

Projektleitung:
Prof. Dr. Peter Heck

Erstellt von:
Dipl. Ing. Kandidat Sebastian Schmidt

In Zusammenarbeit mit:
Diplom Betriebswirt (FH) Thomas Anton

Abschlussbericht



Bioenergiedorf St. Alban

Machbarkeitsstudie zur Versorgung einer Ortsgemeinde mit Elektrizität
und Wärme auf Basis von Biogas und Nachwachsenden Rohstoffen

Mit freundlicher Unterstützung des:



Ministerium für
Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz
Rheinland-Pfalz

Birkenfeld, August 2006

Anmerkungen der Forschungsanstalt für Waldökologie und Forstwirtschaft Rheinland-Pfalz:

Der Bericht enthält eine Reihe von Fehlern, die seine Gebrauchstauglichkeit einschränken. Leider sahen sich die Autoren außer Stande, ihre Fehler in dem Bericht zu korrigieren. Insofern sollte der Leser die Erkenntnisse kritisch prüfen, bevor er sie verwendet. Im einzelnen:

1) Kap. 2.2.4 Auslegung BHKW

Die Autoren legen das Biogas-BHKW mit 350 kW_{el} zu groß aus. Eine solche Anlage führt dazu, dass im Sommer in erheblichem Ausmaß Abwärme vernichtet werden muss. Dieser Fehler belastet die Investitionskosten und stellt die Wirtschaftlichkeit der Anlage in Frage.

2) Kap. 2.2.6 Dimensionierung der Lagerhalle

Die Autoren stellen sich anscheinend vor, den örtlichen Grünschnitt selbst zu verwenden und lediglich zweimal im Jahr Holzhackschnitzel einzulagern, um die Materialtrocknung zu gewährleisten. Demgegenüber liefern Brennstoffhändler in der Regel fertig konfektioniertes Brennmaterial aus Grünschnitt und verschiedenen Hackschnitzeln an. Dieses Material weist die tolerierbare Holzfeuchte auf und ist ständig verfügbar. Deshalb werden Hackschnitzellager normalerweise so ausgelegt, dass sie einen etwa zweiwöchigen Vollastbetrieb ermöglichen. Vor diesem Hintergrund dürfte die Planung des IfaS zu einer überdimensionierten Halle führen, die die Investitionskosten unnötig erhöht und die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage in Frage stellt.

3) Kap. 2.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Autoren sehen fälschlicherweise einen Holzkessel vor, in dem der Betreiber auch Grünschnitt und Energiegetreide verbrennen können soll. Grünschnitt und Energiegetreide lassen sich in einem herkömmlichen Holzkessel nicht verbrennen. Dazu bedarf es aufwendigerer Konstruktionen. Insofern führt die IfaS-Planung zum vorzeitigen Anlagendefekt. Möglicherweise ließe sich ein Mehrbrennstoffkessel statt des vorgesehenen verwenden. Ein solcher Kessel belastet die Investitionskosten und die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Vor diesem Hintergrund dürften die günstigen Wärmepreise für das Energiegetreide zu optimistisch sein. Demgegenüber dürfte es sinnvoller sein, sich vor dem Anlagenbetrieb eindeutig über die Brennstoffe im Klaren zu sein. Ein Energiegetreidekessel lohnt sich nur, wenn möglichst ausschließlich Getreide verbrannt wird. In einem Holzkessel sollte man kein Energiegetreide verbrennen.

Verantwortlich i. S. d. P. für den Inhalt sind die Autoren. Aus der Benutzung der Studie können gegenüber der Forschungsanstalt für Waldökologie und Forstwirtschaft Rheinland-Pfalz keine Schadensersatzansprüche geltend gemacht werden. Die Forschungsanstalt ist bemüht, die Studien auf Wahrheit, Inhalte und Herkunft zu prüfen. Sie kann jedoch die Urdaten von Vor-Ort-Erhebungen, gegebenenfalls verwendete Algorithmen und Hintergrundinformationen ohne Quellenangaben nicht prüfen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
1. Einführung	1
1.1. Ausgangslage	3
1.2. Zielsetzung	3
2. Bioenergiedorf St. Alban	2
2.1. Situation	2
2.1.1. Häuserbestand/ Wärmebedarf.....	3
2.1.2. Installierte Heizungsanlagen.....	4
2.1.3. Rohstoffe.....	5
2.2. Szenarien	7
2.2.1. Standortwahl.....	7
2.2.2. Auslegung Nahwärmenetz.....	9
2.2.3. Dimensionierung Biogasanlage.....	14
2.2.4. Auslegung BHKW.....	18
2.2.5. Auslegung Spitzenlastkessel.....	20
2.2.6. Dimensionierung der Lagerhalle.....	22
2.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	25
2.3.1. Referenzvariante.....	26
2.3.2. Szenario 1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor).....	29
2.3.3. Szenario 3 (Energiegetreide, Finanzierung durch Investor).....	32
2.3.4. Erträge.....	35
2.3.5. Gewinn- und Verlustrechnung.....	36
2.3.6. Gegenüberstellung Zentrale- und Dezentrale-Versorgung.....	37
2.3.7. Sensitivitätsanalyse.....	44
2.3.8. Ölpreisveränderung.....	46

2.3.9. CO ₂ -Emissionen	47
2.3.10. Anlagenstandort	49
2.3.11. Trocknungsanlage	51
3. Fazit und Ausblick.....	53
3.1. Fazit	53
3.2. Ausblick	57
4. Quellenverzeichnis.....	59
5. Anhang.....	61
5.1. Anhang 1: Projektdaten	62
5.2. Anhang 2: Berechnungen.....	68
5.2.1. HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	82
5.2.2. HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden	98
5.2.3. Energiegetreide, Finanzierung durch Investor	101
5.2.4. Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden	116
5.2.5. Förderung	119
5.2.6. Sensitivitätsanalyse	123
5.2.7. Ölpreisveränderung	125
5.3. Anhang 3: Datenmaterial	128

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Niederschläge und Lage St. Alban	2
Abbildung 2-2: Häuser und Straßen in St. Alban	3
Abbildung 2-3: Anlagenstandort.....	7
Abbildung 2-4: Anlagenstandort von Landstraße 385.....	8
Abbildung 2-5: Fahrsilos	8
Abbildung 2-6: Wärmebedarf im jahreszeitlichen Verlauf	9
Abbildung 2-7: Verlauf Nahwärmenetz mit Anlagenstandort	11
Abbildung 2-8: Deckung BHKW am Jahreswärmebedarf	19
Abbildung 2-9: Heizwert von Holz in Anhängigkeit vom Wassergehalt.....	22
Abbildung 2-10: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition.....	39
Abbildung 2-11: Rendite bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition.....	42
Abbildung 2-12: Sensitivitätsanalyse, Inbetriebnahme 2008, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor.....	44
Abbildung 2-13: Sensitivitätsanalyse, Inbetriebnahme 2008, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor.....	45
Abbildung 2-14: Ölpreisveränderung	46
Abbildung 2-15: CO ₂ -Emissionen	47
Abbildung 2-16: Anlage komplett	49
Abbildung 2-17: Standort mit Anlage	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Jahresheizwärmebedarf.....	4
Tabelle 2-2: Alter der Heizungskessel in St. Alban	5
Tabelle 2-3: NawaRo Erträge nach Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz	6
Tabelle 2-4: Daten der bestehenden Fahrsilos	8
Tabelle 2-5: Hausanschlussleistung	9
Tabelle 2-6: Wärmebedarf Nahwärmenetz je Monate	10
Tabelle 2-7: Leitungslängen und Jahreswärmebedarf nach Abschnitten	12
Tabelle 2-8: Dimensionierung Hauptleitungen	13
Tabelle 2-9: Gesamtlängen Hauptleitungen.....	13
Tabelle 2-10: Dimensionierung Hausanschlüsse.....	14
Tabelle 2-11: Gaserträge Gülle und Mist	15
Tabelle 2-12: Gaserträge NawaRo	15
Tabelle 2-13: Eingesetzte Jahresmengen an NawaRo zum Betrieb der Biogasanlage....	16
Tabelle 2-14: Silolagervolumen.....	17
Tabelle 2-15: Erweiterung Silo	17
Tabelle 2-16: Wärmebedarf Fermenter	18
Tabelle 2-17: Auslegung Spitzenlastkessel	20
Tabelle 2-18: Kesselauslegung bei Betrieb mit Biogasanlage	21
Tabelle 2-19: Dimensionierung Lagerhalle	24
Tabelle 2-20: Energiedichten im Vergleich	25
Tabelle 2-21: Index der Erzeugerpreise für Elektrizität, Gas und Brennstoffe in Deutschland 1995 bis 2005.....	26
Tabelle 2-22: Verbrauchskosten Referenzanlage.....	27
Tabelle 2-23: Kosten für Heizungserneuerung	28
Tabelle 2-24: Investitionen HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	29
Tabelle 2-25: Jährliche Kosten I, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	30

Tabelle 2-26: Jährliche Kosten II HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	31
Tabelle 2-27: Investitionen, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor	32
Tabelle 2-28: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor.....	33
Tabelle 2-29: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor.....	34
Tabelle 2-30: Einteilung Leistungsbereich nach Jahresmengen.....	35
Tabelle 2-31: Stromerträge bei Inbetriebnahme 2008	35
Tabelle 2-32: Gewinn/Verlust, Szenario 1.....	36
Tabelle 2-33: Gewinn/Verlust, Szenario 2.....	36
Tabelle 2-34: Gewinn/Verlust, Szenario 3.....	36
Tabelle 2-35: Gewinn/Verlust, Szenario 4.....	36
Tabelle 2-36: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition.....	39
Tabelle 2-37: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung durch KfW	40
Tabelle 2-38: Rendite bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition ...	42
Tabelle 2-39: Rendite bei Inbetriebnahme 2008, Förderung durch KfW.....	43
Tabelle 2-40: Trocknung Hackschnitzel	52
Tabelle 3-1: Zusammenfassung der Ergebnisse für Wärmepreise und Renditen	55
Tabelle 5-1: Nahwärmenetz	67
Tabelle 5-2: Hauptleitungen	69
Tabelle 5-3: Hausanschlussleitungen I	70
Tabelle 5-4: Hausanschlussleitungen II	71
Tabelle 5-5: Hausanschlussleitungen III	72
Tabelle 5-6: Auslegung Anlage Gesamtwerte.....	73
Tabelle 5-7: Größe Fermenter und Silo	74
Tabelle 5-8: Größe Endlager.....	75
Tabelle 5-9: Wärmebedarf Biogasanlage I.....	76
Tabelle 5-10: Wärmebedarf Biogasanlage II.....	77
Tabelle 5-11: Wärmebedarf Biogasanlage III.....	78

Tabelle 5-12: Deckung BHKW am Jahreswärmebedarf	79
Tabelle 5-13: Biogasproduktion Gesamtwerte	80
Tabelle 5-14: Biogaserträge Gülle und Mist.....	80
Tabelle 5-15: Biogaserträge NawaRo	81
Tabelle 5-16: Netzanschlusskosten BHKW	83
Tabelle 5-17: Angebot Schmid Holzfeuerungen	84
Tabelle 5-18: Kosten für Ölkessel mit 1.120 kW	85
Tabelle 5-19: Kosten für Ölkessel mit 490 kW	86
Tabelle 5-20: Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale	87
Tabelle 5-21: Bunker HHS+Grünschnitt.....	88
Tabelle 5-22: Kosten Hauptleitungen.....	89
Tabelle 5-23: Kosten Hausanschlüsse.....	89
Tabelle 5-24: Kosten der Rohstoffe für die Biogasanlage.....	92
Tabelle 5-25: Kosten Betreuung Biogasanlage.....	92
Tabelle 5-26: Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage.....	92
Tabelle 5-27: Kosten Gärrestausbringung Biogasanlage	93
Tabelle 5-28: Feststoffhandling HHS-Bunker.....	95
Tabelle 5-29: Annuität HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	97
Tabelle 5-30: Investition HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden	98
Tabelle 5-31: Jährliche Kosten I, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden	99
Tabelle 5-32: Jährliche Kosten II, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden	100
Tabelle 5-33: Netzanschlusskosten BHKW	102
Tabelle 5-34: Angebot Schmid Holzfeuerungen	103
Tabelle 5-35: Kosten für Ölkessel mit 1.120 kW	104
Tabelle 5-36: Kosten für Ölkessel mit 490 kW	105
Tabelle 5-37: Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale	106
Tabelle 5-38: Bunker Energiegetreide	107

Tabelle 5-39: Kosten Hauptleitungen.....	108
Tabelle 5-40: Kosten Hausanschlüsse.....	108
Tabelle 5-41: Kosten der Rohstoffe für die Biogasanlage.....	111
Tabelle 5-42: Kosten Betreuung Biogasanlage.....	111
Tabelle 5-43: Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage.....	111
Tabelle 5-44: Kosten Gärrestausbringung Biogasanlage	112
Tabelle 5-45: Annuität, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor	115
Tabelle 5-46: Investition Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden	116
Tabelle 5-47: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden.....	117
Tabelle 5-48: Jährliche Kosten II, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden.....	118
Tabelle 5-49: Annuitäten bei Förderung, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor	119
Tabelle 5-50: Annuitäten bei Förderung, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden .	120
Tabelle 5-51: Annuitäten bei Förderung Energiegetreide, Finanzierung durch Investor	121
Tabelle 5-52: Annuitäten bei Förderung, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden...	122
Tabelle 5-53: Sensitivitätsanalyse bei Inbetriebnahme 2008, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor.....	123
Tabelle 5-54: Sensitivitätsanalyse bei Inbetriebnahme 2008, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor.....	124
Tabelle 5-55: Ölpreisveränderung.....	125
Tabelle 5-56: Investitionskosten Vererdungsanlage	126
Tabelle 5-57: Betriebskosten Vererdungsbecken und Gärrestausbringung	127
Tabelle 5-58: Darlehensbedingungen KfW	129
Tabelle 5-59: Kosten KMR.....	130
Tabelle 5-60: Kosten PMR/PEX.....	131

1. Einführung

Das Dorf St. Alban im Donnersbergkreis strebt eine eigenständige und nachhaltige Versorgung der Bewohner mit Elektrizität und Wärme an. Die Beschreibung geeigneter Verfahren, die Analyse der lokalen Ressourcen, eine Anlagendimensionierung und die für den Anlagenbetrieb notwendigen Stoffströme werden in dieser Machbarkeitsstudie betrachtet. Die Bewertung des Konzeptes erfolgt unter ökonomischen, ökologischen und technischen Aspekten sowie der Bearbeitung der rechtlichen Rahmenbedingungen.

Die eigenständige Versorgung einer Gruppe von Menschen aus den lokal vorhandenen Ressourcen und/oder mit anbaubaren Pflanzen (Biomasse) ist nichts Neues, sondern eine bereits seit der Jungsteinzeit praktizierte Methode.

Die Versorgung von ganzen Ortschaften mit den heutzutage am häufigsten benötigten Energieformen Elektrizität und Wärme stellt eines der grundlegenden Probleme der heutigen Zeit dar. Die Umstellung von fossilen Energieträgern auf Erneuerbare Energien und insbesondere dabei auf den altbekannten Bereich Biomasse ist eine Herausforderung für die Zukunft.

Biomasse speichert die Sonnenenergie und bietet somit im Gegensatz zur Nutzung der direkten Sonneneinstrahlung und Windenergie den Vorteil, dass sie lagerfähig ist. Die Realisierung so genannter „Bioenergiedörfer“, welche mit Hilfe moderner Verfahren Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung nutzbar machen, ist ein erster Schritt dazu. Je größer das Interesse und die Beteiligung an der Realisierung eines solchen Projektes ist, desto eher können auch die ökonomischen Aspekte erfüllt werden.

Die Verminderung der klimaschädlichen Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen wurde bereits im Kyoto-Protokoll 1997 beschlossen und von Deutschland im Jahr 2002 ratifiziert. Biomasse stellt hierzu eine mögliche Alternative dar, da diese das zum Wachstum benötigte Kohlendioxid aus der Atmosphäre aufnimmt und bei der Verbrennung wieder abgibt. Fossile Energieträger geben im Gegensatz dazu, das vor einem langen Zeitraum in Biomasse gespeicherte CO₂ heute frei und führen somit zu einer Konzentrationserhöhung in der Atmosphäre und damit zu Klimaveränderungen. Biomasse verhält sich also im Vergleich zu fossilen Energieträgern CO₂-neutral. Die Bundesregierung plant daher den Anteil der Erneuerbaren (CO₂-neutralen) Energien von derzeit 4,6 % auf 10,0 % am

Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020¹ zu erhöhen, um damit die Verminderung des CO₂-Ausstoßes zu erreichen.

