertragung auf Grund der sehr hohen Wärmeleitfähigkeit und der allgemeinen Korrosionsbeständigkeit verbreitet Anwendung finden. Diese Werkstoffe sind als Rohrbündel-Wärmetauscher bzw. als Kreuzstrom-Block-Wärmetauscher auf dem Markt verfügbar(29)(30)(31). Block-Wärmetauscher sind massive zylindrische bzw. rechteckige Bauteile, die von zwei voneinander abgeschlossenen Bohrungsrastern kreuzförmig durchzogen sind, und somit eine Trennung der Medienströme bei gleichzeitiger guter Wärmeübertragung gewährleistet ist (s. Abbildung 13; (30)).

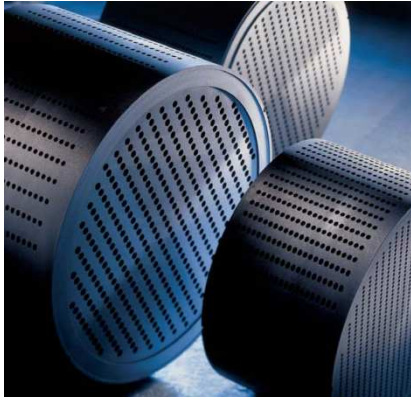


Abbildung 13: Grafit-Blockwärmetauscher

Grafit-Blockwärmetauscher wurden bereits als Prototyp in Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen mit Brennwerttechnik erfolgreich eingesetzt.

Während Block-Wärmetauscher auf Grund der erschwerten Möglichkeit zur Staubabreinigung nur eingeschränkt geeignet sind, können SiC- und Graphitrohre in LuVo-Bereich technisch eingesetzt werden. Allerdings liegt das Preis-Leistungs-Verhältnis zu den Glasrohren im ungünstigen Bereich, sodass der Einsatz nicht wirtschaftlich ist.

Grundsätzlich wird auf Grund des geringen Investitionsspielraums i.A. auf metallische Werkstoffe gesetzt, wobei in Extremfällen Standzeiten von nur drei Jahren auftreten können.

Ein weiteres Problem ist die Staubbeladung des Rauchgases, die durch Belegung der Wärmetauscher-Oberfläche zur Behinderung des Wärmeüberganges führt. Besonders kritisch sind die Bereiche, in denen durch schwankende Bedingungen ein kontinuierlicher Wechsel zwischen nassem und trockenem Betrieb stattfindet. Hier baut sich durch Anhaftung und Anbackungen eine, den Wärmeübergang hemmende, Schicht auf. Wieder kann durch optimierte Prozessführung und konstanten Kondensatanfall das Auftreten verhindert werden. Anlagentechnisch wird das Problem durch ständigen Quenchbetrieb bzw. durch zyklische Spüloperationen der Wärmetauscher-Oberfläche gelöst(15).

Offene RGK-Systeme sind, im Gegensatz zu den geschlossenen Anlagen, durch die permanente Wassereindüsung unkritischer in der Betriebsweise, da hier, die für Korrosion besonders ungünstigen, zwischen nass und trocken wechselnden Bedingungen ausgeschlossen werden können und eine Staubelegung der Wärmetauscherflächen nicht möglich ist(32). Allerdings verhindert der Quench-Betrieb die Auskopplung von höherwertiger Wärme, und der Aufwand für die umfangreichere Wasseraufbereitung lässt die Anlagen nur für größere Biomassekessel mit Feuerungswärmeleistungen > 3 MW wirtschaftlich erscheinen.

Trotz des ständigen Wasserüberschusses ist doch bei Betreibern mit stark verunreinigten Biomasse-Qualitäten die Korrosion nicht vollständig beherrscht.

Hauptproblem bezüglich der Wärmeausbeute aus der Rauchgaskondensation ist die Abhängigkeit von einer möglichst niedrigen Rücklauftemperatur, um große Anteile des Wasserdampfes kondensieren zu können. In realen Wärmenetzen kann, zusätzlich zu den typischen jahreszeitlichen Schwankungen durch geringere Wärmeabnahme im Sommer, auch durch hydraulisch nicht abgegliche Verbraucher die Rücklauftemperatur saisonal bzw. ständig nicht auf das angestrebte Auslegungs-Temperaturniveau abgesenkt werden. Damit wird die Wärmeausbeute signifikant verringert und die Wirtschaftlichkeit der Anlage in Frage gestellt.

3 Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW)

BHKWs sind Verbrennungsmotoren, die durch Kraft-Wärme-Kopplung parallel Strom und Wärme erzeugen und somit Gesamt-Wirkungsgrade $> 80\%$ ermöglichen. Erdgas-BHKWs werden üblicherweise als Gas-Otto-Motoren betrieben, die durch ein hohes Verbrennungsluftverhältnis $\lambda=1,6$ gekennzeichnet sind (Magermotor) (33).

Abbildung 14 zeigt ein Prinzipschema eines BHKWs mit den verschiedenen Abwärmenutzungen.(34).

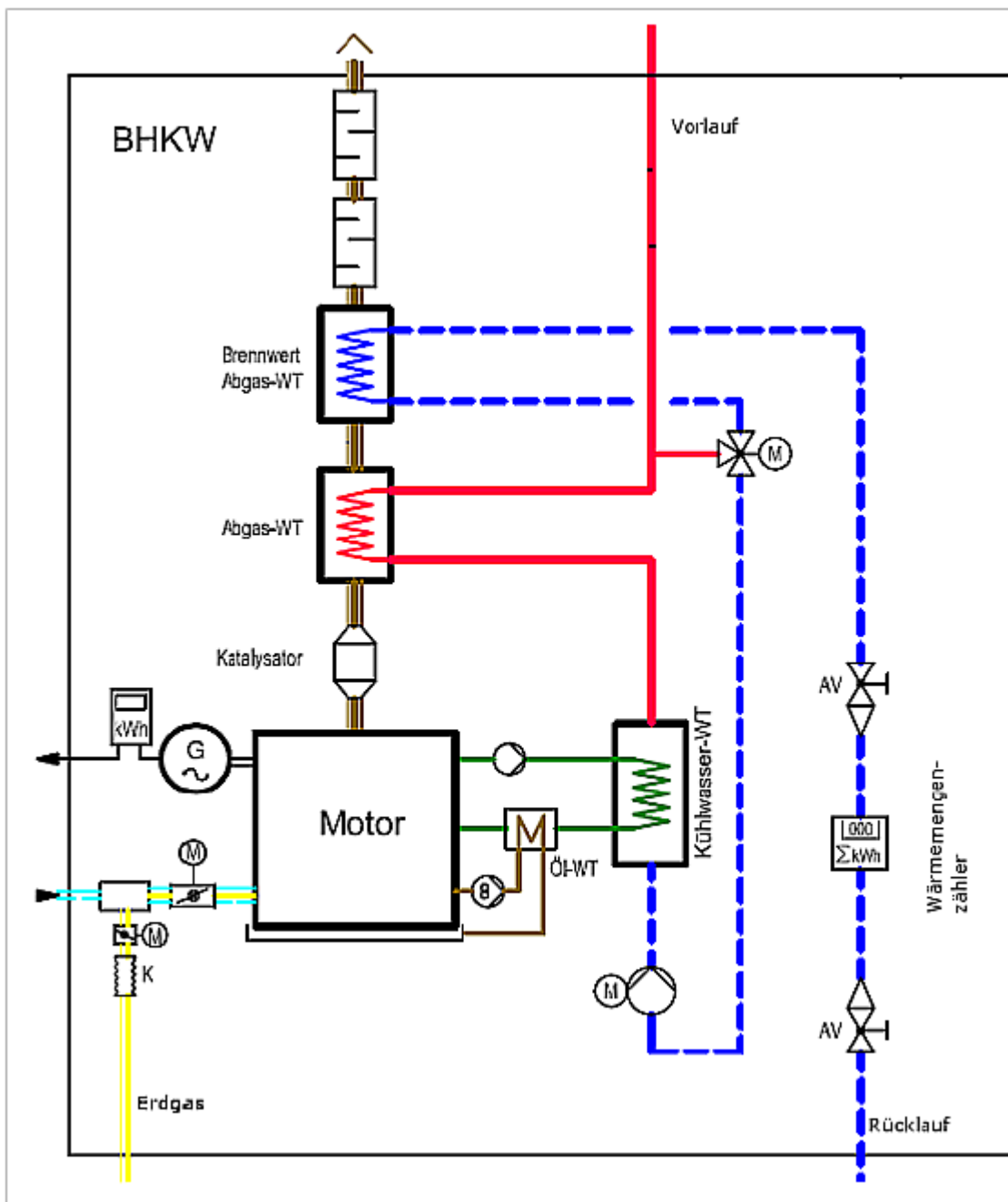


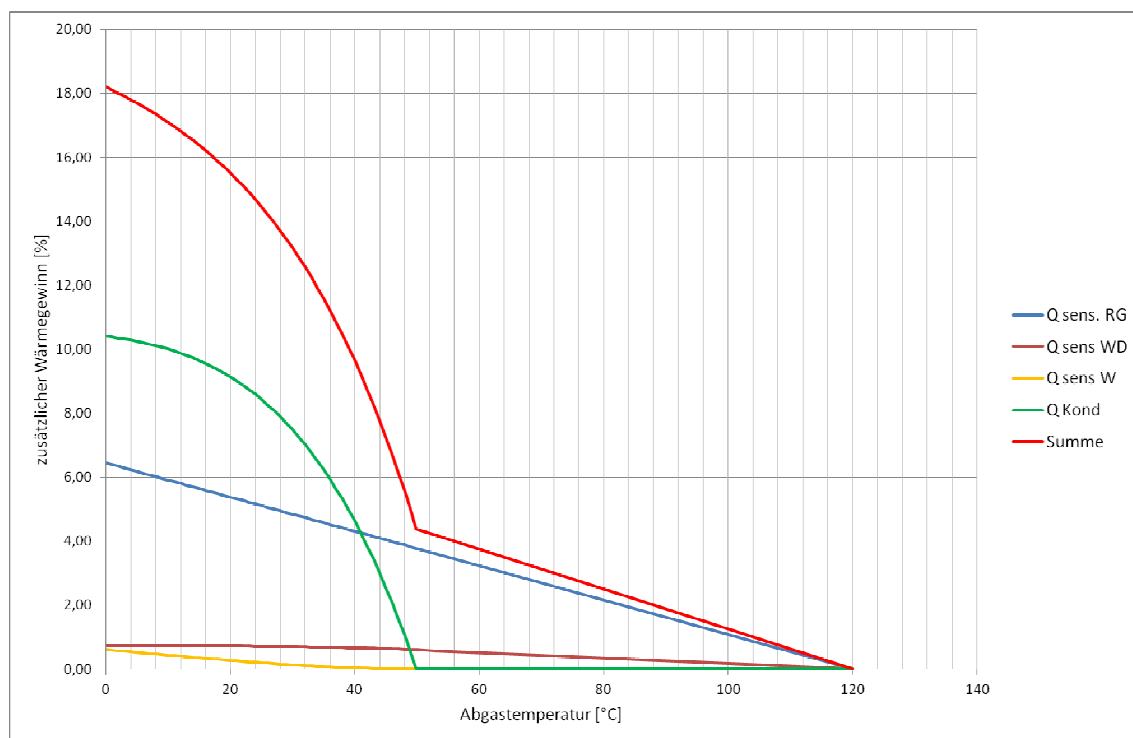
Abbildung 14: BHKW-Aufbau mit Wärmeauskopplung

In der Standard-Ausführung wird die Abwärme über 2 Wärmetauscher zurückgewonnen, die im Kühlkreislauf in Reihe geschaltet sind und auf eine typische Spreizung von 90°/70°C ausgelegt ist (35). Im Kühlwasser-WT (der das eigentliche Kühlwasser und den Ölkühler zusammenfasst) wird die Wärme bis auf ein Niveau von ca. 80°C angehoben, im anschließenden Abgas-Wärmetauscher, in dem das Abgas von ca. 500° auf 120°C abgekühlt wird, werden die 90°C erreicht, die als Vorlauftemperatur in Wärmenetzen eingesetzt werden kann.

Die beiden Wärmeströme können aus thermodynamischen Gründen durch dementsprechende hydraulische Verschaltung auch einer getrennten Nutzung zugeführt werden; die unterschiedlichen hydraulischen Einbindungen werden in einem späteren Kapitel im Rahmen der Realisierung des Gesamtkonzepts untersucht und bewertet.

Zusätzlich kann in den Abgasstrom ein Brennwert-Wärmetauscher zur Kondensation des Wasserdampfanteils eingebaut werden, wenn eine geeignete Nutzung der Niedertemperaturwärme gewährleistet ist. In dem vorliegenden Konzept kann die Rauchgaskondensation im BHKW analog zu der im Biomassekessel ausgeführt und die beiden Wärmeströme zusammengeführt werden.

Abbildung 15 zeigt die thermodynamischen Verhältnisse der Kondensation unter den typischen Verbrennungs-Randbedingungen in einem BHKW.



$\lambda=1,6; \eta_{\text{therm}} 45 \%$

Abbildung 15: Kondensationswärmemengen im Erdgas-BHKW

Auf Grund des hohen Luftverhältnisses erreicht das BHKW-Abgas erst bei ca. 50°C den Taupunkt, so dass signifikante Wärmemengen > 10 % erst ab einer Kondensationstemperatur von 40°C gewonnen werden.

Durch die Kraft-Wärme-Kopplung kann, bei guter Wärmenutzung, der Strom besonders effizient und damit auch wirtschaftlich bereitgestellt werden. Insbesondere durch Deckung des Eigenstrombedarfes einer Anlage, hier der gesamten Heizzentrale, und der damit verbundenen Reduzierung des Netzbezuges lassen sich deutliche wirtschaftliche Vorteile generieren. Die in Deutschland etablierten Förderinstrumente wie das KWK-Gesetz mit der Zielsetzung der Erhöhung des Anteils an KWK-Strom verstärken diese positiven Effekte. Die detaillierte Betrachtung der KWK-Förderung wird in dem Kapitel 6.2. behandelt.

4 Wärmepumpe

Wärmepumpen besitzen die Fähigkeit, Wärme mit niedriger Eingangstemperatur durch Einsatz von mechanischer (Kompressions-WP) bzw. thermischer (Absorptions-WP) Energie auf ein höheres Niveau anzuheben. Sie stellen damit eine optimale Ergänzung der Rauchgaskondensationsanlage zur Wärmerückgewinnung dar. Im Folgenden soll nur auf die Kompressions-WP als Systemkomponente eingegangen werden (s. Abbildung 16; (36)).

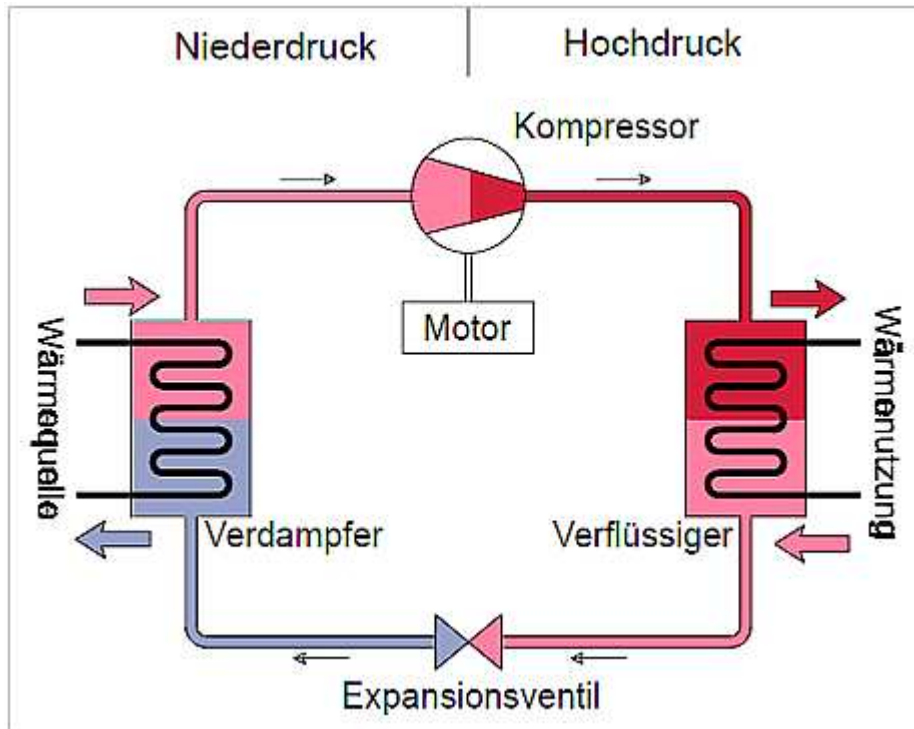


Abbildung 16: Schema einer Kompressions-Wärmepumpe

Mit Hilfe einer Wärmequelle, die in dieser Arbeit die Rauchgaskondensationswärme darstellt, wird ein Kältemittel verdampft. In der anschließenden Verdichtung wird parallel zum Druck auch die Temperatur erhöht, die dann, zusammen mit frei werdender Kondensationswärme, in einem Wärmetauscher auf höherem Niveau z.B. an einen Wasserkreislauf abgegeben werden kann. Durch Entspannung wird das Medium wieder auf den Ausgangszustand gebracht und steht in den geschlossenen Kreisprozess wieder zur Wärmeaufnahme zur Verfügung.

Der Prozess wird durch die vier folgenden Parameter charakterisiert:

- CARNOT'scher Wirkungsgrad

Der CARNOT'sche Wirkungsgrad beschreibt die theoretisch erreichbare Grenze der Wärmegewinnung, die bei der Wärmepumpe durch das Verhältnis zwischen abgegebener Wärmemenge Q_{ab} und der

aufzubringenden Antriebsleistung $P_{el.}$ bzw. der Temperaturen in Verdampfer (T_u) und im Verflüssiger (T_o) in Kelvin gemäß Formel 4 (37) gekennzeichnet ist.

Formel 5: CARNOT'scher Wirkungsgrad

$$\varepsilon_{Carnot} = \frac{T_o}{T_o - T_u}$$

- Gütegrad der Wärmepumpe

Der Gütegrad der Wärmepumpe η_c gibt das Verhältnis zwischen realem (COP) und CARNOT'schem Wirkungsgrad gemäß Formel 5 an; typische Werte von η_c liegen zwischen 0,45 und 0,65, abhängig von der WP-Modifikation und der zu überbrückenden Temperaturdifferenz. Genauere Angaben zu diesem Wert folgen im nächsten Kapitel.

Formel 6: Gütegrad der Wärmepumpe

$$\eta_c = \frac{COP}{\varepsilon_{Carnot}}$$

- Coefficient of performance (COP)

Der reale Wirkungsgrad der Wärmepumpe kennzeichnet das Verhältnis von abgegebener Wärmemenge zu eingesetzter elektrischer Leistung und ergibt sich aus dem Produkt von CARNOT'schem Wirkungsgrad mit Gütegrad.

Formel 7: Realer Wirkungsgrad der Wärmepumpe

$$COP = \eta_c * \varepsilon_{Carnot} = \frac{Q_{ab}}{P_{el}}$$

- Jahresarbeitszahl (JAZ)

Dieser Wert berücksichtigt, zusätzlich zur eigentlichen Wärmepumpenfunktion, auch die Energieverbräuche bzw. –verluste der Nebenaggregate auf Jahresenergiebasis.

4.1 Anlagenausführungen und Kältemittel

Die Kompressions-Wärmepumpen lassen sich anhand ihres Kühlmediums und der Verdichterbauart unterscheiden. Es wurden nur Anlagen und Medien betrachtet, die im Markt als Standard verfügbar sind; auf Grund der kurzfristigen Umsetzbarkeit der Anlagenkombination wurden Sondermaschinen bzw. Prototypen nicht zur Bewertung herangezogen. Dabei wurden vor allem die thermischen Randbedingungen im Kondensatorkreislauf (=Nahwärmekreislauf mit Temperaturspreizung 90/60°C) auf ihre Realisierbarkeit geprüft.

Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der Kältemittel.

Tabelle 4 : Übersicht der gängigen Kältemittel(37)

Kältemittel	GWP _{100a} (CO ₂ =1,0)	Praktischer Grenzwert (kg/m ³)	Angaben zur Sicherheit	Kritische Temperatur (°C)	Temperaturleit bel 1 bar _s (K)	Siede-Tempe- ratur bel 1 bar _s (°C)
R-134a	1200	0,25	–	101	0	–26
R-407C	1520	0,31	–	87	7,4	–44
R-404A	3260	0,48	–	73	0,7	–47
R-410A	1720	0,44	–	72	<0,2	–51
R-417A	1950	0,15	–	90	5,6	–43
R-507A	3300	0,52	–	71	0	–47
<i>R-290 (Propan)</i>	<i>3</i>	<i>0,008</i>	<i>brennbar</i>	<i>97</i>	<i>0</i>	<i>–42</i>
<i>R-717 (NH₃)</i>	<i>0</i>	<i>0,00035</i>	<i>giftig</i>	<i>133</i>	<i>0</i>	<i>–33</i>
<i>R-723 (NH₃ & DME)</i>	<i>8</i>	<i>–</i>	<i>giftig</i>	<i>131</i>	<i>0</i>	<i>–37</i>
<i>R-744 (CO₂)</i>	<i>1</i>	<i>0,07</i>	<i>hoher Druck</i>	<i>31</i>	<i>0</i>	<i>–57*</i>
<i>R-718 (H₂O)</i>	<i>0</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>374</i>	<i>0</i>	<i>100</i>

Kursiv: Natürliche Kältemittel
 *CO₂ muss wegen Eisbildung über 5,3 bar betrieben werden (Tripelpunkt)
 =GWP_{100a} bezeichnet den Treibhauseffekt bezogen auf CO₂ = 1, der über einen Zeitraum von 100 Jahren verursacht wird.

Weit verbreitetes Kühlmittel ist der Fluorkohlenwasserstoff R-134a, der in typischen Klein-WP, aber auch in großen Industrie-WP eingesetzt wird. Auf Grund der relativ niedrigen kritischen Temperatur, die als Tripelpunkt zwischen fester, flüssiger und gasförmiger Phase die maximale Kondensationstemperatur darstellt, ist das Potenzial dieses Kältemittels nach oben begrenzt. Abhängig von der Verdichtertechnologie können als Ausgangstemperaturen 70°C bzw. 85° C erreicht werden.

Weiterer potenzieller Kandidat, vor allem für industrielle Groß-Wärmepumpen und hin zu höheren Ausgangstemperaturen, ist das Ammoniak (R-717), das in Standard-Ausführungen mit 52 bar Systemdruck Vorlauftemperaturen bis 80°C erlaubt (38).

Eine Sonderposition nimmt das Kühlmittel Kohlendioxid (R-744) ein, dessen Wärmepumpen bei der Kondensation im überkritischen Bereich betrieben werden(39). Allerdings ist nach Herstellerangaben durch die spezielle Betriebsweise

die Anwendung bei geringen Wärmespreizungen wie z.B. im Nahwärmenetz von 30 K nicht wirtschaftlich und für Rücklauftemperaturen im Hochdruckkreislauf von $>50^{\circ}\text{C}$ technisch nicht geeignet (40); deshalb wurden diese in dieser Arbeit nicht untersucht.

Bezüglich der Verdichtungsart lassen sich Hubkolben-, Scroll-, Schrauben- und Turboverdichter unterscheiden (Tabelle 5; (37)).

Tabelle 5: Verdichterbauarten in Wärmepumpen

Verdichterbauart	Hubkolben	Spiralkolben (Scroll)	Schraube	Turbo
Arbeitsprinzip	Verdränger	Verdränger	Verdränger	Strömungsmaschine
Verdichtung	statisch	statisch	statisch	dynamisch
Hubvolumen	geometrisch	geometrisch	geometrisch	abhängig vom Gegendruck
Förderung	pulsierend	stetig	stetig	stetig
Volumenstrom (Bereich)	bis 1000 m ³ /h	bis 500 m ³ /h	100 bis 10000 m ³ /h	100 bis 50000 m ³ /h
Heizleistung (Bereich bei B0/W35)	bis 800 kW	bis 400 kW	80 bis 8000 kW	80 bis 40000 kW
Druckverhältnis im Regelfall (einstufig)	bis 10	bis 10	bis 30	bis 5

Eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Typen mit den charakteristischen Eigenschaften erfolgt im folgenden Abschnitt am Beispiel eines Herstellers.

Scroll-Verdichter bzw. Schraubenverdichter für R134a wurden auf Grund der nicht ausreichenden Maximaltemperaturen nicht berücksichtigt.

Turboverdichter für R134a (Fa. Friothersm) ermöglichen, im Vergleich zu den anderen Verdichtertypen, sehr hohe Heißwassertemperaturen bis 85°C (41) bei sehr guten Gütegraden, sind aber im betrachteten Bereich < 1 MW Heizleistung wirtschaftlich (doppelte Anschaffungskosten, höhere Infrastrukturanforderungen) nicht realisierbar.

4.2 Untersuchte Anlagentypen

4.2.1 Wärmepumpen mit Hubkolbenverdichter und R-134a

Als typischen Vertreter der Standard-WP wurde ein Hubkolbenverdichter der Firma COMBITHERM mit dem Kühlmittel R-134a ausgewählt. Aus kühlungstechnischen Gründen ist der Verdampfer-WT auf eine maximale Temperatur von 25°C ausgelegt, so dass die Kondensation bei einem maximalen Temperaturniveau von $35/30^{\circ}\text{C}$ erfolgen kann. Somit besteht keinerlei Flexibilität bei der Optimierung der Kondensationstemperatur, und der dadurch verursachte relativ große Temperaturhub innerhalb der Wärmepumpe erlaubt nur niedrige CARNOT'sche Wirkungsgrade. In der Standard-Modifikation liegt die Kondensationstemperatur bei 72°C , der Heißwasseraustritt liegt bei max. 70°C . Auf Grund von Empfehlungen der Hersteller wurde generell bei allen Wärmepumpentypen ein Abschlag auf die Maximal-Heißwassertemperatur von 2 K durchgeführt, um die Anlagen nicht unter Dauer-

Volllast mit der erhöhten Verschleißproblematik betreiben zu müssen. Die Angebotspalette deckt mit Kälteleistungen von 130-530 kW Kondensationsgewinne aus kleineren BMK ab; bei Bedarf können mehrere Module parallel betrieben werden.

Aus den technischen Auslegungsunterlagen der vorliegenden Angebote (42) ergibt sich ein COP, unabhängig von der Anlagengröße, von ca. 4,2 für eine Temperaturspreizung T_o/T_u 70/25°C; der Gütegrad lässt sich zu 0,55 abschätzen. Die für die Anwendung notwendige Teillastfähigkeit wird durch den Einsatz von frequenzgeregelten Pumpen ermöglicht.

4.2.2 Ammoniak-Wärmepumpen

NH₃-Wärmepumpen weisen in dem relevanten Bereich von 30-50°C keinerlei Einschränkungen bezüglich der Verdampfungstemperatur auf und erlauben so die Flexibilität bezüglich der Auswahl des optimalen Temperaturniveaus für die Kondensation (43). Zusammen mit den potenziell erreichbaren hohen Heißwassertemperaturen um 80°C ergeben sich daraus für diesen Anlagentyp große Vorteile für die geplante Anwendung.

Bezüglich der Heizleistung sind unter den gegebenen Randbedingungen Kolbenmaschinen des betrachteten Herstellers GEA GRASSO auf einen relativ engen Bereich um 500 kW beschränkt, der durch Parallelschaltung von zwei Verdichtern erweitert werden kann. Oberhalb von 600 kW bis in den MW-Bereich bieten Schraubenverdichter die ausreichende Kapazität zur Abdeckung der Heizbedarfe. Beide Anlagentypen lassen sich durch den Einsatz von geregelten Verdichtern auch bis 20 % Teillast betreiben.

Grundsätzliche Unterschiede sind aus den Auslegungsunterlagen der Angebote bezüglich der Effizienz festzustellen, in denen Kolbenverdichter bei gleichem Temperaturhub und vergleichbarer Heizleistung im COP um einen Punkt über den Schraubenverdichtern liegen (43). Weiterhin ergibt sich eine Abhängigkeit des Gütegrades von der Nennheizleistung, der mit zunehmender Anlagengröße ansteigt.

Tabelle 6 gibt eine Übersicht über die betrachteten Wärmepumpentypen mit typischen Auslegungsdaten.

Tabelle 6 : Untersuchte Wärmepumpen-Konfigurationen

	Hubkolbenv. COMBITHERM	Hubkolbenv. GEA GRASSO	Schraubenv. GEA GRASSO
Kältemittel	R-134a	NH ₃	NH ₃
Verdampfungstemp.	Max. 25°C	--	--
Kondensationstemp.	Max. 72°C	Max. 80°C	Max. 82°C
Heißwassertemp.	Max. 70°C	Max. 78°C	Max. 80°C
Heizleistung	- 665 kW	450 - 550 kW	> 600 kW

5 Systemkonfigurationen

Aufbauend auf einer Ausgangskonfiguration, die in einem Nahwärmenetz eine bivalente Erzeugerstruktur, bestehend aus Biomasse- und Spitzenlastkessel (auf Basis fossiler Brennstoffe), vorsieht, soll durch Nachrüstung von verschiedenen Komponenten eine optimierte Abwärmenutzung, verbunden mit einer verbesserten Wirtschaftlichkeit, erreicht werden. Dabei wird neben der Wärmeerzeugerseite auch der Aspekt der Hilfsenergie berücksichtigt, der, wie bereits oben erwähnt, einen signifikanten Einfluss auf die Kostenstruktur hat.

Unter den verschiedenen Gesichtspunkten wurden folgende drei Optionen untersucht.

5.1 Nachrüstung einer Rauchgas-Kondensationsanlage

Durch die Installation einer Rauchgas-Kondensationsanlage steht zusätzlich verkaufsfähige Wärme zur Verfügung, die in der Basisversion ungenutzt über den Kamin ausgetragen wird. Durch die notwendige Unterschreitung des Taupunktes wird die Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau $< 60^{\circ}\text{C}$ ausgekoppelt, das nicht im bestehenden Nahwärmenetz genutzt werden kann. Somit ergibt sich die Notwendigkeit, eine neue, zusätzliche Wärmesenke zu erschließen, die diese Wärme verwerten kann. Diese kann in Form eines größeren Einzelverbrauchers bzw. eines weiteren Nahwärmenetzes mit abgesenkter Vorlauftemperatur bedient werden.

Abbildung 17 zeigt das Schaubild mit der markierten Anlagenerweiterung.

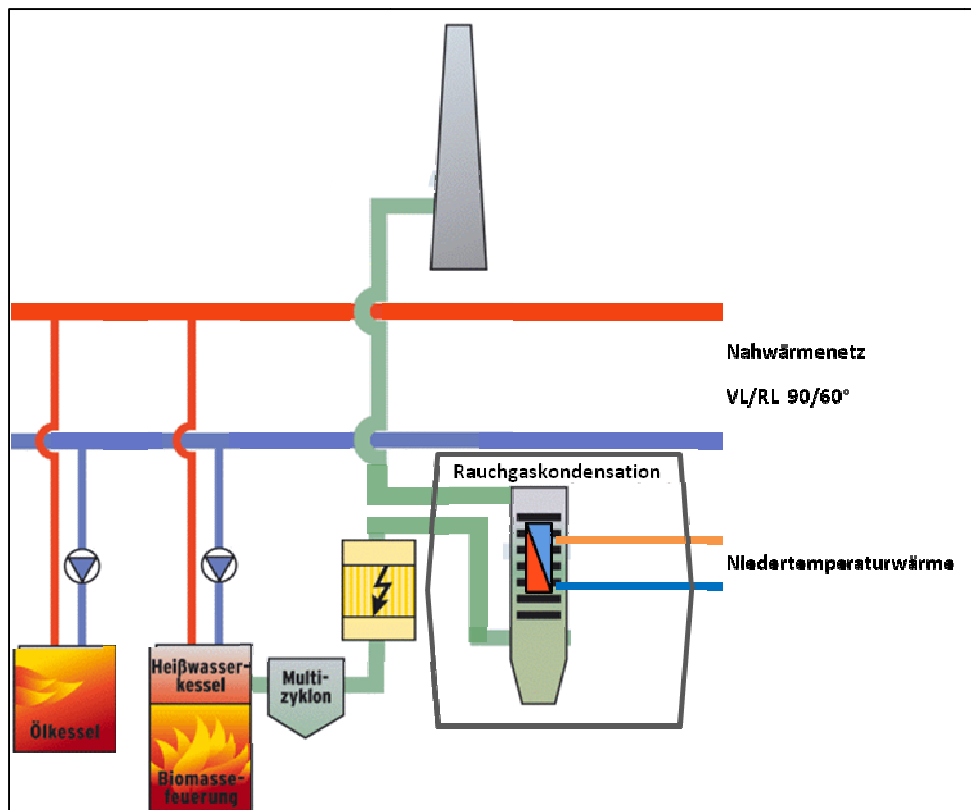


Abbildung 17: Biomassekessel mit Rauchgaskondensation (44) modifiziert

Durch die Definition der Bilanzgrenze am Ausgang der Heizzentrale stehen für die Wirtschaftlichkeit dieser Option den reinen Anlagenkosten (Investitions-, Investitionsnebenkosten), sowie den zusätzlichen Betriebskosten die dadurch realisierbaren Wärmeerlöse (genutzte Wärmemenge, erzielbarer Wärmepreis) gegenüber; die Investitionskosten für Netzausbau werden hier nicht berücksichtigt.

Auf der rechtlichen Seite ist im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu klären, inwieweit durch die abgesenkte Abgastemperatur der bestehende Genehmigungsbescheid (z.B. Ausbreitungsrechnung gemäß BImSchG) geändert und angepasst, bzw. bauliche Maßnahmen am bestehenden Kamin durchgeführt werden müssen.

5.2 Nachrüstung eines Erdgas-BHKWs

Unabhängig von der optimierten Abwärmenutzung, aber gleichwohl von großer Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Nahwärmezentrale mit Biomassekessel, besteht die Option der Eigenstromerzeugung mit BHKW und die komplette Einbindung dessen Wärmeströme unter den gegebenen Randbedingungen. Auf Grund der, gegenüber dem Netzbezug wirtschaftlicheren Stromerzeugung und verbunden mit den etablierten Förderinstrumenten des KWKG-Gesetzes kann hier im Bereich der Hilfsenergie der Hebel angesetzt werden. Auch wird durch die Wärmeeinbindung des BHKWs der Anteil der Spitzenlast reduziert und

speziell bei Umstellung des Spitzenlastkessels von Heizöl auf Erdgas zusätzlich von den derzeit günstigen Energiebezugskosten pro kWh profitiert.

Abbildung 18 zeigt den schematischen Aufbau.

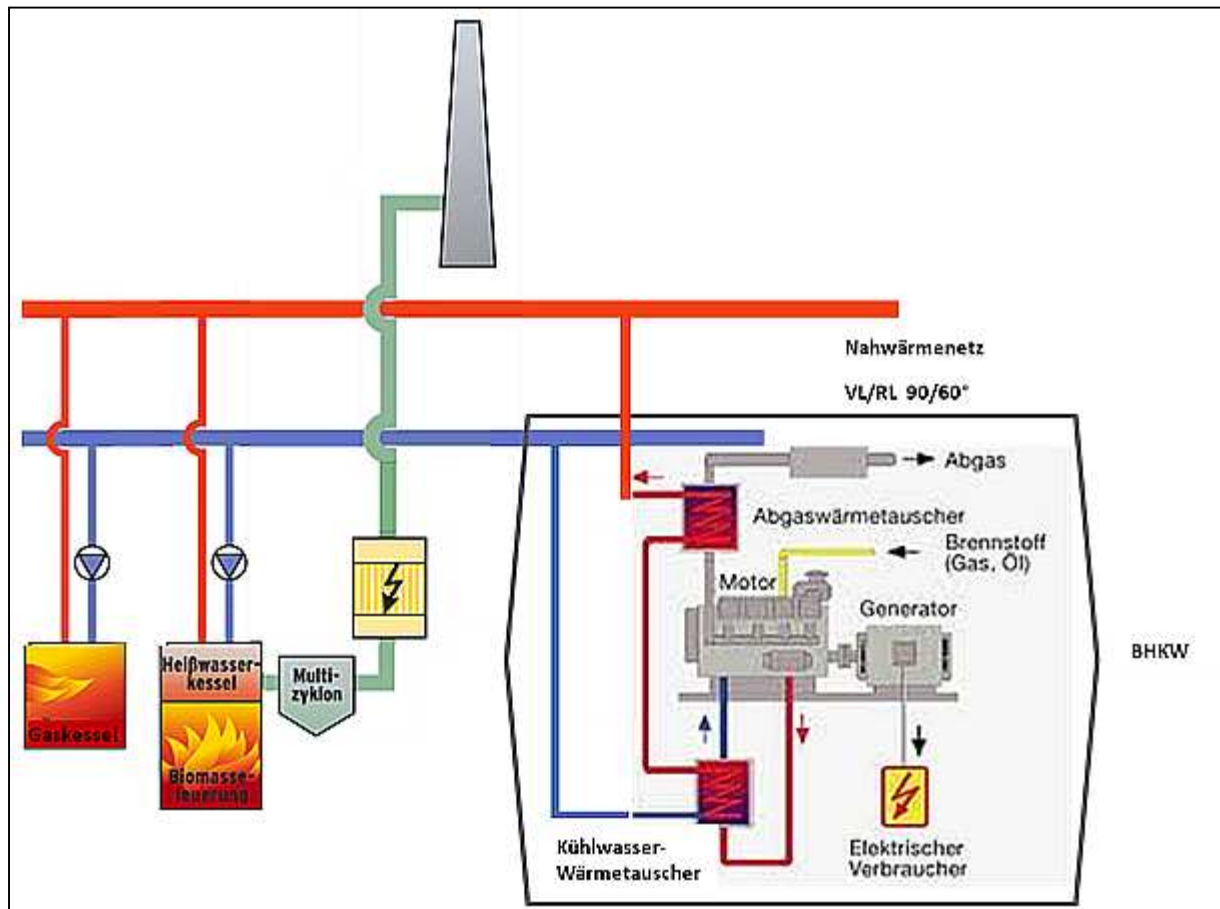


Abbildung 18: Wärmezentrale mit Biomassekessel und BHKW (33) modifiziert

5.3 Kombination Rauchgaskondensation-Wärmepumpe-BHKW

Durch die Realisierung des vollständigen Konzepts wird latente Wärme des Rauchgasstroms durch Kondensation ausgekoppelt und mittels einer Kompressions-Wärmepumpe auf ein allgemein nutzbares Temperaturniveau gebracht. Dabei kann die Auslegung auf das Vorlauf-Temperaturniveau des primären Wärmenetzes erfolgen, was, durch die Einbindung der zusätzlichen Wärmemenge zu einer Verschiebung der Anteile der Wärmeerzeuger mit Reduzierung des ursprünglichen Spitzenlast- und Biomasseanteils führt. Alternativ kann die Kondensationswärme in einem neuen Wärmenetz mit abweichenden Vor- und Rücklauftemperaturen genutzt werden, wobei hier, wie bereits bei der reinen Kondensation, die zusätzlich generierbaren Wärmeerlöse in die Wirtschaftlichkeit mit einfließen.

Die für die Wärmepumpe notwendige elektrische Leistung wird, zusammen mit dem Hilfsenergiebedarf der Nahwärme-Heizzentrale, anteilig durch ein Erdgas-BHKW erzeugt, dessen Abwärmeströme komplett in den Wärmekreislauf eingebunden

werden. Dabei bietet sich bei konsistenter energetischer Planung die Installation eines Brennwert-Wärmetauschers an, der, parallel zu der Rauchgaskondensationsanlage des Biomassekessels und bei analoger Temperaturspreizung, die Rückgewinnung der latenten Wärme aus den BHKW-Abgasen ermöglicht.

Auf Grund der Diskrepanz zwischen dem im Wärmenetz gefordertem und durch Kompressions-Wärmepumpen erzielbarem Temperaturniveau besteht unter einer Vielzahl von Randbedingungen der Bedarf, die Ausgangstemperatur der Wärmepumpe durch Nachheizen mit zusätzlichen Wärmeströmen auf Vorlauftemperatur zu bringen. Als Quelle nutzt man sinnvollerweise die sowieso verfügbare, energetisch hochwertige Rauchgas-Wärme aus dem Biomassekessel bzw. Economizer bzw. die Abgaswärme des BHKWs.

Die Einbindung der BHKW-Abwärmeströme von Kühlwasser und Abgas kann dabei wie in der Standardausführung hydraulisch in Reihe oder, je nach Temperaturniveau, getrennt an unterschiedlichen Stellen, erfolgen. So wird in der Option 1 die Kühlwasserwärme im Wärmequellenkreis in den Kondensationswärmestrom eingekoppelt, während die Abgaswärme auf der Hochtemperaturseite der Wärmepumpe genutzt wird. Dadurch kann entweder eine Absenkung der Kondensationstemperatur, und damit verbundene steigende Wärmepumpeneffizienz oder die Erreichung einer höheren Vorlauftemperatur erzielt werden.

In Abbildung 19 ist das realisierte Gesamtkonzept, Option 1, dargestellt.

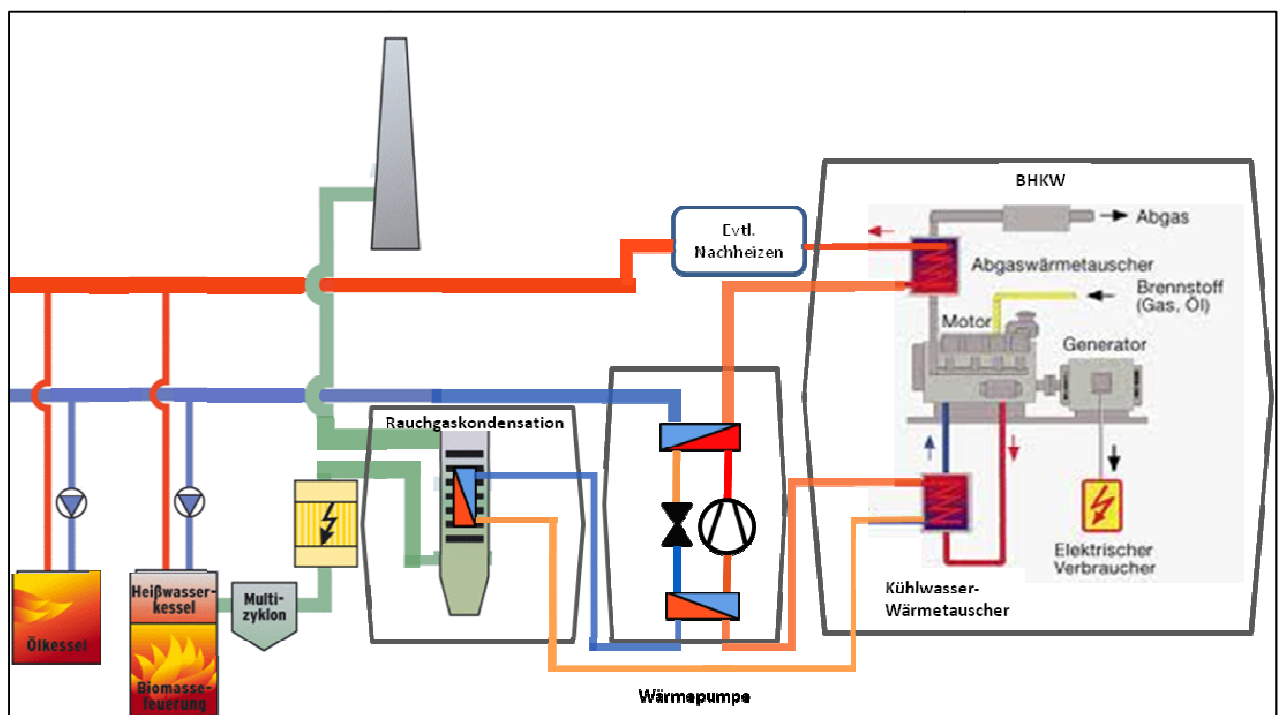


Abbildung 19: Gesamtkonzept RGK-WP-BHKW- Option 1 (44) modifiziert

Alternativ wurde eine Option 2 untersucht, bei der nur die Kondensationswärme über die Wärmepumpe geleitet wird und deren Ausgangsleistung von max. 70°C heißem Wasser über die standardmäßige Reihenschaltung von Kühlwasser- und Abgas-WT des BHKWs (mit potenziellem Bedarf an Nachheizern) auf Vorlauftemperatur gebracht wird (Abbildung 20).

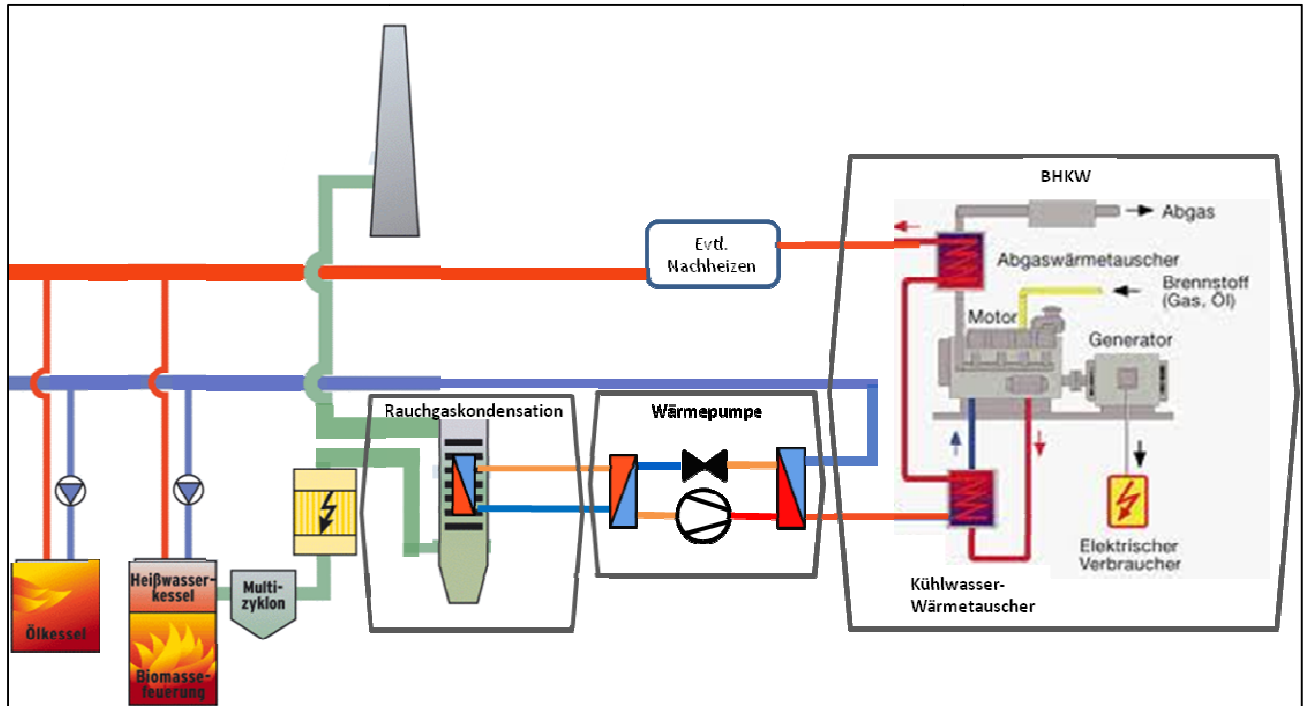


Abbildung 20: Gesamtkonzept RGK-WP-BHKW - Option 2 (44) modifiziert

Die beiden Optionen werden mit ihren technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen in Punkt 7.3.1. verglichen.

6 Berechnungsmodul

Entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb des Konzepts ist die Anpassung der einzelnen Komponenten an die gegebenen Randbedingungen bzw. die geeignete Dimensionierung der interagierenden Anlagen zueinander. Dazu wurde ein Berechnungsmodul auf Basis von MICROSOFT EXCEL (45) entwickelt, das in den einzelnen Schritten von der Modellierung des Ausgangszustands über die Auslegung der oben genannten Optimierungsoptionen hin zu dem technischen und wirtschaftlichen Vergleich der Situation vor und nach der Realisierung führt.

Als Bilanzgrenze wurde der Ausgang Heizzentrale gewählt, das angeschlossene Wärmenetz und die damit verbundenen Effekte sind nicht berücksichtigt.

Auf Grund der hohen Komplexität und der Variabilität der Ausführungen in der Praxis wurden Vereinfachungen eingeführt, um es als Werkzeug handhabbar zu machen. So beschränken sich die notwendigen Eingaben auf wirklich relevante Parameter, ein Großteil der Randbedingungen ist durch Standard- bzw. Erfahrungswerte abgedeckt. Weiterhin werden Korrelationen wie z.B. Wärmeerzeugungsleistung und Hilfsenergie beim Biomassekessel durch lineare Regression zwischen Minimal- und Maximalwert abgebildet.

Grundsätzlich sind alle Werte durch manuelle Eingabe veränderbar und somit bei Bedarf den praktischen Gegebenheiten anpassbar.

Die einzelnen Arbeitsblätter mit ihren Funktionen werden in ihrer Reihenfolge innerhalb der EXCEL-Mappe beschrieben:

- „Anleitung“ (s. Anhang)

Dieses Blatt definiert Schritt für Schritt das Vorgehen innerhalb des Berechnungsmoduls; durch Makros werden die Steuerelemente der jeweils relevanten Komponenten und Modi für die Einbeziehung in den Berechnungsablauf aktiviert.

Weiterhin werden mit einem Kopier-Makro die Basisdaten des Ausgangszustands nach erfolgter Berechnung als Referenz abgelegt.

Das Steuerfeld „Diagramme“ ermöglicht den derzeit aktiven Stand in Form von Jahreslastgang bzw. Jahresdauerlinie (Sortierung nach Leistung) in Stunden- bzw. Tagesauflösung darzustellen.

- „Eingabe“

Im „Eingabe“-Blatt werden die technischen Parameter der Wärmeerzeugungs- und -verteilungsanlagen sowie der verwendeten Brennstoffe festgelegt. Zusätzlich sind die zu Grunde gelegten

Energiepreise sowie die prognostizierten Preissteigerungen im Rahmen der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgeführt.

- „VR Holz“

In diesem Blatt wird die Verbrennungsrechnung des Holzbrennstoffs auf Basis der chemischen Zusammensetzung, des Luftüberschusses und der Abgastemperatur durchgeführt. Als Essenz ergibt sich die zusätzlich gewinnbare Wärme durch Rauchgaskondensation in Abhängigkeit von der Temperatur, die in die weiteren Berechnungen einfließt.

- „VR Gas“

Analog zu „VR Holz“ wird hier die, potenziell durch einen Brennwert-Wärmetauscher in BHKW-Abgasstrang erzielbare Wärmemenge ermittelt; Basis ist die Annahme eines Erdgas-BHKWs mit Magermotor und einem Luftverhältnis von 1,6.

- „Wärmebilanz“

Dieses Arbeitsblatt ist nur relevant bei Anlagenkonfigurationen, die die Rauchgaskondensationsanlage beinhalten. Hier wird unter Nennbedingungen aus den Kondensationswärmegewinnen und den weiteren Wärmeströmen im Kondensationskreislauf (BHKW-Kühlwasser, BHKW-Abgas), unter Berücksichtigung der hydraulischen Randbedingungen die Auslegung der Wärmepumpe durchgeführt. Weiterhin werden eventuell notwendiger Bedarf an Nachheizkapazität zur Erreichung des Vorlauf-Temperaturniveaus berechnet.

Als Ergebnis entsteht eine Wärmebilanz des Kondensationskreislaufes, die die Beiträge der einzelnen Komponenten Rauchgaskondensation-Wärmepumpe-BHKW-Nachheizen zu der insgesamt zusätzlich erzeugten Wärmemenge mit Temperaturniveau darstellt.

Der COP-Wert der Wärmepumpe sowie die prozentualen Beiträge der einzelnen Wärmequellen im Kondensationskreislauf werden zur Information berechnet.

- „Hilfsenergie“

Dieses Blatt berechnet die Hilfsenergiebedarfe der einzelnen Anlagenteile unter den verschiedenen Lastbedingungen (Teil-/Volllast) unter Berücksichtigung der Parameter, die unter „Eingabe“ vorgegeben wurden.

- „Wärmequellen“

Hier wird die Datentabelle erzeugt, die, abhängig vom Wärmebedarf, die Deckungsbeiträge der einzelnen verfügbaren Wärmeerzeuger darstellt. Die einzelnen Anlagen werden mit ihrer tatsächlichen Wärmeleistung, d.h. der

aktuellen Feuerungswärmeleistung korrigiert mit dem Wirkungsgrad unter der entsprechenden Lastbedingung, berücksichtigt. Dabei handelt es sich um eine theoretische Betrachtung, in der Regelalgorithmen und Zeitkonstanten der Anlagenträgheit nicht berücksichtigt wurden. Die Existenz von Pufferspeichern und deren Einfluss auf die Regelung speziell des Biomassekessels findet keinen Niederschlag.

Die integrierte Grafik stellt auf anschauliche Weise den Wärmekurvenverlauf der einzelnen Wärmeströme dar.

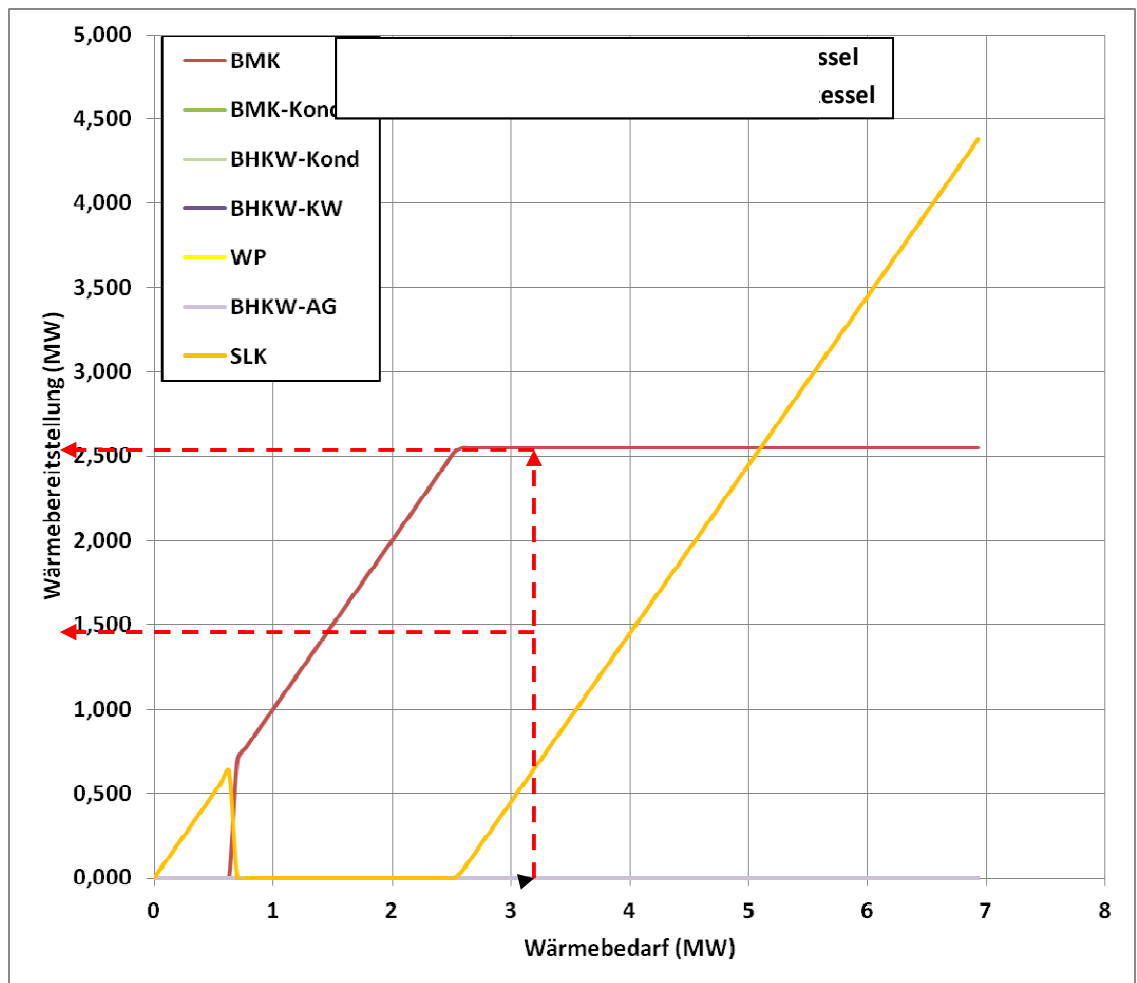


Abbildung 21: Beispiel für Wärmeerzeugungsverteilung

- Lastgänge

Für die Berechnung ist der Last bzw. die Jahresdauerlinie in stundengenauer Auflösung notwendig. Da diese Daten i.A. nur als Jahreswert in kumulierter Form vorliegen, wurden hier zwei repräsentative Lastgänge hinterlegt, die alternativ zu den Ist-Werten als Zahlenreihe in das Blatt „Berechnung“ kopiert werden können.

Es handelt sich dabei um den Lastgang des Heizkraftwerkes Pfaffenhofen (46) bzw. die daraus sortierte Jahresdauerlinie, sowie um eine synthetisch, im Programm WDesign erzeugte Jahresdauerlinie (47). Abbildung 22 zeigt die Kurven im Vergleich.

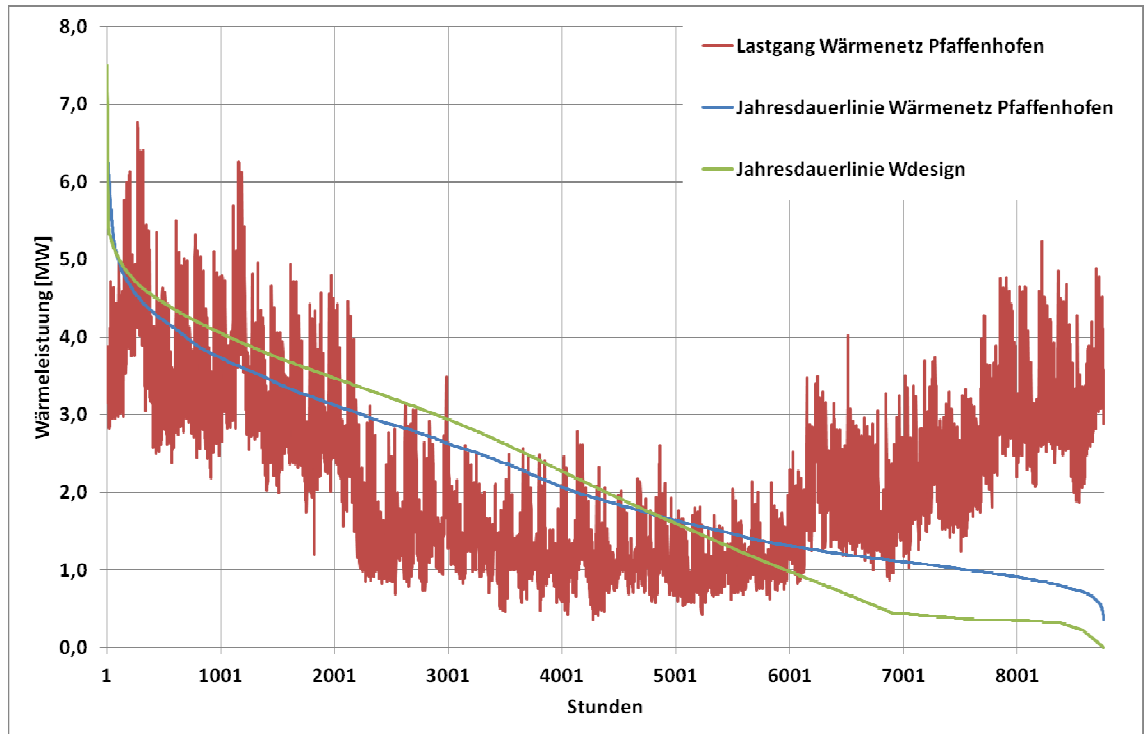


Abbildung 22: Modell-Jahresdauerlinien

- „Berechnung“

Als Kernstück der eigentlichen Systemberechnung wird hier die Wärmebedarfskurve gemäß der im Blatt „Wärmequellen“ definierten Rechenalgorithmen/Wertetabelle durch die einzelnen Wärmeerzeuger abgedeckt. Die Wärmebedarfskurve ist eine der Basiseingaben, muss in Stundenauflösung vorliegen und kann aus folgenden Quellen stammen:

- Ist-Werte des betrachteten Wärmenetzes aus der Bestandsaufnahme.
Diese Detail-Daten sind im Allgemeinen nicht verfügbar, es liegen im Normalfall nur kumulierte Jahreswerte der Gesamtwärmeerzeugung und die Anteile der einzelnen Anlagen vor. Diese Summenwerte können durch die folgenden zwei Methoden in eine verwendbare Datenbasis für die Berechnung überführt werden.
- Anpassung des hinterlegten Modell-Lastganges (Ist-Wärmelastgang Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen 2009) mit einem Korrekturfaktor an die Ist-Werte

- Synthetische Erzeugung eines Jahreslastganges/Jahresdauerlinie durch entsprechende Programme (Beispiel: WDesign) aus den kumulierten Jahreswerten

Die einzelnen Wärmeerzeuger gehen mit ihrer effektiven Wärmeleistung, die sich durch Multiplikation der Brennstoffleistung mit dem Wirkungsgrad unter der jeweiligen Lastbedingung ergibt, in die Wärmedeckungsberechnung ein; der entsprechende Brennstoffbedarf sowie die notwendige Hilfsenergie wird pro Anlage ermittelt und mit den vorgegebenen Energiepreisen für weitere wirtschaftliche Betrachtungen bewertet.

Ein weiterer Bestandteil des Arbeitsblatts sind die Datentabellen für die Erstellung der Diagramme für Jahreslastgang und Jahresdauerlinie in Stunden- und Tagsauflösung, die durch das Diagramm-Makro im Blatt „Anleitung“ aktualisiert werden. Dadurch erfolgt eine übersichtliche, grafische Darstellung des Zusammenspiels der unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen im Jahressgang bzw. in Bezug auf den Wärmebedarf.

Die Strombilanz zeigt bei Installation eines BHKWs durch Gegenüberstellung von Eigenstromerzeugung und –verbrauch die aktuelle Situation von Eigendeckung, Rückspeisung bzw. Bezug aus dem Netz. Diese Zahlen fließen in folgender Weise in die wirtschaftliche Betrachtung ein:

- Reduzierte Strombezugskosten
- Förderungsmaßnahmen der Kraft-Wärme-Kopplung (s. 6.2.)

Für die weiteren Auswertungen werden die 8760 Einzelwerte aufsummiert und in der Jahresbetrachtung gegenübergestellt.

In Summe ergeben sich Jahresenergiekosten (Brennstoffe + Strom) für die jeweils aktuelle Anlagenkonfiguration bereits unter Berücksichtigung der KWK-Förderung.

- „Gaspreis“

Der in der Energiepreisberechnung angesetzte Gaspreis setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- EEX-Grundpreis
- Energiesteuer 0,55 ct/kWh Hs
- Netznutzungsentgelte, die anhand von Arbeitspreis (abgenommene Energiemenge, Werte aus „Berechnung“) und Leistungspreis (Spitzenlast, Werte aus „Berechnung“) ermittelt werden; als

Grundlage wurden die Tabellen von schwaben netz GmbH verwendet (48)

- Messkosten, die abhängig von der Bezugsmenge anfallen; spielen in der Kostenbetrachtung eine untergeordnete Rolle und wurden gemäß (48) mit 800 € angenommen

- „CO₂-Bilanz“

Zur Beurteilung der Optimierungsmaßnahmen unter Klimaschutzgesichtspunkten wurden Werte der CO₂-Äquivalente aus dem kumulierten Energieaufwand über den gesamten Lebensweg des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) herangezogen, die mit GEMIS 4.5 berechnet wurden (Tabelle 7; (49)).

Tabelle 7: CO₂-Emissionen für Energieträger aus kumuliertem Energieaufwand

Kumulierter Energieaufwand verschiedener Energieträger und Energieversorgungen					
Ergebnisse berechnet mit GEMIS Version 4.5					
Energieart	Prozess ¹⁾	Kumulierter Energieaufwand [kWh _{prim} /kWh _{end}]			Treibhausgase CO ₂ -Äquivalent [g/kWhEnd]
		Gesamt	nicht regenerativer Anteil	regenerativer Anteil ⁴⁾	
Brennstoffe ²⁾	Heizöl EL	1,11	1,11	0,00	302
	Erdgas H	1,12	1,12	0,00	244
	Füssiggas	1,11	1,11	0,00	263
	Steinkohle	1,08	1,07	0,00	438
	Braunkohle	1,21	1,21	0,00	451
	Holzhackschnittel	1,07	0,06	1,01	35
	Brennholz	1,01	0,01	1,00	6
	Holz-Pellets	1,16	0,14	1,03	41
Strom	Strom-mix	2,96	2,61	0,34	633
Fernwärme ³⁾	Fernwärme 70 % KWK	0,77	0,76	0,01	219
	Fernwärme 35 % KWK	1,15	1,14	0,01	313
	Fernwärme 0 % KWK	1,52	1,51	0,01	407
Nahwärme ³⁾	Nahwärme 70 % KWK	0,71	0,70	0,01	-79
	Nahwärme 35 % KWK	1,08	1,07	0,01	119
	Nahwärme 0 % KWK	1,46	1,44	0,01	318

¹⁾ Vorgelagerte Kette für die Endenergie bis Übergabe im Gebäude inkl. Materialaufwand für Wärmeerzeuger, ohne Hilfsenergie im Haus

²⁾ Bezugsgröße: unterer Heizwert H_u

³⁾ Stromgutschrift für Kohlestrom

⁴⁾ Der regenerative Anteil beinhaltet auch sekundäre Ressourcen, z.B. Restholz und Müll
Fernwärmeversorgung durch Steinkohle-Kondensationskraftwerk (=Anteil KWK) + Heizöl-Spitzenkessel

Nahwärmeversorgung durch Erdgas-BHKW (=Anteil KWK) + Erdgas-Spitzenkessel

IWU, 14.01.09

- „Statischer Vergleich“

Hier erfolgt die Gegenüberstellung der Simulation von Ausgangszustand und erweiterter Anlagenkonfiguration in technischer (Wärmeerzeugungsanteile der einzelnen Anlagen absolut und prozentual;

Strombilanz) und wirtschaftlicher (Brennstoff-, Stromkosten; KWK-Förderung) Sicht in der Ein-Jahres-Betrachtung; ergänzt werden die Daten durch einen Vergleich der CO₂-Bilanz auf Basis der verwendeten Energieträger.

- „Investkosten-WP“

In diesem Blatt sind die Tabellenwerte der Investitionskosten für die Wärmepumpen abgelegt, die sich auf Grund des stufenförmigen Verlaufs nicht ausreichend genau durch Regressionskurven darstellen lassen.

- „Wirtschaftlichkeitsberechnung“

Im diesem Arbeitsblatt erfolgt die Gegenüberstellung der Ausgangssituation mit der optimierten Anlagenkonfiguration unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als dynamische Betrachtung über den Nutzungszeitraum von 15 Jahren. Als relevante Parameter fließen folgende Werte ein:

- Energiekosten und –steigerungen

 Detaillierte Betrachtungen dazu folgen in Punkt 6.1.

- Investitionskosten

 Detaillierte Betrachtungen dazu folgen in Punkt 6.3.1.

- Betriebskosten

 Detaillierte Betrachtungen dazu folgen in Punkt 6.3.2.

- „Zusammenfassung“

Hier erfolgt eine komprimierte Darstellung der Energiebilanz anhand der Wärmemengen und prozentualen Anteile der einzelnen Wärmeerzeuger, sowie der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung in tabellarischer und graphischer Form (s. Abbildung 23).