Mit dem Erlass des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG)² im Jahr 2000 und der im Jahr 2004 erfolgten Änderung der Einspeisevergütungen wurde ein wichtiger Grundstein für die langfristige Förderung gelegt. Die im EEG festgelegte Vergütung für den Betrieb von Biomasseanlagen zur Strom- und Wärmeversorgung macht einen wirtschaftlichen Einsatz solcher Anlagen heute möglich. Die bei der Stromproduktion anfallende Abwärme kann den Verbrauchern vor Ort mit Hilfe eines Wärmenetzes zur Verfügung gestellt werden. Die für die Wärmeversorgung zu zahlenden Nutzungsentgelte liegen dabei bereits jetzt unter den Preisen, die die Gebäudeeigentümer bei der Erzeugung von Wärme durch die immer teurer werdenden fossilen Energieträger zahlen müssen.

Die Dezentralisierung der Energieversorgung und auch die Verminderung der Importabhängigkeit von fossilen Rohstoffen spielen eine weitere wichtige Rolle. Die Nachfrage nach lokal verfügbaren Energieträgern zum Betrieb der Anlagen schafft und sichert Arbeitsplätze in der Land- und Forstwirtschaft. Durch die Verwendung von Pflanzen, Gülle und Holz haben Landwirte zudem die Möglichkeit, sich ein weiteres Standbein als „Energiewirt“ zu schaffen. Auch die regionalen Wirtschaftskreisläufe werden durch den Verbleib der Zahlungsmittel in der Region gestärkt und die Außenhandelsbilanz verbessert.

Durch die Schaffung von Stoffkreisläufen kann der Einsatz von Kunstdünger vermindert werden. Auf die Nutzung von Bioziden kann weitestgehend verzichtet werden, da die komplette Pflanzenmasse später verwendet werden kann. Dadurch werden zusätzliche Vorteile z. B. beim Trinkwasserschutz, Bodenschutz und Artenschutz erreicht.

Durch die aktive Beteiligung der Einwohner kann zudem das Gemeinschaftsgefühl gestärkt und die allgemeine Auseinandersetzung mit dem Thema Nachhaltigkeit gefördert werden.

¹ [BMU-EE06], S. 5

² [R-EEG], Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), 21. Juli 2004, BGBl I 2004, 1918, geändert durch Art. 3 Abs. 35 G v. 7. 7.2005 I 1970

1.1. Ausgangslage

Die Gemeinde St. Alban hat 346 Einwohner und eine Gemarkungsfläche von 546 Hektar. Forstwirtschaftliche Fläche gehört keine zur Gemarkung von St. Alban. Zur Untersuchung stehen ca. 120 Gebäude, die zu einem zusammenhängenden Bereich (Ortskern) eingegliedert werden können.

Beide im Ort ansässige Landwirte interessieren sich für den Anbau von Energiepflanzen, weshalb eine Biogasanlage zur kombinierten Strom- und Wärmeversorgung in Verbindung mit einem Nahwärmenetz in Betracht kommt. Zum Betrieb einer Biogasanlage mit dem Einsatz von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen steht nur die Gülle eines Landwirtes zur Verfügung.

Eine Sanierung der Hauptstraße steht gegen Ende dieses Jahres oder Anfang des nächsten Jahres an, wodurch Kosteneinsparungen bei der Verlegung des Nahwärmenetzes erzielt werden könnten. Weitere Straßensanierungen sind nicht geplant.

1.2. Zielsetzung

Ziel dieser Studie ist es, eine Aussage über die Machbarkeit eines Bioenergiedorfes am gewählten Standort unter ökonomischen, ökologischen und technischen Aspekten sowie einer Betrachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen zu treffen. Dabei müssen die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt und sinnvoll in ein Gesamtkonzept integriert werden.

2.1.1. Häuserbestand/ Wärmebedarf

Der Jahreswärme- und Strombedarf von St. Alban soll nach Möglichkeit vollständig mit den vor Ort vorhandenen Ressourcen abgedeckt werden. Dazu ist die Berechnung der Verbräuche und eine anschließende Erfassung und Analyse der vorhandenen Ressourcen erforderlich. Zur Wärme- und Stromversorgung des Ortes wird die Errichtung einer Biogasanlage mit Nahwärmenetz und einer Abdeckung der Spitzenlast durch zusätzliche Heizkessel betrachtet.



Abbildung 2-2: Häuser und Straßen in St. Alban

1 = Hauptstraße, 2 = Langgasse, 3 = Schafgraben, 4 = Schulstraße, 5 = Kirchgasse, 6 = Bienengarten, 7 = Am Mühlteich, 8 = In den Schafäckern, 9 = In der Lehmkaul, 10 = Gäßling, 11 = Mühlweg

Erfasst wurden insgesamt 112 genutzte Gebäude die an elf Straßen angebunden sind. Für jedes Gebäude wurde die Grundfläche, Geschosszahl, Stockwerkshöhe anhand einer Ortsbegehung mit Fotoaufnahmen, einer digitalen Vermessung und/oder Handvermessung ermittelt. Aufgrund der Aufnahmen wurden später die gebäudespezifischen Werte für den Jahresheizwärmebedarf ermittelt. Die Zusammenfassung der Werte kann in Tabelle 2-1 (die vollständigen Daten können im Anhang unter Tabelle 5-1) eingesehen werden.

	Anzahl Häuser	Grundfläche [m ²]	relevante Fläche (mit Abzug in Höhe von)	Heizwärmebedarf pro Jahr	Warmwasserbereitung (Zuschlag in Höhe von)	Wärmebedarf Summe Straße
			[m ²] 20%	[kWh/a]	[kWh/a] 20%	[kWh/a]
Am Mühlteich	10	1.332	2.247	303.453	60.691	364.143
Bienengarten	8	919	1.570	277.167	55.433	332.601
Gäßling	5	384	652	128.627	25.725	154.352
Hauptstr.	25	3.619	5.575	904.122	180.824	1.084.946
Langgasse	18	2.133	3.472	562.871	112.574	675.445
In den Schafäckern	7	781	1.471	139.168	27.834	167.002
In der Lehmkaul	4	420	672	74.144	14.829	88.973
Kirchgasse	12	1.428	2.582	471.734	94.347	566.081
Schulstr.	12	1.150	1.878	359.383	71.877	431.260
Mühlweg	2	362	453	83.768	16.754	100.522
Schafgraben	9	813	1.240	184.930	36.986	221.916
Summe	112	13.341	21.811	3.489.368	697.874	4.187.241

Tabelle 2-1: Jahresheizwärmebedarf

Es ergibt sich ein Jahreswärmebedarf von 4.187.241 kWh inkl. Warmwasserbereitung.

Der Strombedarf des Ortes beträgt aufgrund der 346 Einwohner und einem durchschnittlichen Strombedarf von 1.194 kWh/a*Pers (durchschnittlicher Stromverbrauch eines Drei-Personen-Haushaltes = 3.581 kWh/a, Dies entspricht ca. 413.124 kWh/a für alle 112 Haushalte in St. Alban.

2.1.2. Installierte Heizungsanlagen

Die anonymisierten Daten des Bezirksschornsteinfegermeisters Walter Scherne ergaben eine Anzahl von 78 installierten Feuerstätten in St. Alban. Von den Anlagen werden 70 Stück mit Erdöl und 8 Stück mit Flüssiggas betrieben. 36 Anlagen haben eine Nennwärmeleistung im Bereich von 11 bis 24 kW und 42 Anlagen eine Nennwärmeleistung im Bereich von 25 bis 49 kW. Wird der Mittelwert des Leistungsbereiches mit der Anzahl der dazugehörigen Feuerstätten multipliziert ergibt sich eine installierte Leistung von 2.184 kW. Da nur Daten zu 78 Gebäuden verfügbar sind, aber 112 Gebäude erfasst wurden, wird davon ausgegangen, dass die restlichen 34

Gebäude entweder mit Holzheizungen, Nachtspeicherheizungen und/oder mit Öfen beheizt werden. Die berechnete Anschlussleistung von ca. 3.379 kW (inkl. aller Verluste) für die 112 Gebäude liegt somit im realistischen Bereich. Das durchschnittliche Alter der Kessel stellt sich folgendermaßen dar:

Jahre	Prozent	Stück
0 bis 5	15	12
6 bis 10	18	14
11 bis 15	28	22
16 bis 20	27	21
21 bis 25	8	6
26 bis 30	4	3

Tabelle 2-2: Alter der Heizungskessel in St. Alban

Es wird ersichtlich, dass bei einer theoretischen Nutzungsdauer von 20 Jahren, 30 Kessel unmittelbar ersetzt werden müssten. Weitere 22 Kessel kämen in den nächsten fünf Jahren dazu. Das bedeutet, dass bereits zwei Drittel der erfassten Feuerstätten in den nächsten fünf Jahren als potenzielle Nahwärmekunden zur Verfügung stehen können. In wie weit von den 34 nicht erfassten Gebäuden weitere Anschlüsse akquiriert werden können ist abzuklären.

2.1.3. Rohstoffe

In St. Alban gibt es zwei Vollerwerbslandwirte die für die Belieferung einer geplanten Biogasanlage mit Einsatzstoffen zur Verfügung stehen. Die beiden landwirtschaftlichen Betriebe mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen sollen nachfolgend näher beschrieben werden.

Landwirtschaftlicher Betrieb Johannes Dhom

- 210 Stück Vieh (95 Stück Milchvieh mit weiblicher Nachzucht)
- Gülle ca. 4.500 m³/a
- 200 t/a Stroh als Einstreu (ergibt lt. eigenen Angaben ca. 600-800 t/a an Festmist bei Spaltenhaltung)
- bewirtschaftet werden z. Zt. 270 ha Land, davon 200 ha Ackerland (inkl. 30 ha Stilllegungsflächen) und 70 ha Grünland (davon 25 ha extensiv genutzt)

- 120 ha werden für die Versorgung des Viehbestandes benötigt → 150 ha können für den Anbau von NawaRo genutzt werden
- durchschnittliche Feld-Hof Entfernung ca. 2 km

Landwirtschaftlicher Betrieb Ralf Dietz

- bewirtschaftet werden ca. 90 ha inkl. 10 % Stilllegungsfläche → stehen für den Anbau von NawaRo zur Verfügung

Für die Belieferung mit NawaRo und Unterstützung bei der Ausbringung des Gärrestes hat sich ebenfalls Herr Helmut Schückler bereit erklärt. Herr Schückler besitzt ein Transportunternehmen, das sich u. a. auf die Entsorgung von flüssigen und trockenen Klärschlämmen spezialisiert hat. Er bewirtschaftet in einem Umkreis von 5 - 6 km um St. Alban zudem ca. 280 ha Land.

Für den Standort St. Alban wurden in Zusammenarbeit mit der Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz und den ansässigen Landwirten die folgende Erträge für den Anbau von NawaRo ermittelt:

Pflanze	Ernteerträge [t/ha]	TM-Gehalt [%]	Biogaserträge [m³/ha]	CH ₄ -Gehalt [Vol. %]	Kosten [€/ha]
Silomais	FM 40, TM 12-13	30-32	5.500	50-55	1.150
GPS (Triticale)	FM 45-50, TM 13-14	30	6.500	50-55	1.000, VK-Preis Ø für 5 Jahre 91,4 €/t für Korn
Luzerne (3 Schnitte)	FM 50, TM 10 - 12	20-24	5.600	60	980

Tabelle 2-3: NawaRo Erträge nach Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz

Für die weiteren Berechnungen werden diese Werte verwendet. Es zeigt sich deutlich, dass die klimatischen Bedingungen (hauptsächlich die geringen Niederschläge) einen negativen Einfluss auf die Ernte und somit auch auf die Biogaserträge haben. Dies kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage in einem entscheidenden Maße beeinflussen.

2.2. Szenarien

2.2.1. Standortwahl

Für alle nachfolgend betrachteten Varianten wird der geplante Anlagenstandort für die Biogasanlage, BHKW, Spitzenlastkessel, Fahrsilos, Hallen und Bunker verwendet. Der nördlichste Teil des Standortes befindet sich ca. 220 m südlich des letzten Wohnhauses der Langgasse Nr. 20 (siehe folgende Abbildung).



Abbildung 2-3: Anlagenstandort

Der Anlagenstandort kann sowohl vom Ort, als auch von der Landstraße 385 über einen asphaltierten Weg erreicht werden (graue Linie). Die rot eingefärbte Fläche stellt den geplanten Anlagenstandort dar. Diese Fläche gehört Herrn Dhom und liegt auf der Gemarkung von St. Alban. Die gelbe Fläche soll die Erweiterungsmöglichkeit darstellen, falls der geplante Anlagenstandort nicht ausreichen sollte. Diese Fläche gehört jedoch zur Gemarkung des Nachbarortes Gerbach.

Herr Dhom besitzt bereits drei Fahrsilos (grün dargestellt in Abbildung 2-3) mit einer Länge von je 50 m und einer Breite von 2 x 8 m und 1 x 6 m.

Länge [m]	Breite [m]	Höhe [m]	Anzahl [Stück]	Volumen [m ³]
bestehende Silos				
50	8	3	2	2.400
50	6	3	1	900
Summe				3.300

Tabelle 2-4: Daten der bestehenden Fahrsilos



Abbildung 2-4: Anlagenstandort von Landstraße 385



Abbildung 2-5: Fahrsilos

2.2.2. Auslegung Nahwärmenetz

Die Auslegung des Nahwärmenetzes erfolgt mit den ermittelten Daten zum Wärmeverbrauch der einzelnen Gebäude. Die Aufsummierung der einzelnen Gebäudewerte ergibt den Wärmebedarf je Straße, welcher auf den benötigten Anschlusswert umgerechnet wird. Dazu werden die Verluste durch die Hausübergabestationen, die Hausanschlussleitungen und das Nahwärmenetz addiert.

Für alle weiteren Berechnungen wird von einem 100 %-igen Anschlusswert ausgegangen.

	Anzahl Häuser [Stück]	Heiz- und Warmwasserbedarf [kWh/a]	Hausübergabestation Volllaststunden) [kW]	Hausanschlussleistung mit Verlust Hausübergabestation [kW]	Netzverlust [kW]	Wärmeverbrauch Summe Straße [kWh/a]
			1.500	5%	15%	
Am Mühlteich	10	364.143	242,8	254,9	293,1	439.703
Bienengarten	8	332.601	221,7	232,8	267,7	401.615
Gäßling	5	154.352	102,9	108,0	124,3	186.380
Hauptstr.	25	1.084.946	723,3	759,5	873,4	1.310.072
Langgasse	18	675.445	450,3	472,8	543,7	815.600
In den Schafäckern	7	167.002	111,3	116,9	134,4	201.654
In der Lehmkaul	4	88.973	59,3	62,3	71,6	107.435
Kirchgasse	12	566.081	377,4	396,3	455,7	683.543
Schulstr.	12	431.260	287,5	301,9	347,2	520.746
Mühlweg	2	100.522	67,0	70,4	80,9	121.380
Schafgraben	9	221.916	147,9	155,3	178,6	267.964
Summe	112	4.187.241,1	2.791,5	2.931,1	3.370,7	5.056.094

Tabelle 2-5: Hausanschlussleistung

Die Verteilung des Jahresgesamtwärmebedarfes, analog den folgenden Prozentsätzen:

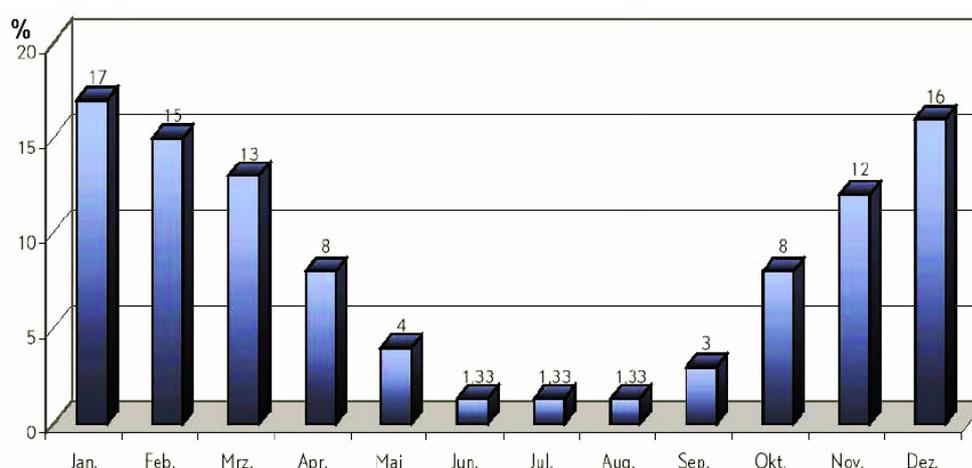


Abbildung 2-6: Wärmebedarf im jahreszeitlichen Verlauf⁵

⁵ [VDI 2067]

Monat	Wärmebedarf Nahwärmenetz [kWh]
Januar	859.536
Februar	758.414
März	657.292
April	404.487
Mai	202.244
Juni	67.415
Juli	67.415
August	67.415
September	151.683
Oktober	404.487
November	606.731
Dezember	808.975
Summe	5.056.094

Tabelle 2-6: Wärmebedarf Nahwärmenetz je Monate

Inklusive der Netzverluste und der Verluste durch die Hausübergabestationen hat sich der Jahreswärmebedarf von ca. 4.187.200 kWh/a auf ca. 5.056.000 kWh/a erhöht. Für die weitere Dimensionierung des Nahwärmenetzes sind die Anschlusswerte je Straße und die Verknüpfungen der jeweiligen Leitungen erforderlich. Die Anschlusswerte der einzelnen Hausübergabestationen können im Anhang unter Tabelle 5-1 eingesehen werden. Die folgende Abbildung zeigt den optimalen Verlauf der Rohrleitungen zur 100 %-igen Abdeckung aller bewohnten und erfassten Gebäude in St. Alban, sowie zur Erreichung des geplanten Anlagenstandorts.