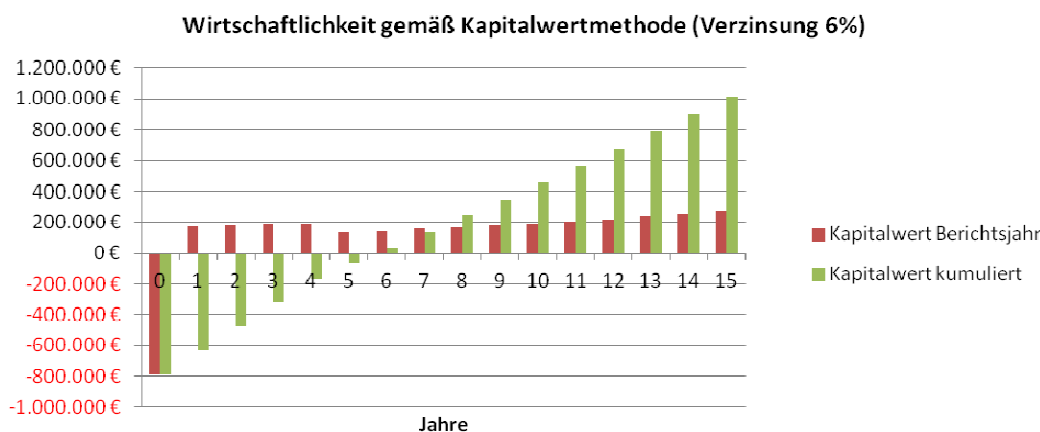
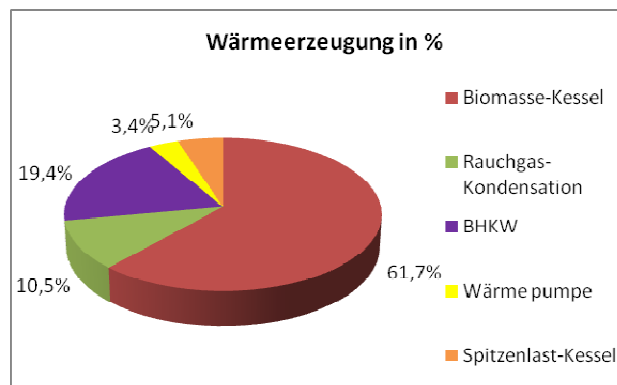


Abbildung 23: Beispiel der grafischen Darstellung

- Diagramme
Die abschließenden Diagramme dienen der grafischen Darstellung des Jahreslastgangs bzw. der Jahresdauerlinie in Stunden- bzw. Tagesauflösung.

6.1 Energiepreise und Preisentwicklung

Die Preise für alle Energieträger ist in den letzten Jahren durch eine dynamische Entwicklung mit relativ hohen Steigerungsraten geprägt. Diese beruhen auf der steigenden Nachfrage, die bei den fossilen Brennstoffen in den globalen Märkten, bei der Biomasse eher auf regionaler Ebene auftritt. Kurze Preiseinbrüche z.B. durch die Wirtschaftskrise im Jahr 2009 werden in relativ kurzer Zeit wieder aufgeholt.

Bei der Datenbasis wurde auf geeignete Zahlenreihen des Statistischen Bundesamtes (Erdgas, Heizöl, Strom; (50)) und der EEX (KWK-Preis, üblicher Preis für Grundlaststrom (51)) zurückgegriffen; die aktuellen 2011-Werte wurden als Mittelwert der bisher verfügbaren Monats-/Quartalswerte (Tabelle 8), die Zeitreihen aus den jeweiligen Preisindices berechnet (Abbildung 24).

Tabelle 8: Energiepreise Basiswerte

Energieart	Einheit	Preis
Biomasse (Hackschnitzel)	€/kWh H _i	0,024
Strom	€/kWh	0,115
Strom EEX	€/kWh	0,055
Erdgas (EEX-Preis ohne NNE, Energiesteuer, Messkosten)	€/kWh H _s	0,025
Heizöl	€/kWh H _i	0,065

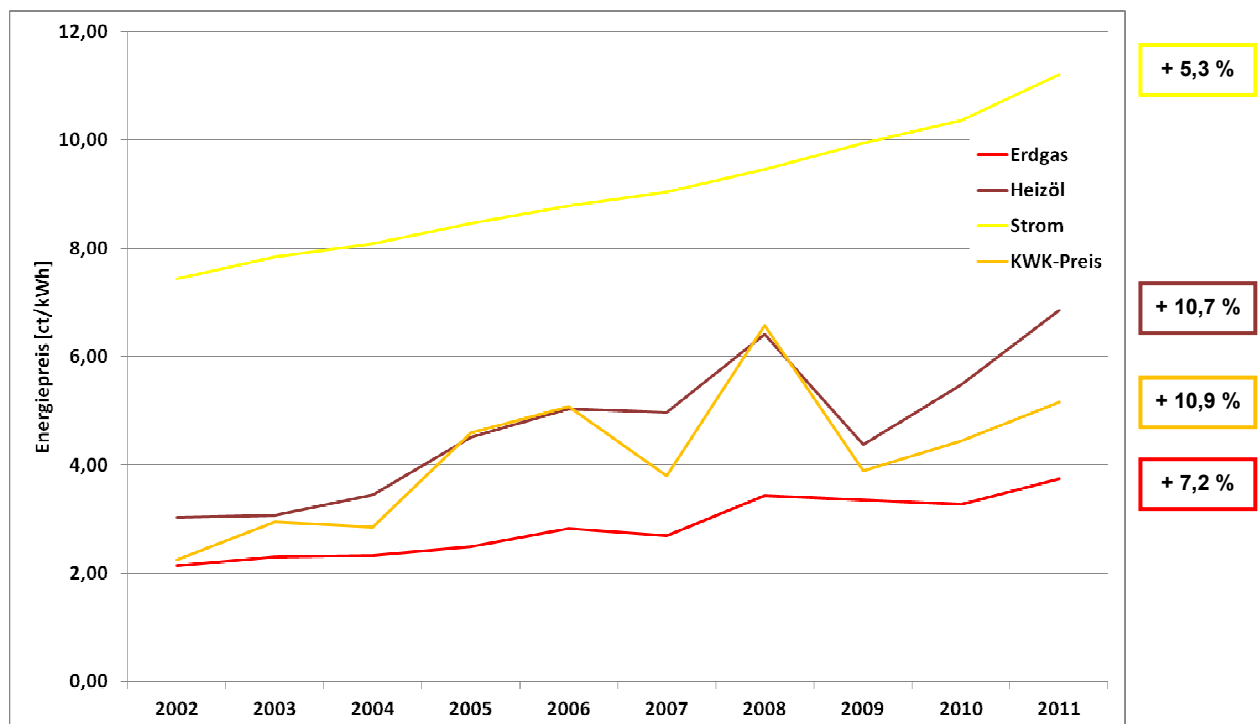


Abbildung 24: Zeitreihen der Energiepreise

Die prozentuale Preissteigerung wurde anhand der Daten von 2002-2010 bestimmt und als Basis für die Extrapolation in die Zukunft eingesetzt. Es zeigen sich signifikante Unterschiede im spezifischen Preis pro kWh zwischen den einzelnen Energieträgern zur Wärmeerzeugung; vor allem öffnet sich eine Schere zwischen Erdgas und Heizöl seit 2009, die vermutlich durch die sich auflösende Ölpreisbindung des Erdgasmarktes verursacht wird. Dadurch besteht die Möglichkeit, durch Umstieg Wirtschaftlichkeitspotenziale zu heben. Die Preissteigerungsrate für die Biomasse wurde anhand der Interpolation der Kurven aus Abbildung 3 mit 7,2 % angenommen.

Die Verwendung von langen Zeitreihen ermöglicht die Kompensation von kurzfristigen Fluktuationen, allerdings scheinen sich die Energiemärkte durch den

globalen Wachstumstrend eher dynamischer zu verhalten, sodass die Fortschreibung bestehender Steigerungen als konservative Betrachtungsweise einzustufen ist.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden diverse Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die das Verhältnis der Energiepreise zueinander bzw. der Preissteigerungen untersuchen und deren Einfluss auf das jeweilige Ergebnis darstellen. Als Grundeinstellung wird von einer, für alle Energieträger konstanten, Preissteigerung von 7,2 % ausgegangen.

6.2 Gesetzliche Vergütungen für KWK-Strom

6.2.1 KWK-Gesetz

Die dezentrale Erzeugung von Strom in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, in diesem Falle eines Erdgas-BHKWs, wird auf Grund der hohen Effizienz mit Gesamtwirkungsgraden > 80 % politisch mit dem KWK-Gesetz und dem darin definierten Ziel eines Anteils an KWK-Strom von 25 % an der Stromerzeugung gefördert (KWK-Gesetz; § 1; (52)). Der Ansatz erfolgt auf verschiedenen Ebenen:

- KWK-Zuschlag

Jede kWh der Nettostromerzeugung (abzüglich Eigenbedarf) wird, unabhängig von Eigenverbrauch oder Netzeinspeisung, mit einem leistungsabhängigen Bonus vergütet, der sich wie folgt staffelt:

Tabelle 9: Vergütungsstruktur des KWK-Gesetzes

Leistungsbereich	Vergütung
kW	Ct/kWh
< 50	5,11
50 – 2000	2,1
> 2000	1,5

Die Vergütung ist auf maximal 30.000 Betriebsstunden beschränkt.

- Vergütung von in das Netz eingespeistem Strom

Der nicht selbst verbrauchte Strom muss vorrangig vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet werden. Dabei wird im Allgemeinen der „übliche Preis“ von Grundlaststrom an der EEX vergütet, der quartalsweise rückwirkend ermittelt und als KWK-Preis veröffentlicht wird.

6.2.2 Energiesteuergesetz

Im EnergieStG § 53 (53) ist geregelt, dass Energieerzeugnisse zur Nutzung in KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von > 70 % von der Steuer befreit sind. Im

gegebenen Falle des Erdgas-BHKWs mit vollständiger Einbindung der Wärmeströme wird die im Erdgas-Einkaufspreis aufgeschlagene Energiesteuer von 0,55 ct/kWh Hs rückvergütet.

6.2.3 Stromnetzentgeltverordnung

Die StromNEV (54) legt in § 18 fest, dass dezentrale Einspeiser, abhängig von der betroffenen Netzebene, eine Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte erhalten. Diese Vergütung kann durch detaillierte Berechnung auf der Basis von tatsächlicher Vermeidungsarbeit und –leistung bestimmt werden. Alternativ bieten Netzbetreiber eine pauschale Abgeltung an, die hier in dem Berechnungsmodul von EON Bayern im Mittelspannungsnetz mit 0,72 ct/kWh festgelegt sind (55).

6.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Investition wird anhand der Kapitalwertmethode bewertet, die eine dynamische Betrachtung über den Nutzungszeitraum erlaubt. Es wird einer Investition im Jahr 0 die dadurch in den Folgejahren ermöglichte Rückflüsse gegengerechnet, wobei die zukünftigen jährlichen Barwerte jeweils mit dem kalkulatorischen Zins auf den Investitionszeitpunkt abgezinst werden. Gleichzeitig ergibt sich eine dynamische Amortisationszeit bei gegebener Verzinsungsvorgabe, d.h. den Zeitpunkt, an dem die initialen Investitionskosten durch die Rückflüsse abgedeckt sind.

Der kumulative Kapitalwert zu einem bestimmten Zeitpunkt errechnet sich aus folgender Formel (56):

Formel 8 : Kapitalwertberechnung

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n R_t * (1+i)^{-t}$$

C_0 Kapitalwert (Barwert aller Zahlungen zum Zeitpunkt n)

I_0 Investitionsauszahlung zum Zeitpunkt 0

t einzelne Zeitpunkte (Jahre)

n betrachtete Investitionsperiode (Nutzungsdauer)

R_t Rückfluss im jeweiligen Zeitraum, Barwert

i Kalkulationszinssatz

Die Rückflüsse entstehen durch Kostenreduzierungen bzw. Erlössteigerungen, die durch die Realisierung des Konzepts generiert werden können. Im Folgenden sind

die Effekte aufgeführt, die in den Berechnungen als Barwert-steigernd (+) bzw. senkend (-) zu erwarten sind:

- + Reduzierung der Brennstoffkosten durch geringeren Biomasseeinsatz
- + Brennstoffkostensenkung durch geringeren Spitzenlastanteil
- + geringere Strombezugskosten durch Eigenstromerzeugung im BHKW
- + Stromvergütung von ins Netz eingespeistem Strom
- + KWK-Förderinstrumente
- + zusätzlich generierbare Wärmeerlöse
- zusätzliche Betriebskosten für die neu zu installierenden Anlagen
- Brennstoffkosten für das Erdgas-BHKW
- zusätzlicher Hilfsenergiebedarf der neuen Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit wurde über eine Nutzungsdauer von 15 Jahren berechnet, wobei die Investition bei einer dynamischen Amortisationszeit von ≤ 10 Jahren als empfehlenswert eingestuft wurde.

Als typischer Wert für den kalkulatorischen Zinssatz wurden 6 % gewählt.

Für einige wirtschaftliche Betrachtungen wird die Annuität verwendet, die durch Herunterbrechen der Investition auf gleiche Jahressummen über die Nutzungsdauer und unter Berücksichtigung des kalkulatorischen Zinssatzes bedeutet. Der Wert errechnet sich aus:

Formel 9 : Berechnung der Annuität

$$A_{N,K} = I_0 * a_{n,i}$$

$A_{N,K}$ Annuität der kapitalgebundenen Kosten in €/a

$a_{n,i}$ Annuitätenfaktor (Berechnung aus Nutzungsdauer und Zinssatz)

Die kalkulatorischen Nutzungsdauern und der damit verbundene Annuitätenfaktor für die verschiedenen Komponenten sind in Tabelle 10 dargestellt (Werte aus(57); (58)).

Tabelle 10 : Kalkulatorische Nutzungsdauern von Komponenten

Anlage	BHKW	Wärmepumpe	Rauchgas-kondensation	Bauliche Anlagen (Gebäude, Kamin)
Nutzungsdauer	15 a	18 a	10 a ^{*)}	30 a
Annuitätenfaktor	0,103	0,092	0,136	0,073

^{*)} eigene Annahme

6.3.1 Kapitalkosten

Kapitalkosten entstehen durch die reinen Anlagen-Investitionskosten und den Investitionsnebenkosten für Planung, Einbindung und Unvorhergesehenes sowie die dafür notwendigen Baumaßnahmen.

Für die Anschaffung eines Erdgas-BHKWs stellt die Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) in ihrem Informationsmaterial (59) auf der Basis von Anbieterbefragungen Regressionskurven bezogen auf die elektrische Leistung (P_{el}) für Richtpreise von BHKW und Brennwert-Wärmetauscher inklusive Montage und Inbetriebnahme zur Verfügung. Die jeweiligen Formeln lauten (Diagrammdarstellung in Abbildung 26):

Formel 10: Richtpreisformel für BHKW-Modul

$$AP_{BHKW} = 9332,6 * P_{el}^{-0,461} \quad [€/kW_{el.}]$$

Formel 11: Richtpreisformel für Brennwert-Wärmetauscher

$$AP_{BWWT} = 195,11 * P_{el}^{-0,242} \quad [€/kW_{el.}]$$

Die Rauchgaskondensationsanlagen sowie die Wärmepumpen in diesem Anwendungsbereich stellen projektspezifische Anlagen dar, für die Richtpreise von den jeweiligen Herstellern eingeholt wurden. Die Abbildungen 25 und 26 zeigen die Richtpreise in Abhängigkeit von der Leistung.

Alle Berechnungen wurden auf Basis der Angebote für geschlossene Systeme der Fa. SCHEUCH (60) durchgeführt.

Bei der Realisierung der RKA beziehen sich die Basispreise auf eine Ausführung mit reinem Kondensations-Wärmetauscher, für einen vorgeschalteten Economizer ist mit einem Aufpreis von 25 % zu rechnen (61).

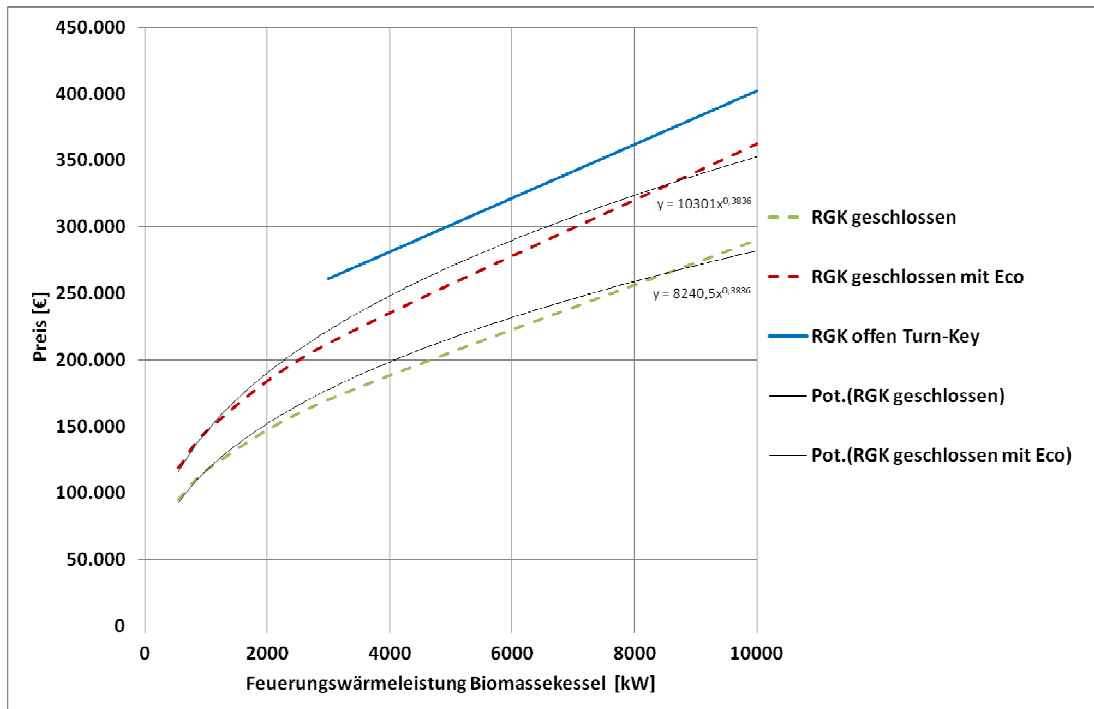


Abbildung 25: Richtpreise für Rauchgaskondensationsanlagen ohne Entschwadung (60)

Als Investitionsnebenkosten wurden 25 % der Investitionssumme angesetzt, wenn das Angebot nur die Anlage mit Transport, Montage und Inbetriebnahme beinhaltet; für das Turn-Key-Angebot wurde mit 10 % Aufschlag gerechnet.

Für die Berechnung der Wärmepumpen wurden die Anlagenpreise mit einer Regressionskurve interpoliert. Bei den Kolbenverdichtern ergibt sich für die Investitionskosten ein stufenförmiger Verlauf, der durch die Parallelschaltung zweier Verdichter begründet ist. Die Zusatzkosten für das zusätzliche Aggregat sind von Hersteller zu Hersteller unterschiedlich und belaufen sich bei R134a ca. 90 %, bei NH₃ 30 % (Richtwerte der Vertriebsabteilungen). Die Investitionsnebenkosten für die Kolbenverdichter wurden, analog zu den anderen Anlagen, mit 25 % angesetzt; Schraubenverdichter weisen einen höheren Installationsaufwand auf, der mit zusätzlichen 5 % veranschlagt wurde (43).

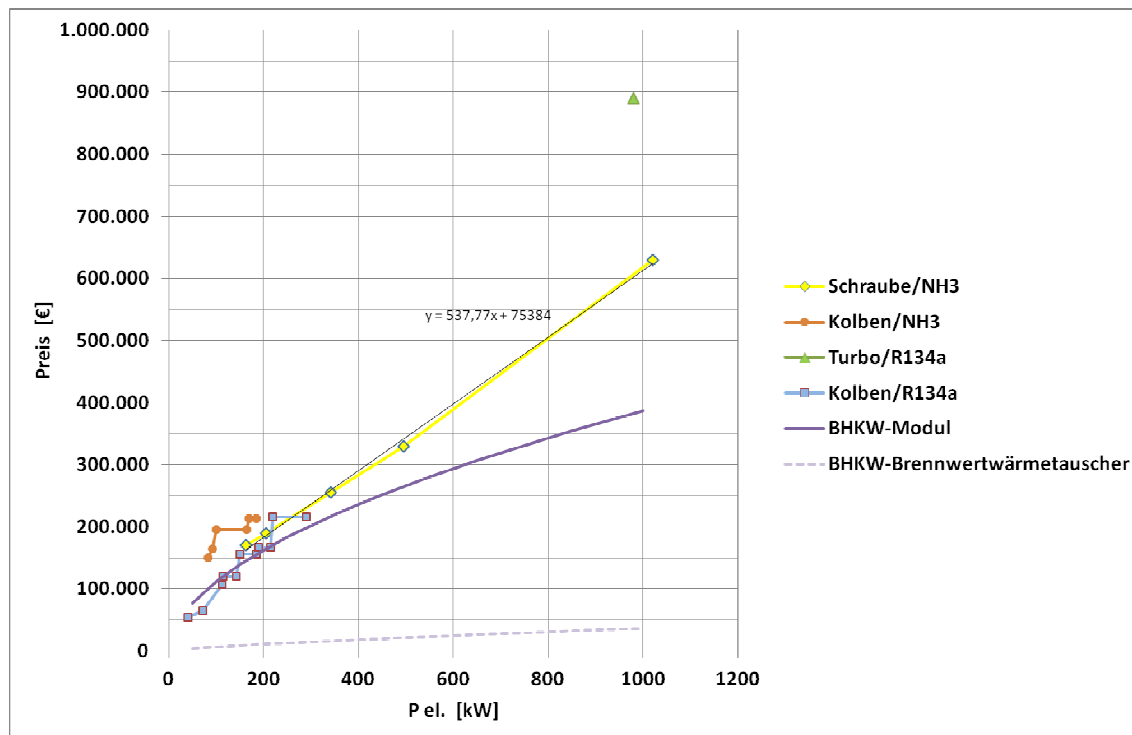


Abbildung 26: Richtpreise für Wärmepumpen und BHKW (62)

Im Rahmen des Marktanzreizprogramms „Erneuerbare Energien Premium“ werden Wärmepumpen mit einer Nennheizleistung > 100 kW und einer Jahresarbeitszahl >3,8 mit einem Tilgungszuschuss von 80 €/kW Heizleistung, minimal 10.000 €, maximal 50.000 €, gefördert. Dieser Zuschuss ist im Blatt „Wirtschaftlichkeit“ mit den definierten Bedingungen und Grenzwerten hinterlegt.

Zusätzlich zu den reinen Anlagenkosten sind bauliche Maßnahmen zu berücksichtigen. Diese können die Anbindung an das Gasnetz, die Bereitstellung von Aufstellungsfläche (Um-/Neubau; Containerlösung), der evtl. notwendige Bau eines getrennten Kamins für das BHKW, sowie den Bau eines neuen bzw. die Modifikation des bestehenden Kamins des Biomassekessels auf niedrige Taupunkttemperaturen beinhalten. Diese Kosten sind in hohem Maße abhängig vom jeweiligen Projekt und können eine für die Wirtschaftlichkeit signifikante Höhe erreichen. Im Rahmen der vorliegenden Modellberechnung werden die Baukosten durch Regressionskurven (pro kW elektrische Leistung für BHKW und WP) bzw. als Pauschalwerte (für RKA) dargestellt und auf Grund ihrer hohen Variabilität einer Sensitivitätsanalyse unterzogen.

Tabelle 11 gibt eine Übersicht der angenommenen Pauschalwerte bzw. Näherungsformeln für bauliche Maßnahmen:

Tabelle 11: Pauschalansätze für bauliche Maßnahmen

Rauchgaskondensation	Gebäude	1-1,5 MW	30.000 €
		3 MW	50.000 €
		4 - 5 MW	100.000 €
BHKW	Gebäude+Kamin		50.000 * P _{el.} [MW] + 20.000 €
	Gasanschluss		10.000 €
Spitzenlastkessel	Umbau Heizöl > Erdgas		5.000 €
Wärmepumpe	Gebäude		100 * P _{el.} [MW] + 10.000 €

6.3.2 Betriebskosten

Unter die Betriebskosten fallen üblicherweise Wartung und Instandhaltung, Personal, Versicherungen sowie sonstige Kosten.

Für das BHKW liegen, analog zu den Investitionskosten, beim ASUE Regressionskurven (59) für Vollwartungsverträge zur regelmäßigen Instandhaltung sowie für eine Generalüberholung des Motors nach definierter Betriebsstundenzahl (im Modul mit 50.000 h angenommen; wird als jährliche Zuweisung zu den Rücklagen berücksichtigt) vor, die die BHKW-Hersteller ihren Kunden anbieten.

Formel 12: Richtpreisformel für Wartungsverträge

$$AP_{WV} = 2,8046 * P_{el}^{-0,174} \quad [\text{ct/kWh}_{el.}]$$

Formel 13: Richtpreisformel für Generalüberholung des BHKW-Motors

$$AP_{GÜ} = 1004,8 * P_{el}^{-0,313} \quad [€/kW_{el.}]$$

Für die Wärmepumpe und die Rauchgaskondensationsanlage wurden für die Wartung/Instandhaltung, genauso wie für die Personalkosten und Versicherungen aller Anlagen, Pauschalwerte in % der Investitionssumme gemäß VDI 2067 in der folgenden Tabelle 12 angesetzt. Sonstige Kosten wurden vernachlässigt.

Tabelle 12 : Richtwerte für Betriebskosten

	BHKW	Wärmepumpe	Rauchgas-kondensation
Wartung/Instandhaltung	Gemäß Formel	4 %	8 %
Personal ^{*)}	1 %	1 %	1 %
Verwaltung/Versicherungen ^{*)}	1 %	1 %	1 %

^{*)} eigene Annahme

Die Betriebskosten wurden in der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung mit der allgemeinen Preissteigerungsrate, die mit 3 % angenommen wurde, angesetzt.

6.3.3 Verbrauchskosten




Die Verbrauchskosten beinhalten die Aufwendungen für alle Energieträger, d.h. alle Brennstoffe und Strom. Diese Werte fließen, wie in dem Blatt „Berechnung“ beschrieben, in die Kalkulation ein.

6.4 Ausgangssituation

In einem ersten Schritt wird nach einer Erfassung des Ist-Standes vor Ort die Ausgangssituation als Vergleichsbasis für alle weiteren Berechnungen modelliert. Der Bestand ist charakterisiert durch ein Nahwärmenetz, das durch eine bivalente Wärmeerzeugung aus Biomasse- und Spitzenlastkessel versorgt wird.

Durch Aktivierung des Makros Ausgangssituation wird die Anlagenkonfiguration anhand der Steuerelemente in gewünschter Weise konfiguriert.

Für farbig hinterlegte Felder gilt:

-  Muss-Felder; Daten kennzeichnen wichtige Parameter für Anlagenkonfiguration und die daraus folgende Berechnung
-  Kann-Felder; Daten repräsentieren Anhalts-, bzw. Erfahrungswerte, können bei Bedarf für eine optimierte Auslegung angepasst werden
-  Kontroll-Felder; rückgespiegelte Daten als Ergebnisse der Systemberechnung, erlauben einen Plausibilitätscheck bzw. Anpassung von Randbedingungen

Für die Modellierung notwendige Daten sind:

Bestand						
			Nenn	min.		
Wärmenetz	MW	7	0	17.287 MWh	Kontrollfeld: Gesamt-Wärmeerzeugung	
	RL-Temp	60				
	VL-Temp.	90				
Hilfsenergie	%	0,5%	0,2%	1,0%	Kontrollfeld: Anteil Hilfsenergie an Wärmemenge Richtwert: 1-4 %	
Biomassekessel			<input checked="" type="checkbox"/>			
FWL	MW	3	30%	13.403 MWh	Kontrollfeld: Wärmemenge BMK	
Wärmeleistung	MW	2,55	0,65			
Hilfsenergie	%	1,7%	0,7%	2,1%	Kontrollfeld: Anteil Hilfsenergie an Wärmemenge Richtwert: 2-5 %	
Kesselwirkungsgrad	%	85%	72%			
Rauchgas	o (RG ₊)	7,10%				
	Temperatur °C	150				
Brennstoff						
	c	0,49				
	h	0,066				
	o	0,428				
	n	0,004				
	s	0,0008				
	cl	0,0004				
	a	0,0108				
	w	50%				
	st	0				
Spitzenlastkessel			<input checked="" type="checkbox"/>			
FWL	MW	5	0,5	3.884 MWh	Kontrollfeld: Wärmemenge SLK	
Wärmeleistung	MW	4,5	0,36			
Hilfsenergie	%	0,30%	0,05%	0,7%	Kontrollfeld: Anteil Hilfsenergie an Wärmemenge	
Kesselwirkungsgrad	%	90%	72%			
Brennstoff	Erdgas	<input type="checkbox"/>				
	Heizöl	<input checked="" type="checkbox"/>				
Gesamtstromverbrauch				484 MWh	Kontrollfeld: Gesamtstromverbrauch	

Abbildung 27: Eingabemaske Ausgangszustand

Berechnungsoptionen		
Energiepreise:		Steigerung/Jahr
Holz	€/kWh	0,024 7,2%
Strom	€/kWh	0,115 7,2%
Strom EEX	€/kWh	0,055 10,9%
Gas	€/kWh Hs	0,025 7,2%
Heizöl	€/kWh	0,065 7,2%
Wärme		7,2%
Berechnung: Ausgangssituation <input checked="" type="checkbox"/>		
	nur Kondensation	<input type="checkbox"/>
	BHKW ohne Kond	
	stromoptimiert	<input type="checkbox"/>
	Biomasse-optimiert	<input type="checkbox"/>
	wirtschaftlich-opt.	<input type="checkbox"/>
Kondensation+Wärmepumpe+BHKW		
	stromoptimiert	<input type="checkbox"/>
	Biomasse-optimiert	<input type="checkbox"/>
	wirtschaftlich-opt.	<input type="checkbox"/>

Abbildung 28: Energiepreise und Anlagenkonfiguration

Der zu Grunde gelegte Wärmelastgang wird aus Ist-Werten bzw. aus skalierten Datenreihen, wie in 6. beschrieben, in das Blatt „Berechnung“ eingegeben, und ein erster Rechendurchgang gestartet. Die Rückspiegelung der Ergebnisse aus der Berechnung (Wärmemengen, Hilfsenergieanteile) ermöglicht durch Modifikation der Randbedingungen eine Anpassung an die vorliegenden Ist-Werte.

Nach erfolgter angepasster Systemauslegung werden die berechneten Werte als Basis für den technischen und wirtschaftlichen Vergleich nach durchgeführter Optimierung per Makro kopiert.

6.5 Systemoptimierungen

Die, für die verschiedenen Optionen, jeweilige Anlagenkonfiguration wird anhand von Steuerfeldern

nur Kondensation

nur BHKW ohne Kondensation

Kondensation + Wärmepumpe+BHKW

per Makro angewählt. Die detaillierte technische Auslegung wird nun in den folgenden Punkten beschrieben.

6.5.1 Nur Rauchgaskondensation

Durch den Einbau eines Rauchgaskondensationsmoduls in den Rauchgasstrom des Biomassekessels kann ein zusätzlicher Anteil an sensibler und latenter Wärme gewonnen werden, der von den geplanten Temperaturniveaus des Niedertemperatur-Heizkreises abhängt. Als Wärmeausbeute der RKA wurde der Wert bei einer Rauchgastemperatur definiert, der der Summe von Vorlauf-Temperatur im Kondensationskreislauf + der Wärmetauscher-Grädigkeit (im unten stehenden Beispiel 53°C) entspricht. Der Wert wird intern aus den Wertetabellen automatisch in die Berechnung eingesetzt.

Durch den Einsatz eines Economizers kann ein Teil der sensiblen Wärme auf einem Temperaturniveau oberhalb des Taupunkts z.B. für eine Rücklaufanhebung genutzt werden; dieser Anteil geht für die, in der eigentlichen Kondensationsstufe verfügbare Wärmemenge verloren. Die Betrachtungen dieser Anlagenkonfiguration wurden ohne Einsatz eines Ecos durchgeführt.

Kondensation	<input checked="" type="checkbox"/>		°C
Eco	<input checked="" type="checkbox"/>		°C
	Temp RL	45	K
	Temp VL	50	
Wärmetauscher	Grädigkeit	3	
Hilfsenergie		2%	

Abbildung 29: Randbedingungen der Rauchgaskondensation

Der Hilfsenergieanteil als Anteil der gewonnenen Wärmemenge, i.A. Pumpstrom zur Wasserumwälzung, wurde aus Angeboten berechnet und als Standardwert vorgegeben.

Die Wärmemengenanteile von Biomasse- und Spitzenlastkessel zur Versorgung des bestehenden Wärmenetzes bleiben unverändert, da die zusätzliche Wärme für eine potenzielle Nutzung bei einem neuen Wärmeabnehmer generiert wird. Je nach Setzen der Bilanzgrenze (Heizzentrale bzw. Heizzentrale incl. Wärmenetz) sind für die Wirtschaftlichkeitsberechnung bezüglich Wärmepreis und Investitionskosten unterschiedliche Parameter zu berücksichtigen. So ist bei Bilanzgrenze „Heizzentrale“ der realisierbare Wärmepreis bei Verkauf an einen Weiterverwerter niedrig anzusetzen, während beim entgegengesetzten Fall mit Wärmenetz der Wärme-Endkundenpreis anzusetzen ist, allerdings mit Einbeziehung der Investitionen für die Erstellung der Wärmeabnehmerstruktur. Für die Standard-Auswertungen wurde die Bilanzgrenze Heizzentrale gewählt, so dass die, i.A. umfangreichen, Wärmenetz-Investitionen keine Berücksichtigung finden.

Neues Wärmenetz	<input checked="" type="checkbox"/>		
	RL-Temp	45	
	VL-Temp.	50	
Anteil genutzte Wärme		60%	
Erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,03	
Hilfsenergie	%	2,05%	0,50%

Abbildung 30: Definition des neuen Wärmenetzes

Die Wirtschaftlichkeit wird von dem realisierbaren Wärmepreis, dem genutzten Wärmeanteil bestimmt.

6.5.2 Nur BHKW ohne Kondensation

Das Erdgas-BHKW kann sehr wirtschaftlich den Eigenstrombedarf der Wärmezentrale decken und gleichzeitig seine Abwärmeströme in den Wärmekreislauf einbinden. Die technischen Parameter werden wie folgt definiert:

	Kontrollfeld: Gesamt-Eigenstrombedarf System	Kontrollfeld: Nennstrombedarf Wärmepumpe		
BHKW	<input checked="" type="checkbox"/>	0,106 MW	0,000 MW	
PeI	MW	0,10		ASUE-Daten:
P Brennstoff	MW	0,30		0,30
P therm	MW	0,16		0,161
eta el		33,1%		33,1%
eta th		53,5%		53,5%
eta th KW		58,8%		58,8%
eta th AG		41,2%		41,2%
Temp VL		90		90
Temp RL		70		70
Stromeigenbedarf		5%	5,0%	5%
BHKW-Kondensation	<input type="checkbox"/>			

Abbildung 31: Technische Auslegung des BHKWs

Das BHKW wird in dem Berechnungsmodul durch Eingabe der elektrischen Nennleistung definiert; der elektrische und thermische Wirkungsgrad ergeben sich näherungsweise aus Regressionskurven des ASUE e.V.. Die quantitative Aufteilung der Abwärmeströme zwischen Kühlwasser und Abgas erfolgt unter der Voraussetzung eines Nutzwärmeanteils im Abgas von konstant 22 % der Brennstoffleistung, unabhängig von der Baugröße des Motors (35).

Der für den Betrieb des BHKW anfallende Stromanteil wird mit 5 % angesetzt, sodass 95 % für externe Verbraucher zur Verfügung steht.

Für den Einsatz des BHKWs zur reinen Eigenstromerzeugung ist der Einbau eines Brennwärmeabnehmermoduls nicht zielführend, da die potenziell gewinnbare Wärme auf Grund des Temperaturniveaus nicht nutzbar ist.

Die optimale Auslegung des BHKWs im Verhältnis zum Stromverbrauch der Wärmезentrale wird im Kapitel 7.2. untersucht.

Zusätzlich zur reinen Größe des BHKWs ist bei der Auslegung von Relevanz, dass das BHKW wärmegeführt betrieben wird, d.h. dass der parallel anfallende Strom nur zur Abdeckung des Eigenbedarfs herangezogen werden kann, wenn die gesamte erzeugte Wärme genutzt wird. Das BHKW wird immer unter Vollast betrieben, eine potenzielle Teillastfähigkeit wurde zur Vermeidung weiterer Komplexität nicht berücksichtigt.

Bezüglich der Einsatzreihenfolge der Wärmeerzeuger besteht die Wahlmöglichkeit zwischen:

- Strom-optimiert
Das bedeutet, dass das BHKW anläuft, wenn der Wärmebedarf im Netz dessen Nennwärmeleistung erreicht hat. Unterhalb dieses Wertes arbeitet nur der SLK, der BMK kommt erst ab Wärmebedarfen zum Einsatz, der durch die Summe von BHKW-Wärmeleistung + BMK-Mindestleistung charakterisiert ist. Die Folgen sind eine lange Jahres-Laufzeit des Motors mit hoher Stromproduktion und die Verdrängung von Biomasse-Wärme.
- Biomasse-optimiert
Unter diesen Randbedingungen setzt nach dem Spitzenlastkessel der Biomassekessel mit seiner Mindestleistung ein. Das BHKW läuft erst bei dem Wärmebedarf an, bei dem, unter Berücksichtigung der eigenen Wärmeleistung, der BMK seinen Regelbereich nicht unterschreitet. Es ergibt sich ein höherer Anteil an Biomassewärme, im Gegensatz dazu wird eine geringere Menge Eigenstrom erzeugt.
- Wirtschaftlich optimiert
Diese Alternative stellt eine Kombination der beiden vorangegangenen Optionen dar, die unter den definierten Randbedingungen die günstigsten wirtschaftlichen Ergebnisse erbringt. Diese Option ist jeweils vorab eingestellt.

Abbildung 32 veranschaulicht die drei verschiedenen Einsatzreihenfolgen der Wärmeerzeuger.

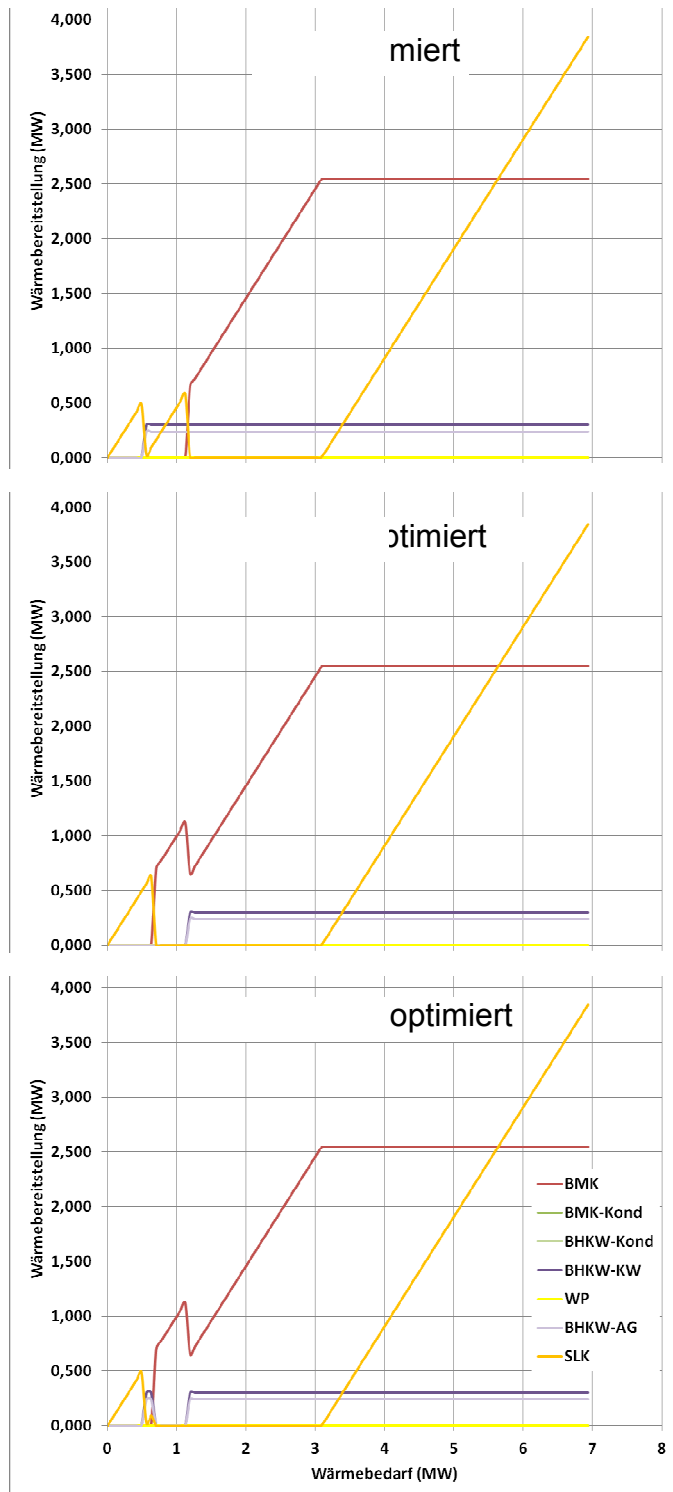


Abbildung 32: Unterschiedliche Einsatzreihenfolgen der Wärmeerzeuger

Die Unterschiede sind in der vorgegebenen Kostenstruktur der Energieträger nicht groß, bei deutlichen Verschiebungen des Preisverhältnisses von Biomasse zu Gas bzw. Strom kann eine Umstellung der Einsatzreihenfolge wirtschaftlicher werden.

Alle folgenden Berechnungen wurden mit der Einstellung „wirtschaftlich optimiert“ durchgeführt.

Die im BHKW bereitgestellte Wärme lässt sich nach dem Stromgutschrift-Verfahren bewerten, d.h. die anfallenden Gesamtkosten (Annuität der Kapitalkosten; Betriebskosten, Energiekosten) werden um die Vergütungen aus dem eigenerzeugten Strom (vermiedener Netzbezug, Rückspeisung, KWK-Vergütung; s. 6.2.) reduziert, und die Restkosten auf die erzeugte Wärmemenge umgelegt. Daraus errechnen sich sehr niedrige Wärmekosten, teilweise sogar im negativen Bereich.

6.5.3 Mit Kondensation + Wärmepumpe + BHKW

Bei der Realisierung des kompletten Konzepts können, je nach Projekt, zwei unterschiedliche Ziele verfolgt werden:

- Nutzung der zusätzlich erzeugten Wärme im bestehenden Wärmenetz mit Auslegung auf das vorliegende Temperaturniveau.
- Aufbau einer alternativen Wärmeabnahmestruktur mit, von der Ausgangssituation abweichendem, Temperaturniveau; hier ist, wie schon oben unter dem Punkt „nur Rauchgaskondensation“ beschrieben, die Bilanzgrenze zwischen Heizzentrale und Wärmenetz gezogen.

Je nach gewünschter Konfiguration ist das Steuerfeld „neues Wärmenetz“ (s. Abbildung 28) zu aktivieren bzw. deaktivieren und bei Bedarf die geplanten Netztemperaturen einzugeben. Klar ist, dass in einem neuen Wärmenetz die Wärme immer proportional zur Leistung des Primärnetzes bzw. der Biomasse-Wärmeleistung anfällt, was beim Nutzungsanteil berücksichtigt werden muss.

Die RKA sowie das BHKW werden mit den oben beschriebenen Parametern definiert, wobei die Dimensionierung des BHKW im Rahmen der Wirtschaftlichkeit untersucht wird. Die Auswahl der Wärmepumpe erfolgt anhand der in Punkt 4.2. aufgeführten Randbedingungen bezüglich Leistung, Ausgangstemperaturniveau und Einbindung in den Wärmekreislauf durch die Steuerfelder (s. Abbildung 33).

		Friotherm-Turboverdichter R134a Verdampfungsleistung > 1 MW, wirtschaftlich > 3 MW	Combitherm-Kolbenverdichter R134a Heizleistung max. 665 kW, evtl. Parallelschaltung mehrerer Anlagen	GEA GRASSO Kolben-/Schraubenverdichter Ammoniak 52 bar Auswahl projektspezifisch	
Wärmepumpe	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	18,4%
T Verdampf max		60	25	50	
T max.		85	70	78	82,9 °C
Gütegrad		0,6	0,55	0,54	
Teillast min.		50%	20%	20%	
Hilfsenergie		15%	5%	5%	

Steuerelement:
 ein: Kolben, COP hoch, T max ≤ 76(78)°C
 aus: Schraube, COP niedrig, T max ≤ 78(80)°C

Kontrollfeld:
 Stromanteil an zusätzlicher Kondensationswärmemenge

Kontrollfeld:
 Ausgangstemperatur im Kondensationskreislauf

Abbildung 33: Auswahl des Wärmepumpentyps und der Ausgangstemperatur

Die Angaben für Gütegrad, Hilfsenergie und Teillastbedingungen wurden aus den vorliegenden Angeboten der Hersteller übernommen und der Gütegrad bei den Ammoniak-WP als Interpolationskurve hinterlegt.

Die Auslegung der WP erfolgt im Blatt „Wärmebilanz“ unter Nennbedingungen (s. Abbildung 34), veränderte Wirkungsgrade unter Teillast werden nicht berücksichtigt.

	Temperatur		max. Wärmeleistung	Wärmeleistung	Massenstrom	Temperatur	Summe Wärmeleistung	COP	Notwendige Nachheizleistung
	°C		kW	kW	kg/h	°C	kW		kW
BMHW-RG-Kondensation	45	40	438	353	60820	45	353		
BHKW-RG-Kondensation	45	40		60	10407		413		
Kühlwasser-WT 90/70°C				299	71227	48,6	713		
Wärmepumpe				204	43621	78,0	917	4,49	
Abgaswärmetauscher Tein/Taus	500	120		239	43621	82,7	1.156		
Eco	150	110	85	85	43621	84,4	1.241		372
Nachheizung BMK	90	60		287	43621	90,0	1.529		287
Anteil BMHW-Kond							23,1%		
Anteil BHKW							39,2%		
Anteil WP							13,4%		
Anteil Eco/NH							24,4%		

Abbildung 34: Wärme- und Massenstrombilanz im Kondensationskreislauf

Auf Grund des begrenzten Temperaturhubs der Wärmepumpe, der i.A. nicht die gewünschte Vorlauftemperatur des Wärmenetzes erreicht, ist eine Nachheizung erforderlich, die alternativ bzw. additiv durch Economizer („trockener“ Vorwärmetauscher in der RKA) bzw. Biomassekessel erfolgen kann. Die notwendige Nachheizleistung ist in der letzten Spalte als Anhaltspunkt für die manuelle Eingabe berechnet.

Durch Einsatz eines Ecos wird ein Teil sensiblen Wärme aus dem Rauchgas abgezweigt, sodass die in der Kondensation gewinnbare Wärmemenge um diesen Betrag vermindert wird.

Die Vorteilhaftigkeit eines Ecos hängt von einer Kombination von diversen Randbedingungen ab, die in dieser Arbeit auf Grund der Komplexität nicht weiter berücksichtigt wurde.

7 Auswertungen

Für die folgenden Auswertungen wurde der Jahreslastgang des Biomasseheizkraftwerkes Pfaffenhofen (46), evtl. mit Skalierungsfaktoren, als Basis eingesetzt, da hier im Gegensatz zu einer sortierten Jahresdauerlinie jahreszeitliche Effekte besser abgebildet werden. Der Jahreslastgang wird wegen der Übersichtlichkeit i.A. in der Tagesauflösung dargestellt, die Jahresdauerlinie stundengenau.

7.1 Nur Rauchgaskondensation

Durch die Installation einer Rauchgas-Kondensationsanlage steht zusätzlich verkaufsfähige Wärme zur Verfügung, die, auf Grund des Temperaturniveaus, nicht in das bestehende Nahwärmenetz eingespeist werden kann. Das heißt, dass die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme durch das Verhältnis der zusätzlichen Verkaufserlöse zu den Kapital- und Betriebskosten (zusätzliche Hilfsenergie für Rauchgaskondensation und Wärmeverteilung) der neuen Anlage bestimmt wird. Die Brennstoffkosten sowie die Lastanteile der bisherigen Wärmeerzeuger bleiben von der Maßnahme unberührt und beeinflussen daher auch nicht die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Auf der Wärmeseite stellt sich die Erzeugung am Beispiel eines 3 MW-Biomassekessels in Form der Jahresdauerlinie gemäß Abbildung 35, bzw. als Jahreslastgang gemäß Abbildung 36, dar.

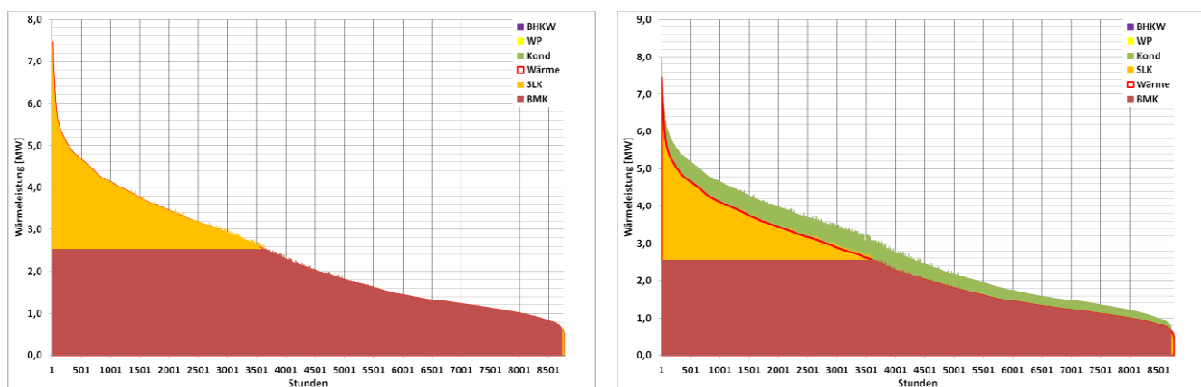


Abbildung 35: Vergleich der Jahresdauerlinie vor/nach Installation der RKA

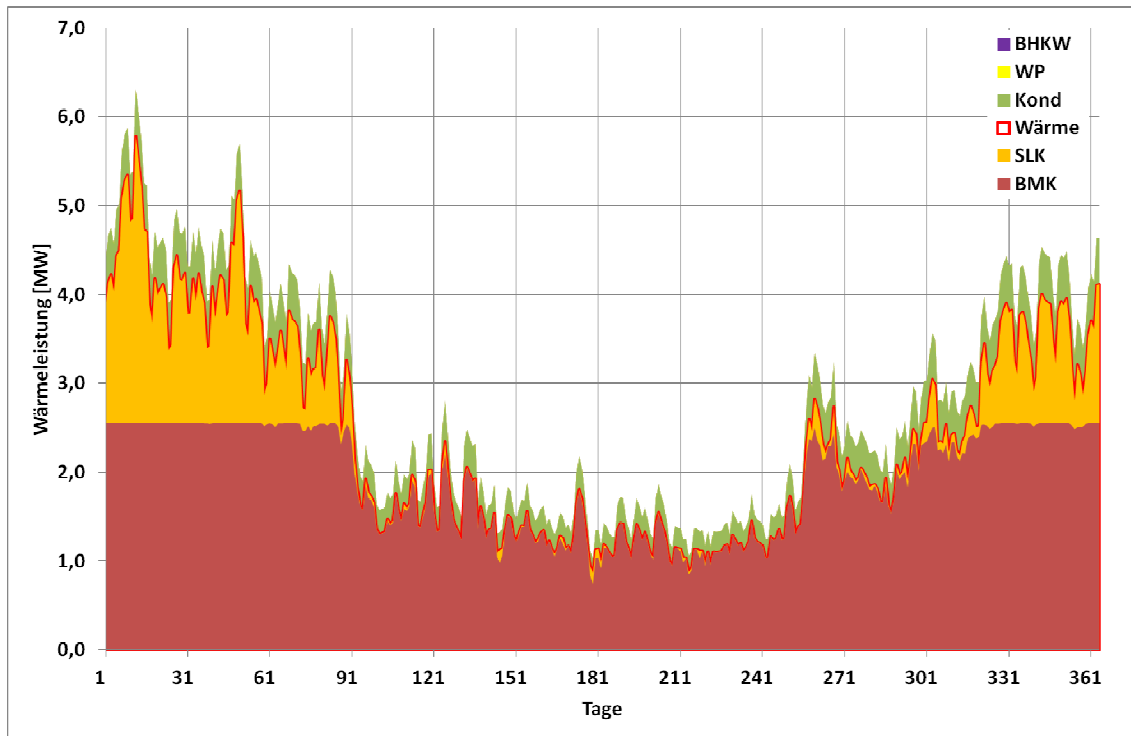


Abbildung 36: Jahreslastgang vor/nach Installation der RKA

Die zusätzlich gewonnene Wärme (grüne Fläche) liegt oberhalb der bisherigen Wärmebedarfskurve und entsteht proportional zur Wärmeleistung des Biomassekessels und erreicht in Abhängigkeit der Kondensationstemperatur und der Brennstofffeuchte kumuliert über den Jahresverlauf folgende Werte bezogen auf die Wärmemenge des Biomassekessels (s. Abbildung 37).

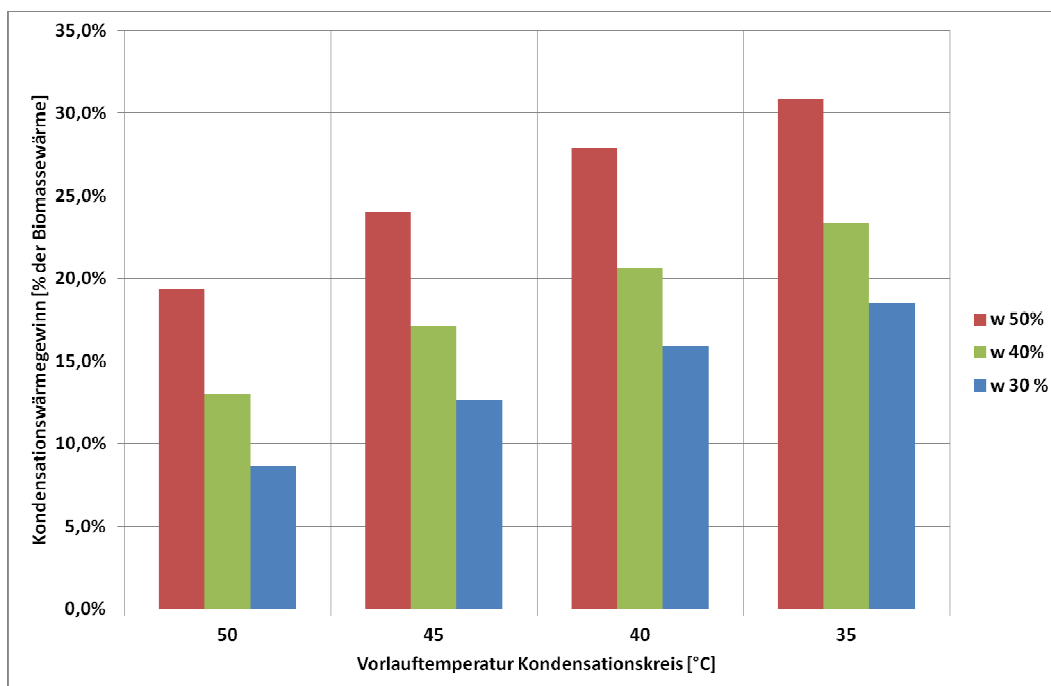


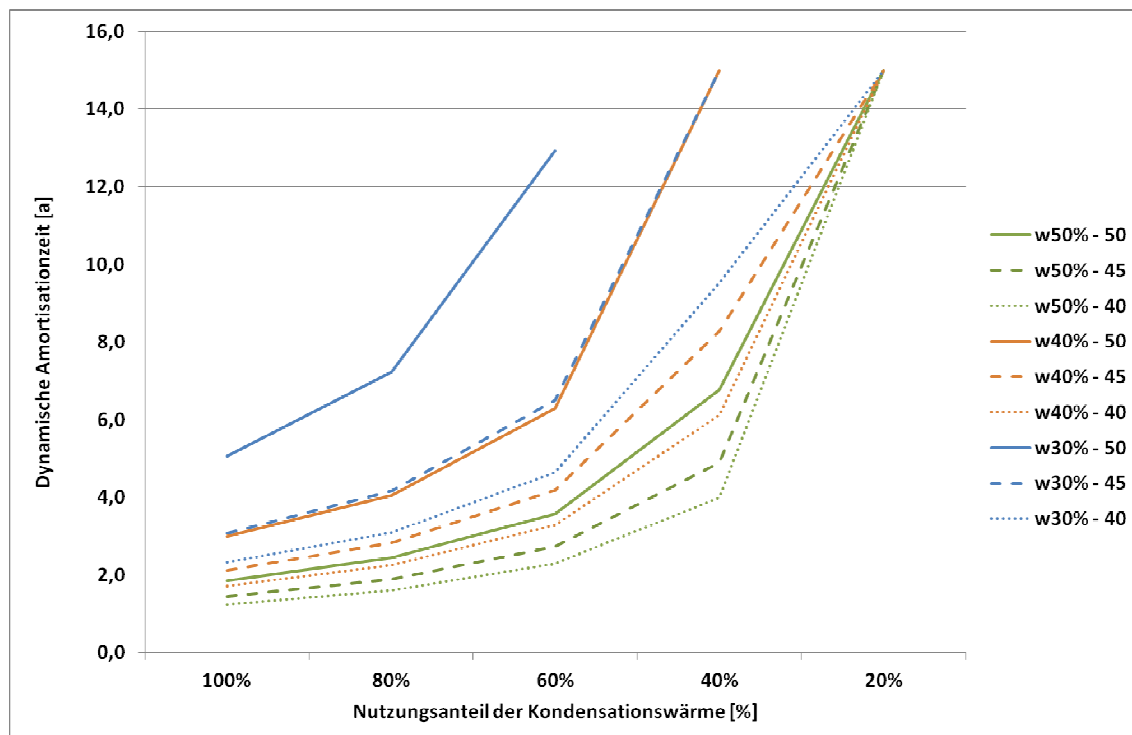
Abbildung 37: Wärmegewinne der RKA

Die Wärmegewinne setzen sich aus der sensiblen Wärme des Rauchgases, die relativ unabhängig vom Wassergehalt des Brennstoffs bei ca. 7% liegt, sowie der latenten Wärme, die bei 30% Wassergehalt bis zu 10 %, bei 50% bis zu 25% erreicht, zusammen.

Für die Erlössituation ist entscheidend, welcher Wärmepreis im Markt erzielt werden kann und welcher Anteil der theoretisch verfügbaren Wärme tatsächlich in einem geplanten Niedertemperaturnetz genutzt werden kann.

Auf der Kostenseite sind die reinen Anlageninvestitions- und Nebenkosten, sowie die zusätzlichen Betriebskosten aus Angeboten relativ gut abschätzbar. Die Kosten für das anzuschließende Wärmenetz werden per Definition der Bilanzgrenze nicht berücksichtigt.

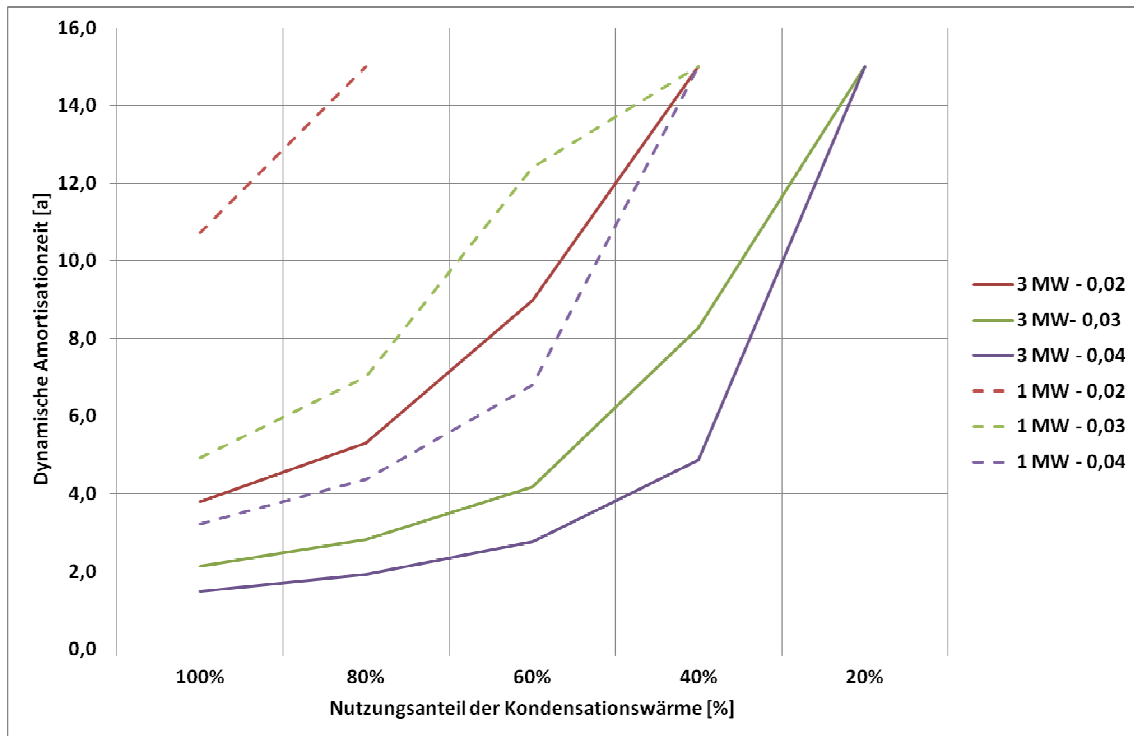
Die folgenden Diagramme zeigen die Sensitivitätsanalyse der Amortisationszeit von den Parametern Wassergehalt des Brennstoffs und Kondensationstemperatur anhand eines 3 MW Biomassekessels.



FWL 3 MW; Wärmepreis 0,03 €/kWh

Abbildung 38: Abhängigkeit der Amortisationszeit von genutzter Wärmemenge

Es wird deutlich, dass bereits die Nutzung von 40 % der anfallenden Wärme unter vielen Kondensationsbedingungen die Investition innerhalb von 4-6 Jahren wirtschaftlich macht; nur bei geringen Wärmeausbeuten z.B. durch Brennstofffeuchten < 40 % oder Kondensationstemperaturen > 45°C, und der damit verbundenen niedrigeren Wärmemenge, muss der Nutzanteil signifikant höher sein.



w 40 %; Kondensationstemperatur 45°C

Abbildung 39: Abhängigkeit der Amortisationszeit von Anlagengröße und dem Wärmepreis

Die Kurven zeigen den signifikanten Einfluss des erzielbaren Wärmepreises auf die Amortisationszeit, die sich im untersuchten Bereich bei der Erhöhung um 1 ct. jeweils praktisch halbiert.

Beim Vergleich der Wirtschaftlichkeit in unterschiedlichen Anlagengrößen erkennt man, dass der Nutzungsanteil der Kondensationswärme bei kleineren Anlagen deutlich größer ausfallen muss, um vergleichbar günstige Werte zu erhalten. Dies liegt darin begründet, dass der Wärmeanfall direkt proportional zur Größe des Biomassekessels ist (im gegebenen Fall 3:1) und die dafür notwendige Anlagen- und Bauinvestitionen unterproportional nur um den Faktor 2 ansteigen (s. 6.3.1.).

Um vorab eine grobe Einschätzung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der Planwerte für Erlöse und Kosten treffen zu können, wurde das Verhältnis von Wärmerlösen/Annuität als Bezugsgröße eingeführt, und die berechnete Amortisationszeit unter Berücksichtigung aller berechneten Modelle grafisch aufgetragen (Abbildung 40).

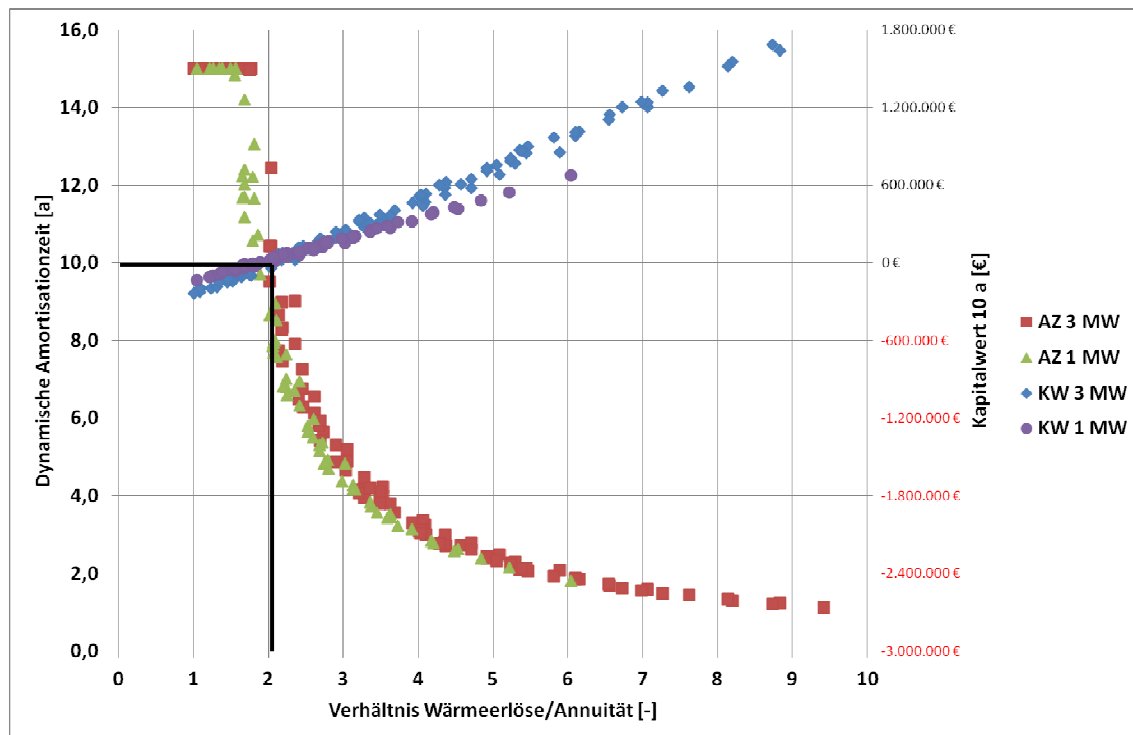


Abbildung 40: Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von Investitionskosten/-Erlös-Struktur

Die Gegenüberstellung der jährlich erzielbaren Wärmeerlöse und der Annuität, die sich aus den Investitionskosten für Anlagentechnik, sowie Nebenkosten und dafür notwendige Baukosten ergibt, zeigt, dass ab einem Verhältnis von 2 eine wirtschaftlich tragfähige Lösung darstellbar ist. Berücksichtigt man die Betriebskosten, die in die Betrachtung als prozentuale Pauschalwerte der Investitionskosten eingehen, als erlösmindernde Kostenkomponente, so reduziert sich der Faktor auf den Wert 1,5.

Dieser Wert gilt nach stichprobenartigen Berechnungen auch dann, wenn die Kalkulation ein neu zu planendes Wärmenetz mit Investitionskosten und veränderter Wärmeerlösstruktur einschließt.

7.2 Nur BHKW ohne Kondensation

Durch Einsatz eines Erdgas-BHKWs kann die Hilfsenergie, auch begünstigt durch die KWK-Förderung, günstiger als aus dem Netz bereitgestellt werden.

Die Berechnungen zeigen, dass > 90 % des gesamten Hilfsenergie-/Strombedarfs der Wärmezentrale durch das BHKW abgedeckt und somit der Netzbezug signifikant reduziert werden kann. Auf Grund der (angenommenen) nicht modulierenden Fahrweise des BHKWs muss allerdings, z.B. unter Teillastbedingungen bzw. bei Überdimensionierung des BHKWs, der erzeugte Stromüberschuss ins Netz zurückgespeist werden. Die optimale Auslegung im Verhältnis zur notwendigen Spitzenlast wird im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu bestimmen sein.