Die Hauptleitung vom BHKW erhält in Höhe des Bürgerhauses eine Abzweigung, welche unter dem Bach über die nicht bebaute Fläche zur Hauptstraße geführt wird. Dies hat den Vorteil, dass die Dimensionierung der Rohrleitung für die Langgasse kleiner ausfallen kann, als bei einem Anschluss der Hauptstraße an die Langgasse. Wenn die Versorgungssicherheit erhöht werden soll, kann dies durch eine Verbindung von Langgasse und Hauptstraße einfach durchgeführt werden. Generell besteht noch an mehreren Punkten die Möglichkeit durch eine Verknüpfung der Leitungen die Versorgungssicherheit zu erhöhen, was jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden ist und daher hier nicht näher betrachtet wird.

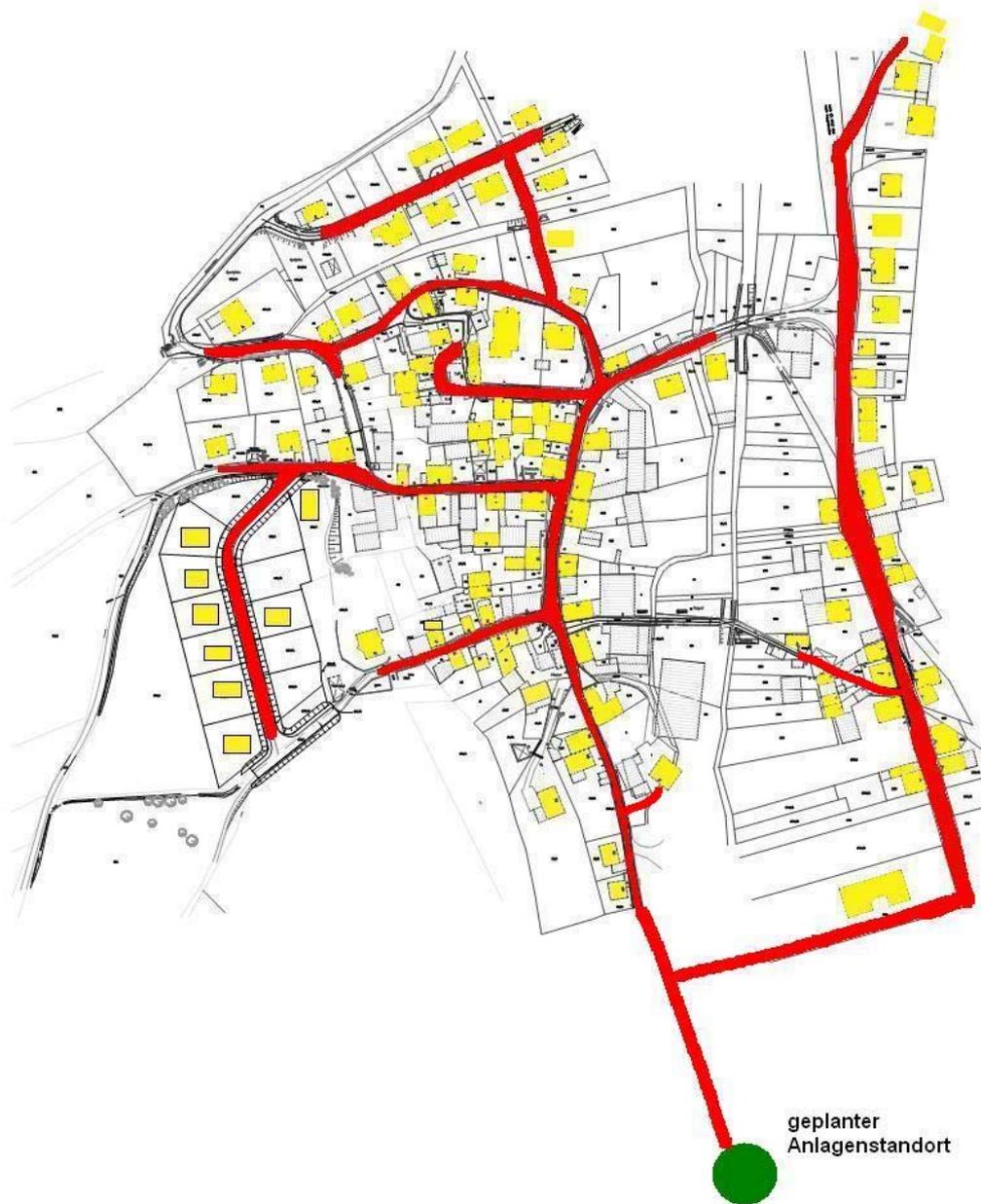


Abbildung 2-7: Verlauf Nahwärmenetz mit Anlagenstandort⁶

Tabelle 2-7 gibt den Verlauf der Rohrleitung mit Längen und den angeschlossenen Gebäuden an.

⁶ Digitaler Bebauungsplan mit eigenen Ergänzungen

Leitungsabschnitte (Straßenname)	Rohrleitungs- länge	Jahreswärme- bedarf	Wärmeabsatz
	[m]	[kWh/a]	[MWh/m Rohr]
Hauptstr. +Entfernung Leitung von BHKW zu Langgasse Nr. 20 (nach rechts zu Hauptstr.)	546	1.084.946	1,99
Langgasse von Nr. 3 bis Nr. 20+Mühlweg Nr. 1+Gäßling Nr. 8 + Entfernung zum BHKW	557	794.082	3,37
+Wärmebedarf Hauptstr.		1.084.946	
Summe		1.879.028	
Am Mühlteich (Kreuzung Bienengarten/Am Mühlteich bis Am Mühlteich Nr. 1 inkl. Treppenstück für Verbindung)	245	364.143	1,49
Bienengarten Nr. 1 bis Nr. 7	183	270.085	3,47
+ Wärmebedarf Am Mühlteich		364.143	
Summe		634.229	
In den Schafäckern	156	167.002	1,07
Kirchgasse	153	566.081	3,70
Schafgraben	85	221.916	2,61
Gäßling Nr. 1-4	63	108.176	1,72
In der Lehmkaul Nr. 1+2 (Kreuzung Bienengarten/Schulstr.(In der Lehmkaul Nr. 1+2+Bienengarten Nr. 8+Schulstr. Nr.12+13)	78	172.289	2,21
In der Lehmkaul Nr. 3+4 (Kreuzung In der Lehmkaul/Schulstr. bis In der Lehmkaul Nr. 4+Schulstr. Nr. 10)	55	108.773	1,98
+Wärmebedarf In den Schafäckern		167.002	
Summe		275.774	
Schulstr. Nr. 1-9 (von Kreuzung Langgasse/Schulstr. bis Kreuzung Schulstr./In der Lehmkaul, Höhe Schulstr. Nr. 10)	111	287.251	2,59
Mühlweg nur Nr. 2	24	28.061	1,17
Summe	2.256		

Tabelle 2-7: Leitungslängen und Jahreswärmebedarf nach Abschnitten

Der Wärmeabsatz in MWh/m Rohrleitung ist eine Kennzahl, die einen Vergleich der einzelnen Abschnitte untereinander ermöglicht. Es wird ersichtlich, dass der Wärmeabsatz pro Meter Rohrleitung mit einem Wert von 3,70 MWh/m in der Kirchgasse am höchsten ist und In den Schafäckern mit 1,07 MWh/m am geringsten. Diese Werte können als ein Entscheidungskriterium zur Ermittlung der Anschlussreihenfolge herangezogen werden (bei einer Teilrealisierung).

Mit Beachtung der Verknüpfungen, Berücksichtigung des Netzverlustes von 15 % und Aufsummierung der Teilleistungen je Abschnitt ergeben sich für die einzelnen Teilstücke folgende Größen für die KM-Rohre:

Abschnitt	Anschluss an Vorgängerleitung	Länge der Leitung [m]	Endgültige Rohrleitungsleistung [kW]	Durchmesser benötigte Rohrleitung
Hauptstr.+Entfernung von Leitung von BHKW zu Langgasse Nr. 20 (nach rechts zu Hauptstr.)	BHKW/Abzweigung	546	960	KMR DN 100
BHKW bis Abzweigung für Hauptstr.	BHKW	170	4.187	KMR DN 150
Abzweigung für Hauptstr. bis Langgasse Nr. 20	BHKW	50	3.314	KMR DN 150
Langgasse von Nr. 4 bis Nr. 20+Mühlweg Nr. 1+Gäßling Nr. 8	BHKW	277	3.272	KMR DN 150
Langgasse von Nr. 4 bis Nr. 3	Langgasse	60	45	KMR DN 40
Kirchgasse	Langgasse	153	456	KMR DN 65
Bienengarten	Langgasse	183	511	KMR DN 80
Schulstr. Nr. 1-9	Langgasse	111	453	KMR DN 65
Schafgraben	Langgasse	85	179	KMR DN 50
Gäßling Nr. 1-4	Hauptstr.	63	87	KMR DN 40
In der Lehmkaul Nr. 1+2+Bienengarten Nr. 8+Schulstr. Nr. 12+13)	Schulstr.	78	139	KMR DN 50
In der Lehmkaul Nr. 3+4 +Schulstr. Nr. 10)	Bienengarten	55	222	KMR DN 50
Am Mühlteich	Bienengarten	245	293	KMR DN 65
Mühlweg	Langgasse	24	23	KMR DN 25
In den Schafäckern	In der Lehmkaul	156	134	KMR DN 50
Summe		2.256		

Tabelle 2-8: Dimensionierung Hauptleitungen

benötigte Rohrleitung	KMR DN 25	KMR DN 40	KMR DN 50	KMR DN 65	KMR DN 80	KMR DN 100	KMR DN 125	KMR DN 150
Gesamtlänge [m]	24	123	374	509	183	546	0	497

Tabelle 2-9: Gesamtlängen Hauptleitungen

Für die Dimensionierung der Hausanschlüsse (PM-Rohre) wird angenommen, dass jeder Hausanschluss im Durchschnitt 10 m lang ist. Die Hausanschlüsse unterscheiden sich damit lediglich im benötigten Rohrquerschnitt. Tabelle 2-10 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die benötigten Leitungen und Längen. Die vollständige Berechnung kann im Anhang unter Tabelle 5-2 eingesehen werden.

	Anzahl von Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]
PMR DN 22	8	10	80
PMR DN 28	37	10	370
PMR DN 32	56	10	560
PMR DN 40	10	10	100
PMR DN 50	1	10	10
PMR DN 63	0	10	0
PMR DN 75	0	10	0
PMR DN 90	0	10	0
PMR DN 110	0	10	0
Summe	112		1.120

Tabelle 2-10: Dimensionierung Hausanschlüsse

2.2.3. Dimensionierung Biogasanlage

Zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfes soll eine Biogasanlage mit der Vergärung von Gülle, Mist und NawaRo betrieben werden. Aufgrund der einfacheren Handhabung und Ausgereiftheit wird eine Biogasanlage mit Nassfermentation bevorzugt.

Bei der Dimensionierung einer Biogasanlage mit Nassfermentation kommen folgende begrenzende Faktoren zum Tragen:

- vorhandene Inputstoffe wie Gülle und Mist
- verfügbare Fläche für den Anbau von NawaRo
- verfügbare Flüssigkeiten zur Einhaltung eines maximalen Trockensubstanzgehaltes von 15 %
- Einhaltung der Raumbelastungsgrenze von 1 bis 3 kg oTs/ m³*d
- Lagervolumen für die NawaRo
- verfügbare Fläche zur Ausbringung des Gärrestes
- Abnahme der erzeugten Wärmemenge

Aus der Milchviehhaltung von Herrn Dhom stehen folgende Mengen an Gülle und Mist mit den jährlich zu erwartenden Gaserträgen zur Verfügung:

Sorte	Jahresmenge	TS-Gehalt	Gasertrag	CH ₄ -Gehalt	Biogasmenge
	[t/a]	[%]	[m ³ /t Substrat]	[Vol.-%]	[m ³ /a]
Rindergülle	4.500	9,5	25,0	60,0	112.500
Rindermist	800	25,0	27,5	65,0	22.000
Summe					134.500

Tabelle 2-11: Gaserträge Gülle und Mist

Für den Anbau von NawaRo steht eine maximale Fläche von ca. 240 ha (150 ha von Hr. Dhom und 90 ha von Hr. Dietz) zur Verfügung. Um Ertragsschwankungen abfangen zu können, nur wirklich geeignete Standorte für die Pflanzen zu nutzen und eine Reserve für Fehleinschätzungen zur Verfügung zu haben, wird nur mit einer Fläche von 200 ha gerechnet. Auf Empfehlung der Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz (Herrn Schnorbach) wird eine Aufteilung der Fläche für den Anbau zu 50 % mit Mais, 30 % GPS (Triticale) und 20 % Gräser (Luzerne) vorgenommen.

Sorte	Anbaufläche	Ertrag	Jahresertrag TM	Siliverluste	Menge nach Silierung	TS-Gehalte	Biogasertrag	Gasertrag	CH ₄ -Gehalt NawaRo
	[ha]	[t/ha]	[t]	[%]	[t]	[%]	[m ³ /ha]	[m ³ /a]	[%]
Triticale	60	13,5	810	10	729	30	6.500	390.000	52,5
Mais	100	12,5	1.250	10	1.125	31	5.500	550.000	52,5
Luzerne	40	11,0	440	10	396	22	5.600	224.000	60,0
Summe	200		2.500		2.250			1.164.000	

Tabelle 2-12: Gaserträge NawaRo

Es ergibt sich somit ein Jahresertrag an Biogas von 1.298.500 m³ mit einem Methangehalt von 54,7 %. Dies entspricht einem Energiegehalt von ca. 7.004.500 kWh und damit einem Erdöläquivalent von ca. 700.450 Litern.

Zur Einhaltung des Trockensubstanzgehaltes von maximal 15 %, ist es erforderlich die Einsatzstoffe durch die Verwendung von Wasser pump- und rührfähig zu halten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die notwendige Menge an Wasser und die gesamten Jahresmengen der Einsatzstoffe. Es wird ersichtlich, dass zum Betrieb der Nassfermentation zusätzlich ca. 6.100 m³ Wasser zugeführt werden müssen. Dies bedeutet nicht nur für die Dimensionierung der Fermenter hohe Kosten, sondern auch für die spätere Lagerung und Ausbringung des Gärrestes. Ohne den Einsatz einer solchen Wassermenge ist die Durchführung der Nassfermentation zur Nutzung der örtlichen Flächenressourcen jedoch nicht möglich.

Einsatzstoff	Eingesetzte Menge FM nach Silierung [t/ha]	Dichte im Fermenter [kg/m³]	benötigtes Fermentervolumen [m³]	TS-Gehalt [%]	Berechnung TS-Gehalt	oTS-Gehalt [% TS]	Menge oTS
Triticale	2.430	1.000	2.430	30	729	93,2	679
Mais	3.629	1.000	3.629	31	1.125	96	1.080
Luzerne	1.800	1.000	1.800	22	396	90	356
Wasser	6.100	1.000	6.100	0	0		0
Gülle	4.500	1.000	4.500	10	428	78,5	336
Mist	800	1.000	800	25	200	72	144
Summe	19.259		19.259		2.878	90,2	2.451

Tabelle 2-13: Eingesetzte Jahresmengen an NawaRo zum Betrieb der Biogasanlage

Es wird ein Trockensubstanzgehalt von 14,94 % erreicht. Die tägliche Menge an Inputmaterial beträgt 52,8 m³ bzw. Tonnen, was einer Jahresmenge von 19.259 m³ bzw. Tonnen entspricht. Die Raumbelastung liegt bei einem Wert von 2,50 kg oTs/m³*d und die hydraulische Verweilzeit bei ca. 38 Tagen bei einem angenommenen Fermentervolumen von 1.900 m³. Das Fermentervolumen wird auf zwei Fermenter mit je einer Größe von 1.000 m³ (inklusive Sicherheitszuschlag) aufgeteilt. Dadurch wird ebenfalls der Abbauprozess in zwei Stufen getrennt, was einer Optimierung der Gasproduktion und Prozessstabilität zugute kommt. Das Endlager für den Gärrest wird abgedeckt ausgeführt und kann die Gärrestmenge von 180 Tagen aufnehmen was einer Menge von 8.548 m³ (bei einem Masseverlust von 10 % durch den Gärprozess) entspricht. Beide Fermenter haben damit einen Durchmesser von 15 m bei einer Höhe von 6 m. Das Endlager hat einen Durchmesser von 43 m bei einer Höhe von 6 m. Die detaillierte Berechnung kann im Anhang unter Tabelle 5-6 bis Tabelle 5-8 eingesehen werden.

Zur Lagerung der NawaRo werden diese siliert. Die Ernte der Triticale findet im Mai statt, die Ernte des Mais Ende September/Anfang Oktober. Die Luzerne wird durch drei Schnitte während der Sommermonate geerntet. Durch die zeitversetzte Ernte wird nicht das vollständige Silovolumen benötigt sondern nur ein Teil dessen. Es muss jedoch noch genügend Silage zur Verfügung stehen, um eine langsame Umstellung der Anlage auf ein anderes Substrat durchzuführen. Dies ist notwendig, damit der biologische Prozess nicht durch eine zu große Veränderung der Eingangsstoffe gestört wird und die Möglichkeit hat sich anzupassen. Es wird daher ein Abschlag für das Lagervolumen von 35 % angenommen (siehe Tabelle 2-14), sodass sich ein Silolagervolumenbedarf von ca. 8.000 m³ ergibt.

	Anbaufläche [ha]	Ertrag FM lt. LWK [t/ha]	Jahresertrag FM [t]	Lagerdichte [kg/m ³]	benötigtes Volumen [m ³]
Triticale GPS	60	45	2.700	700	3.857
Silomais	100	40	4.000	700	5.714
Luzerne	40	50	2.000	700	2.857
Summe					12.429
Abschlag für zeitversetzte Ernte				35%	4.350
Endvolumen					8.079

Tabelle 2-14: Silolagervolumen

Durch die Erweiterung der bereits bestehenden Silos von Herrn Dhom kann kostengünstig weiteres Silovolumen geschaffen werden. Die bestehenden Silos könnten in Richtung Langgasse noch um ca. 10 m verlängert werden. Ebenfalls könnte die äußere Silowand noch genutzt werden um zwei weitere Fahrsilos mit einer Breite von je 18 m und einer Länge von 70 m in Richtung des Baches (blau eingezeichnet in Abbildung 2-3) zu errichten. Damit würde sich das vorhandene Lagervolumen (bei einer Schichthöhe von 3 m) von ca. 3.300 m³ auf 11.520 m³ einfach und kostengünstig erweitern lassen.

Länge [m]	Breite [m]	Höhe [m]	Anzahl [Stück]	Volumen [m ³]
bestehende Silos				
50	8	3	2	2.400
50	6	3	1	900
Summe				3.300
Erweiterung				
60	8	3	2	2.880
60	6	3	1	1.080
70	18	3	2	7.560
Summe				11.520

Tabelle 2-15: Erweiterung Silo

Die Gärsubstrate müssen sich von der Umgebungstemperatur auf die im Fermenter herrschende Temperatur von 38 °C erwärmen. Die Höhe der Wärmeverluste des Fermenters sind abhängig von Außentemperatur, Fermentergröße, Baumaterial, Bauart und Dämmung. Je nach Jahreszeit ergibt sich somit ein unterschiedlicher Wärmebedarf für die Fermenterheizung. Die notwendige Wärmemenge wird im normalen Betrieb vom BHKW produziert und kann genutzt werden. Zur Versorgung des Nahwärmenetzes steht die vom Fermenter benötigte Wärmemenge somit nicht zur Verfügung und muss von der thermischen Produktion des BHKW abgezogen werden. Die detaillierte Berechnung kann im Anhang unter Tabelle 5-9 bis Tabelle 5-11 eingesehen werden.

Monat	Wärmebedarf [kWh/Monat]
Januar	89.431
Februar	81.494
März	76.321
April	63.771
Mai	55.473
Juni	51.506
Juli	50.244
August	48.435
September	49.050
Oktober	65.693
November	74.425
Dezember	88.452
Jahressumme	794.295

Tabelle 2-16: Wärmebedarf Fermenter

2.2.4. Auslegung BHKW

Um die anfallende Biogasmenge bei einer durchschnittlichen Betriebszeit von 7.500 Stunden pro Jahr zu verwerten, müssen pro Stunde ca. 173 m³ Biogas verbrannt werden. Diese hat bei einem durchschnittlichen Methangehalt von 54,7 % einen Energiegehalt von ca. 946 kWh/h. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,1 % (für das von der Firma Haase Energietechnik AG angebotene Biogas-BHKW als Container-Aggregat HET-GBC 345) ergibt sich eine benötigte Leistungsgröße von ca. 351 kW. Für die weiteren Betrachtungen wird daher das Modell HET-GBC 345 der Firma Haase mit einem Gas-Otto-Motor, einer elektrischen Leistung von 345 kW, einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,1 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 50,2 % verwendet.⁷ Die insgesamt zur Verfügung stehende Jahresmenge an Energie, die in den erzeugten 1.298.500 m³ Biogas enthalten ist, kann nun in die Anteile der elektrischen und thermischen Energie aufgeteilt werden. Bei den genannten Wirkungsgraden können somit ca.

2.633.000 kWh/a an Strom

und ca. **3.562.700 kWh/a an Wärme**

erzeugt werden.

Die erzeugte Strommenge ist ausreichend um den theoretischen Elektrizitätsbedarf der Einwohner von St. Alban um das 6,4-fache zu decken.

⁷ [I-HA], http://www.haase-energietechnik.de/de/Products_and_Services/Energy_Systems/Compact_Ch_p_Units/FE-478-d_Biogas-ContAggr.pdf, 11. Mai 2006, 13:09 Uhr

Die zur Versorgung des Nahwärmenetzes zur Verfügung stehenden monatlichen Wärmemengen (vermindert um den Eigenwärmebedarf der Biogasanlage) gehen aus der folgenden Abbildung hervor. Es ist erkennbar, dass der Deckungsanteil des BHKW (an der Wärmeversorgung) im Monat Januar nur 24,1 % beträgt, gleichzeitig aber im Monat August eine Überdeckung des Wärmebedarfes von 368,5 % gegeben ist. Bezieht man die vom Nahwärmenetz nutzbare Wärmemenge auf den Jahresgesamtwärmebedarf, ergibt sich ein Deckungsanteil von 41,4 % durch die Biogasanlage bzw. das BHKW (Berechnung und Werte siehe Anhang Tabelle 5-12).

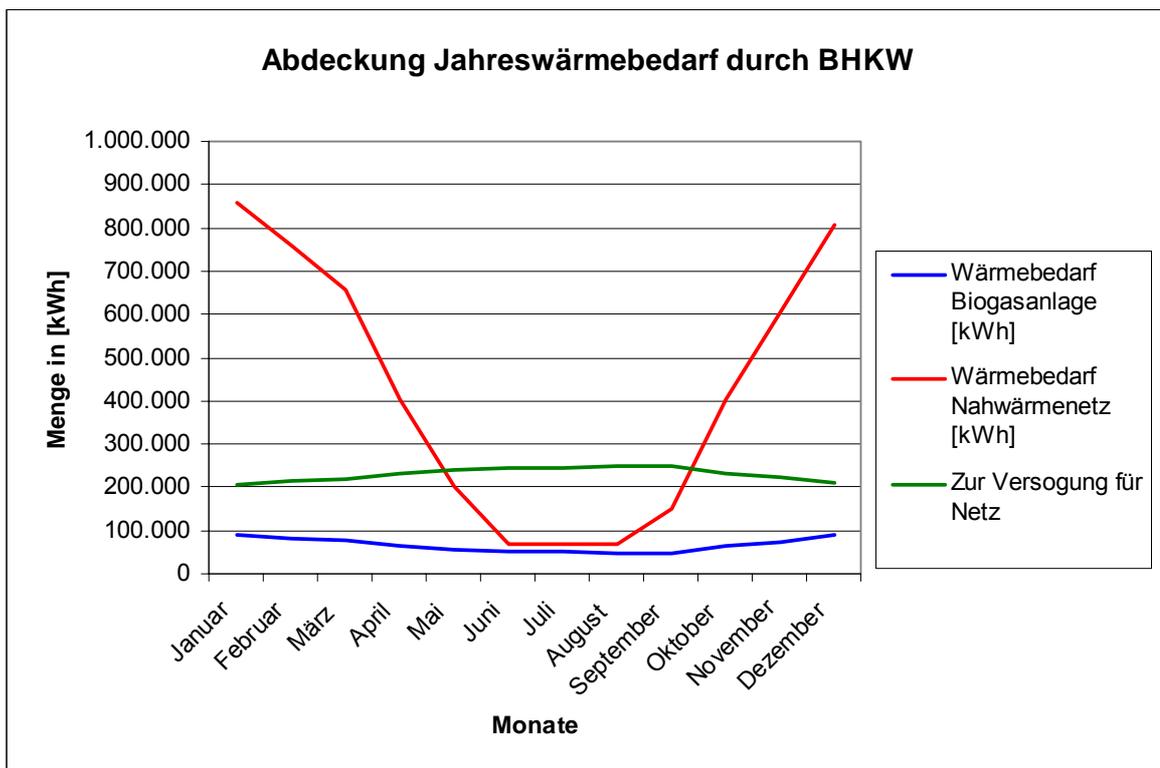


Abbildung 2-8: Deckung BHKW am Jahreswärmebedarf

Die Abmessungen des BHKW mit Container betragen (L x B x H) 12 x 2,5 x 2,6 m. Das BHKW muss auf einer befestigten Fläche stehen.

2.2.5. Auslegung Spitzenlastkessel

Zur Wärmeversorgung wird darüber hinaus eine Spitzenlastabdeckung durch drei Kessel geplant. Diese werden entsprechend dimensioniert, um auch bei einem Ausfall der Biogasanlage die Versorgung des Nahwärmenetzes sicherzustellen. Die Auslegung der Kessel erfolgt daher für das komplette Nahwärmesystem zu 30 % für die Grundlast und 70 % für die Spitzenlast. Die Spitzenlast wird wiederum in zwei Kessel im Verhältnis 70:30 aufgeteilt. Der Grundlastkessel soll entweder mit Holzhackschnitzel/Grünschnitt bzw. mit Energiegetreide betrieben werden. Beide Spitzenlastkessel verwenden Heizöl oder auch Rapsmethylester als Brennstoff. Da nicht alle Verbraucher zeitgleich die maximale Anschlussleistung vom Netz fordern werden, wird der Gleichzeitigkeitsfaktor mit einem Wert von 0,85 angenommen. Es ergeben sich die folgenden benötigten Leistungen für die Kessel:

Jahreswärmebedarf	5.056.094 kWh
Volllaststunden	1.900 h
Gleichzeitigkeitsfaktor	0,85
Leistungsbedarf	2.262 kW
davon Grundlastanteil	30%
Größe Grundlastkessel	679 kW
Restwert	1.583 kW
Spitzenlastanteil Ölkessel 1	70%
Größe Ölkessel 1	1.108 kW
Spitzenlastanteil Ölkessel 2	30%
Größe Ölkessel 2	475 kW
Grundlastanteil	679 kW
Spitzenlastanteil	1.583 kW

Tabelle 2-17: Auslegung Spitzenlastkessel

Die Größe des Grundlastkessels wird auf 680 kW aufgerundet. Für den Ölkessel mit 1.108 kW wird das Modell Buderus Logano SE735 mit einer Leistung von 1.120 kW verwendet und für den Ölkessel mit 475 kW wird das Modell Buderus Logano SE635 mit einer Leistung von 490 kW eingesetzt.

Um die Verbrauchsschwankungen im Tageswärmebedarf ausgleichen zu können, wird ein Pufferspeicher installiert, der bei einer Temperaturspreizung von 40 °C den Wärmebedarf des Netzes für eine Stunde decken kann. Der Pufferspeicher muss demnach eine Größe von ca. 15 m³ haben.

Wenn die Biogasanlage ordnungsgemäß arbeitet und pro Jahr ca. 2.094.800 kWh nutzbare Wärme zur Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes beiträgt, müssen die noch fehlenden ca. 2.961.300 kWh/a von den Spitzenlastkesseln erzeugt werden.

Der Hackschnitzel/Grünschnitt, bzw. Energiegetreidekessel benötigt für eine wirtschaftliche Arbeitsweise ca. 3.500 Betriebsstunden pro Jahr. Um dies zu erreichen, müssen bei einem Betrieb mit Biogasanlage ca. 80 % der verbleibenden Wärmemenge mit diesem Kessel erzeugt werden, was ca. 2.369.000 kWh/a entspricht. Dies bedeutet, dass die weiterhin verbleibenden 592.300 kWh/a von den beiden Öl-Kesseln bereitgestellt werden müssen. Die benötigten Mengen an Brennstoffen, zur Erzeugung der einzelnen Wärmemengen, können der folgenden Tabelle entnommen werden.

Jahreswärmebedarf	5.056.000 kWh
Wärmebedarf der durch die Biogasanlage gedeckt wird:	2.094.800 kWh
Noch zu deckender Bedarf	2.961.200 kWh
Durch HHS/Grünschnitt, bzw. Getreide	80 %
Wärmemenge	2.369.000 kWh
Betriebsstunden	3.491 h
Durch Öl	20 %
Wärmemenge	592.200 kWh
Betriebsstunden	374 h
Entspricht folgenden Mengen:	
HHS, Buche 30 % Feuchte	1.640 Srm in m ³
HHS, Nadelhölzer, 30 % Feuchte	2.760 Srm in m ³
Holzartiger Grünschnitt 30 % Feuchte	4.190 Srm in m ³
Getreide	474 t
Getreide	670 m ³
Öl	59.220 l

Tabelle 2-18: Kesselauslegung bei Betrieb mit Biogasanlage⁸

⁸ Berechnungen zu den Mengen wurden mit Hilfe des Rechners der Seite [I-BRLP] erstellt.

2.2.6. Dimensionierung der Lagerhalle

Die Lagerhalle dient der Lagerung und Unterbringung des Grünschnitts und der Holzhackschnitzel, sowie der dazugehörigen Maschinen.

Die eingesetzten Brennstoffe sollten zur optimalen Verbrennung im Brennraum eine Feuchte von 20 bis 40 % nicht überschreiten. Zudem vermindert sich der Heizwert durch einen hohen Feuchtegehalt entsprechend. Die Lagerung der Brennstoffe sollte daher zumindest in einer überdachten Lagerhalle erfolgen.

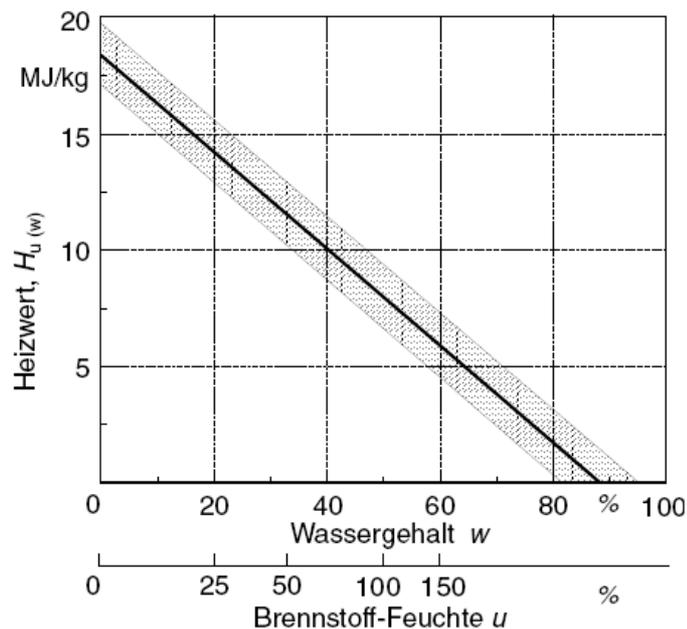


Abbildung 2-9: Heizwert von Holz in Anhängigkeit vom Wassergehalt⁹

Eine Grünschnittdeponie befindet sich in der Nähe des Hengstbacher Hofes ca. 4 km vom geplanten Anlagenstandort entfernt. Der dort gelagerte Grünschnitt wird einmal jährlich durch die Bernhard GmbH¹⁰ im Auftrag der Verbandsgemeindeverwaltung Rockenhausen geschreddert und auf landwirtschaftliche Flächen ausgebracht. Die geschredderte Menge beläuft sich auf ca. 1.800 Srm/a. Der Grünschnitt lagert bis zu seiner Zerkleinerung auf einem Freigelände, wodurch er bereits den erforderlichen Feuchtegehalt von 40 % unterschritten hat. Zur Nutzung als Brennstoff sollte die geschredderte Menge von Störstoffen befreit sein. Die Lagerung des Materials sollte dann zur weiteren Trocknung in einer Lagerhalle erfolgen.

⁹ [FNR-LB], S. 85

¹⁰ [S-BER]

Die benötigte Menge an Holzhackschnitzel kann lt. Auskunft von Herrn Horst Metz (Energieholzförster) zur Verfügung gestellt werden. Da die Holzhackschnitzel aus Nadelhölzern hergestellt werden und diese je nach Jahreszeit eine Feuchte von 120 bis 160 % haben können, müssen sie bis zur Verwendung als Brennstoff ebenfalls gelagert werden. Das Material benötigt (bei einer natürlichen Trocknung) dafür mehrere Monate. Hier muss geklärt werden, wie entsprechendes Material über die Heizperiode zur Verfügung gestellt werden kann, um die Investitionen für eine Lagerhalle so gering wie möglich zu halten. Eine Möglichkeit besteht darin, die Bäume vor der nächsten Heizperiode zu fällen und als so genannte Vollbäume (mit Ästen) im Bestand zur Trocknung liegen zu lassen und diese dann später zu zerkleinern. Dadurch können Transport- und Lagerkosten eingespart werden.