Die Abwärmeströme des BHKWs werden komplett in den Wärmekreislauf eingebunden. Die Abwärme des BHKWs erfüllt auf Grund der angestrebten, langen Laufzeiten praktisch die Funktion der Grundlastabdeckung und verdrängt sowohl Biomasse- als auch Spitzenlastwärme (s. Abbildung 41).

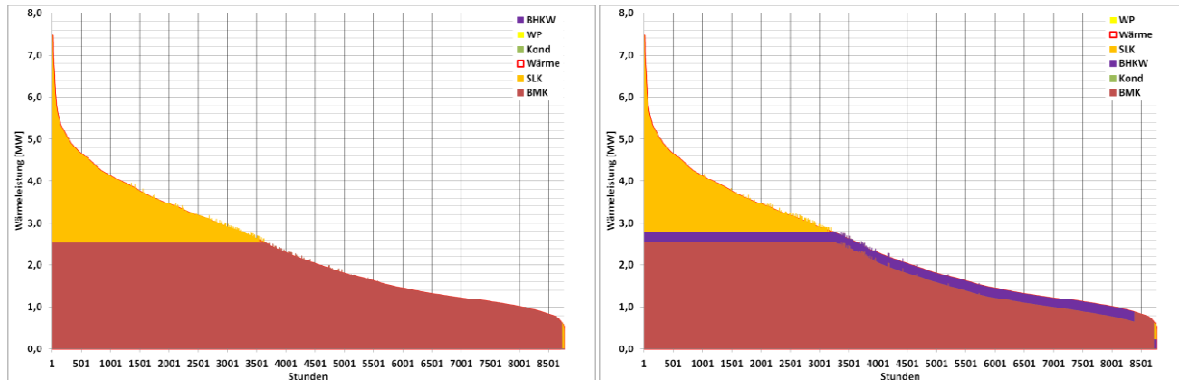


Abbildung 41: Vergleich der Jahresdauerlinie vor/nach Installation des BHKWs

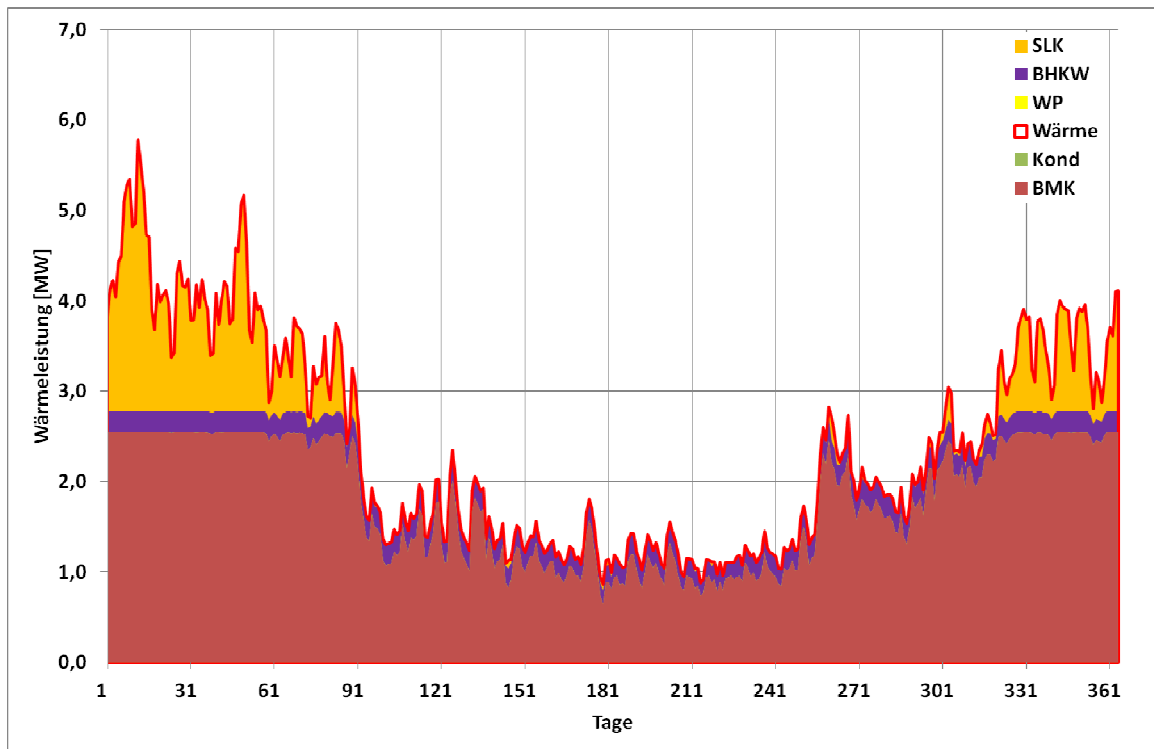
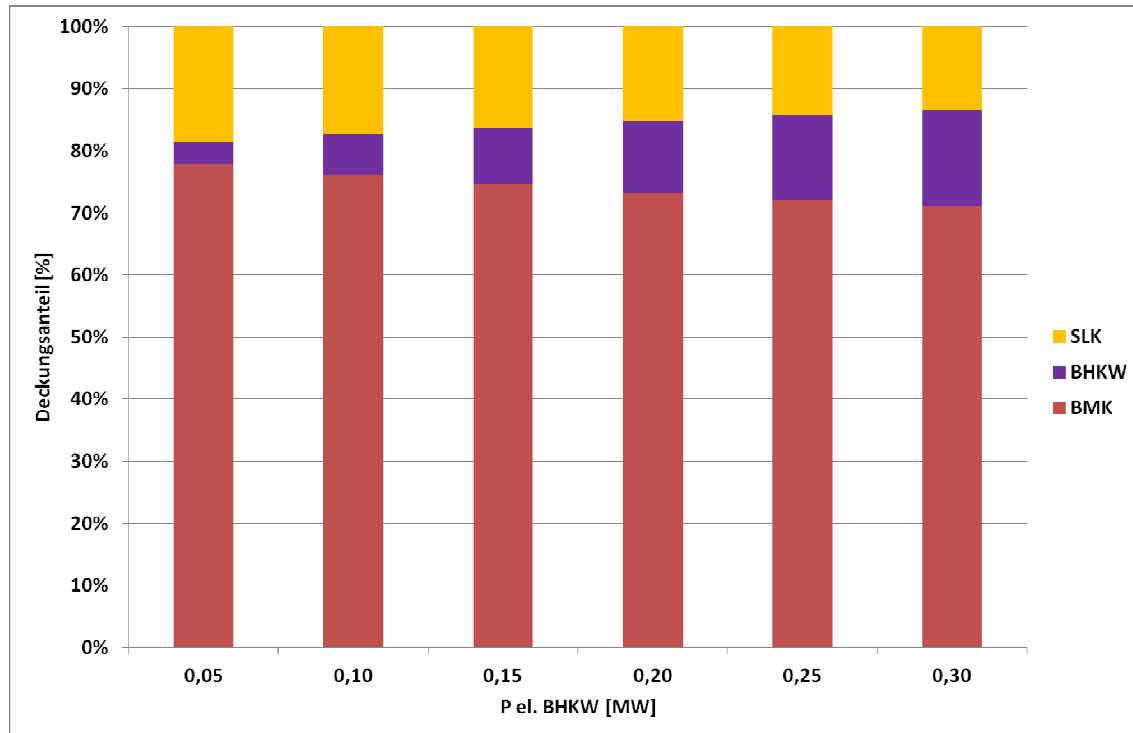


Abbildung 42: Jahreslastgang auf Tagesbasis mit BHKW

Das BHKW ersetzt außerhalb des Regelbereichs des Biomassekessels teilweise die Wärmemengen, die in der Ausgangssituation durch den Spitzenlastkessel abgedeckt werden. Wie aus Abbildung 42 hervorgeht, kann das BHKW bei geeigneter Auslegung in den Sommermonaten den Spitzenlastkessel fast vollständig verdrängen. In prozentual etwa gleichem Maße sinkt aber auch die Biomasseleistung, weil bei Parallelbetrieb von BMK und BHKW die BHKW-Wärme,

gemäß den Vorgaben, auf Grund der mangelnden Regelfähigkeit vorrangig eingekoppelt wird.

Abbildung 43 zeigt die Deckungsanteile der verschiedenen Wärmeerzeuger in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung.



Basis: 3 MW-BMK, SLK, Wärmenetz; berechnete Spitzenleistung 0,221 MW

Abbildung 43: Wärmedeckungsanteile in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung

Mit Hilfe der Wirtschaftlichkeitsberechnung, die sowohl die Strom- als auch die Brennstoffkostenveränderungen berücksichtigt, ist die optimale BHKW-Auslegung in Bezug auf die Maximalleistung zu bestimmen. Dabei fließt als weiterer Parameter der Effizienzstandard der bestehenden Anlagentechnik, z.B. der Pumpentechnik, ein, der sich entscheidend auf den Hilfsenergiebedarf und die jeweilige Spitzenlast auswirkt. Dieser Parameter wurde anhand von 3 Modellen einer Wärmezentrale mit 3 MW-BMK simuliert, die sich in dem prozentualen Hilfsenergiebedarf, bezogen auf die ins Netz abgegebene Wärmeleistung unterscheiden. Folgende Modifikationen wurden untersucht:

Tabelle 13 : Modelle unterschiedlicher Hilfsenergiestandards

Hilfsenergiebedarf	Errechnete Peakleistung
MWh _{el.} /MWh _{therm.}	kW
3 %	126
5 %	221
7 %	316

Die Auswirkungen der BHKW-Dimensionierung auf die dynamische Amortisationszeit und den zu erzielenden Barwert sind in Abbildung 44 dargestellt.

Als Bezugsgröße wurde das Verhältnis der elektrischen Leistung des BHKW zum gesamten Peakleistungsbedarf der Wärmezentrale gewählt.

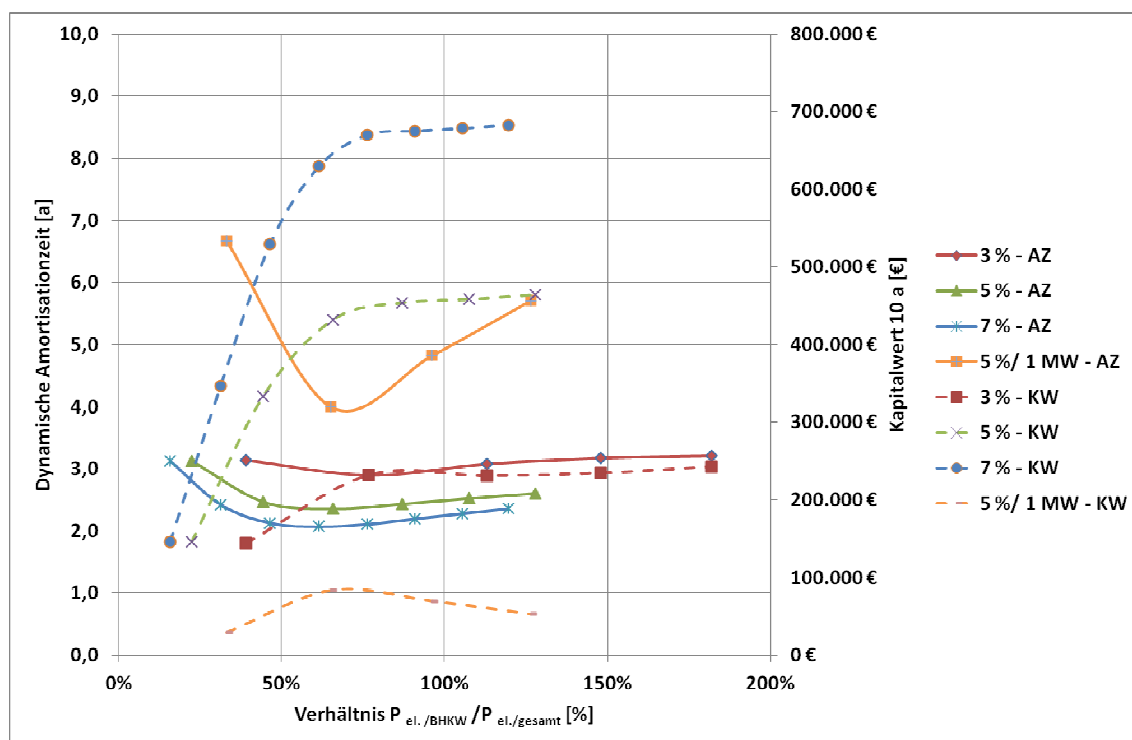


Abbildung 44: Amortisationszeit und Kapitalwert der verschiedenen BHKWs

Es ist offensichtlich, dass der Einsatz eines BHKWs zur Eigenstromerzeugung unter allen untersuchten Randbedingungen sehr wirtschaftlich ist und sich mit Amortisationszeiten < 5 Jahren sehr kurzfristig bezahlt macht. Die Effizienz in der Ausgangssituation, d.h. die ursprüngliche Hilfsenergiemenge, wirkt sich insofern auf die Wirtschaftlichkeit aus, als dass durch die höheren Strombedarfe auch ein größeres Kostenpotenzial gehoben werden kann.

Das optimale Auslegungsfenster bezüglich der Amortisationszeit liegt zwischen 60-80 % der Peakleistung der gesamten Wärmezentrale, wobei 70 % der BHKW-

Stromerzeugung in die Deckung des Eigenbedarfs (entspricht ca. 90 %) fließen, und ca. 30 % ins Netz zurückgespeist werden. Der Kapitalwert bleibt unter den vorgegebenen Standard-Preisen von Gas (ca. 4 ct/kWh) und Strom (11,5 ct/kWh) ab dieser Leistung praktisch konstant. Das bedeutet, dass die im Gegensatz zur Eigennutzung wirtschaftlich ungünstigere Vergütung der Rückspeisung ins Netz mit den zusätzlichen Aufwendungen gerade im Gleichgewicht stehen.

Die entsprechenden Kurven für ein System mit einem 1 MW-BMK sind zum Vergleich dargestellt. Trotz der grundsätzlich auch positiven Bewertung ist die Wirtschaftlichkeit bei kleineren Anlagen aufgrund des überproportionalen Investitionsaufwands ungünstiger.

Im Hinblick auf die CO₂-Bilanz ergibt sich, dass der „emissionsarme“ KWK-Strom des BHKWs mit steigender Leistung zunehmend den, durch fossile Energieträger wie Braun- und Steinkohle geprägten, deutschen Strommix mit 633 g CO₂/kWh verdrängt. Dabei ist es für die Erfassung unerheblich, ob der Strom den Eigenverbrauch deckt oder ins Netz zurückgespeist wird, was zu einer CO₂-Gutschrift führt (s. Abbildung 45).

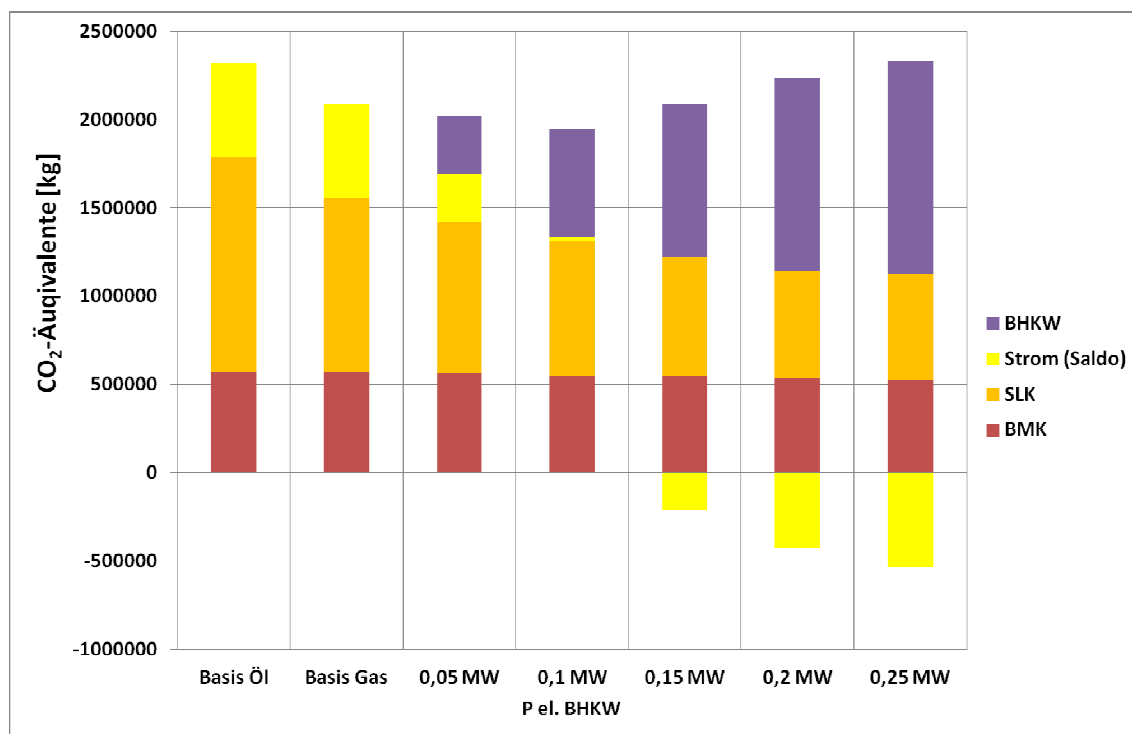


Abbildung 45: CO₂-Bilanz in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung

Während der Einfluss des Verdrängungseffekts der BHKW-Wärme auf die Emissionen des BMK nur von untergeordneter Bedeutung ist, schlägt sich die 40 %-ige Reduzierung des Spitzenlastanteils linear in der Höhe der Emissionen nieder. Trotz des zusätzlichen CO₂ des BHKWs wird eine Emissionsreduktion von ca. 10 % erzielt.

In Ergänzung zu den vorherigen Betrachtungen, die auf einem Erdgas-SLK in der Ausgangssituation basieren, soll nun ein Heizöl-SLK in die Berechnungen einfließen. Unter der Voraussetzung einer Umrüstung des SLK auf Erdgas, wie es z.B. bei speziell im Markt angebotenen 2-Stoff-Brennern möglich ist, besteht die Chance, den für das BHKW sowieso notwendigen Erdgasanschluss auch für den SLK zu nutzen. Dabei kann man unter den derzeitigen Energiepreisen (Heizöl 6,5 ct/kWh; Erdgas 4,2-4,4 ct/kWh, abhängig von Leistung und Arbeit) eine Kostenersparnis von ca. 1/3, verbunden mit einer zusätzlichen Emissionsminderung von ca. 20 %, erzielt werden.

Auf der wirtschaftlichen Seite stellt sich diese Option als sehr attraktiv dar, da durch den zusätzlichen Kostensenkungseffekt der Spitzenlastenergie die Amortisationszeiten auf < 2 Jahre gedrückt werden (s. Abbildung 46).

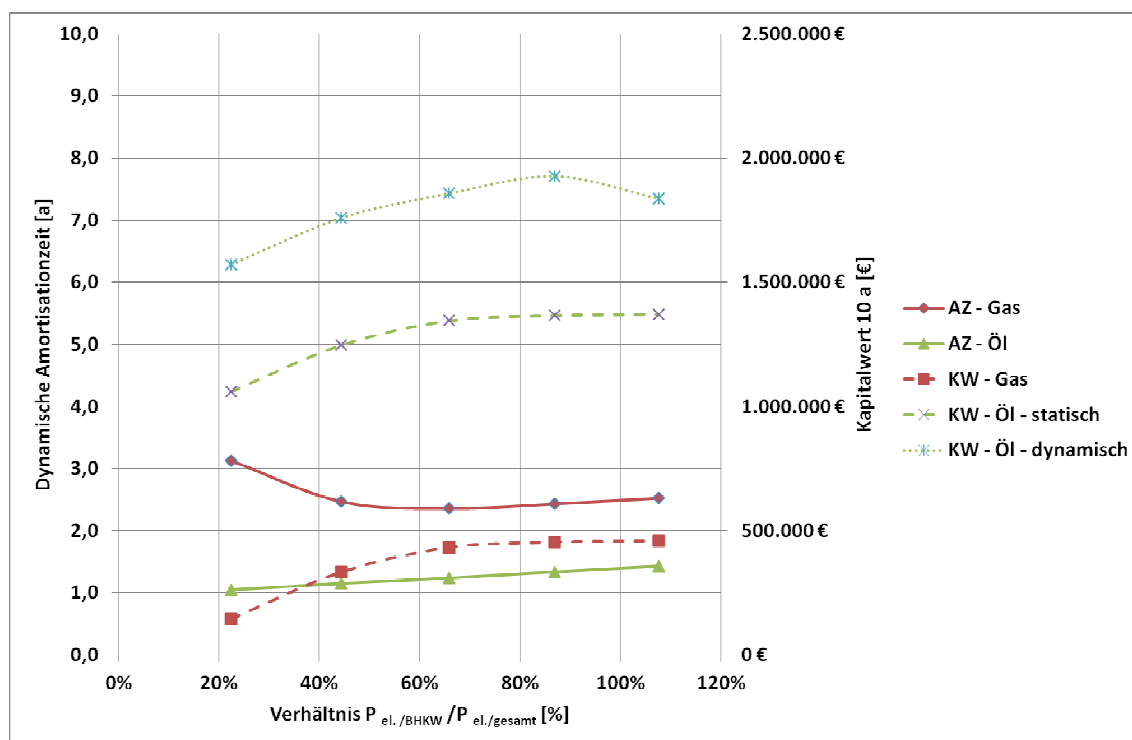


Abbildung 46: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom Spitzenlastenergieträger

Selbst unter der Annahme der analogen Preissteigerung für alle Energieträger ergibt sich für den Wechsel der Spitzenlastenergie von Öl auf Gas ein so hoher Zuwachs im Kapitalwert, dass eine Investition in einen neuen Gaskessel wirtschaftlich empfehlenswert ist. Als weiterer positiver Effekt für die Umstellung spricht, neben dem niedrigeren Energiepreis-Ausgangsniveau, der Unterschied der prognostizierten Preissteigerungsrate, die für Öl ca. 50 % über der des Erdgases liegt. Während die Amortisationszeit auf Grund der Kürze durch diese Dynamik nicht wesentlich beeinflusst wird, nimmt der erzielbare Kapitalwert um 30 % zu.

7.3 Rauchgaskondensation mit Wärmepumpe und BHKW

Die wirtschaftliche Realisierbarkeit der Kombination von Rauchgaskondensation, Wärmepumpe und BHKW in dem Umfeld von Biomasseheizwerken mit Nahwärmenetzen ist im wesentlichen abhängig von den gegebenen Randbedingungen in der Ausgangssituation, die die technischen (Wärmenetz, Anlagengröße und Wärmedeckungsgrad des BMK; Brennstoffqualität) als auch die wirtschaftlichen (Kostenstruktur) Parameter umfasst. Zusammen mit den in der Umsetzung veränderlichen Rahmenbedingungen (WP-Typ; neues Wärmenetz; Netztemperaturen, Verschaltungen) ergeben sich eine Anzahl von Konfigurationen, die im Folgenden in ihrer technischen Auslegung optimiert und der wirtschaftlichen Analyse unterworfen werden.

Aufgrund der Vielfalt der möglichen Anlagenkonfigurationen und Verschaltungen wird nun im Folgenden eine Optimierung des Gesamtsystems Schritt für Schritt durchgeführt.

7.3.1 Optimierung der hydraulischen Verschaltung

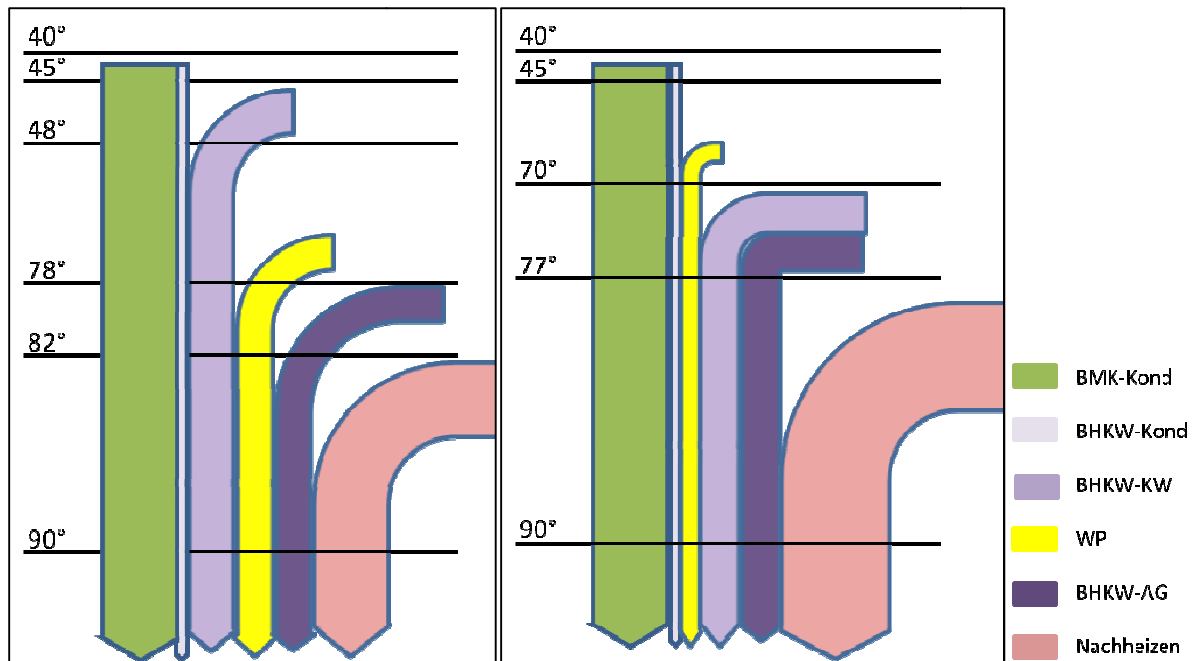
Wie in Punkt 5.3. dargestellt, sind zwei grundsätzlich verschiedene hydraulische Verschaltungen der Anlagenkombination denkbar, die auf die Auslegung der Wärmepumpe und des BHKWs signifikante Auswirkungen haben.

Als Basis für die folgenden Berechnungen wurde ein Nahwärmenetz mit bivalenter Wärmeversorgung, bestehend aus einem BMK mit 3 MW FWL und einem Erdgas-SLK, mit einem Wärmedeckungsverhältnis von 80:20 durchgeführt. Es werden Hackschnitzel mit einem Wassergehalt $w=40\%$ eingesetzt. Die im Kondensationskreislauf gewonnene zusätzliche Wärme soll in das primäre Wärmenetz eingespeist werden.

Die halb-quantitativen Sankey-Diagramme stellen die Wärmemengen in Größe (Pfeilbreite proportional zur Wärmeleistung; Annahme: Wärmepumpenstrom wird zu 100 % in Wärme umgesetzt) und Reihenfolge, sowie die Temperaturniveaus (Skala nicht linear) der beiden Optionen anhand einer Standard-Konfiguration unter Nennbedingungen gegenüber. Die Temperaturwerte und Wärmeleistungen beruhen auf Berechnungen des erstellten Moduls unter Berücksichtigung von Massenströmen und thermodynamischen Randbedingungen.

Option 1

Option 2



Randbedingungen: Kondensation 45/40°C; $P_{el\ BHKW} \sim 82\ \% P_{el\ W\ärmezentrale}$ (Vorwegnahme der Ergebnisse in 7.3.3).

Abbildung 47: Wärmefluss-Diagramme für unterschiedliche Verschaltungen

Die Wärme- und Massenströme lassen sich in 2 Bereiche, vor und nach der Wärmepumpe, unterteilen, die hydraulisch durch die Wärmepumpe praktisch entkoppelt sind. Als Nomenklatur wurde die jeweils vorliegende Operation der Wärmepumpe, im Niedertemperaturbereich der Kühlkreislauf (Wärmeaufnahme aus dem Medium und damit dessen Kühlung), im Hochtemperaturbereich der Heizkreislauf (Wärmeabgabe an Heizmedium), gewählt.

In beiden Optionen werden die Kondensations-Wärmegewinne aus BMK und BHKW zur Erwärmung einer bestimmten Kreislauf-Wassermenge um 5 K genutzt.

In Option 1 wird diese Wassermenge durch den Kühlwasser-WT des BHKW geschickt und dort um weitere 3 K erwärmt. Die dadurch erhöhte Kühlleistung muss in einer dementsprechend leistungsfähigeren Wärmepumpe auf ein möglichst hohes Temperaturniveau gebracht werden, in diesem Falle durch einen Ammoniak-Schraubenverdichter auf 78°C. Für die Nachheizung auf Vorlaufniveau stehen nun in der Reihenfolge BHKW-Abgas-WT (Anhebung um ca. 4 K) und bei weiterem Bedarf der BMK (Anhebung um 8 K) zur Verfügung.

In Option 2 werden praktisch die gleichen Kondensationswärmemengen gewonnen, gehen aber ohne Einbindung weiterer Wärmeströme in die Wärmepumpe. Die Wärmepumpe, in analoger technischer Ausführung wie in Option 1, kann dadurch in ihrer Auslegung kleiner ausfallen und hat somit auch einen geringeren Strombedarf. Weiterer Effekt dieser Verschaltung ist, dass die Wassertemperatur auf der Austrittsseite auf 70°C beschränkt werden kann, um im anschließenden Kühlwasser-

WT des BHKWs eine ausreichende Wärmemenge abzuführen. Die im Vergleich zu Option 1 niedrige Kondensationstemperatur der Wärmepumpe bietet vier Vorteile:

- Ammoniak-WP mit potenziell höheren Endtemperaturen erreichen sehr hohe COP-Werte (gemäß Formeln in Punkt 4), was wiederum den Einsatz kleinerer WP und in der Folge auch kleinerer BHKWs erlaubt.
- Kleinere Kühlleistungen können durch WP mit Kolben-, statt Schraubenverdichtern realisiert werden, was einen Effizienzsprung im COP zur Folge hat.
- Für Standard-WP mit dem, bezüglich Maximaltemperatur beschränktem, Kühlmittel R134a ergeben sich auf Grund der verfügbaren kleinen Anlagengrößen mit günstigen Investitionskosten Einsatzpotenziale im unteren Anlagenspektrum.
- Die Reihenschaltung von Kühlwasser- und Abgas-WT in der Einkoppelung der BHKW-Abwärme ist als Standardkonfiguration wirtschaftlicher verfügbar.

Durch die Einbindung der gesamten BHKW-Abwärme nach der Wärmepumpe wird der Heizkreis um 7 K angehoben, für die weitere Nachheizung auf 90°C muss allerdings eine größere Wärmemenge aus dem BMK abgezweigt werden.

Als signifikantester Unterschied der beiden Optionen ist die Auslegung der Wärmepumpe zu nennen, deren Größe in Option 2 praktisch halbiert werden kann und somit auch die oben genannten positiven Konsequenzen hat.

In Summe werden unter den genannten Randbedingungen unter Nennlast in Option 1 ca. 1700 kW, in Option 2 ca. 1800 kW, aus dem Kondensationskreislauf gewonnen werden; was ca. 67 bzw. 70 % der Wärmeleistung des BMK entspricht.

Unter Berücksichtigung des höheren Leistungsbedarfs an Nachheizen aus Biomasse, der dem primären Heizkreislauf entzogen wird, berechnet sich die maximal verfügbare, effektive Wärmeleistung aus Biomassekessel + Kondensationskreislauf für die beiden Optionen wie folgt:

Tabelle 14: Maximale, effektive Wärmeleistung

Wärmeleistung	Bemerkung	Option 1	Option 2
$P_{\text{max. therm BMK}}$	=FWL * η = 3 MW * 0,85	2550 kW	2550 kW
$P_{\text{NH BMK}}$		- 444 kW	- 779 kW
$P_{\text{max. therm Kond}}$		1708 kW	1797 kW
Summe		3814 kW	3568 kW

Die niedrigere Spitzenleistung lässt erwarten, dass in Option 2 der Anteil des Spitzenlastkessels im Verhältnis zu Option 1 höher liegen wird.

Durch die Realisierung einer der beiden Optionen werden in der Wärmebilanz neue Quellen erschlossen, die zu einer geänderten Wärmeversorgerstruktur und damit einer Verdrängung von Biomasse- und Spitzenlastwärme führen. In den Abbildungen 48 und 49 wird der Vergleich für die Wärmedeckung durch die unterschiedlichen Quellen von Option 1 und 2 anhand der Jahresdauerlinie dargestellt; Abbildung 50 zeigt den Jahreslastgang am Beispiel der Option 2.