Nach dem Aufbrauchen des Grünschnitts können dann die HHS in die Lagerhalle eingelagert werden.

Wie Tabelle 2-19 zeigt, wird zu der verfügbaren Menge von 1.800 Srm/a Grünschnitt noch weitere 2.760 Srm/a an Nadelholzhackschnitzel bei einer Feuchte von 30 % benötigt. Die zu lagernde Menge an HHS kann auf zwei (oder ggf. noch mehrere) Bestellzeitpunkte aufgeteilt werden und ist somit für die Dimensionierung der Lagerhalle nicht ausschlaggebend.

Die Brennstoffe sollen vom Lagerplatz in einen Bunker mit Fördertechnik gegeben werden können, der das Volumen des dreifachen Tagesbedarfes an Grünschnitt fassen kann. Damit soll ein Betrieb für drei Tage (ohne Auffüllarbeiten) sichergestellt werden (Wochenende).

Um die zur Beschickung der Anlagen notwendigen Fahrzeuge und sonstiges Zubehör vor Witterungseinflüssen zu schützen, wird ebenfalls ein Stellplatz für diese vorgesehen. Es ergibt sich eine benötigte Grundfläche von ca. 514 m² bei einer durchschnittlichen Lagerhöhe von 3,5 m. Unter Berücksichtigung des Schüttwinkels und der Einbringung einer Sicherheit wird die benötigte Fläche von den ermittelten 565,3 m² auf 600 m² erhöht.

Position	Menge	Einheit
Benötigte Jahresmenge	2.369	MWh
Wirkungsgradverluste der Wärmeerzeugung	13	%
Benötigte Energiemenge	2.677	MWh
Ø-Monatsmenge für die Heizperiode von Oktober bis März	297	MWh
Ø benötigte Tagesmenge	9,9	MWh
Ø benötigte Tagesmenge Grünschnitt	17,5	Srm
Ø benötigte Tagesmenge HHS	11,5	Srm
Verfügbare Menge Grünschnitt	1.800	Srm
Lagerhöhe Grünschnitt	3,5	m
Flächenbedarf für Grünschnitt	514	m²
Entspricht Heizwert BS	1.020	MWh
gedeckte Menge durch Grünschnitt	1.020	MWh
Verbleibende Menge	1.657	MWh
Entspricht HHS - Nadelholz bei 30 % Feuchte	2.760	Srm
bei zweimaliger Bestellung	1.380	Srm
Bei Lagerhöhe von	3,5	m
Flächenbedarf für Hackschnitzel	394	m²
Flächenbedarf für Bunker		
Maximaler Tagesbedarf Grünschnitt	17,5	Srm
Vorrat für	3	Tage
Volumen	52,5	m ³
Höhe	2,5	m
Flächenbedarf für Bunker	21	m²
Flächenbedarf für Traktor und Geräte	30	m²
Hallengröße	565,3	m²
ca. 30 x 20, Höhe 6 m = 600 m ²		

Tabelle 2-19: Dimensionierung Lagerhalle¹¹

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergeben sich somit die folgenden zwei grundlegenden Szenarien:

Szenario 1: Biogasanlage mit 343 kW elektrischer Leistung und KWK, ein Grundlastkessel mit Verfeuerung von Holzhackschnitzel/Grünschnitt (680 kW) und zwei Öl-Spitzenlastkesseln (1.120 kW und 490 kW).

Szenario 2: Biogasanlage mit 343 kW elektrischer Leistung und KWK, ein Grundlastkessel mit Verfeuerung von Energiegetreide (680 kW) und zwei Öl-Spitzenlastkesseln (1.120 kW und 490 kW).

¹¹ Wirkungsgradverlust der Wärmeerzeugung aus [HAF-01], S. 66

2.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dient der Ermittlung der erforderlichen Investitionen und den Kosten für Betrieb der unterschiedlichen Szenarien.

Neben der Nutzung von Holzhackschnitzeln/Grünschnitt als Brennstoff für den Grundlastkessel mit 680 kW, soll ebenfalls der Einsatz von Energiegetreide untersucht werden. Das Getreide muss bis zu seinem Einsatz nicht getrocknet werden und kann über den regulären Getreidemarkt bedarfsgerecht bezogen werden. Da die Energiedichte von Getreide höher ist als die von HHS oder Grünschnitt (und aus dem vorher genannten Grund) kann hier bei den Investitionen auf den Bau einer Halle zur Lagerung des Getreides verzichtet werden. Das Getreide wird bei der Anlieferung direkt vom Transportfahrzeug in den Bunker entladen.

	Heizwert _(BS)	CO ₂ -Minderung bezogen auf Heizöl
	[GJ/t]	[t]
Grünschnitt, 30 % Feuchte	10,1	0,8
HHS, 30 % Feuchte	13,9	1,1
Energiegetreide	18,0	1,4

Tabelle 2-20: Energiedichten im Vergleich

Weiterhin soll untersucht werden, in wie weit eine Beteiligung der Wärmekunden, an den Investitionen möglich ist. Dazu wird angenommen, dass die Hausanschlüsse und die Hausübergabestationen (inkl. Montagekosten) vom Kunden übernommen werden.

Damit ergeben sich die folgenden vier Szenarien:

- Szenario 1: HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor**
- Szenario 2: HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden**
- Szenario 3: Energiegetreide, Finanzierung durch Investor**
- Szenario 4: Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden**

2.3.1. Referenzvariante

Die Überzeugung eines Großteils der potenziellen Wärmekunden kann wahrscheinlich nur über einen entsprechend niedrigen Wärmepreis erfolgen. Eine möglichst hohe Anschlussdichte ist für einen wirtschaftlichen und günstigen Betrieb der Anlage erforderlich. Daher dürfen die Kosten für die Wärmeversorgung nach Möglichkeit nicht höher liegen als die Versorgungskosten, die durch den Betrieb mit einer konventionellen privaten Heizungsanlage entstehen würden. Eine somit erreichte Kostenneutralität und die Vorteilhaftigkeit der Wärmeversorgung (bezogen auf die bereits in der Einführung erwähnten Punkte) müsste eine entsprechend hohe Anschlussdichte hervorrufen.

Der Ölpreis unterliegt einer ständigen Preisschwankung. Der Landtag Rheinland-Pfalz hat in der Veröffentlichung „Sechster Energiebericht der Landesregierung“¹² dargelegt, dass der Preis für leichtes Heizöl in den Jahren 1995 bis 2005 jährlich um 9,6 % gestiegen ist.

Index ¹⁾ der Erzeugerpreise für Elektrizität, Gas und Brennstoffe in Deutschland 1995 bis 2005

Jahr	Index der Erzeugerpreise (Basis: 2000 = 100) für				
	Elektrischen Strom ²⁾	Erdgas ³⁾	Schweres Heizöl	Leichtes Heizöl	Steinkohle und Steinkohlenbriketts
1995	139,3	72,0	54,7	51,5	211,1
1996	126,4	72,9	60,1	61,6	86,1
1997	126,0	82,3	61,2	62,9	96,5
1998	125,3	78,7	51,9	51,0	92,5
1999	119,5	72,9	61,7	63,2	84,4
2000	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2001	101,0	128,5	87,6	91,3	125,8
2002	101,6	114,2	93,0	86,1	113,1
2003	110,2	125,7	98,6	87,5	99,8
2004	115,9	121,3	92,0	98,1	131,3
2005	126,0	147,0	129,9	128,6	158,4
	– Veränderung 1995 gegenüber 2005 in % –				
	– 9,5	104,2	137,5	149,7	– 25,0
	– Durchschnittliche jährliche Veränderung 1995 bis 2005 in % –				
	– 1,0	7,4	9,0	9,6	– 2,8

- 1) Nettopreisindex (ohne Mehrwertsteuer).
 2) Einschließlich Ausgleichsabgabe bis 1995.
 3) Ohne Erdgasförderung.

Tabelle 2-21: Index der Erzeugerpreise für Elektrizität, Gas und Brennstoffe in Deutschland 1995 bis 2005¹³

¹² [LRP-06]

¹³ [LRP-06], S. 29

Diese Preissteigerung hat auf den Betrieb (der vorher genannten Heizungsanlage) eine große Auswirkung. Demnach kann sich der Heizölpreis von heute ca. 0,53 €/l (netto) bis zur Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2008 auf ca. 0,64 €/l (netto) erhöhen.

Aus diesem Grund wurde der Ölpreis (ÖP) für alle folgenden Berechnungen mit 0,64 €/l netto oder 0,76 €/l (brutto) (inklusive 19 % Mehrwertsteuer) und Anlieferung angenommen. Bei einem angenommenen Energiegehalt von 10 kWh/l Heizöl entspricht dies einem Betrag von 0,064 €/kWh (netto). Die Mehrwertsteuererhöhung um drei Prozentpunkte zum Jahr 2007 bleibt somit im Ansatz unberücksichtigt. Damit wird eine zusätzliche Kalkulationssicherheit gewährt.

Um den maximal erzielbaren Verkaufspreis je kWh Wärme abschätzen zu können, wird zunächst eine Berechnung der z. Zt. anfallenden Kosten in einem Durchschnittshaushalt in St. Alban ermittelt.

Die Wärmeerzeugungskosten (WEZK) mit einer konventionellen Heizungsanlage in einem typischen Haushalt in St. Alban mit einer installierten Leistung von ca. 25 kW und einem Heizwärmebedarf von 31.155 kWh/a stellen sich wie folgt dar:

Verbrauchskosten			
Endenergiebedarf	kWh/a	37386	
Nutzenergiebedarf	kWh/a	31155	
Brennstoffbedarf fossil	kWh/a	37386	
Brennstoffkosten (Öl)	€/kWh		0,064
Kosten Öl	€/a		2392,71
? Verbrauchskosten	€/a		2392,71
Betriebskosten			
Instandhaltung und Wartung (von Gesamtkosten der Neuanlage)	2,5%		275,28
Kaminfeger+Immissionsmessung	€/a		45
Betriebsstromkosten Ölkessel			28,04
? Betriebskosten	€/a		348,32
sonstige Kosten			
Versicherung	von Gesamtinvestition	0,70%	77,08 €
? sonstige Kosten	€/a		77,08 €
? Jahreskosten	(ohne MwSt.)	€/a	2.818,10 €
MwSt.	19%		535,44 €
? Jahreskosten	(inkl. MwSt.)		3.353,54 €

Tabelle 2-22: Verbrauchskosten Referenzanlage¹⁴

¹⁴ Berechnung analog zu [BG-05], S. 37

Bei einer Erneuerung einer bereits bestehenden Heizungsanlage, die mit Öl betrieben wird, würden die folgenden Kosten anfallen:

	Menge	Preis pro Einheit	Preis (netto)	MwSt. (19 %)	Preis (brutto)
Demontage Altanlage	1	400,00 €	400,00 €		400,00 €
Kessel inkl. Warmwasserbereitung	1	6.200,00 €	6.200,00 €	1.178,00 €	7.378,00 €
Öltank	1	1.200,00 €	1.200,00 €	228,00 €	1.428,00 €
Öltankraum	1	200,00 €	200,00 €	38,00 €	238,00 €
Montagekosten	1	750,00 €	750,00 €	142,50 €	892,50 €
Schornsteinsanierung	1	1.200,00 €	1.200,00 €	228,00 €	1.428,00 €
Boilerladepumpe	1	150,00 €	150,00 €	28,50 €	178,50 €
Zirkulationspumpe	1	95,00 €	95,00 €	18,05 €	113,05 €
Heizkreispumpe	1	150,00 €	150,00 €	28,50 €	178,50 €
Ausdehnungsgefäß	1	196,00 €	196,00 €	37,24 €	233,24 €
Sicherheitsgruppe	1	114,00 €	114,00 €	21,66 €	135,66 €
Verrohrung Zentrale	1	300,00 €	300,00 €	57,00 €	357,00 €
Brauchwassermischer	1	56,00 €	56,00 €	10,64 €	66,64 €
Gesamtkosten			11.011,00 €	2.016,09 €	13.027,09 €

Tabelle 2-23: Kosten für Heizungserneuerung¹⁵

Die Betriebsstromkosten für den Ölkessel wurden nicht mitgerechnet, da eine später installierte Hausübergabestation Kosten in etwa gleicher Höhe verursachen wird.

Die reinen Wärmeerzeugungskosten betragen somit 0,090 €/kWh (netto) oder 0,108 €/kWh (brutto). Weiterhin wird angenommen, dass der Wärmekunde zur Heizungserneuerung einen Kredit aufnehmen muss, bei dem Zinsen in Höhe von 4 %/a zu zahlen sind. Werden die für eine Heizungserneuerung anfallenden Kosten als jährliche Annuität (bei einer durchschnittlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren und einem Zinssatz von 4 %/a für das Fremdkapital) mitberücksichtigt, ergibt sich ein Betrag von 964,15 €/a.

Dadurch erhöhen sich die Kosten für die Wärmeerzeugung (inkl. Annuität) auf 0,116 €/kWh (netto) oder 0,139 €/kWh (brutto).

Um einen 100 %-igen Anschlussgrad zu erreichen, wird für die weiteren Berechnungen angenommen, dass die Kunden bereit sind einen maximalen Wärmepreis in Höhe von 0,116 €/kWh (netto) oder 0,139 €/kWh (brutto) zu zahlen. Jeder geringere Wärmepreis ist ein Vorteil für die Realisierung des Projektes.

¹⁵ Daten entnommen aus [BG-05]

2.3.2. Szenario 1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor)

Die Investitionen und die jährlichen Kosten, für die Anlage werden in den Tabelle 2-24 bis Tabelle 2-26 dargestellt.

Um die Arbeit übersichtlicher zu gestalten, wurde auf die Darstellung von Szenario 2 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden) im Hauptteil verzichtet. Die Abweichungen bestehen lediglich in den Positionen Nr. 19, 20 und 85. Da die Kosten von Nr. 19 und Nr. 20 von den Kunden übernommen werden, verringern sich somit die Investitionen. Durch die Verringerung der Investitionen mindern sich ebenfalls die Annuitätskosten von Nr. 85. Die entsprechende Tabelle kann im Anhang unter Nr. 5.2.2 eingesehen werden.

Investitionen						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
1	Grundstückskosten	[€]		18.000		
2	Erschließungskosten	[€]		50.000		
3	komplette Anlage	[€]		867.500		
4	Silos	[€]		205.500		
5	BHKW	[€]		320.000		
6	Netzanschluss	[€]		59.750		
7	Planung + Inbetriebnahme	[€]		150.000		
8	Summe	[€]		1.670.750		42,6%
Spitzenlastkessel						
9	Hallen inkl. Befestigung Betriebsgelände	[€]		179.850		
10	HHS-, Grünschnitt-, Energiekornkessel + Planung + Genehmigung	[€]		222.877		
11	Teilschulderlass	[€]		0		
12	Ölkessel 1.120 kW	[€]		30.279		
13	Ölkessel 490 kW	[€]		16.424		
14	Heizzentrale	[€]		117.388		
15	Bunkerkosten	[€]		5.831		
16	Ölerdtank	[€]		48.000		
17	Summe	[€]		620.648		15,8%
Nahwärmenetz						
18	Hauptleitungen mit Verlegung	[€]		846.600		
19	Hausanschlüsse mit Verlegung	[€]		222.036		
20	Hausübergabestationen mit Montage	[€]		291.200		
21	Pufferspeicher	[€]		14.195		
22	Planung + Inbetriebnahme	[€]		70.000		
23	Teilschulderlass	[€]		0		
24	Summe	[€]		1.444.031		36,8%
25	Summe	[€]			3.735.429	
26	Zuschlag für Unvorhergesehenes	[%]	5,00			
27	Betrag	[€]		186.771		4,8%
28	Summe	[€]			3.922.201	100,0%

Tabelle 2-24: Investitionen HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Die jährlichen Kosten für den Betrieb der Anlage stellen sich wie folgt dar:

Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
29	Strombedarf	[kWh/a]	197.474			
30	Strompreis	[€/kWh]	0,15			
31	Stromkosten	[€/a]		29.621		
32	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	3,00			
33	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		50.123		
34	Analytische Betreuung	[€/a]		5.266		
35	Versicherung Biogasanlage	[%/a]	0,50			
36	Versicherung Biogasanlage	[€/a]		8.354		
37	Rohstoffkosten	[€/a]		232.800		
38	Kosten Betreuung Biogasanlage	[€/a]		25.550		
39	Kosten Feststoffeinbringung	[€/a]		15.718		
40	Kosten Ausbringung Gärsubstrat	[€/a]		40.481		
41	Summe	[€/a]		407.913		44,7%
BHKW						
42	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/kWh]	0,0135			
43	produzierte Kilowattstunden	[kWh/a]	2.632.987			
44	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/a]		35.545		
45	Summe	[€/a]		35.545		3,9%
Nahwärmenetz						
46	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[%/a]	1,30			
47	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[€/a]		12.272		
48	Instandhaltung Nahwärmenetz	[%/a]	1,00			
49	Instandhaltung Nahwärmenetz	[€/a]		8.466		
50	Strombedarf für Pumpen	[€/MWh]	0,24			
51	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	5.056			
52	Stromkosten	[€/a]		1.213		
53	Summe	[€/a]		21.952		2,4%

Tabelle 2-25: Jährliche Kosten I, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Die Annuitätenmethode findet in Nr. 85 Anwendung (folgende Tabelle). Damit werden die Investitionen auf den Betrachtungszeitraum (hier 20 Jahre) aufgeteilt, um sie als jährliche, gleich hohe Kosten ansetzen zu können. Dabei wird das eingesetzte Kapital über den Betrachtungszeitraum verzinst. Die entsprechende Formel dazu lautet:

$$A = K_0 * \frac{q^n (q - 1)}{q^n - 1}$$

Formel 2-1: Annuität

A = Annuität [€/a], K₀ = Betrag zum Zeitpunkt Null [€], q = Zinsfaktor (1+Zinssatz) [%/a], n = Laufzeit [a]

Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Spitzenlastkessel						
HHS-, Grünschnitt-, Energiekornkessel						
54	Menge Grünschnitt	[Srm/a]	1.800			
55	Preis Grünschnitt	[€/Srm]	8			
56	Kosten Grünschnitt	[€/a]		14.400		
57	Menge HHS	[Srm/a]	2.760			
58	Preis HHS	[€/Srm]	20			
59	Kosten HHS	[€/a]		55.200		
60	Ascheausbringung	[t/a]	5,25			
61	Ascheausbringung	[€/t]	4,50			
62	Ascheausbringung	[€/a]		24		
63	Ascheentsorgung	[t/a]	1,75			
64	Ascheentsorgung	[€/t]	250			
65	Ascheentsorgung	[€/a]		438		
66	Feststoffhandling	[€/a]		3.730		
67	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	2,50			
68	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		5.572		
69	Emissionsmessung Kessel HHS oder Grünschnitt)	[€/a]		109		
70	Reinigung Kamin	[€/a]		186		
71	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	1,25			
72	Megawattstunden (thermisch)	[MWh]	2.369			
73	Betriebsstromkosten	[€/a]		2.961		
Ölkessel						
74	Menge Brennstoff	[l/a]	59.230			
75	Preis Brennstoff	[€/l]	0,64			
76	Kosten Brennstoff	[€/a]		37.907		
77	Wartung und Instandhaltung (von Gesamtkosten der Neuanlage)	[%/a]	2,50			
78	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		1.168		
79	Kaminfeger	[€/a]		38		
80	Emissionsmessung Ölkessel	[€/a]		34		
81	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	0,75			
82	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	592			
83	Betriebsstromkosten	[€/a]		444		
84	Summe	[€/a]		122.211		13,4%
Annuität						
85	Annuität	[€/a]		302.866		
86	Summe	[€/a]		302.866		33,2%
sonstige Kosten						
87	Steuerberatung und Buchführung	[€/a]		4.000		
88	Verwaltung (von Umsatz)	[%/a]	2,00			
89	Verwaltung	[€/a]		18.467		
90	Summe	[€/a]		22.467		2,5%
91	Summe	[€/a]		912.953		100%

Tabelle 2-26: Jährliche Kosten II HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Detaillierte Erläuterungen zu den einzelnen Positionen können im Anhang unter Nummer 5.2.1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor) eingesehen werden. Für Szenario 2 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden) gelten diese ebenfalls, bis auf die o. g. Abweichungen.

2.3.3. Szenario 3 (Energiegetreide, Finanzierung durch Investor)

Die Investitionen und die jährlichen Kosten, für die Anlage stellen sich folgendermaßen dar:

Auch hier wurde (mit Blick auf die Übersichtlichkeit) auf die Darstellung von Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden) im Hauptteil verzichtet. Die Abweichungen bestehen lediglich in den Positionen Nr. 19, 20 und 81. Da die Kosten von Nr. 19 und Nr. 20 von den Kunden übernommen werden, verringern sich somit die Investitionen. Durch die Verringerung der Investitionen mindern sich ebenfalls die Annuitätskosten von Nr. 81. Die entsprechende Tabelle kann im Anhang unter Nr. 5.2.4 eingesehen werden.

Investitionen						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
1	Grundstückskosten	[€]		18.000		
2	Erschließungskosten	[€]		50.000		
3	komplette Anlage	[€]		867.500		
4	Silos	[€]		205.500		
5	BHKW	[€]		320.000		
6	Netzanschluss	[€]		59.750		
7	Planung + Inbetriebnahme	[€]		150.000		
8	Summe	[€]		1.670.750		43,7%
Spitzenlastkessel						
9	Hallen inkl. Befestigung Betriebsgelände	[€]		80.570		
10	HHS-, Grünschnitt-, Energiekornkessel + Planung + Genehmigung	[€]		222.877		
11	Teilschulderlass	[€]		0		
12	Ölkessel 1.120 kW	[€]		30.279		
13	Ölkessel 490 kW	[€]		16.424		
14	Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale	[€]		117.388		
15	Bunkerkosten	[€]		12.949		
16	Ölerdtank	[€]		48.000		
17	Summe	[€]		528.486		13,8%
Nahwärmenetz						
18	Hauptleitungen mit Verlegung	[€]		846.600		
19	Hausanschlüsse mit Verlegung	[€]		222.036		
20	Hausübergabestationen mit Montage	[€]		291.200		
21	Pufferspeicher	[€]		14.195		
22	Planung + Inbetriebnahme	[€]		70.000		
23	Teilschulderlass	[€]		0		
24	Summe	[€]		1.444.031		37,7%
25	Summe	[€]			3.643.267	
26	Zuschlag für Unvorhergesehenes	[%]	5,00			
27	Betrag	[€]		182.163		4,8%
28	Summe	[€]			3.825.431	100,0%

Tabelle 2-27: Investitionen, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
29	Strombedarf	[kWh/a]	197.474			
30	Strompreis	[€/kWh]	0,15			
31	Stromkosten	[€/a]		29.621		
32	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	3,00			
33	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		50.123		
34	Analytische Betreuung	[€/a]		5.266		
35	Versicherung Biogasanlage	[%/a]	0,50			
36	Versicherung Biogasanlage	[€/a]		8.354		
37	Rohstoffkosten	[€/a]		232.800		
38	Kosten Betreuung Biogasanlage	[€/a]		25.550		
39	Kosten Feststoffeinbringung	[€/a]		15.718		
40	Kosten Ausbringung Gärsubstrat	[€/a]		40.481		
41	Summe	[€/a]		407.913		45,9%
BHKW						
42	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/kWh]	0,0135			
43	produzierte Kilowattstunden	[kWh/a]	2.632.987			
44	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/a]		35.545		
45	Summe	[€/a]		35.545		4,0%
Nahwärmenetz						
46	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[%/a]	1,30			
47	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[€/a]		12.272		
48	Instandhaltung Nahwärmenetz	[%/a]	1,00			
49	Instandhaltung Nahwärmenetz	[€/a]		8.466		
50	Strombedarf für Pumpen	[€/MWh]	0,24			
51	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	5.056,09			
52	Stromkosten	[€/a]		1.213		
53	Summe	[€/a]		21.952		2,5%

Tabelle 2-28: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Energiegetreidekessel						
54	Menge Getreide	[t/a]	540			
55	Preis Getreide	[€/t]	100			
56	Kosten Getreide	[€/a]		54.000		
57	Ascheausbringung	[t/a]	9,50			
58	Ascheausbringung	[€/t]	4,50			
59	Ascheausbringung	[€/a]		43		
60	Ascheentsorgung	[t/a]	1,80			
61	Ascheentsorgung	[€/t]	250			
62	Ascheentsorgung	[€/a]		450		
63	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	2,50			
64	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		5.572		
65	Emissionsmessung für Energiegetreide	[€/a]		3.000		
66	Reinigung Kamin	[€/a]		186		
67	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	1,25			
68	Megawattstunden (thermisch)	[MWh]	2.369			
69	Betriebsstromkosten	[€/a]		2.961		
Ölkessel						
70	Menge Brennstoff	[l/a]	59.230			
71	Preis Brennstoff	[€/l]	0,64			
72	Kosten Brennstoff	[€/a]		37.907		
73	Wartung und Instandhaltung (von Gesamtkosten der Neuanlage)	[%/a]	2,50			
74	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		1.168		
75	Kaminfeger	[€/a]		38		
76	Emissionsmessung Ölkessel	[€/a]		34		
77	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	0,75			
78	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	592			
79	Betriebsstromkosten	[€/a]		444		
80	Summe	[€/a]		105.804		11,9%
Annuität						
81	Annuität	[€/a]		295.393		
82	Summe	[€/a]		295.393		33,2%
sonstige Kosten						
83	Steuerberatung und Buchführung	[€/a]		4.000		
84	Verwaltung (von Umsatz)	[%/a]	2,00			
85	Verwaltung	[€/a]		18.428		
86	Summe	[€/a]		22.428		2,5%
87	Summe	[€/a]		889.035		100%

Tabelle 2-29: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Detaillierte Erläuterungen zu den einzelnen Positionen können im Anhang unter Nummer 5.2.3 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor) eingesehen werden. Für Szenario 3 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden) gelten diese ebenfalls, bis auf die o. g. Abweichungen.

2.3.4. Erträge

Die Erträge aus dem Strom- und Wärmeverkauf sind bei allen vier Szenarien gleich. Tabelle 2-30 und Tabelle 2-31 zeigen die Berechnung des Stromertrages.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht die installierte Leistung für die Einstufung in eine Vergütungskategorie ausschlaggebend ist, sondern die produzierte Strommenge vergütet wird. Von der theoretisch erzeugbaren Strommenge von 2.633.000 kWh/a werden nochmals 4 % für Einspeis- Transformations- und Messverluste abgezogen. Es ergibt sich somit eine zu vergütende Menge von ca. 2.572.680 kWh/a.

Leistungsbereich	von kWh _{el} /a	bis kWh _{el} /a
bis einschließlich 150 kW _{el}	1	1.314.000
bis einschließlich 500 kW _{el}	1.314.001	4.380.000
bis einschließlich 5 MW _{el}	4.380.001	43.800.000
bis einschließlich 20 MW _{el}	43.800.001	175.200.000

Tabelle 2-30: Einteilung Leistungsbereich nach Jahresmengen¹⁶

Bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2008 stellt sich die Ertragssituation für den Stromverkauf nach EEG folgendermaßen dar:

	Vergütungs- satz [Cent/kWh]	vergütbare Menge [kWh]	Umsatz [€a]
Strom bis 150 kW	10,825	1.314.000	142.241
Strom bis 500 kW	9,319	1.213.680	113.103
Strom bis 5 MW			
NawaRo bis 150 kW	6	1.314.000	78.840
NawaRo bis 500 kW	6	1.213.680	72.821
NawaRo bis 5 MW	4		
KWK bis 150 kW	2	1.548.168	30.963
KWK bis 500 kW	2		
KWK bis 5 MW			
Vergütung Innovation			
Summe			437.967

Tabelle 2-31: Stromerträge bei Inbetriebnahme 2008

Die Erträge durch den Wärmeverkauf betragen, bei einem angenommenen Wärmeverkaufspreis von 0,116 €/kWh (netto) und einer Absatzmenge von 4.187.241 kWh/a, **485.720,- €a**.

¹⁶ [FNR-B05], abgewandelte Darstellung

2.3.5. Gewinn- und Verlustrechnung

Für die vier Szenarien ergeben sich die folgenden Gewinn und Verlustrechnungen:

HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Jährliche Kosten	610.087 €
Annuität	302.866 €
Erträge Stromverkauf	437.967 €
Erträge Wärmeverkauf	485.720 €
Gewinn/Verlust	10.735 €

Tabelle 2-32: Gewinn/Verlust, Szenario 1

HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten	609.487 €
Annuität	261.253 €
Erträge Stromverkauf	437.967 €
Erträge Wärmeverkauf	485.720 €
Gewinn/Verlust	52.947 €

Tabelle 2-33: Gewinn/Verlust, Szenario 2

Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Jährliche Kosten	593.642 €
Annuität	295.393 €
Erträge Stromverkauf	437.967 €
Erträge Wärmeverkauf	485.720 €
Gewinn/Verlust	34.653 €

Tabelle 2-34: Gewinn/Verlust, Szenario 3

Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten	593.642 €
Annuität	253.781 €
Erträge Stromverkauf	437.967 €
Erträge Wärmeverkauf	485.720 €
Gewinn/Verlust	76.265 €

Tabelle 2-35: Gewinn/Verlust, Szenario 4

2.3.6. Gegenüberstellung Zentrale- und Dezentrale-Versorgung

Wie bei der Gewinn- und Verlustrechnung (ohne jegliche Förderung) festgestellt wurde, sind alle Szenarien bei einem Wärmeverkaufspreis von 0,116 €/kWh (netto) wirtschaftlich betreibbar.

In diesem Kapitel wird berechnet, mit Hilfe welcher Förderungen, ein Anlagenbetrieb unter den beiden definierten Modellen möglich wird und welche Wärmepreise erreicht werden können.

Eine mögliche Förderung wird durch eine Förderung von der Gesamtinvestition simuliert. Die Fördersätze werden dazu in 10 %-Schritten angehoben.

Des Weiteren soll untersucht werden, welchen Einfluss eine Wiederaufnahme des Förderprogramms Nr. 128 der KfW (Förderung des Nahwärmenetzes und des Spitzenlastkessels mit 680 kW) hat. Es ergibt sich ein Teilschulderlass in Höhe von 40.800,- € für den Spitzenlastkessel (60,- €/kW Nennleistung multipliziert mit der Nennleistung von 680 kW). Es wird berücksichtigt, dass nur eine anteilmäßige Förderung des Nahwärmenetzes (welcher durch die Verfeuerung fester Biomasse genutzt wird) möglich ist. Der Anteil der Wärmemenge, welche durch feste Biomasse erzeugt wird, beträgt dabei ca. 47 % (5.056 MWh/a Gesamtwärmebedarf, 2.369 MWh werden durch den Kessel mit 680 kW erzeugt). Der Teilschulderlass für das Nahwärmenetz beträgt bei einer 100 %-igen Förderung 91.550,- € (50,- €/m multipliziert mit einer förderfähigen Rohrlänge von 1.831 m [siehe Tabelle 2-7]). Bei einer Förderung in Höhe von 47 % beträgt der Teilschulderlass 43.029,- €.

Die sich dadurch ergebenden Veränderungen in den Betriebsergebnissen/Wärmepreisen werden mit den bekannten Kalkulationsschematas berechnet. Eine Förderung wirkt sich somit nur auf das aufzubringende Kapital und damit auf die Höhe der jährlichen Annuitätskosten aus. Die Zinssätze werden als gleich angenommen, da momentan keine größeren Unterschiede zwischen dem Zinsniveau der KfW und dem freien Markt bestehen. Die Veränderungen der Annuitäten (mit zunehmender Förderung) können im Anhang unter Tabelle 5-49 bis Tabelle 5-52 eingesehen werden.

3.3.6.1. Modell 1: Anlagenbetrieb durch Wärmekunden

Wird die Anlage als Gemeinschaftsanlage genutzt, dann soll dabei das Ziel verfolgt werden, der Gemeinschaft (Wärmekunden) die produzierte Wärme so günstig wie möglich anzubieten, ohne Gewinne zu erwirtschaften. Erzielt die Anlage Gewinne, werden die Wärmepreise entsprechend gesenkt. Werden Verluste erwirtschaftet muss der Wärmepreis erhöht werden.

Es wird davon ausgegangen, dass der maximale Verkaufspreis je kWh Nahwärme nicht über den WEZK inkl. Annuität von 0,116 €/kWh (netto) oder 0,139 €/kWh (brutto) liegen darf. Nach Verrechnung der entstehenden Gewinne/Verluste wird der entsprechende Wärmepreis für die Kunden ermittelt.

Bei der Investition wird unterstellt, dass mindestens 10 % der Investitionssumme durch Eigenkapital gedeckt werden müssen, um Kredite zur Deckung des restlichen Kapitalbedarfs zu erhalten. Ein Satz von 10 % wurde ebenfalls bei der Realisierung des Bioenergiedorfs in Jühnde von den Kreditgebern gefordert und wurde durch die Ausgabe von Anteilsscheinen erreicht.

Wärmepreise aus Kundensicht

An dieser Stelle soll berücksichtigt werden, dass der Wärmekunde durch einen Anschluss an das Nahwärmenetz geringere Investitionen/keine Investitionen hat, als bei einer Neuinstallation/Erneuerung einer Heizungsanlage. Es wird davon ausgegangen, dass der Kunde zur Finanzierung der Heizungsanlage einen Kredit mit einem Zinssatz von 4 %/a aufnehmen muss (siehe Kapitel 2.3.1).