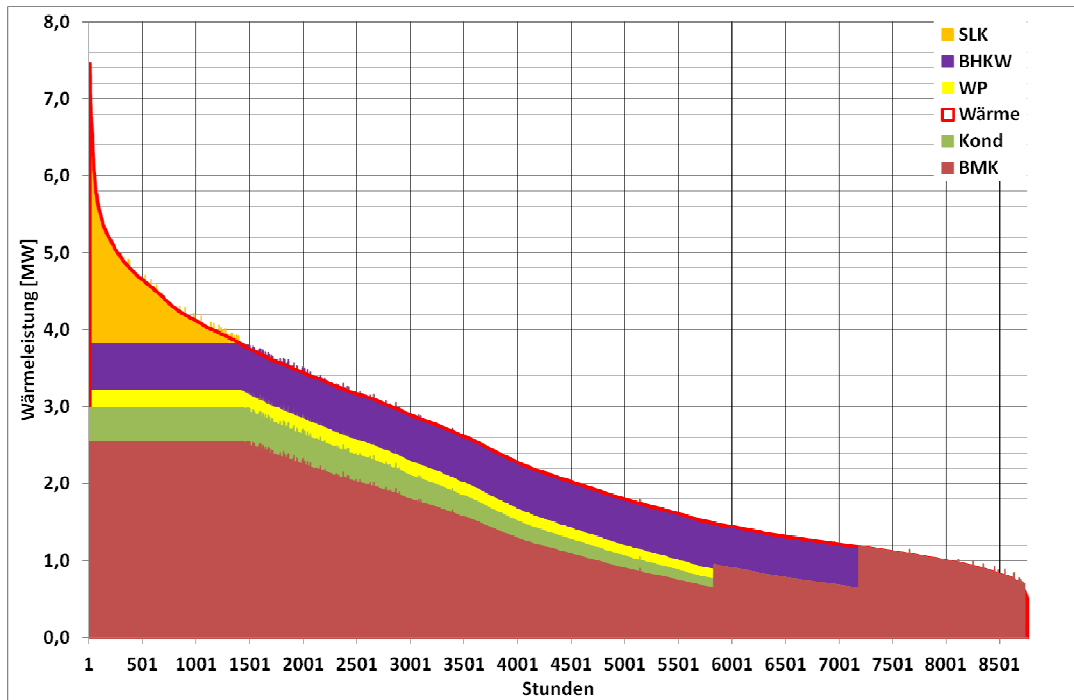


Abbildung 48: Jahresdauerlinie des Systems gemäß Option 1

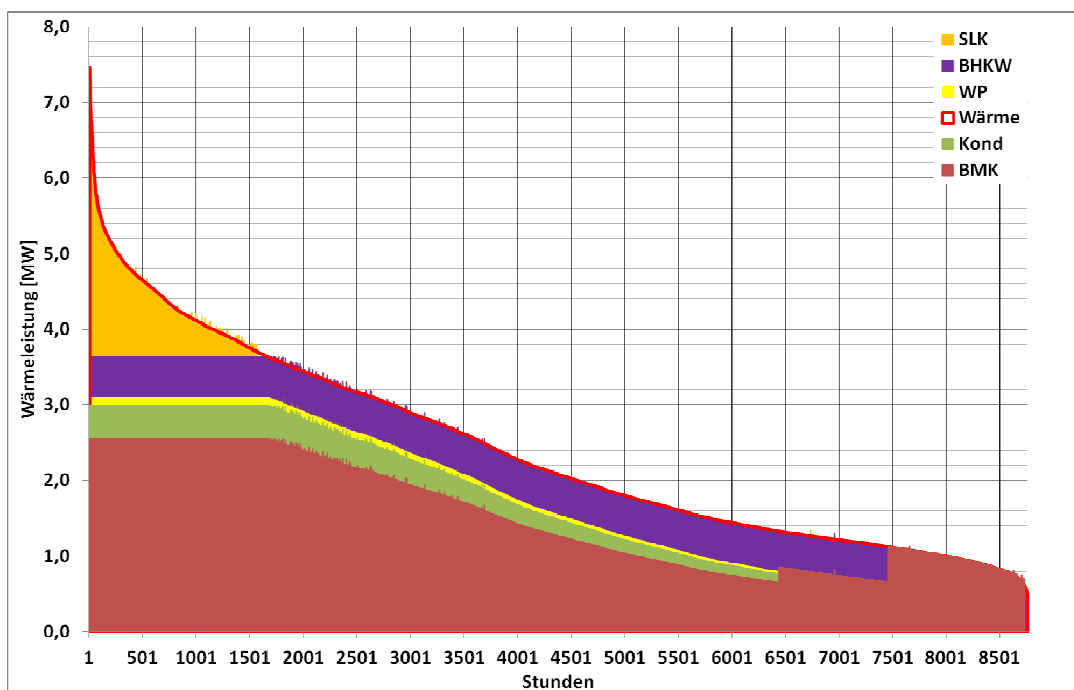


Abbildung 49: Jahresdauerlinie des System gemäß Option 2

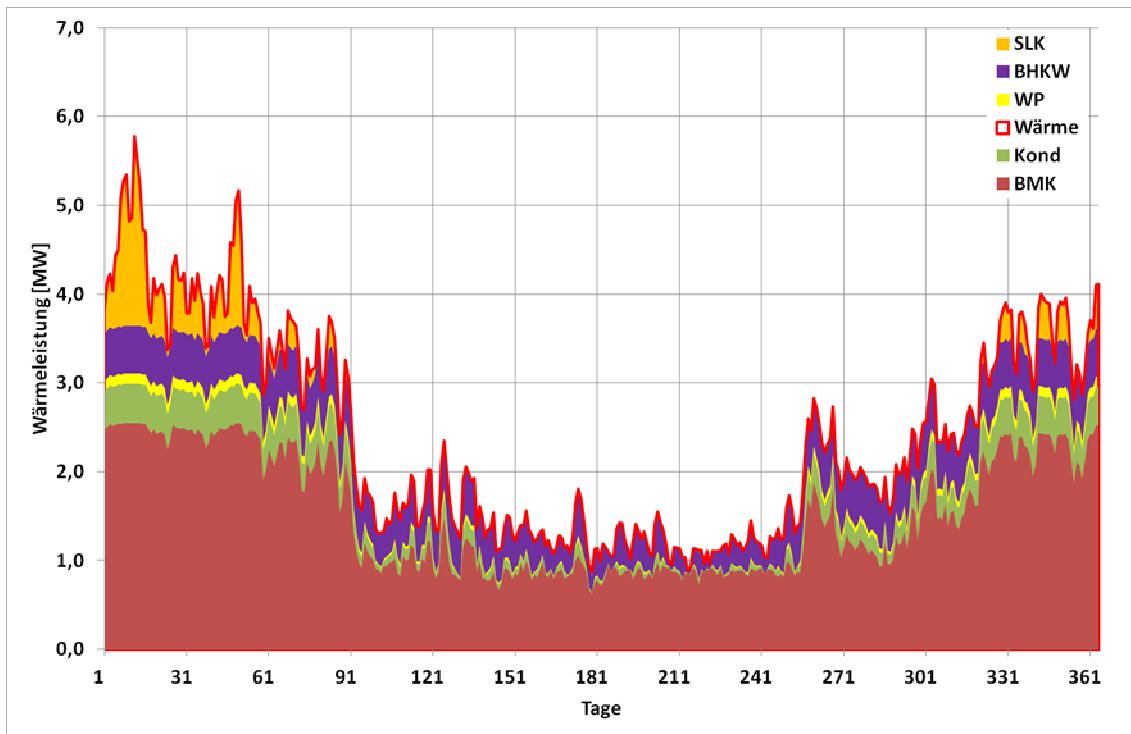


Abbildung 50: Jahreslastgang des Systems gemäß Option 2

Der signifikanteste Unterschied zwischen Abbildung 48 und 49 ist der geringe Wärmepumpenanteil bei Option 2, der durch die reduzierte gelbe Fläche deutlich wird, und der durch die verschiedenen, oben beschriebenen Effekte bedingt ist.

Aus dem Jahreslastgang wird qualitativ deutlich, dass die Spitzenlast durch die zusätzlichen Wärmegewinne stark zurückgedrängt wird. Einen quantitativen Vergleich der Wärmeversorgungsstruktur im Ausgangszustand bzw. nach Realisierung der Optionen 1 und 2, wie er sich kumuliert als Jahresbetrachtung aus dem Berechnungsmodul ergibt, zeigt Abbildung 51.

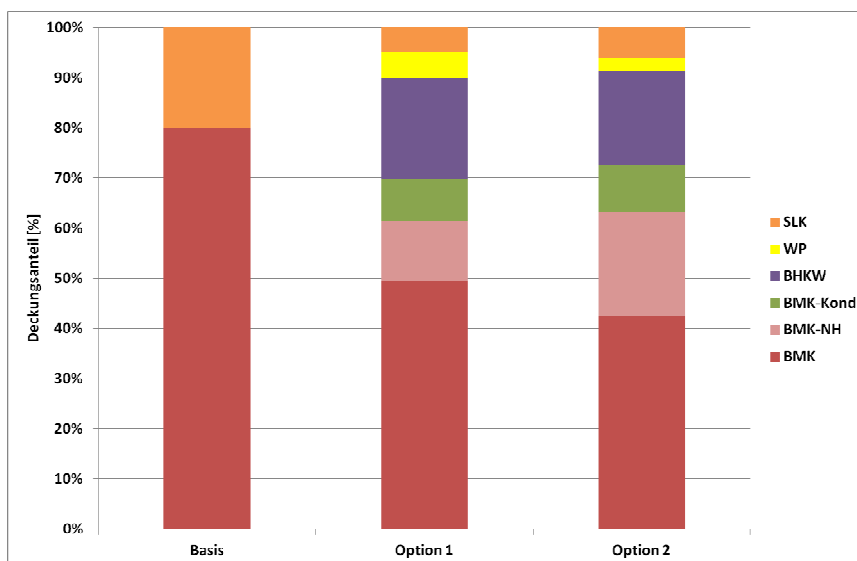


Abbildung 51: Deckungsanteile der verschiedenen Wärmequellen

Ausgehend von der vorgegebenen Wärmeverteilung von BMK:SLK kann durch Realisierung der Konzepte der im Allgemeinen wirtschaftlich nachteilige Spitzenlastanteil stark reduziert werden. Der Wärmeanteil aus Biomasse wird, unabhängig von der Verschaltung, um knapp 20 % reduziert, wobei sich nur die Gewichtung zwischen BMK und Nachheizern verschiebt. Der dadurch ermöglichte, reduzierte Mengeneinsatz an Biomasse schlägt sich in verringerten Brennstoffkosten nieder. Der Wärmepumpenanteil kann durch die modifizierte Einbindung im Vergleich zur Option 1 praktisch halbiert werden.

Im Rahmen einer Gegenüberstellung der beiden Optionen wird im Folgenden zu klären sein, welche Verschaltung wirtschaftlich die größeren Vorteile erbringt (Tabelle 15).

Tabelle 15: Wirtschaftlicher Vergleich der beiden Verschaltungsvarianten (in €)

	Ausgangssituation	Option 1	Option 2
Kapitalkosten			
Anlagen incl. NK		778.401	694.867
Gebäude		122.713	106.481
Summe		901.114	801.348
Annuität		88.529	79.670
Verbrauchskosten			
Biomasse	485.684	381.090	395.737
Erdgas Spitzenlast	220.901	50.308	69.967
Erdgas BHKW	-	325.264	271.394
Zwischensumme Brennstoffe	706.585	756.662	737.098
Strom Netzbezug	121.019	20.310	10.938
Strom Rückspeisung	-	-40.456	-37.582
Summe	827.604	736.516	710.454
Differenz	-	-91.088	-117.150
		-11%	-14%
Betriebskosten		72.187	63.997
Förderungen			
KWKG	-	-67.985	-57.650
EnergieStG	-	-47.935	-39.539
StromNEV (vNNE)	-	-5.149	-4.783
Summe	-	-121.069	-101.972
Statische Jahresbetrachtung Saldo		-51.441	-72.927
Dynamische Amortisationszeit		9,5 a	6,5 a
Kapitalwert nach 10 Jahren		36.842	349.016

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die jeweilige Kostenstruktur der beiden Optionen und der Ausgangssituation gegenübergestellt. Es wird angenommen, dass nur die Verbrauchskosten der Basisversion durch die Erweiterung beeinflusst werden, Kapital- und Betriebskosten bleiben konstant.

Bei der Betrachtung der einzelnen Kostenblöcke in der Reihenfolge fällt auf, dass die Kapitalkosten auf Grund der kleineren Wärmepumpe, und dem damit verbundenen kleineren BHKW und den anteiligen Baukosten, in Option 2 um 10 % niedriger ausfallen. Bei den reinen Brennstoffkosten ergeben sich, wie erwartet, durch die Substitution mit der Kondensationswärme signifikante Einsparungen im Biomasseeinsatz (ca. 20 %) und in der Spitzenlast (ca. 70-75 %). Der Einsatz des BHKWs und der damit verbundene Gasverbrauch erhöht die Brennstoffkosten, in Summe sogar über den Wert der Ausgangssituation hinaus, allerdings steht dem der positive Effekt der Eigenstromdeckung und der Rückspeisung ins Netz gegenüber. In beiden Optionen ergeben sich als Saldo „negative“ Stromkosten, d.h. die Rückspeisung erlöst mehr als für den verbleibenden Netzbezug bezahlt werden muss. In Summe der Verbrauchskosten bedeutet das, dass durch die Realisierung des Gesamtkonzepts, trotz dem zusätzlichen Brennstoff- und Hilfsenergiebedarf, die Verbrauchskosten um 11 % (Option 1) bzw. 14 % (Option 2) gegenüber der Ausgangssituation reduziert werden können.

Die zusätzlichen Betriebskosten von jeweils ca. 8 % der Investitionskosten weisen, auf Grund des pauschalen Berechnungsmodus, den analogen Vorteil von 10 % für Option 2 auf.

Die Förderinstrumente der KWK, wie in 6.2. beschrieben, führen zu einer signifikanten Kostensenkung, wobei hier die Option 1 durch das größere BHKW (bei Auslegung auf konstantes Verhältnis zum Stromspitzenbedarf) stärker begünstigt wird.

In Addition aller Kostenblöcke ergibt sich für Option 2 ein 40 % höherer jährlicher Barwert gegenüber Option 1, der zur Deckung der Kapitalkosten herangezogen werden kann. Daraus folgt in der dynamischen Betrachtung eine Verkürzung der Amortisationszeit von 9,5 auf 6,5 Jahre und eine Verzehnfachung des erzielbaren Kapitalwerts nach 10 Jahren.

Bei Betrachtung der CO₂-Bilanz kommt man zu dem Ergebnis, dass die Option 2, im Vergleich zum Ausgangszustand, mit 16,2 % niedrigeren Emissionen die dreifache Einsparung gegenüber Option 1 (5,6 %) besitzt.

Als Fazit ist festzuhalten, dass die hydraulische Verschaltung gemäß Option 2 die deutlich wirtschaftlichere Alternative darstellt, die vor allem bei den Wärmepumpen Kostenpotenziale in Anschaffung und Betrieb heben lässt. Die höhere Flexibilität in der Auslegung (Auswahl an Wärmepumpentypen; verfügbares Größenspektrum) eröffnet ein breiteres Anwendungsspektrum für das Gesamtkonzept.

7.3.2 Auswahl der Wärmepumpe – Größe des BMK

Auf Grund der in 7.3.1. durchgeführten Schaltungsoptimierung ist man nicht auf Wärmepumpentypen mit möglichst hoher Austrittstemperatur beschränkt, sondern kann auf eine Auswahl von Standard-Baureihen (s. 4.2.) zurückgreifen. Diese finden aus technischer Sicht nur Einschränkungen durch die realisierbaren Minimal-/bzw. Maximalleistungen unter der Berücksichtigung der Teillastfähigkeit. So sind, bei den betrachteten WP-Typen, die Kolbenverdichter bei einer Parallelschaltung von maximal zwei Anlagen auf Kühlleistungen < 800 kW (bei Sonderanlagen Parallelschaltung von drei Verdichtern, Kühlleistung < 1200 kW) begrenzt, während der Schraubenverdichter den Bereich > 550 kW Nenn-Kühlleistung abdecken kann.

Da sich die Kühlleistung aus den Kondensationswärmegewinnen von BMK und BHKW zusammensetzt, ist es sinnvoll, die Größe des BMK als Parameter an dieser Stelle in die Berechnungen mit einfließen zu lassen.

Für die Betrachtungen wurden Wärmenetze modelliert, die unter den in Tabelle 16 aufgeführten Randbedingungen berechnet wurden. Das Kondensations-Temperaturniveau musste für den Vergleich wegen der Einbeziehung der R 134a-Kolben-Wärmepumpe auf 35/30°C festgelegt werden.

Tabelle 16: Randbedingungen für WP-Optimierung

Ausgangssituation*			
FWL BMK	1,5 MW	3 MW	4,5 MW
Optimierung			
RKA Temperatur	35/30°C		
Nenn-Kühlleistung	0,359 MW	0,712 MW	1,063 MW
BHKW P _{el.}	0,2 MW	0,4 MW	0,6 MW
WP-Typ**			
Kolben R 134a COP	4,19	4,19	4,19
Kolben NH ₃ COP	5,16	5,17	5,23
Schraube NH ₃ COP	4,37	4,39	4,44

*BMK:SLK 80:20, w 40%, Hilfsenergieanteil 5%

** COP-Werte aus Angeboten als Regression abgelegt

Eine zusammenfassende Darstellung der Wirtschaftlichkeit zeigt Abbildung 51.

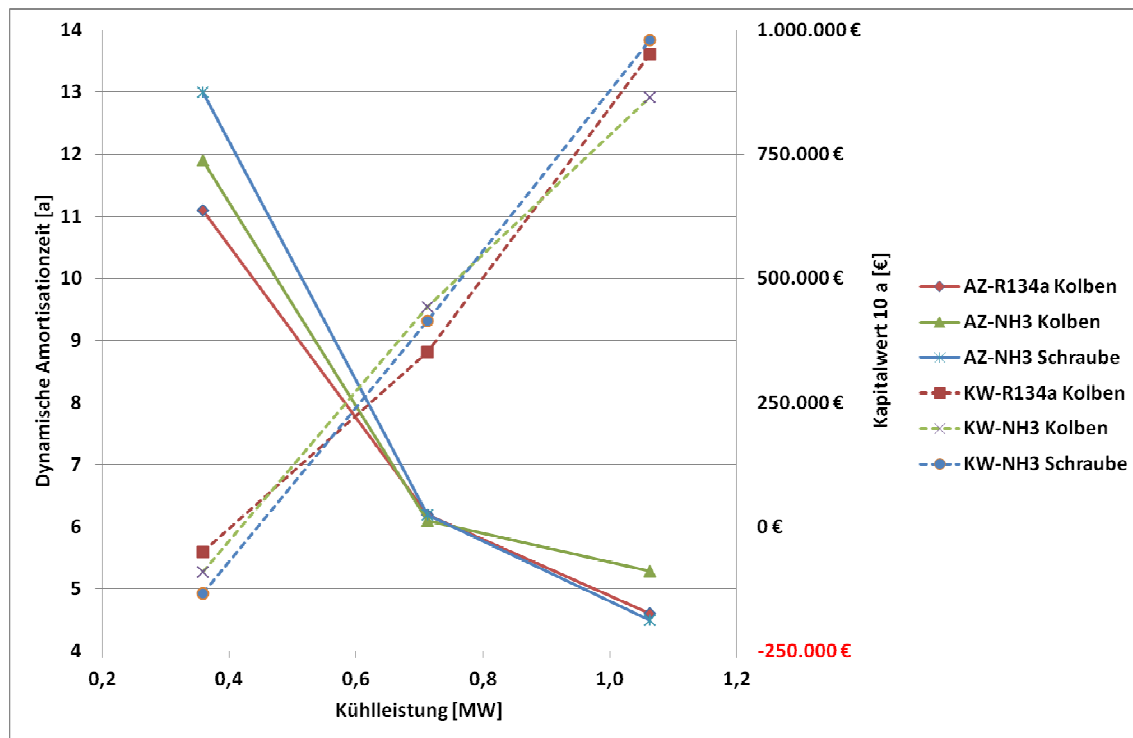


Abbildung 52: Wirtschaftlichkeit der WP-Typen in Abhängigkeit von der Kühlleistung

Die Kurven zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen bei den verschiedenen WP-Typen keine großen Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit zu erwarten sind. Als Tendenzen lassen sich folgende Punkte herauslesen:

- Bei kleinen Kühlleistungen haben die Standard-WP auf Basis von R134a auf Grund ihrer, bei gleicher Nennleistung, niedrigeren Investitionskosten und der Anlagenvielfalt in diesem Bereich wirtschaftliche Vorteile.
- Im mittleren Bereich von 0,5-0,8 MW können NH₃-Kolbenverdichter auf Grund ihrer hohen Effizienz gegenüber R134a-Kolbenverdichtern, aber auch gegenüber den NH₃-Schraubenverdichtern, trotz deutlich höherer Investitionskosten (zwei Verdichter gegenüber einer Schraube), die beste Option darstellen.
- Bei Nennleistungen > 1 MW werden die Schraubenverdichter als Einzelanlagen die bevorzugte Alternative gegenüber Doppel- bzw. Dreifach-Kolbenanlagen darstellen, da die Investitionskostenvorteile durch höhere Effizienz nicht mehr zu kompensieren sind.

Grundsätzlich kann die hier durchgeführte Berechnung auf Grund der getroffenen Pauschalisierungen nur einen groben Anhaltspunkt geben; die optimierte Auswahl der geeignetsten WP-Konfiguration ist stark von den Eingangsparametern abhängig und somit für jedes Projekt spezifisch im Detail zu prüfen und zu definieren.

Der Einfluss des BMK zeigt sich deutlich in der abnehmenden Amortisationszeit bzw. zunehmendem Kapitalwert mit steigender Anlagengröße.

Offensichtlich wird auch, dass für kleine BMK (FWL 1,5 MW), selbst unter optimierten Auslegungsbedingungen, die Wirtschaftlichkeit im gewünschten Rahmen nicht dargestellt werden kann. Durch eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Kostenkomponenten für die verschiedenen BMK-Größen, jeweils bezogen auf MW Wärmeleistung, zeigen sich die relevanten Positionen mit den entscheidenden Einfluss (Tabelle 17). Dabei sind die Kapital- und die Betriebskosten (Pauschalwerte auf Investitionssumme) unter dem Begriff „Annuität“ zusammengefasst.

Tabelle 17: Kostenkomponenten in Abhängigkeit von der FWL des BMK (€/MW)

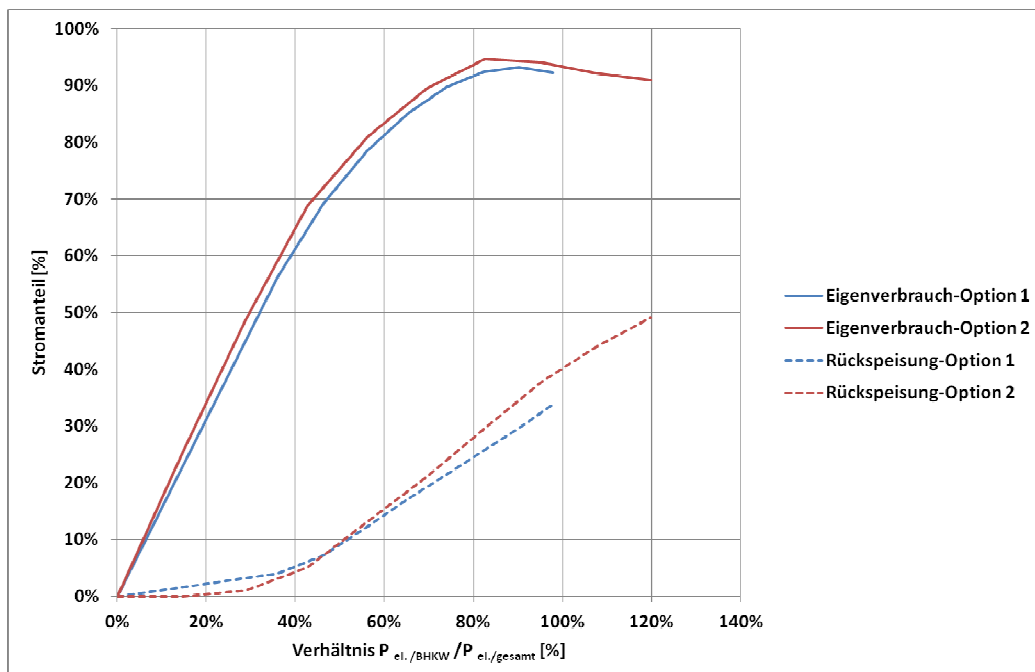
FWL BMK	1,5 MW	3 MW	4,5 MW
Kapital- + Betriebskosten			
"Annuität"	69.551 €	49.379 €	45.077 €
Verbrauchskosten			
Biomasse	-39.049 €	-33.582 €	-37.792 €
Erdgas Spitzenlast	-65.371 €	-55.215 €	-58.640 €
Erdgas BHKW	113.368 €	108.327 €	105.177 €
Zwischensumme Brennstoffe	8.948 €	19.531 €	8.745 €
Strom Netzbezug	-32.659 €	-35.403 €	-34.343 €
Strom Rückspeisung	-15.213 €	-20.031 €	-17.178 €
Summe	-47.872 €	-55.435 €	-51.521 €
KWKG	-24.953 €	-22.649 €	-21.952 €
EnergieStG	-16.095 €	-15.969 €	-15.811 €
StromNEV (vNNE)	-1.936 €	-2.549 €	-2.186 €
Summe	-42.983 €	-41.168 €	-39.949 €
Statische Jahresbetrachtung			
Einsparungen	-81.907 €	-77.072 €	-82.725 €
Barwert	12.357 €	27.692 €	37.648 €
in %	18%	56%	84%

Während die einzelnen Verbrauchskostenanteile und Vergütungen für unterschiedliche Anlagengrößen gewisse Schwankungen aufweisen, die kumuliert Einsparungswerte mit einer Variation von 5 % nur von untergeordneter Bedeutung sind, unterliegen die spezifischen Kapital- und Betriebskosten mit zunehmender FWL einer deutlichen Degression. Somit steigt mit zunehmender Anlagengröße der Barwert sowohl absolut, als auch prozentual zur „Annuität“ an und ermöglicht die ermittelten kürzeren Amortisationszeiten.

Für kleine BMK ($FWL \leq 1,5 \text{ MW}$) wird die Optimierung nur unter besonders günstigen Randbedingungen wirtschaftlich empfehlenswert sein. Eine Interpolation der Daten erlaubt die Aussage, dass ab 2 MW FWL eine Anlagennachrüstung gemäß dem Konzept zu einer wirtschaftlich tragfähigen Lösung führen wird.

7.3.3 Optimierte Auslegung des BHKWs

Unter technischen Gesichtspunkten ist bei der Nutzung der Abgaswärme durch Rauchgaskondensation in Verbindung mit einer Wärmepumpe ein BHKW nicht notwendig, aus wirtschaftlichen Gründen drängt sich die Eigendeckung des zusätzlichen Strombedarfs der Wärmepumpe (ca. 30-50 % der Energiemenge im Ausgangszustand) auf. Wie bereits bei der Erweiterung nur mit BHKW ist hier der optimale Mittelweg zwischen Investitionskosten, Vergütungen, Strom-Eigendeckung bzw. –Rückspeisung zu finden. In Abbildung 53 ist das Verhältnis des Eigenverbrauchs bzw. der Rückspeisung über der BHKW-Leistung aufgetragen.



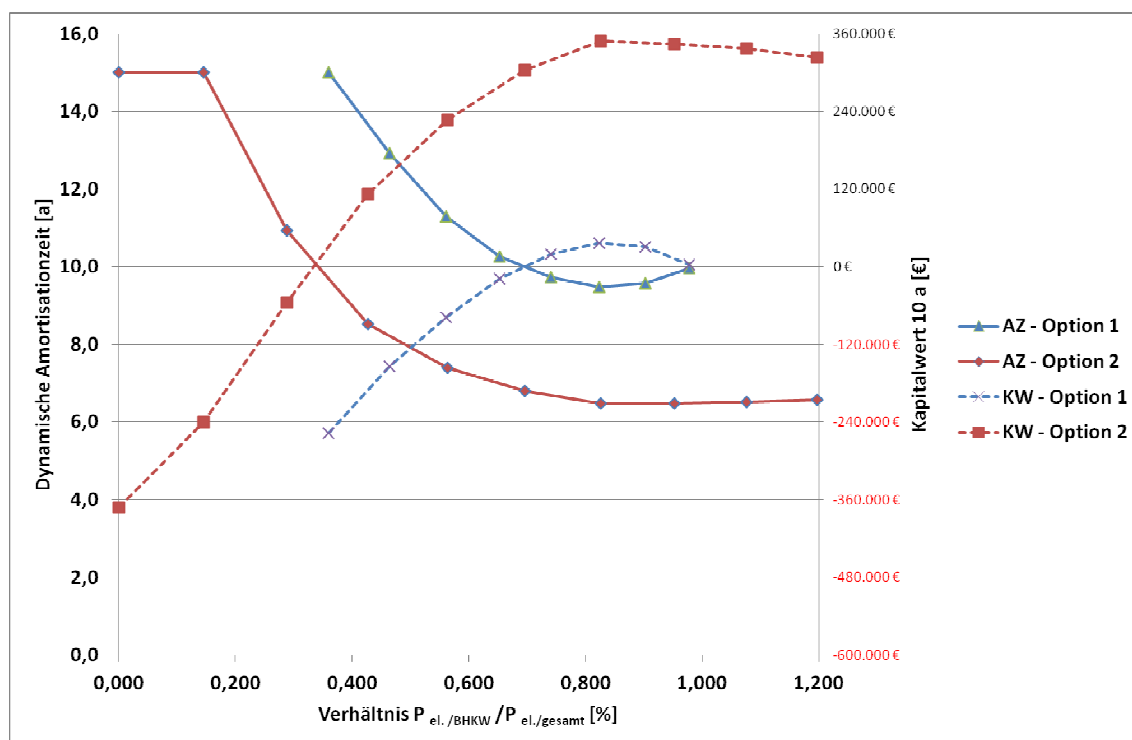
Randbedingungen: FWL 3 MW; w 40%; Hilfsenergie 5 %; RGK 45/40°C; NH₃-Schraubenverdichter

Abbildung 53: Strom-Eigenverbrauch/-Rückspeisung in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung

Unabhängig von der hydraulischen Einbindung und der damit verbundenen unterschiedlichen WP-Auslegung (s. 7.3.1) ergibt sich für den Eigenverbrauch bzw. die Rückspeisung ein analoger Kurvenverlauf, wenn als Bezugsgröße der Verhältnisswert von BHKW-elektrischer Nennleistung zu Gesamt-Stromspitzenleistung gewählt wird. Somit kann man davon ausgehen, dass das hier gewonnene Auslegungskriterium allgemein unter allen Bedingungen gültig ist. Der Eigenverbrauch steigt mit zunehmender BHKW-Größe bis zu einem Maximum bei 80-90 % an und nimmt dann auf Grund der Überdimensionierung verkürzten

Laufzeiten geringfügig ab. Die Stromerzeugung des nicht modulierenden BHKWs, das in Bezug zur Spitzenleistung ausgelegt ist, führt bei Teillastbedingungen zu einem Stromüberschuss und damit zur Rückspeisung ins Netz. Dieser Anteil steigt linear an und erreicht beim maximalen Eigenverbrauch ca. 30 %.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bezieht neben den Investitionskosten, dem Einfluss der Wärmeeinbindung und der Vergütungsstruktur der Kraft-Wärme-Kopplung die verschiedenen Kosteneinflüsse der Stromerzeugung ein. Die Eigendeckung resultiert in niedrigeren Strombezugskosten aus dem Netz (die hier mit 11,5 ct/kWh angesetzt werden), die Rückspeisung führt zu Gutschriften gemäß dem EEX-KWK-Preis (aktuell: 5,5 ct/kWh). Abbildung 54 stellt die Wirtschaftlichkeit für beide Optionen dar.



Randbedingungen: FWL 3 MW; w 40%; Hilfsenergie 5 %; RGK 45/40°C; NH₃-Schraubenverdichter

Abbildung 54: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung

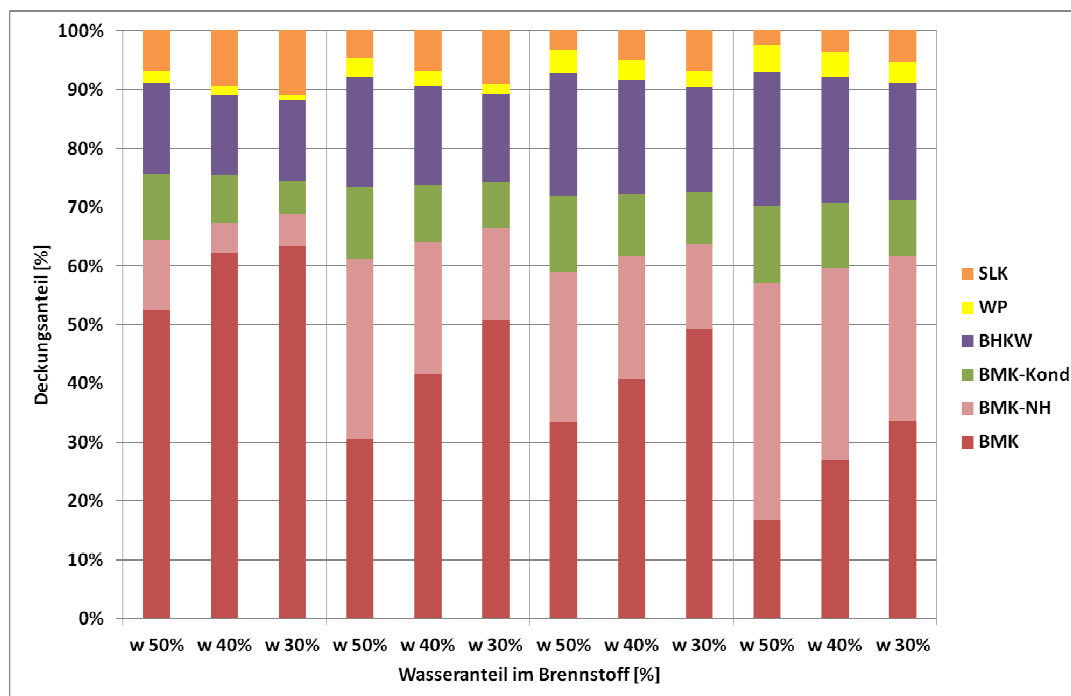
Das Diagramm zeigt, dass die Realisierung des Konzepts ohne BHKW wirtschaftlich nicht darstellbar ist, d.h. dass der höhere Strombedarf, in Verbindung mit den Kapitalkosten, die zusätzliche Wärmemenge über die Maßen verteuert. In beiden Optionen ergibt sich ein Minimum der Amortisationszeit, das mit 80-90% des Leistungsverhältnisses BHKW:Gesamtanlage dem Einspeisemaximum entspricht. Das lässt darauf schließen, dass den Haupteffekt der reduzierte Netzbezug darstellt. Die ca. halb so hohe KWK-Vergütung der zunehmenden Rückspeisung kann unter dem gegebenen Strom-Gaspreis-Verhältnis die Mehrkosten nur kompensieren, ein zusätzlicher Kapitalwert wird allerdings nicht generiert.

Weiterhin wird, wie schon in 7.3.1. festgestellt, noch einmal offensichtlich, dass die Option 2 die deutlich wirtschaftlichere Lösung darstellt und auch über einen weiten Auslegungsbereich die geforderten Kriterien sicher einhält. Das bedeutet, dass negative Abweichungen in der Praxis gegenüber der Planung eher kompensiert werden können. Die Option 1 kann nur in einem engen Spektrum die Grenze der gesetzten Wirtschaftlichkeitsanforderungen genügen, so dass bereits geringe ungünstige Einflüsse das Konzept aus dem Rahmen fallen lassen.

Als Ergebnis der Untersuchung ist festzuhalten, dass die optimale Auslegung des BHKWs P_{el} bei ca. 80-90% der Spitzenleistung der gesamten Wärmezentrale liegt.

7.3.4 Randbedingungen in der Kondensation

Ausgehend von der gegebenen Brennstofffeuchte können durch die Wahl der Kondensationstemperatur die zusätzlichen Wärmegewinne, und davon abhängig der Wärmeeintrag der Wärmepumpe (in Form von Pumpstrom) und des BHKWs, eingestellt werden. Im Folgenden werden die Auswirkungen der erzeugten Wärmemenge im Kondensationskreislauf auf das Gesamtsystem dargestellt. Abhängig von den oben genannten Parametern ergeben sich aus der Simulation die in der Jahresbetrachtung kumulierten Deckungsanteile der Wärmeerzeuger gemäß Abbildung 55 unter den jeweils optimierten wirtschaftlichen Randbedingungen.



Ausgangsbedingungen: FWL 3 MW; Deckungsanteil BMK:SLK=80:20, Wärmenetz 90/60°C; NH₃-Wärmepumpe

Abbildung 55: Deckungsanteile der Wärmeerzeuger bei verschiedenen Kondensationsbedingungen

Aus der Grafik geht hervor, dass der Anteil aus Biomasse von 80 % in der Ausgangssituation auf 60-70 % (Summe BMK+BMK-NH) gedrückt werden konnte, was mit einer Einsparung in den Brennstoffkosten einhergeht. Der prozentuale Anteil der Kondensationsgewinne wächst mit abnehmender Kondensationstemperatur an, allerdings von Stufe zu Stufe mit geringerer Schrittweite, so dass sich ein abnehmender Grenznutzen ergibt. Dies liegt an dem abflachenden Kurvenverlauf der Kondensationsgewinne bei sinkender Temperatur, so dass weniger Wärme pro K Abkühlung frei wird. Ein zusätzlicher Effekt ist, dass die höhere Wärmemenge auf niedrigem Temperaturniveau alle damit verbundenen Energieströme stark ansteigen lässt. So muss die Wärmepumpe durch den größeren Temperaturhub leistungsfähiger ausgeführt werden, das BHKW auf Grund des höheren Strombedarfs größer werden (mit mehr Abwärme), und die insgesamt größere Wärmemenge mit mehr Nachheizenergie auf das entsprechende Temperaturniveau gebracht werden.

So ergibt das Verhältnis der Wärmemengen von Wärmepumpe zu Kondensation in Abhängigkeit vom Temperaturniveau relativ konstante Werte (50°C: 17 %; 45°C: 25 %; 40°C: 31 %; 35°C: 37 %). Das BHKW mit der nicht-modulierenden Fahrweise stellt in dem Kondensationskreislauf die größte Wärmemenge bereit, die das 1,5 - 2-fache der Kondensation ausmachen kann. Allen Konfigurationen gemein ist die Tatsache, dass der SLK-Anteil, z.T. deutlich, unter die 10 %-Marke gedrückt werden konnte.

Die wirtschaftlichen Auswirkungen der einzelnen Alternativen des Gesamtkonzepts sind in Abbildung 56 dargestellt.

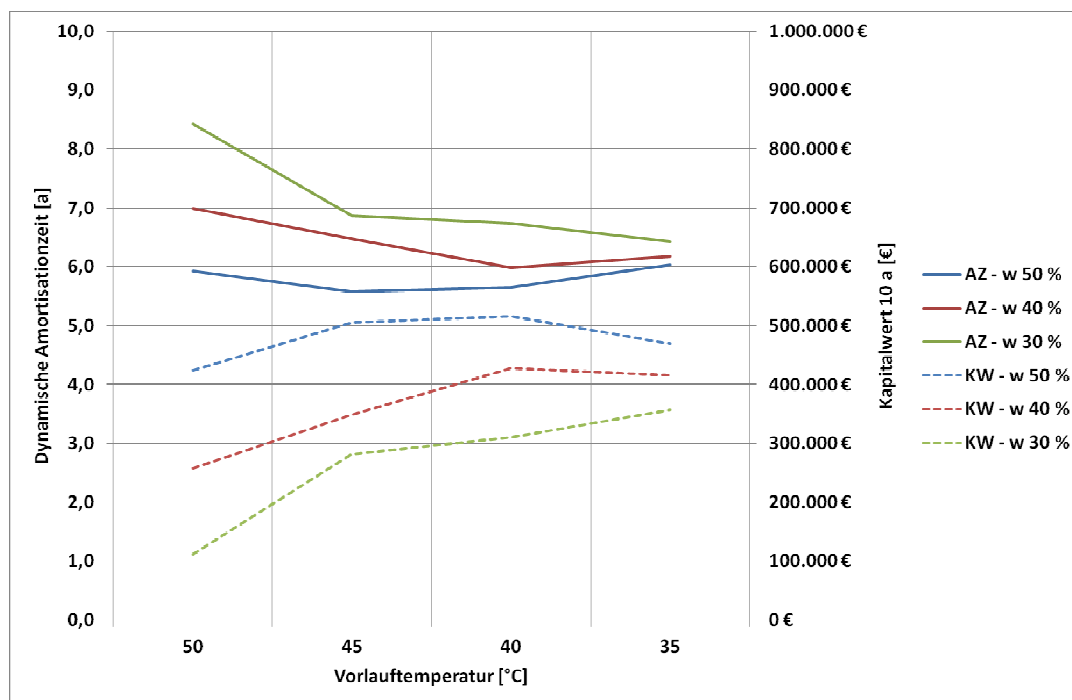


Abbildung 56: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von den Kondensationsbedingungen

Als erste Tatsache ist festzuhalten, dass alle untersuchten Alternativen im gesteckten wirtschaftlichen Rahmen empfehlenswert sind. Wie zu erwarten war, steht die Wirtschaftlichkeit in direktem Verhältnis zur Brennstofffeuchte, allerdings unterscheiden sich die jeweiligen Amortisationszeiten bei 10 % Feuchtedifferenz nur um maximal ein Jahr. Die erzielbaren Kapitalwerte erreichen bei praktisch allen Modellen attraktive Größenordnungen, die die Gesamtwärmezentrale finanziell stärken kann. Der Kurvenverlauf zeigt an, dass eine Kondensationstemperatur von 40°C bei hohen Feuchtegehalten das Ertrags-/Kostenoptimum zwischen gewonnener Wärme und Aufwand zur Anhebung auf Nutztemperatur bedeutet. Bei trockeneren Hackschnitzeln ist anzuraten, durch möglichst niedrige Kondensation eine größere Abwärmemenge nutzbar zu machen.

7.3.5 Randbedingungen im Wärmenetz

Ausgehend von den obigen technischen Optimierungen der einzelnen Anlagenkomponenten werden im Folgenden die vorliegenden Rahmenbedingungen im Wärmenetz betrachtet und untersucht, in welchen Konfigurationen die Realisierung des Konzepts empfehlenswert ist. Dabei wird immer von einer Einspeisung der zusätzlichen Wärme in das primäre Wärmenetz ausgegangen. Als relevante Parameter wurden betrachtet:

- Verhältnis der Deckungsanteile von BMK:SLK in der Ausgangssituation
- SLK-Brennstoff Heizöl-Erdgas

Der SLK stellt, im Vergleich zu BMK, die Wärme zu höheren Kosten bereit; durch die Realisierung des Gesamtkonzepts von RGK-WP-BHKW wird, als ein Teil der Wirtschaftlichkeit, der SLK-Anteil deutlich zurückgedrängt. Somit sind durch den zu ersetzenden SLK-Anteil, verbunden mit dem eingesetzten fossilen Brennstoff und dessen variierenden Preisen, Kriterien zu erwarten, die die Auswahl von geeigneten Projekten beeinflussen können. Beim SLK-Brennstoff „Heizöl“ gehen die Berechnungen davon aus, dass durch den, für das BHKW sowieso notwendigen, Gasanschluss auch der SLK auf die derzeit wirtschaftlichere Alternative umgerüstet wird. Gasanschluss und SLK-Umrüstung sind jeweils mit Pauschalen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt. Abbildung 57 fasst diese Untersuchungen zusammen.

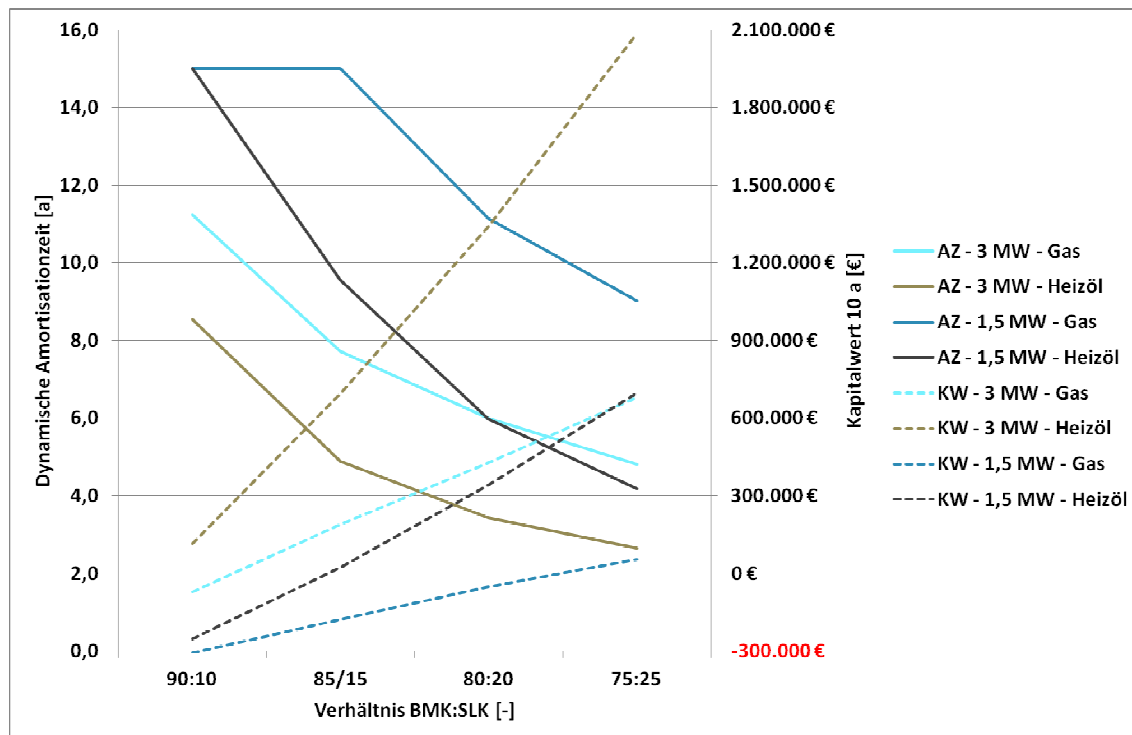


Abbildung 57: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom SLK-Anteil bzw. – Brennstoff

In dem Feuerungswärmeleistungsbereich von 3 MW sind die Projekte über einen weiten Bereich des Verhältnisses von BMK:SLK wirtschaftlich darstellbar, bei hohen SLK-Anteilen sogar sehr empfehlenswert unter dem Gesichtspunkt des Trends zu zunehmenden Preissteigerungen der fossilen Energien. Nur bei SLK-Anteilen von 15 % und kleiner, d.h. durch eine günstige Auslegung des BMK für den Wärmebedarf, ist die Grenze der Wirtschaftlichkeit erreicht bzw. überschritten. Die Umstellung des SLK-Brennstoffs von Heizöl auf Gas erlaubt das Heben von weiteren Kostenpotenzialen, so dass die Amortisationszeiten um bis zu 40 % verkürzt werden können. Die sich daraus ableitenden Kapitalwerte können den Investitionsaufwand um den Faktor 2 überschreiten.

Selbst bei kleineren BMK von 1,5 MW, die in den vorherigen Berechnungen (s. 7.3.2) als kritisch bezüglich der Wirtschaftlichkeit bewertet wurden, lassen sich Randbedingungen finden, die die Optimierung empfehlenswert machen. So ergeben SLK-Anteile > 20 % Kosteneinsparungspotenziale, die mittelfristig die Investition sinnvoll erscheinen lassen. Der zusätzliche Effekt der SLK-Brennstoff-Umstellung wirkt sich in ähnlichen Größenordnungen aus wie bereits bei den größeren Anlagen beschrieben.

Als Fazit ist festzuhalten, dass ein hoher, initialer SLK-Anteil, der durch zu kleine Auslegung des Biomassekessels in Bezug auf den Wärmebedarf (Wärmeabnahme über den Planungsdaten, Erweiterung des ursprünglich geplanten Wärmenetzes) verursacht wird, grundsätzlich die Chance eröffnet, das Konzept der zusätzlichen

Wärmegewinnung zu realisieren. Im derzeitigen Preisrahmen der fossilen Brennstoffe bieten Heizölkessel signifikant größere Kostenpotenziale.

7.3.6 Versorgung eines neuen Wärmenetzes

Analog zu den Untersuchungen in Punkt 7.1. wird hier unterstellt, dass die zusätzlich gewonnene Wärme in ein neues, noch zu errichtendes Wärmenetz mit abweichenden Temperaturparametern eingespeist werden kann. Im Gegensatz dazu ist man bei den thermischen Randbedingungen nicht auf das Kondensations-Temperaturniveau beschränkt, sondern kann durch die Wärmepumpe (und das BHKW) höhere Vorlauftemperaturen realisieren. Weiterhin vergrößert sich die verfügbare Wärmeleistung durch die Reihenschaltung der verschiedenen Anlagentypen unter Nennbedingungen um den Faktor 2 (s.Pfeile, Abbildung 58).

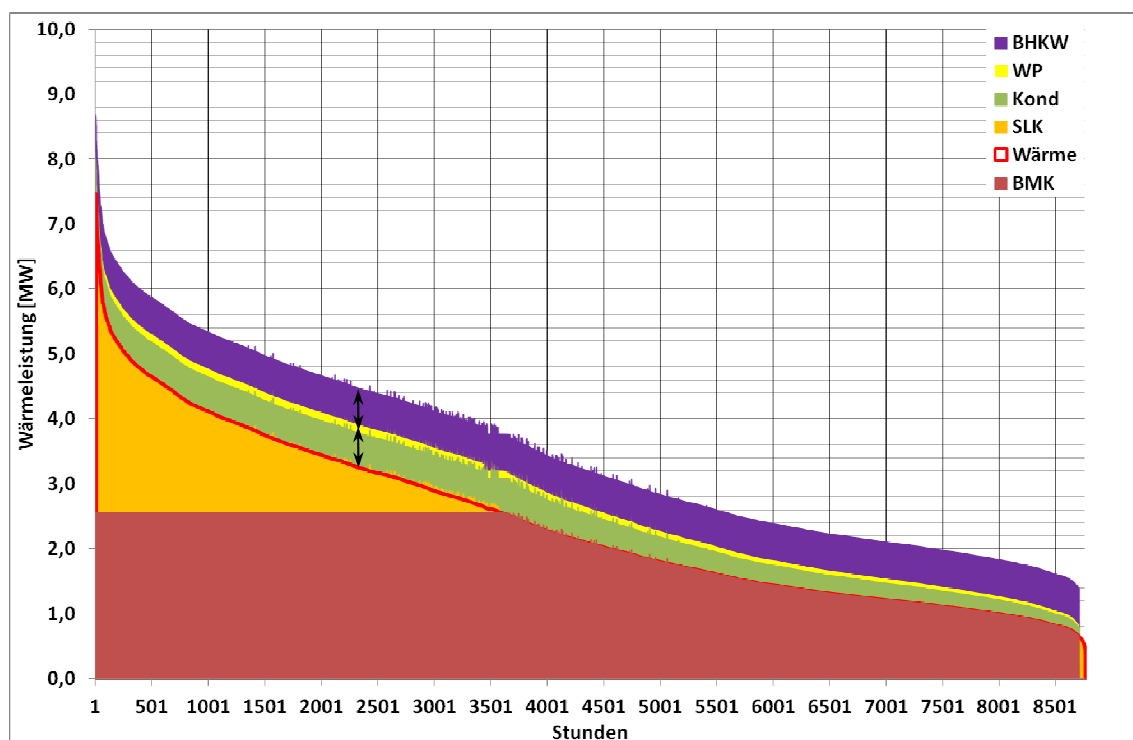


Abbildung 58: Jahresdauerlinie mit zweitem Wärmenetz

Durch die Verwertung der zusätzlichen Wärme in einem zweiten Wärmenetz werden die Deckungsanteile im primären Netz im Verhältnis zum Ausgangszustand nicht verändert. Die rote Kurve zeigt weiterhin den Wärmebedarf im „alten“ Wärmenetz an, der durch den BMK und den SLK gedeckt wird. Oberhalb dieser Linie ergeben sich die potenziell nutzbaren Wärmeleistungen aus Kondensation, von WP und BHKW.

Die analoge Darstellung anhand des Jahreslastganges zeigt Abbildung 59.

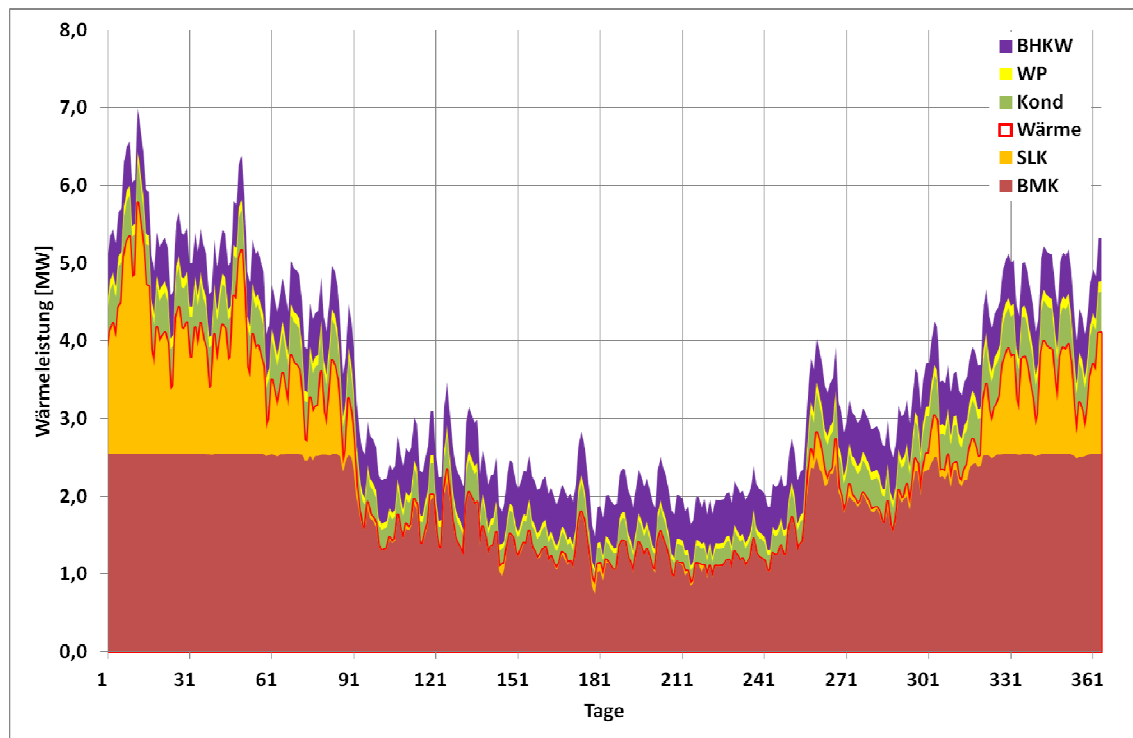


Abbildung 59: Jahreslastgang mit zweitem Wärmenetz

Für die technische Auslegung der einzelnen Anlagen gelten dieselben Randbedingungen wie ohne neues Wärmenetz. Da im Allgemeinen das sekundäre Wärmenetz auf einem niedrigeren Temperaturniveau arbeitet, wird der Aufwand für das Nachheizen komplett wegfallen bzw. stark reduziert sein. Gemäß Abbildung 47 kann durch Wärmepumpe + BHKW-Abwärme ein Temperaturniveau von bis zu 77°C im Vorlauf erreicht werden. Die Wärmepumpen werden auf Grund des niedrigeren Temperaturhubs deutlich kleiner ausfallen. Bei der Wirtschaftlichkeit ist das Hauptkriterium die zusätzlich generierbaren Wärmeerlöse, d.h. die absetzbare Wärmemenge und der erzielbare Wärmepreis. Als Bilanzgrenze wurde wieder der „Ausgang Wärmezentrale“ gewählt. In Tabelle 16 werden die wesentlichen Daten für die drei unterschiedlichen Anlagengrößen dargestellt.

Tabelle 18: Wirtschaftliche Randbedingungen für ein neues Wärmenetz

FWL BMK		1,5 MW	3 MW	4,5 MW
Zusätzlich verfügbare Wärmemenge*	MWh	5.885	9.252	13.210
	%	49,7	43,9	41,8
Investitionssumme gesamt	€	597.000	830.000	1.012.000
Annuität	€	60.000	82.000	99.000
Betriebskosten	€	50.000	73.000	91.000
Verkaufsanteil Wärme bei	3 ct/kWh	%	99	80
	4 ct/kWh	%	74	60
	5 ct/kWh	%	59	48

*Randbedingungen: w 40%; Kondensation: 1,5 MW>35/30°/3-4,5 MW>40/35°; 2.Wärmenetz VL/RL=70/50°C

Auf Grund der hohen Investitionssummen für die Anlagenkombination von RKA, WP und BHKW müssen relativ hohe Anteile der zusätzlich erzeugten Wärme zu hohen Wärmepreisen verwertet werden, um die Wirtschaftlichkeit darzustellen. Generell gilt auch hier die Tendenz, dass die Realisierungschancen mit der Größe des BMK zunehmen.

Analog zu der reinen Verwertung der Kondensationswärme lässt sich auch hier ein Diagramm der Wirtschaftlichkeitsparameter über dem Verhältnis Wärmeerlöse/Annuität darstellen (Abbildung 60).

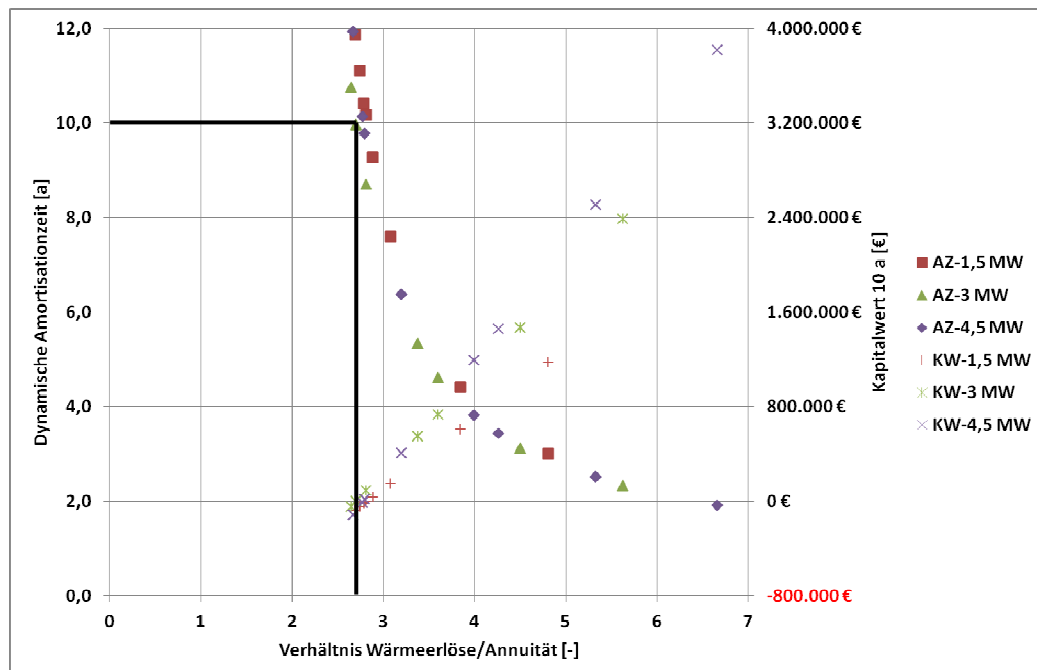


Abbildung 60: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit vom Verhältnis Wärmeerlöse/Annuität

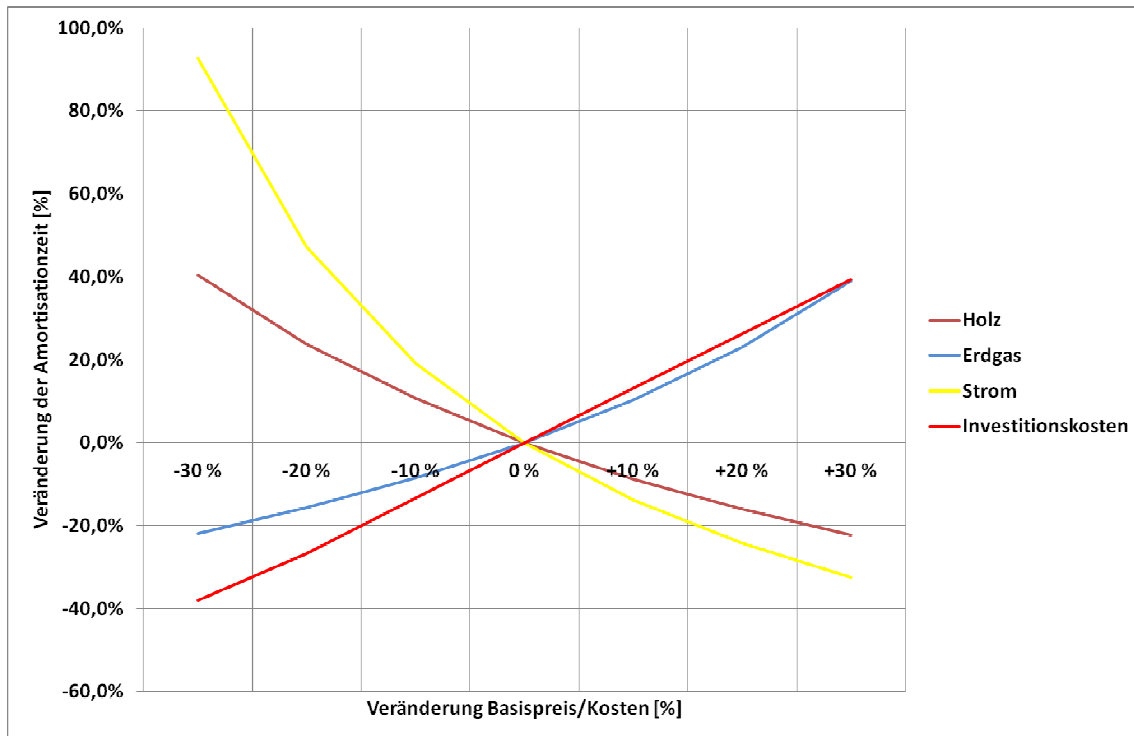
Bei der Darstellung aller Simulationen ergibt sich, unabhängig von der Anlagengröße, als Richtwert ein Faktor von 2,8, der unter den gegebenen Randbedingungen eine wirtschaftliche Realisierung ermöglicht. Das heißt, dass die geplanten Wärmeerlöse das 2,8-fache der Annuität (aus den Kapitalkosten) überschreiten sollten, um die Grenze der Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Unter Einbeziehung der Betriebskosten reduziert sich der Wert auf 2,0. Die Erhöhung dieser Werte im Vergleich zur reinen Kondensationswärmenutzung (s. 7.1.) ist durch die erhöhten Investitionskosten bedingt; allerdings kann die verkaufsfähige Wärme auf einem höheren Temperaturniveau angeboten werden, was deren Nutzungschancen vergrößert.

7.3.7 Sensitivitätsanalyse

Alle bisherigen Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden unter den Prämissen der ermittelten Energiepreisniveaus bzw. –steigerungen aus historischen Daten, sowie pauschalisierten Investitionskosten durchgeführt. Um den potenziellen Einfluss von Abweichungen von den Vorgaben, die durch lokale, projektspezifische Gegebenheiten entstehen, abschätzen zu können, wurde Sensitivität der einzelnen Parameter analysiert.

Ursachen für Abweichungen können z.B. bei Investitionskosten durch die Nutzung von freien Flächen im bestehenden Heizhaus oder aufwändigerer Einbindung, bei Energiepreisen durch Sonderkonditionen und bei angenommenen Preisentwicklungen die Prognose-Unsicherheit und die Annahme einer kontinuierlichen Entwicklung sein.

Abbildungen 61 und 62 zeigen die Abhängigkeiten der Amortisationszeit bzw. des Kapitalwerts von den zu Grunde gelegten Preisen/Kosten, jeweils im prozentualen Maßstab, anhand eines modellierten Wärmenetzes.



VL/RL 90/60°C, BMK 3 MW, BMK:SLK 80:20, w 40%; Kond 40/35°C, NH3-WP, BHKW P_{el} 0,35 MW

Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse der Amortisationszeit zu Preisen/Kosten

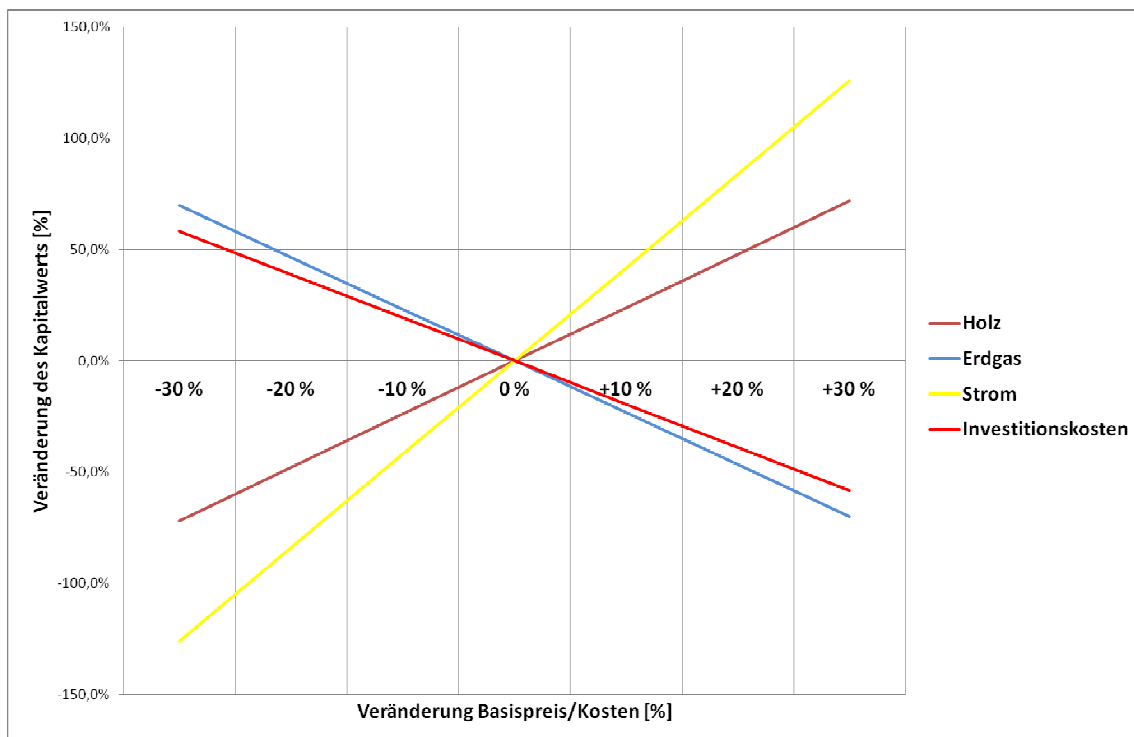


Abbildung 62: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwerts zu Preisen/Kosten

Die beiden Diagramme zeigen qualitativ, dass sich die Amortisationszeit und der Kapitalwert immer gegenläufig entwickeln, d.h. dass eine Verkürzung von AZ eine Erhöhung von KW zur Folge hat, und umgekehrt.

Die Kurven zeigen, dass das Preisniveau der Energieträger, die durch die Optimierung in ihrer Einsatzmenge (Biomasse) bzw. des externen Bezugs (Strom) reduziert werden, der Wirtschaftlichkeit gegenläufig ist, d.h. dass ein niedriger Ausgangspreis die Amortisationszeit deutlich verlängern kann. Der gegensätzliche Trend tritt bei den Faktoren auf, die durch die Realisierung erst (Investitionskosten) auftreten bzw. verstärkt (erhöhter Gasverbrauch durch das BHKW+SLK) werden; hier wirken sich die Veränderungen analog auf die Wirtschaftlichkeitsparameter aus.

Dabei ist zu beachten im Falle des Erdgaspreises, dass die prozentuale Variation sich auf den EEX-Preis ohne NNE, Energiesteuer und Messpreis bezieht, der nur 50-60% vom „Endkundenpreis“ ausmacht. Somit würden in der Gesamtpreisbetrachtung die Abszissenwerte praktisch halbiert und die Steigungen der Geraden verdoppelt.

Während in der Betrachtung die Amortisationszeit einer praktisch proportionalen Abhängigkeit vom Biomassepreis sowie den Investitionskosten unterliegt, kommen speziell die verlängernden Effekte für Strom-/Gaspreis (niedrigerer Strompreis; höherer Gaspreis) überproportional zur Geltung. Damit stellen sich diese beiden Faktoren als bedeutende Einflussgrößen für die Wirtschaftlichkeit dar. Dies zeigt sich auch in dem Kapitalwert-Diagramm, wo Erdgas- (unter Berücksichtigung der doppelten Steigung) und Strompreis-Veränderungen sich auf das Ergebnis signifikant stärker auswirken als der Biomassepreis und die Investitionskosten.

Die Kapitalwertbetrachtung in Abbildung 62 zeigt die große Variation der möglichen Wertschöpfung in Abhängigkeit von den Energiepreisen, sodass das Potenzial der untersuchten Anlagenoptimierung offensichtlich wird.