Diese Variante soll einen Blick aus Kundensicht auf den Wärmepreis ermöglichen.

Werden die Kosten für die Hausanschlüsse und Hausübergabestationen vom Anlagenbetreiber übernommen, muss der Hausbesitzer keine Investition tätigen. Damit kann eine Summe von 13.103,09 € (brutto) eingespart werden. Bei einem Zinssatz von 4 %/a und einer Kreditlaufzeit von 20 Jahren können dadurch Zinsen in Höhe von 6.179,88 € eingespart werden, was pro Jahr 308,99 € entspricht. Dieser Vorteil steht dem Kunden somit als zusätzliche Einsparung durch die Nutzung des Wärmenetzes zur Verfügung und wird vom Wärmepreis abgezogen. Bei einem Wärmeverbrauch von 31.155 kWh/a entspricht dies einer Einsparung von 0,010 €/kWh.

Werden die Investitionskosten für Hausanschluss (Ø ca. 1.982,- € netto) und Hausübergabestation (ca. 2.000,- €) vom Kunden übernommen, kann ein Investitionsbetrag von 9.121,09 € eingespart werden. Dadurch entstehen Zinseinsparungen in Höhe von 4.301,83 € oder 215,09 €/a. Die Einsparungen je kWh betragen 0,007 €.

Ergebnisse Modell 1:

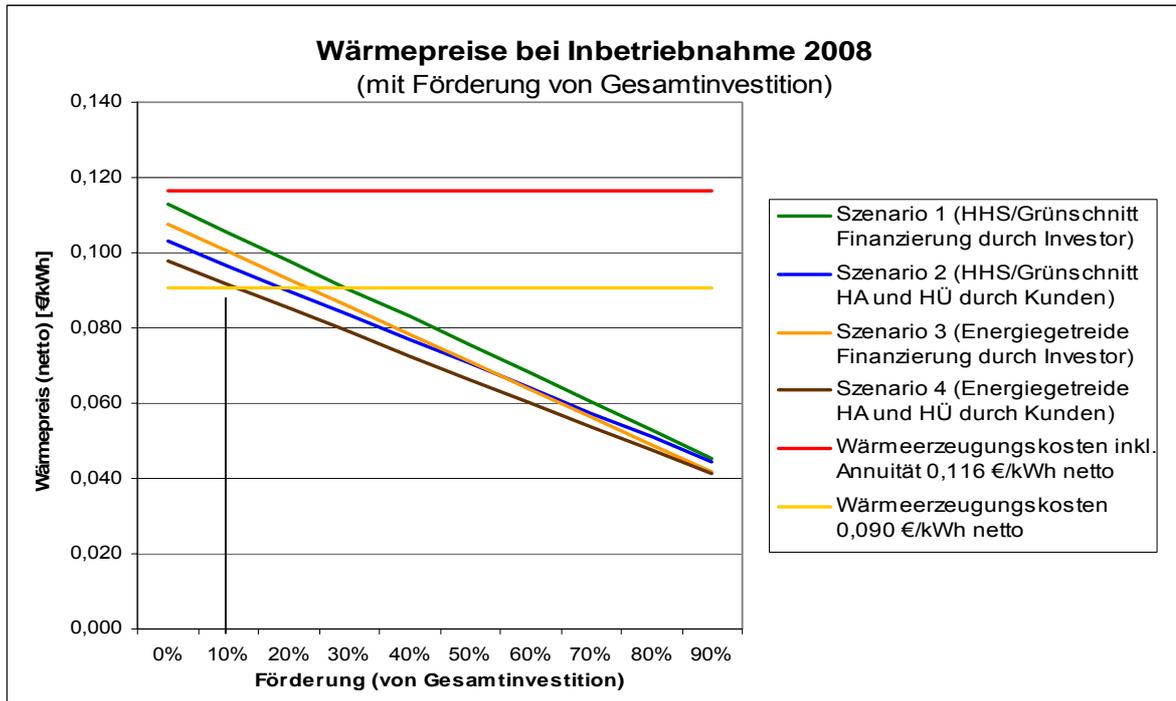


Abbildung 2-10: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition

	Wärmepreis (netto) in €/kWh bei Inbetriebnahme 2008 (Förderung von Gesamtinvestition)									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Szenario 1	0,113	0,105	0,098	0,090	0,083	0,075	0,068	0,060	0,053	0,045
Szenario 2	0,103	0,096	0,090	0,083	0,077	0,070	0,064	0,058	0,051	0,045
Szenario 3	0,108	0,100	0,093	0,086	0,078	0,071	0,064	0,056	0,049	0,042
Szenario 4	0,098	0,091	0,085	0,079	0,073	0,066	0,060	0,054	0,047	0,041

Tabelle 2-36: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition

Wärmepreise $\geq 0,116$ sind **rot** dargestellt.

Wärmepreise mit einem Wert $0,116 > X \geq 0,090$ sind **blau** dargestellt.

Wärmepreise $< 0,090$ sind **grün** dargestellt.

Wie in Abbildung 2-10 zu erkennen ist, werden die Unterschiede in den Wärmepreisen mit zunehmender Förderung immer geringer. Dies liegt an der Verminderung der Annuitätskosten durch die entsprechende Förderung und dem damit immer geringer werdenden Einfluss auf das Betriebsergebnis/Wärmepreis.

Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden) hat bis zur Erreichung der Fördergrenze von 90 % die geringsten Wärmepreise und wird damit als die günstigste Variante angesehen. Die WEZK inkl. Annuität von 0,116 €/kWh (netto) werden bereits ohne Förderung von allen Szenarien deutlich unterschritten. Bereits ab einer Förderung

von 20 % können die Szenarien 2 und 4 sogar die WEZK von 0,090 €/kWh (netto) unterschreiten. Die Szenarien 2 und 3 benötigen dazu nur eine Förderung von 20 %.

Bis zu einem Fördersatz von ca. 60 % ist Szenario 2 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden) vorteilhafter als Szenario 3 (Energiegetreide, Finanzierung durch Investor), verliert danach seine Vorteilhaftigkeit jedoch.

Die höchsten Wärmepreise, bis zur Erreichung der Fördergrenze von 90 %, werden durch Szenario 1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor) verursacht.

Bei einer Förderung der KfW (im Rahmen des Programms Nr. 128) würden die Wärmepreise folgendermaßen aussehen:

	Wärmepreis in €/kWh bei Inbetriebnahme 2008 (mit Förderung durch KfW)
Szenario 1	0,112
Szenario 2	0,102
Szenario 3	0,106
Szenario 4	0,096

Tabelle 2-37: Wärmepreise bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung durch KfW

Alle vier Szenarien könnten bei einer Wiederaufnahme des Förderprogramms die WEZK inkl. Annuität von 0,116 €/kWh (netto) unterschreiten. Die Einsparung beträgt bei allen Szenarien 0,0012 €/kWh.

Durch die vorher berechneten Zinseinsparungen sind aus Kundensicht alle Varianten bereits ohne Förderung günstiger, als die WEZK inkl. Annuität. Durch die Einsparungen werden die Szenarien aus wirtschaftlicher Sicht nochmals vorteilhafter.

Die Varianten mit einer Kundenbeteiligung an den Investitionen bleiben auch nach einer Verrechnung der unterschiedlichen Zinseinsparungen vorteilhafter.

Es kann prinzipiell festgehalten werden, dass die Szenarien mit einer Kundenbeteiligung an den Investitionen die günstigeren Wärmepreise liefern.

3.3.6.2. Modell 2: Anlagenbetrieb durch Investor

Wird die Anlage von einem Investor (oder einer Investorengruppe) betrieben, dann verfolgen diese weniger das Ziel einen möglichst geringen Wärmepreis zu erzielen, sondern die Renditeerwartungen in das Projekt zu erfüllen.

Hierzu muss der Investor einen Wärmepreis ermitteln, bei dem er einen möglichst hohen Anschlussgrad erreicht und die Renditeerwartung erfüllt wird.

Für die folgende Renditeberechnung wird ebenfalls ein maximal erzielbarer Wärmeverkaufspreis von 0,116 €/kWh angenommen.

Als Renditeerwartung (von Seite des Investors) werden 5 %/a (bezogen auf die Investitionssumme) angesetzt.

Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls das Jahr 2008.

Aufgrund des zur Zeit niedrigen Zinsniveaus wird ein Investor bestrebt sein, möglichst wenig Eigenkapital einzusetzen und das benötigte Kapital durch Fremdkapital zu beschaffen. Es wird auch hier von einer Eigenkapitalquote von mindestens 10 % ausgegangen, damit Fremdkapital akquiriert werden kann.

Es wird für alle vier Szenarien betrachtet, ob die gewünschte Renditeerwartung von 5 %/a erfüllt werden kann. Es soll berechnet werden, mit welcher Förderung/Fördersatz sich die gewünschte Renditeerwartung erfüllen lässt.

Es wird ebenfalls eine Förderung von der Gesamtinvestitionssumme oder einer Förderung durch die Wiederaufnahme des Programms Nr. 128 der KfW untersucht.

Die Veränderungen der Annuitäten sind identisch mit Kapitel 2.3.6. Es gelten daher ebenfalls die Tabelle 5-49 bis Tabelle 5-52 im Anhang. Zur Berechnung der förderungsabhängigen Rendite wird lediglich der Gewinn/Verlust durch das Investitionsvolumen (abzüglich Förderung) geteilt, woraus der entsprechende Renditesatz hervorgeht. Die Rendite entspricht somit einer Rendite auf das eingesetzte Gesamtkapital abzüglich Förderung.

Ergebnisse Modell 2

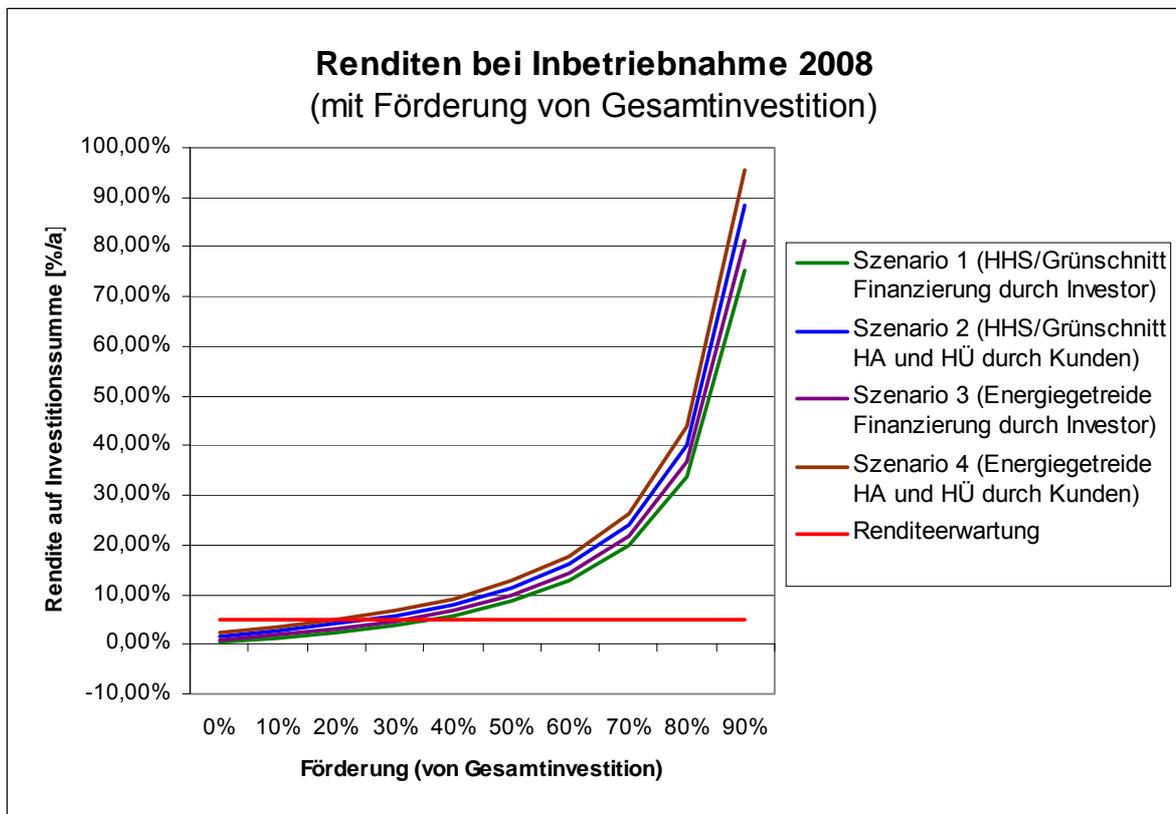


Abbildung 2-11: Rendite bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition

	Rendite in %/a bei Inbetriebnahme 2008 (mit Förderung von Gesamtinvestition)									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Szenario 1	0,32%	1,25%	2,41%	3,90%	5,89%	8,67%	12,84%	19,80%	33,71%	75,44%
Szenario 2	1,62%	2,69%	4,03%	5,75%	8,05%	11,27%	16,09%	24,13%	40,20%	88,43%
Szenario 3	0,90%	1,90%	3,14%	4,73%	6,86%	9,83%	14,30%	21,74%	36,62%	81,27%
Szenario 4	2,32%	3,47%	4,91%	6,75%	9,22%	12,66%	17,83%	26,45%	43,69%	95,41%

Tabelle 2-38: Rendite bei Inbetriebnahme 2008 mit Förderung von Gesamtinvestition

Renditen 5 %< sind **rot** dargestellt.
Renditen ≥5 % sind **blau** dargestellt.

Wie in Abbildung 2-11 zu erkennen ist, kann keines der vier Szenarien ohne Förderung die gewünschte Rendite von 5 %/a erreichen. Eine Renditeerwartung von 5 %/a kann in allen Fällen nur durch einen entsprechenden Förderanteil erreicht werden.

Szenario 4 ist auch hier am vorteilhaftesten. Danach kommen die Szenarien 2, 3 und 1. Die Reihenfolge bleibt bis zur Erreichung der Förderhöchstgrenze unverändert.

Eine Förderung durch die Wiederaufnahme des KfW-Programms Nr. 128 bringt folgende Renditen:

	Renditen in %/a bei Inbetriebnahme 2008 (mit Förderung durch KfW)
Szenario 1	0,46
Szenario 2	1,81
Szenario 3	1,11
Szenario 4	2,60

Tabelle 2-39: Rendite bei Inbetriebnahme 2008, Förderung durch KfW

Die Renditeerwartung von 5 %/a kann auch hier nicht erfüllt werden.

Sollte ein Investor auf den Einsatz von Fremdkapital verzichten und stattdessen 100 % Eigenkapital zur Finanzierung einsetzen, müssen keine Fremdkapitalzinsen in Höhe von 5 %/a gezahlt werden. Damit würde sich die Rendite um %/a bei allen Szenarien erhöhen und könnte somit zu einem Interessensanreiz führen.

Als Ergebnis dieser Auswertung kann ermittelt werden, dass das Projekt die vorgegebenen Ziele (bei den angenommenen Rahmenbedingungen) nur durch eine Förderung erreichen kann. Die (zudem relativ geringe) Renditeerwartung von 5 %/a kann zwar erreicht werden, die dazu notwendigen Fördersätze liegen in einem Bereich von ca. 13 bis 36 %. Verwendet ein Investor ausschließlich Eigenkapital zur Finanzierung, könnten um 5 % höhere Renditen pro Jahr erreicht werden.

Prinzipiell erreichen auch hier die Szenarien mit einer Kundenbeteiligung eher das gewünschte Ziel.

2.3.7. Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse (Preissensitivität) soll helfen herauszufinden, in wie weit Preisänderungen bei den ausgewählten Eingangsstoffen Auswirkungen auf den Wärmepreis haben. Für einen späteren Anlagenbetrieb soll damit die Grundlage geschaffen werden, Preisänderungen in einem gewissen Rahmen abschätzen zu können. Da die beiden Spitzenlastkessel (mit 1.120 kW und 490 kW) noch mit Heizöl betrieben werden, soll zudem die Abhängigkeit der Gesamtanlage vom Heizölpreis ermittelt werden.

Die Sensitivitätsanalyse wird auf die Varianten HHS/Grünschnitt und Energiegetreide mit einer Finanzierung durch den Investor (ohne Förderung) beschränkt. Als Ölpreis wird ein Wert von 0,64 €/l angenommen.

Bereits ohne Förderung werden bei allen Szenarien mit einem Wärmeverkaufspreis von 0,116 €/kWh Gewinne erwirtschaftet. Daher wird zunächst berechnet wie hoch der Wärmeverkaufspreis sein muss, um gerade noch in der Gewinnzone zu bleiben. Weiterhin wird angenommen, dass die jeweilige Anlage in dem Modell Gemeinschaftsanlage (Modell 1, keine Gewinnmaximierung) betrieben wird. Es ergibt sich beim Szenario „HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor“ ein Betrag von 0,113 €/kWh und beim Szenario „Energiegetreide, Finanzierung durch Investor“ von 0,108 €/kWh als Ausgangswert (0 %).