Während die Energiepreise und Investitionskosten durch Bestandsdaten bzw. Angebote für Anlagen und Installation relativ gut abzuschätzen sind, ist die Prognose der Preisentwicklung über den Investitionszeitraum von 10 Jahren doch mit größeren Unsicherheiten behaftet. Deren Abhängigkeit von wirtschaftlicher Entwicklung, den typischen marktinduzierten Fluktuationen in Wachstums- bzw. Rezessionsphasen und grundsätzlich neuen Weichenstellungen im Energiemarkt ist doch schwer einzuschätzen. Die Abbildungen 63 und 64 stellen die Abhängigkeiten bei gleichlaufender Entwicklung aller Energieträger (Kurve „Energie“) bzw. bei selektiver Preissteigerung einzelner Energieträger dar.

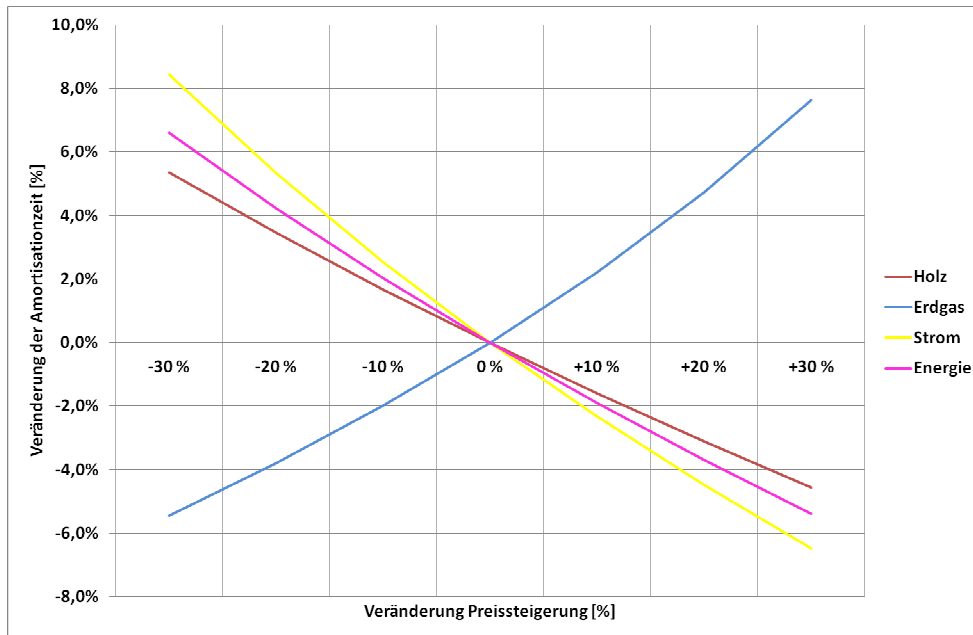


Abbildung 63: Sensitivität der Amortisationszeit von den Energiepreissteigerungen

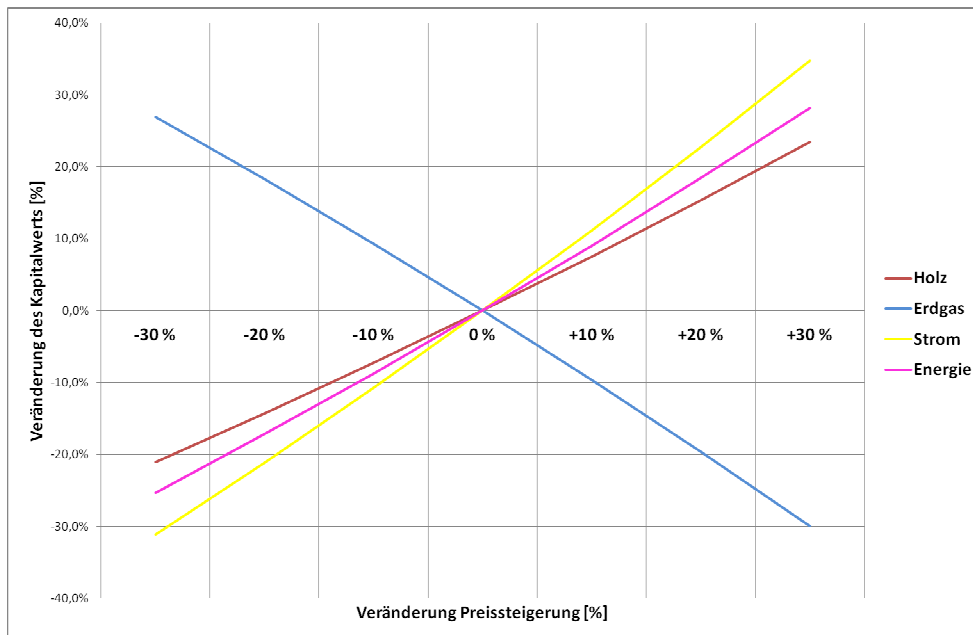


Abbildung 64: Sensitivität des Kapitalwerts von den Energiepreissteigerungen

Die gegenläufige Entwicklung zwischen Amortisationszeit und Kapitalwert hat auch hier Gültigkeit.

Während abnehmende Preissteigerungsraten für Holz und Strom die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen (geringerer Zuwachs der hebbaren Kostenpotenziale), ist der Trend für Gaspreissteigerung gegenläufig. Dies ist auf den verstärkten Einsatz von Erdgas zur Wärme- und Eigenstromerzeugung zurückzuführen.

Die Amortisationszeit schwankt im Rahmen der durchgeführten Variationen nur in einem Bereich von maximal $\pm 10\%$ und kann somit die Entscheidung der Realisierung nicht relevant beeinflussen. Da selbst die Grundvoraussetzungen der Preissteigerungen als konservativ angenommen wurden, sollte der abgesteckte Rahmen die zukünftige Entwicklung abdecken.

Die Kapitalwerte zeigen eine lineare Abhängigkeit bei maximal gleicher prozentualer Größenordnung von den Veränderungen für Strom, Biomasse und alle Energieträger; Erdgas weist durch die Korrektur der Steigung auch hier den doppelten Effekt und somit die höchste Sensitivität auf.

Als Fazit ist festzustellen, dass die Energiepreise und ihre Steigerungsraten die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzepts deutlich beeinflussen können, und vor allem die zukünftigen Entwicklungen doch ein gewisses Maß an Prognoseunsicherheit aufweisen. Als Gegenmaßnahmen muss in der Planungsphase durch eine detaillierte Risikobetrachtung und die Sensitivitätsanalyse die bestehenden Risiken stark eingegrenzt werden.

8 Zusammenfassung und Fazit

Biomasse-Heizwerke bieten die Möglichkeit einer nachhaltigen, CO₂-armen Wärmeversorgung über Nahwärmenetze auf kommunaler Ebene mit dem Aufbau regionaler Wertschöpfungsketten der Biomasselogistik. Die Verknappung der erneuerbaren Energiequelle Holz durch verstärkten Anlagenzubau, sowie stoffliche Nutzung, führt zu Kostensteigerungen, die die wirtschaftliche Basis der Projekte gefährden kann.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Konzept entwickelt, das durch die Nachrüstung in einer bestehenden Wärmezentrale signifikant positive Einflüsse auf die Verbrauchskostenstruktur nimmt.

Das Konzept zielt primär auf die Erhöhung der Energieausbeute aus der eingesetzten Biomasse durch Rückgewinnung der latenten und zusätzlicher sensiblen Wärme aus dem Rauchgas durch Kondensation. Durch den Einsatz einer Kompressionswärmepumpe wird diese Niedertemperaturwärme auf ein Niveau gebracht, das eine flexible Nutzung ermöglicht. Der dafür notwendige Strombedarf wird, zusammen mit der Hilfsenergie für die Wärmezentrale, durch ein BHKW bereitgestellt, dessen Abwärmeströme komplett in den Wärmekreislauf eingebunden werden.

Die wirtschaftlich relevanten Einflüsse sind:

- Geringerer Biomasseeinsatz durch effizientere Nutzung des Energieinhalts
- Reduktion des Spitzenlastanteils durch die zusätzliche gewonnene Wärmemenge
- Ersatz des Netzstroms durch Eigenerzeugung im BHKW
- Förderinstrumente der KWK-Strom-Erzeugung

Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems hängt in starkem Maße von der Funktionsfähigkeit und der Zuverlässigkeit der drei Anlagentypen ab. Insbesondere die Rauchgaskondensation ist bei der Verwendung von minderwertigen Biomassequalitäten durch ihre Betriebsart mit Korrosion, Abrasion und Staubanfall hohen Belastungen ausgesetzt. Durch optimale Auslegung der Randbedingungen im Kondensations-Wärmetauscher, sowie den Einsatz von Email-beschichteten Rohren, kann die Funktion und Effektivität zuverlässig über eine lange Nutzungsdauer gewährleistet werden.

Das erstellte Berechnungsmodul verknüpft alle relevanten Parameter zu einer Simulation des Ausgangszustands bzw. des Systems nach Realisierung einer geplanten Optimierung in Bezug auf Wärmeerzeugung und Hilfsenergiebedarf sowie deren Abbildung in wirtschaftlichen Größen. Die flexible Anpassung an die projektspezifischen Gegebenheiten, die Reduzierung der Komplexität durch

adäquate Vereinfachung sowie die Verwendung von Standardwerten erlaubt eine schnelle Beurteilung der Projektqualität und der Realisierungschancen.

Aus den darauf aufbauenden Auswertungen lassen sich folgende Schlüsse ableiten.

Die Nachrüstung einer reinen Rauchgaskondensationsanlage macht Sinn, wenn der Investitionssumme ausreichend hohe Wärmeerlöse aus der Nutzung der zusätzlich aus dem Rauchgas gewonnenen Energie gegenüberstehen. Vorteilhaft sind Holzbrennstoffe mit hohen Wassergehalten, die die nutzbare Wärmemenge durch einen steigenden Taupunkt und höheren latenten Anteil ansteigen lassen. Die Wärmenutzung muss dem niedrigen Temperaturniveau der Kondensationswärme angepasst sein. Als Anhaltspunkt muss die Höhe der Wärmeerlöse den doppelten Wert der Annuität überschreiten, um ein wirtschaftlich tragfähiges Projekt zu gewährleisten.

Unter den derzeit geltenden Energiepreisen ist die Installation eines BHKWs zur Eigenstromerzeugung als hochwirtschaftlich mit sehr kurzen Amortisationszeiten einzustufen. Um die vergütungstechnisch nicht so attraktive Rückspeisung von Strom ins Netz in Grenzen zu halten, sollte das BHKW mit seiner elektrischen Leistung auf ca. 70 % der Spitzenleistung der Wärmezentrale ausgelegt sein.

Das Gesamtkonzept aus Rauchgaskondensation, Wärmepumpe und BHKW zur Gewinnung von zusätzlicher, hochwertiger Wärme muss mit seinem hohen Investitionsaufwand stark an den daraus resultierenden Kosteneinsparungen bzw. Zusatzerlösen gemessen werden. Dabei gilt, dass Ausgangssituationen mit ungünstigen Randbedingungen, wie z.B. einem hohen Spitzenlast- und Hilfsenergieanteil, die Realisierungswahrscheinlichkeit ansteigen lassen. Der Einsatz der Wärmepumpe zur Rauchgaskühlung und –kondensation ermöglicht ein relativ konstantes Temperaturniveau mit gleichbleibendem Wärmegewinn, während Anlagen mit Kühlung aus dem Rücklauf und dessen lastabhängigen Schwankungen die Ausbeute in gleichem Maße variieren kann. Die optimierte Einbindung der verschiedenen Wärmeströme erfolgt so, dass nur die Kondensationsgewinne aus BMK und BHKW in den Kühlkreislauf der Wärmepumpe eingespeist werden. Die BHKW-Abwärme dient zur Temperatursteigerung im Heizkreislauf und somit zur Reduzierung des Nachheizbedarfs über die Biomasse. Bei der Auswahl der Rauchgaskondensationsanlage wurde auf Grund der besseren Anpassung an verschiedene Anlagengrößen der geschlossene Rohrbündel-Wärmetauscher bevorzugt, bei größeren Biomassekesseln mit zusätzlichen Anforderungen an die Rauchgasreinigung können offene Systeme konkurrenzfähig sein. Die oben genannte Verschaltung ermöglicht die Auswahl des Wärmepumpentyps aus einer großen Palette von Anlagen (R134a-Kolbenverdichter; NH₃-Kolben-/Schraubenverdichter), die die angestrebte Heißwassertemperatur von 70°C nicht überschreiten müssen. Mit dem reduzierten Temperaturhub innerhalb der Wärmepumpe lassen sich die Wärmepumpen sehr effektiv (mit hohem COP) und

damit mit kleinen Motorleistungen betreiben. Kleine Anlagengrößen von Wärmepumpe, und damit direkt korreliert BHKW, reduzieren die Investitions-, Verbrauchs- und Betriebskosten. Die elektrische BHKW-Leistung sollte im Bereich von 80-90% der Gesamtspitzenleistung liegen.

Bezüglich der technischen Rahmenbedingungen ist generell festzuhalten, dass die Wirtschaftlichkeit des Konzepts mit der Größe des Biomassekessels zunimmt. Während die positiven Kosten- und Erlöseffekte gemäß den Annahmen praktisch proportional zur Anlagengröße ansteigen, nehmen die gegenläufigen Investitionen einen degressiven Verlauf. Als Richtwert kann man die BMK-Feuerungswärmeleistung von 2 MW angeben, unter der die Realisierung nur unter besonders günstigen Randbedingungen wirtschaftlich ist. Wärmenetze mit einer gut ausgewogenen Versorgungsstruktur von BMK zu SLK mit Spitzenlastanteilen < 15 % werden durch das Konzept keine Vorteile generieren können. Sollte der Wert allerdings 20 % überschreiten, wird sich die Optimierung in erheblichem Maße positiv auswirken. Dabei kann ein potenziell möglicher Umstieg des Spitzenlast-Energieträgers von Heizöl auf Erdgas bei den aktuellen Preisen zusätzlich empfehlenswert sein. Generell ist aus den Simulationen abzulesen, dass das Kondensationsniveau zur Gewinnung möglichst großer Wärmemengen optimalerweise niedrig sein sollte, dass der Aufwand in der Wärmepumpe zur Temperaturerhöhung diesen Effekt überkompensieren kann. Das Temperaturniveau von 40/35°C zeigt hier die maximale Wirtschaftlichkeit.

Die Sensitivität der Energiepreise zeigt, dass hohe Verbrauchskosten in der Ausgangssituation (Holz, Strom) die Wirtschaftlichkeit fördern, da die Realisierung des Konzepts diese beiden Kostenfaktoren signifikant reduziert. Der Erdgaspreis erzeugt auf Grund des verstärkten Einsatzes eine gegensätzliche Wirkung.

Unter dem Gesichtspunkt der Klimabilanz wird durch die Anlagenoptimierung eine Reduktion der CO₂-Emissionen von bis zu 20 % erreicht, die hauptsächlich durch den Ersatz des Netzstrombezugs durch den emissionsärmeren BHKW-Strom verursacht wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die vorgeschlagene Anlagenkombination zur Effizienzsteigerung in Biomasseheizwerken unter Berücksichtigung der oben genannten Ausschluss- bzw. Beschränkungsgründe die Wirtschaftlichkeit signifikant verbessern kann. Allerdings ist eine detaillierte Betrachtung der projektspezifischen Rahmenbedingungen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht wichtig, um die optimale Auslegung und Anlagenkombination zu finden.

9 Anhang

Anleitung für Berechnungsmodul

Anleitung für Berechnungsmodul									
	Eingabe notwendig								
	Eingabe optional bzw. Standardwert übernehmen								
Ausgangssituation		Biomassekessel	<input checked="" type="checkbox"/>						
		Spitzenlastkessel	<input checked="" type="checkbox"/>						
Blatt "Eingabe" Bestand		Wärmenetzparameter (Leistung, VL/RL-Temp.; Felder "C5-C7")							
		Biomassekessel-Parameter (Nenn-/min-Leistung; Felder C12/D12)							
		Wassergehalt Brennstoff (Feld "C24")							
		Spitzenlastkessel (Nenn-/min-Leistung; Felder "C29/D29")							
		Brennstoff-Spitzenlastkessel (Felder "C 33/34")							
		Energiepreise (Felder "Q.4 - 8")							
		Energiepreissteigerungen (Felder "R.4 - 9")							
		Parameter prüfen-übernehmen/ändern							
Blatt "Berechnung"		Wärmeleistung in Stundenauflösung (Felder "C17-87/6") bzw. Skalierung über Faktor (Feld "C5")							
		Zinssatz (Feld "B 3")							
Blatt "Wirtschaftlichkeitsberechnung"		Preissteigerung (Feld "B 4")							
		Kontrolle der Hilfsenergiepreise und evtl. Anpassung der min/max-Eingabe							
Blatt "Eingabe"									
Basisdaten		Kopie der berechneten Energie- und Kostenwerte als Vergleichsbasis für die geplanten Optimierungen							
Diagramme		Darstellung der aktuellen Konfiguration als Jahreslastgang bzw. -dauerlinie							
Optimierungsschritte									
		nur Kondensation							
		Biomassekessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensation					
		Spitzenlastkessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Wärmepumpe					
Blatt "Eingabe"		Kondensationsbedingungen VL-Temperatur (Feld "I 11")							
		Kondensationsbedingungen RL-Temperatur (Feld "I 10")							
		Definition 2. Wärmenetz VL/RL-Temperaturen (Felder "I4/I5")							
		Potenzielle Wärmeerlöse: Wärmemenge/Preis (Felder "I6/I7")							
		Investkosten/Baukosten für Raughgaskondensation (Felder "H13/H21")							
		Investnebenkosten (Feld "G 17")							
		Betriebskosten (Felder "G 26 - 28")							
		Biomassekessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensation					
		Spitzenlastkessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Wärmepumpe					
BHKW ohne Kondensation									
Blatt "Eingabe"		strom-optimiert: max. Biomasseeinatz							
		BMK-optimiert: max. Biomasseeinatz							
		xxx: wirtschaftliche Zwischenlösung (Vorauswahl)							
		P el. BHKW (Feld "I 23")							
		Eigenstrombedarf BHKW (Feld "I 34")							
		evtl. Änderung des SLK-Brennstoffs (Felder "C 33/34")							
Blatt "Wirtschaftlichkeit"		Investkosten aus Angeboten bzw. ASUE-Regression (Feld "D 13")							
		evtl. Forderungen (BAFA, KfW,...) (Feld "D 16")							
		Gasanschluss/Baukosten (Felder "D 20/21")							
		Investnebenkosten (Feld "C 17")							
		Betriebskosten (Felder "C 25 - 28")							
		Biomassekessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensation					
		Spitzenlastkessel	<input checked="" type="checkbox"/>	Wärmepumpe					
Kondensation + Wärmepumpe+BHKW									
Blatt "Eingabe"		strom-optimiert: max. Biomasseeinatz							
		BMK-optimiert: max. Biomasseeinatz							
		xxx: wirtschaftliche Zwischenlösung (Vorauswahl)							
		Kondensationsbedingungen VL-Temperatur (Feld "I 11")							
		Kondensationsbedingungen RL-Temperatur (Feld "I 10")							
		Neues Wärmenetz ja/nein (Feld "H 3")							
		Definition 2. Wärmenetz VL/RL-Temperaturen (Felder "I4/I5")							
		Potenzielle Wärmeerlöse: Wärmemenge/Preis (Felder "I6/I7")							
		Wärmepumpentyp (Feld "I/J/K 14-15")							
		Gütegrad Wärmepumpe (Feld "I/J/K 18")							
		P el. BHKW (Feld "I 23")							
		Eigenstrombedarf BHKW							
		evtl. Änderung des SLK-Brennstoffs (Felder "C 33/34")							
Blatt "Eingabe"		Abgleich BHKW-Leistung/Hilfsenergiebedarf (Feld "I 24") und evtl. Anpassung							
		Berechnung "F9"							
Blatt "Wärmequellen"		Übertragung Nachheizleistung (Feld "J 9" > "E 9")							
		Berechnung "F9"							
Blatt "Wirtschaftlichkeit"		Investkosten aus Angeboten bzw. ASUE-Regression (Felder "D 13/D 14", "F 13", "H 13")							
		evtl. Forderungen (BAFA, KfW,...) (Felder "D 16"; "F 16"; "H 16")							
		Gasanschluss/Baukosten (Felder "D 20/D 21", "F 20", "H 20")							
		Investnebenkosten (Felder "C 17"; "E 17"; "G 17")							
		Betriebskosten (Felder "C 25 - 28"; "E 26 - 28"; "G 26 - 28")							

10 Literaturverzeichnis

1. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.** Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland. [Online] 07 2011. [Zitat vom: 14. 09 2011.] http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zeitreihe.pdf.
2. **C.A.R.M.E.N. e.V.; C.Letalik.** C.A.R.M.E.N. Fachgespräche 2010 Bioenergie für Kommunen - Planung, Bau und Betrieb von Biomasseheizwerken. *Brennstoffpreise und Versorgungssicherheit*. [Online] 2010. [Zitat vom: 13. 09 2011.] http://www.carmen-ev.de/dt/portrait/sonstiges/fg_bhw_10/KOMMUNEN_Brennstoffe_letalik.pdf.
3. **C.A.R.M.E.N. e.V.** Energie. *Projekte/Bayernkarte*. [Online] [Zitat vom: 14. 09 2011.] <http://www.carmen-ev.de/dt/energie/beispielprojekte/bayernkarte.html>.
4. **ZAE BAYERN (Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V.), Matthias Gaderer.** Dissertation: Wärmeversorgung mit fester Biomasse mit kleiner Leistung. *TU München*. [Online] 28. 09 2007. [Zitat vom: 28. 09 2011.] <http://d-nb.info/988294478/34>.
5. **C.A.R.M.E.N. e.V.; Christian Leuchtweis.** 18. Symposium BIOENERGIE, Kloster Banz. *Erfolgsfaktoren für Bioenergieanlagen mit Nahwärmenetz*. [Online] 29. 11 2009. [Zitat vom: 07. 09 2011.] http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/vortraege/Leuchtweis_OTTI%20_09.pdf.
6. **DBFZ; Thrän, Daniela; Edel, Matthias, Pfeifer, Janine** . DBFZ Report Nr.4: Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung. [Online] 31. 07 2011. [Zitat vom: 12. 08 2011.] http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_4.pdf.
7. **C.A.R.M.E.N. e.V.;** Betriebsdaten geförderter bayerischer Biomasse-Heizwerke – Auswertung Betriebsjahr 2008. [Online] 17. 02 2010. [Zitat vom: 13. 09 2011.] <http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/publikationen/Eval%20Jahresberichte%202008.pdf>.
8. **Deutsches Biomasse-Forschungszentrum gemeinnützige GmbH; Janet Witt.** Leipziger Fachgespräche Feste Biomasse 2011. *Festbrennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland*. [Online] 27. 01 2011. [Zitat vom: 09. 09 2011.] <http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen/fachgespraeche.html>.
9. **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).** *Leitfaden Bioenergie - Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*. Gülzow : s.n., 2007, 4.Auflage.

10. **Arbeitsgemeinschaft Holzheizwerke, Qualitäts-Management.** *Planungshandbuch 2.Auflage.* Straubing : s.n., 2008. ISBN 3-937441-94-8.
11. **C.A.R.M.E.N. e.V.; Gilbert Krapf.** KTBL-Tagung „Die Landwirtschaft als Energieerzeuger“. *Qualität zahlt sich aus! Konzeption und Ausführung von Biomasseheizwerken.* [Online] 05. 05 2009. [Zitat vom: 08. 09 2011.]
http://www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/vortraege/Osnabrueck_Konzeption.pdf.
12. **Günter Cerbe, Gernot Wilhelms.** *Technische Thermodynamik; 16.Auflage.* München : Carl Hanser Verlag, 2011.
13. **Wikipedia.** Heizwert (Dulong). [Online] 03. 08 2008. [Zitat vom: 16. 09 2011.]
[http://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert_\(Dulong\)](http://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert_(Dulong)).
14. **Hochschule Zittau/Görlitz; Prof. Dr.-Ing. habil. H.-J. Kretschmar, Dr.-Ing. I. Stöcker.** *LiblGasMix - FluidEXLGraphics.* Stoffwertprogramme für Gasgemische in Energietechnischen Prozessmodellierungen : s.n.
15. **Scheuch.** ERCS - Energy Recovery & Cleaning System. [Online] [Zitat vom: 16. 08 2011.]
http://www.scheuch.com/assets/folder/2.1.3.%20Rauchgasentstaubung/ERCS_deutsch.pdf.
16. **Save Energy; Roger Stahel.** Mitteleuropäische Biomassekonferenz; Graz, 28. Januar 2011. *Steigerung der Wärmerückgewinnung bei der Kondensation durch Verbrennungsluftanfeuchtung .* [Online] 28. 01 2011. [Zitat vom: 20. 04 2011.]
http://www.saveenergy.ch/de/gross_anlagen/Downloads/praesentation_graz_11.pdf.
17. **KWI Werner Hofbauer.** Rauchgasseitige Wärmetauscherkorrosion bei Biomassekessel. *Endbericht.* [Online] 06. 02 2003. [Zitat vom: 13. 05 2011.]
http://www.lev.at/Download/Endbericht_Korrosion.pdf.
18. **Axpo Holz + Energie AG ; Dr.-Ing. Markus Franz.** Holzbrennstoffe. [Online] 14. 06 2011. [Zitat vom: 03. 08 2011.] www.axpo-holz.ch/files/artikel/188/Holzbrennstoffe.pdf.
19. **Grünseis, Markus.** *Vertrieb SCHEUCH.* 07 2011.
20. **Twardy, Frank.** *Vertrieb Thaletec GmbH.* 02. 08 2011.
21. **Sandvik.** Datasheet Sandvik 5R75 (Tube and pipe, seamless). [Online] 13. 10 2011. [Zitat vom: 17. 02 2012.] <http://www.smt.sandvik.com/en/materials-center/material-datasheets/tube-and-pipe-seamless/sandvik-5r75/>.
22. **Sandvik Materials Technology.** Datasheet Sandvik 5R75 (Tube and pipe, seamless). [Online] 13. 10 2011. [Zitat vom: 17. 02 2012.]
<http://www.smt.sandvik.com/en/materials-center/material-datasheets/tube-and-pipe-seamless/sandvik-5r75/>.

23. **W.Beitz, K.-H.Küttner.** *Dubbel - Taschenbuch für Maschinenbau, 15.Auflage.* Berlin Heidelberg New York Tokyo : Springer-Verlag , 1986. ISBN 3-540-12418-7.
24. **Peter Steinbach, Sandvik Materials Technology Deutschland GmbH.** *Vertrieb und technisches Marketing Rohrprodukte.* 17. 02 2012.
25. **Sandvik AB.** Isocorrosion diagram 0.1 mm/year (4 mpy) for 2RK65 and AISI 316L in naturally aerated sulphuric acid of chemical purity. [Online] [Zitat vom: 17. 02 2012.]
<http://www2.sandvik.com/sandvik/0140/internet/se01598.nsf/cdatas/70C29E3453D664424125676000455C93>.
26. —. Isocorrosion diagram 0.1 mm/year (4mpy) in naturally aerated sulphuric acid containing 2000 ppm chloride ions. [Online] [Zitat vom: 17. 02 2012.]
<http://www2.sandvik.com/sandvik/0140/internet/se01598.nsf/cdatas/162DB83876F2992241256799002BB85E>.
27. **Thaletec.** Isokorrosionskurve Wärmetauscheremail REA 2 für H₂SO₄.
28. **A.Maggale.** *AGROFORST.* 13. 05 2011.
29. **SGL.** DIABON® Rohrbündelwärmetauscher. [Online] 04 2011. [Zitat vom: 08. 08 2011.]
http://www.sglgroup.com/export/sites/sglcarbon/_common/downloads/products/product-groups/pt/pt_downloads_new/SGL-PT-Broschuere-Graphit-Rohrbuendelwaermeaustauscher.pdf.
30. —. DIABON® Blockwärmetauscher. [Online] 04 2011. [Zitat vom: 08. 08 2011.]
http://www.sglgroup.com/export/sites/sglcarbon/_common/downloads/products/product-groups/pt/pt_downloads_new/SGL-PT-Broschuere-Graphit-Blockwaermeaustauscher.pdf.
31. —. FLUOROSIC®, SICABON®. *SiC Equipment for Most Demanding Applications.* [Online] 05 2011. [Zitat vom: 08. 08 2011.]
http://www.sglgroup.com/export/sites/sglcarbon/_common/downloads/products/product-groups/pt/pt_downloads_new/SGL-PT-Data_sheet-SiC_Heat_Exchangers.pdf.
32. **Stahel, Roger.** *Vertrieb SRE.* 06 2011.
33. **Paschotta, Dr. Rüdiger.** Das RP-Energie-Lexikon. [Online] [Zitat vom: 18. 04 2012.] <http://www.energie-lexikon.info/magermotor.html>.
34. **Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt.** BHKW-Check. *Handbuch zur Ermittlung von Einsparpotenzialen durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken.* [Online] 01 2011. [Zitat vom: 12. 05 2011.]
<http://www.hamburg.de/contentblob/2490150/data/bhkwcheck-handbuch.pdf>.
35. **ASUE e.V.** BHKW-Grundlagen . [Online] 28. 07 2010. [Zitat vom: 20. 04 2011.]
<http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/broschuere/bhkw-grundlagen-2010.pdf>.

36. **UBeG Dr. Erich Mands & Dipl. Geol. Marc Sauer GbR; Burkhard Sanner.** Wärmepumpen. [Online] 16. 03 2001. [Zitat vom: 04. 10 2011.] www.ubeg.de/downloads/WP.pdf.
37. **Bundesamt für Energie, Schweiz; Peter Kunz.** Wärmepumpen - Planung - Optimierung - Betrieb - Wartung. [Online] 09. 01 2008. [Zitat vom: 04. 10 2011.] www.fws.ch/dateien/WP_Buch_web.pdf.
38. **GEA GRASSO; H.Reinhold Buchmann.** Angebot vom 20.07.2011; Technische Daten Aggregat.
39. **thermea Energiesysteme.** Hochtemperaturwärmepumpen mit Kohlendioxid als Arbeitsstoff. *Produktinformation*. [Online] 05. 03 2010. [Zitat vom: 04. 05 2011.]
40. **Fa. Thermea Energiesysteme GmbH, H. Oberländer.** Telefonnotiz. 23. 02 2012.
41. **FRIOTHERM AG, Ulrich Pietrucha.** Richtpreisangebot UNITOP 22. 2011.
42. **COMBITHERM GmbH; Uwe Bache.** Diverse Angebote für Wärmepumpen. 2011.
43. **GEA GRASSO, Reinhold Buchmann, Olaf Möller.** Diverse Angebote für Wärmepumpen, Telefongespräche. 2011/2012.
44. **Stadtwärme Lienz.** HKW-Schema. [Online] [Zitat vom: 11. 11 2011.] http://www.stadtwuerme-lienz.at/images/stories/dateien/schema_gr.gif.
45. **MICROSOFT.** *EXCEL 2007*.
46. **ETA Energieberatung.** Wärmelastgang Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen . *Interne Daten*. 2009.
47. **ZAE Bayern, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.** *WDesign*. [Software] Garching : s.n., 2005.
48. **schwaben netz GmbH.** Preisblatt des Netzbetreibers schwaben netz GmbH. [Online] 01. 01 2011. [Zitat vom: 25. 06 2011.] http://www.schwaben-netz.de/download_fcms/preisblatt_sn_ab_01_01_2011.pdf.
49. **Institut für Wohnen und Umwelt; Marc Großklos.** Kumulierter Energieaufwand und CO2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen. [Online] 14. 01 2009. [Zitat vom: 13. 09 2011.] http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/kea.pdf.
50. **Bundesamt, Statistisches.** Preise - Daten zur Energiepreisentwicklung. [Online] 28. 10 2011. [Zitat vom: 25. 11 2011.] <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung,templ ateld=renderPrint.psml>.

51. **EEX.** KWK-Preis. *Üblicher Strompreis gemäß KWK-Gesetz.* [Online] 2011. [Zitat vom: 28. 11 2011.] http://cdn.eex.com/document/52446/Phelix_Quarterly.xls.
52. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. 2002, aktualisiert 2009.
53. **Energiesteuergesetz.** EnergieStG, zuletzt geändert am 01.03.2011. [Online] 15. 07 2006. [Zitat vom: 13. 10 2011.] <http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=energiesteuergesetz&source=web&cd=2&sqi=2&ved=0CDYQjBAwAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.gesetze-im-internet.de%2Fbundesrecht%2Fenergiestg%2Fgesamt.pdf&eiwww.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/energiestg/gesamt.pdf>.
54. **Stromnetzentgeltverordnung.** StromNEV, zuletzt geändert 28.07.2011. [Online] 25. 07 2005. [Zitat vom: 13. 10 2011.] www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf.
55. **Bayern, EON.** Preisblatt Entgelt für dezentrale Einspeisung gemäß §18 StromNEV . [Online] 2010. [Zitat vom: 30. 11 2011.] http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Stromnetz/EEG_%26_KWK-G/Entgelte/Entgelte_dez_Einspeisung_18StromNEV/Preisblatt_gueltig_ab_01012010.pdf.
56. **Fachhochschule Heilbronn; Prof.Dr. Ralf Dillerup, Tobias Albrecht.** Kapitalwertmethode. [Online] 2005. [Zitat vom: 02. 12 2011.] <http://isc.hs-heilbronn.de/Publikationen/Kapitalwertmethode.pdf>.
57. **VDI-Richtlinie 2067 Blatt1.** Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Berlin : Beuth-Verlag, 2010. September 2010.
58. Delta Q. *Das LEG-Verfahren.* [Online] 18. 04 2004. [Zitat vom: 20. 08 2011.] http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/leg_verfahren.pdf.
59. **ASUE;** . BHKW-Kenndaten 2011. [Online] 02 2011. [Zitat vom: 05. 05 2011.] asue.de/cms/.../bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf.
60. **SCHEUCH; SRE.** Richtpreisangebote. 2011 : s.n.
61. **Markus Grünseis, Scheuch GmbH.** *Technischer Verkauf Rauchgasreinigung.* 12. 01 2012.
62. **GEA GRASSO; COMBITHERM; FRIOTHERM.** Richtpreisangebote für Wärmepumpen. 2011.