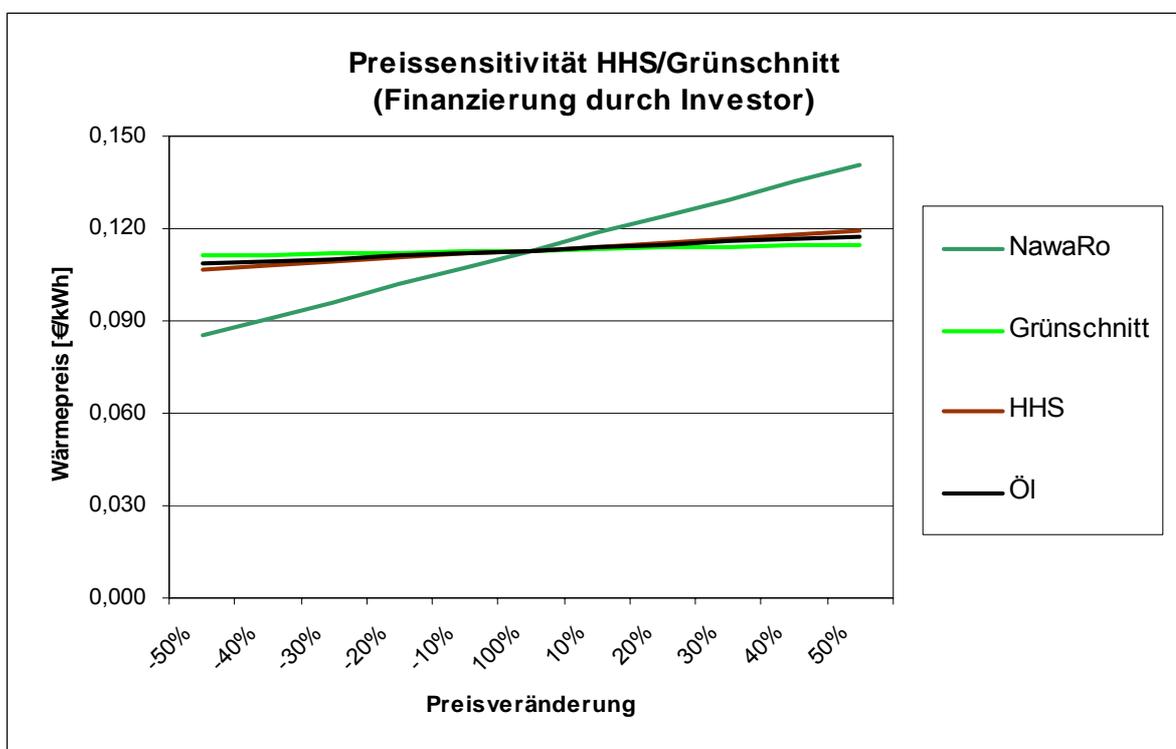


Abbildung 2-12: Sensitivitätsanalyse, Inbetriebnahme 2008, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Abbildung 2-12 zeigt, dass eine Preisveränderung bei den NawaRo den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis hat. Daraus folgt, dass bei der Beschaffung der NawaRo und dem Abschluss evtl. Lieferverträge den Preisverhandlungen größte Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte. Die anderen Einsatzstoffe liegen relativ dicht zusammen und haben einen weniger starken Einfluss auf den Wärmepreis. Die Berechnung kann im Anhang unter Tabelle 5-53 eingesehen werden.

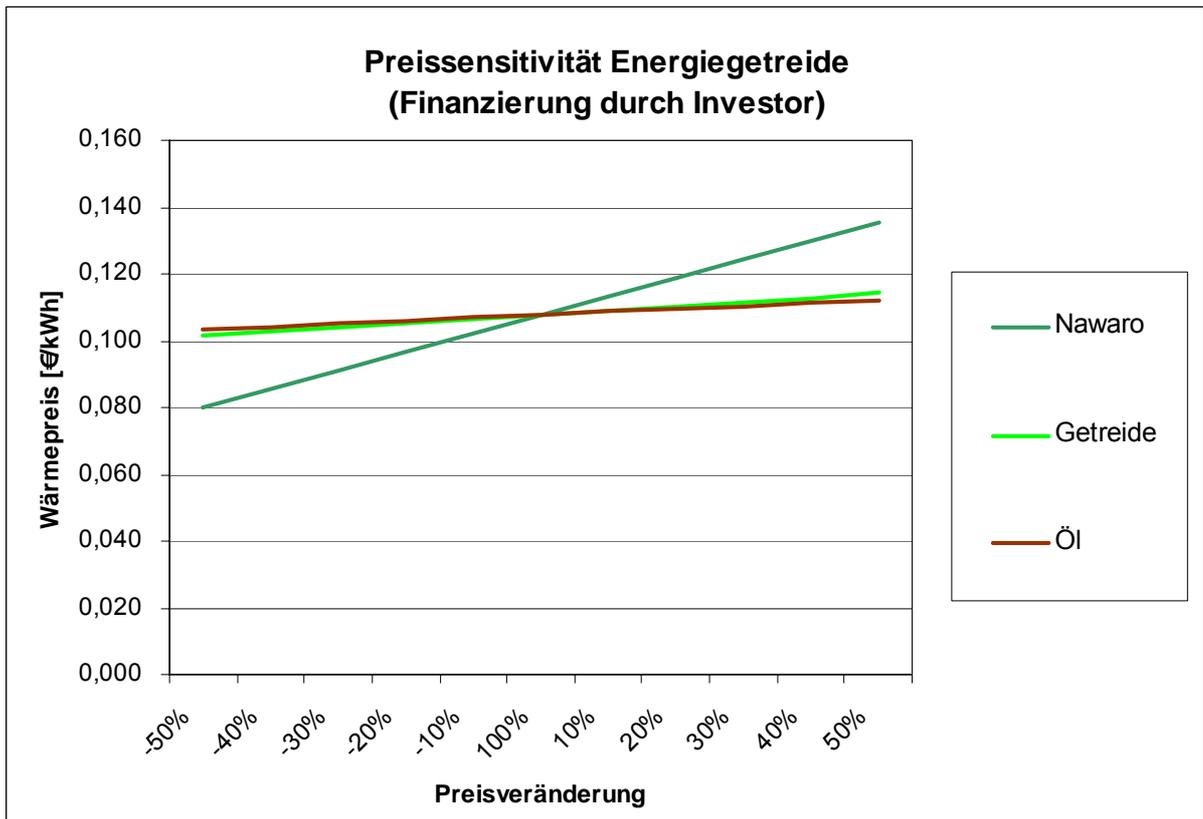


Abbildung 2-13: Sensitivitätsanalyse, Inbetriebnahme 2008, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Abbildung 2-13 zeigt auch in diesem Szenario wieder, dass eine Preisveränderung bei den NawaRo den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis hat. Daraus folgt auch hier, dass bei der Beschaffung der NawaRo und dem Abschluss evtl. Lieferverträge größte Aufmerksamkeit den Preisverhandlungen gewidmet werden sollte. Der Einfluss des Energiegetreides auf den Wärmepreis ist geringfügig stärker als der Einfluss des Heizöls. Die Berechnung kann im Anhang unter Tabelle 5-54 eingesehen werden.

Die Veränderung des Wärmepreises liegt bei beiden Szenarien in einem Bereich von 0,8 bis 0,9 % bei einer Veränderung des Ölpreises um 10 %. Damit ist eine starke Entkopplung vom Heizölpreis erreicht.

2.3.8. Ölpreisveränderung

Der Ölpreis unterliegt einer ständigen Preisschwankung, die in den letzten Jahren aber zunehmend zu einer Verteuerung des Heizöls geführt hat. Folgend soll untersucht werden, ab welchem Heizölpreis pro Liter eine Realisierung der einzelnen Szenarien ohne Förderung möglich ist.

Zunächst werden die Wärmeerzeugungskosten (brutto; mit und ohne Annuität) der Kunden für die entsprechenden Heizölpreise berechnet und anschließend durch den Nutzenergiebedarf geteilt (analog zu Kapitel 2.3.1). Der ermittelte Wärmepreis je kWh, im Bezug zum Heizölpreis, wird in eine entsprechende Grafik eingetragen.

Bei der Ermittlung der Wärmepreise je kWh für die Anlage, wird wieder davon ausgegangen, dass die jeweilige Anlage im Modell Gemeinschaftsanlage (Modell 1, keine Gewinnmaximierung) betrieben wird. Die Berechnung der Wärmepreise für die verschiedenen Heizölpreise erfolgt mit Hilfe der bekannten Kalkulationsschemata. Die Zusammenfassung der Berechnungen kann im Anhang unter Tabelle 5-55 eingesehen werden.

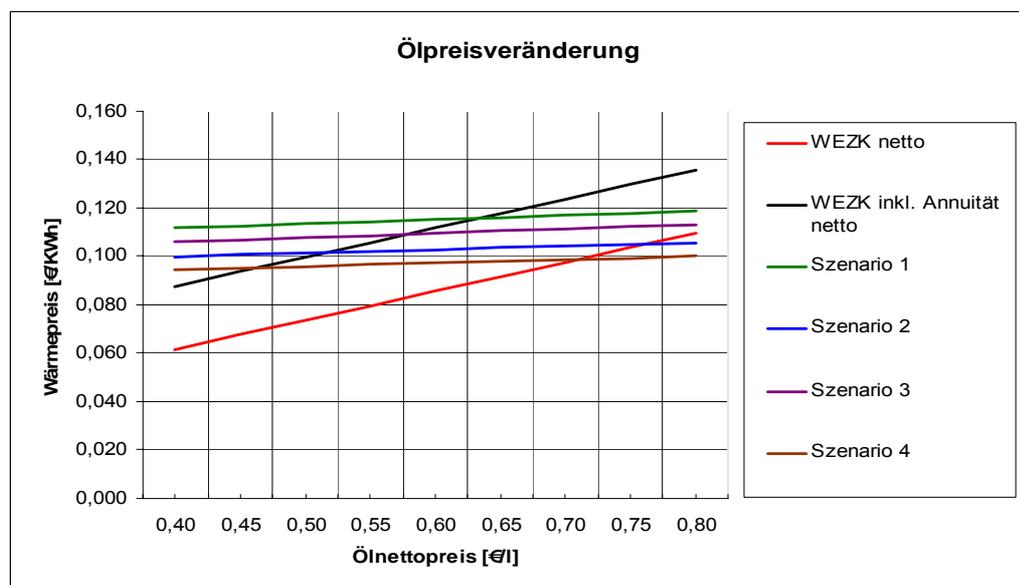


Abbildung 2-14: Ölpreisveränderung

Ergebnis:

Bereits ab einem Ölpreis von ca. 0,47 €/l (netto) könnte Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden) ohne Förderung zu gleichen WEZK inkl. Annuität realisiert werden. Ab einem Ölpreis von ca. 0,77€/l können die WEZK von 0,09 €/kWh von Szenario 4 unterschritten werden. Jede weitere Ölpreissteigerung wäre dann von Vorteil für die Kunden.

2.3.9. CO₂-Emissionen

Folgend soll betrachtet werden, in wie weit sich die CO₂-Emissionen von St. Alban im Bezug auf den Strom- und Wärmebedarf des Ortes, durch den Betrieb der Biogasanlage mit Nahwärmenetz und dem Einsatz von NawaRo als Brennstoff für den Grundlastkessel, verändern.

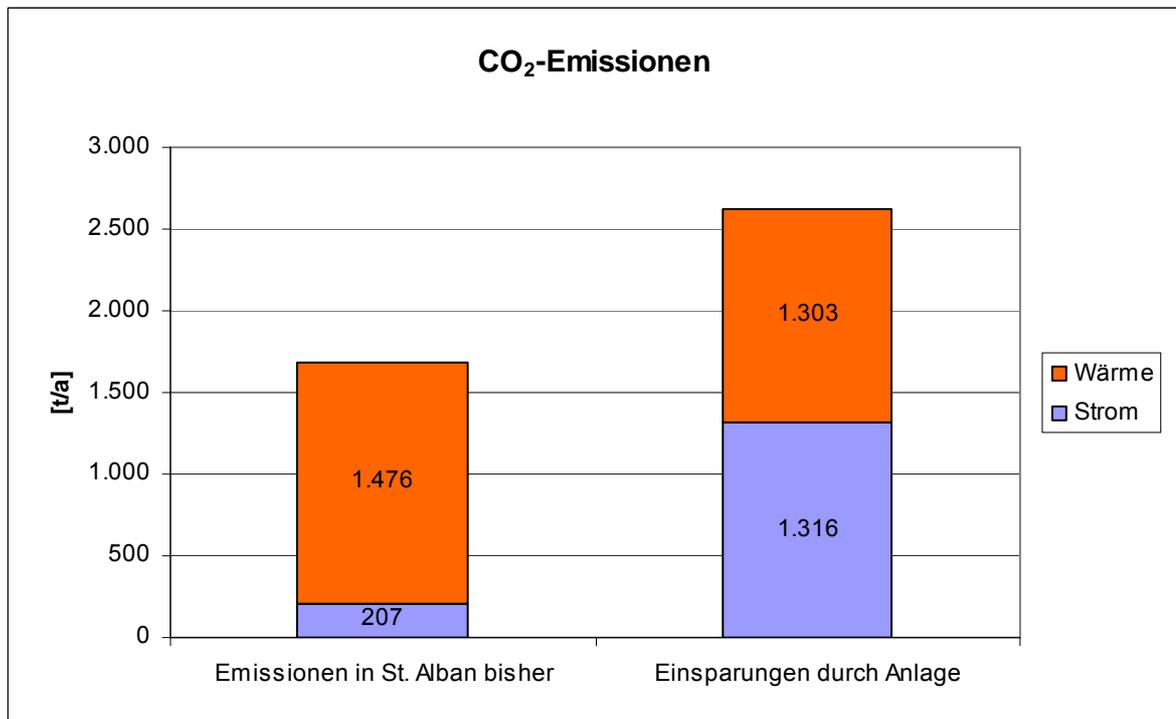


Abbildung 2-15: CO₂-Emissionen

St. Alban hat einen Strombedarf von ca. 413.100 kWh/a. Die Produktion dieses Stromes verursacht bisher CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 207 t/a¹⁷.

Würde die von der Biogasanlage produzierte Strommenge von ca. 2.633.000 kWh/a durch fossile Energieträger produziert, entspricht dies CO₂-Emissionen in einer Höhe von ca. 1.316 t/a. Mit der produzierten Strommenge kann der Strombedarf des Ortes ca. 6,4-mal gedeckt werden.

Wird zur Deckung des Wärmebedarfes in Höhe von ca. 5.056.000 kWh/a der fossile Energieträger Öl verwendet, dann entspricht das einem benötigten Volumen von ca. 505.600 l Heizöl pro Jahr. Durch dessen Verwendung würden CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 1.476 t/a entstehen.

¹⁷ Alle Berechnungen zu den CO₂-Emissionen wurden mit Hilfe von [I-TUB] durchgeführt; http://www.tu-berlin.de/fb6/utex/co2calc/co2calc.cgi?strom_x=413124&strom_y=206562&gas_x=0&gas_y=0&oel_x=59230&oel_y=1476378.28&kohle_x=0&kohle_y=0&fernwaerme_x=0&fernwaerme_y=0&benzin_x=0&benzin_y=0&diesel_x=0&diesel_y=0, 22. Juni 2006, 16:16 Uhr

Die bisherigen **jährlichen CO₂-Emissionen für St. Alban betragen somit ca. 1.680 t/a.**

Werden bei einem späteren Anlagenbetrieb nur noch ca. 59.200 l/a Heizöl für die beiden Spitzenlastkessel benötigt (alle sonstigen Einsatzstoffe sind NawaRo) dann entstehen nur noch CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 173 t/a. Gleichzeitig werden durch die Produktion von Strom und Wärme (mit dem Einsatz von NawaRo) ca. 2.792 t/a an CO₂-Emissionen eingespart. Dadurch ergibt sich eine Einsparung von 2.619 t/a.

Ergebnis:

Durch den Betrieb einer Biogasanlage mit Nahwärmenetz und dem Einsatz von NawaRo als Brennstoff für den Grundlastkessel können jährlich mehr CO₂-Emissionen vermieden werden, als bisher in St. Alban entstehen.

Die Einsparungen liegen bei 2.619 t/a, die bisherigen Emissionen bei 1.683 t/a.

Bezogen auf die Betriebsdauer von 20 Jahren ergeben sich somit CO₂-Einsparungen von insgesamt 52.380 t.

2.3.10. Anlagenstandort

Die folgende Abbildung zeigt den Grundriss der geplanten Anlage. Zu beachten ist, dass die Halle nur für die Szenarien mit einer HHS/Grünschnitt-Feuerung benötigt wird. Abbildung 2-17 zeigt die Anlage angepasst auf den entsprechenden Kartenmaßstab am geplanten Anlagenstandort. Die noch vorhandene Erweiterungsmöglichkeit muss nicht in Anspruch genommen werden.

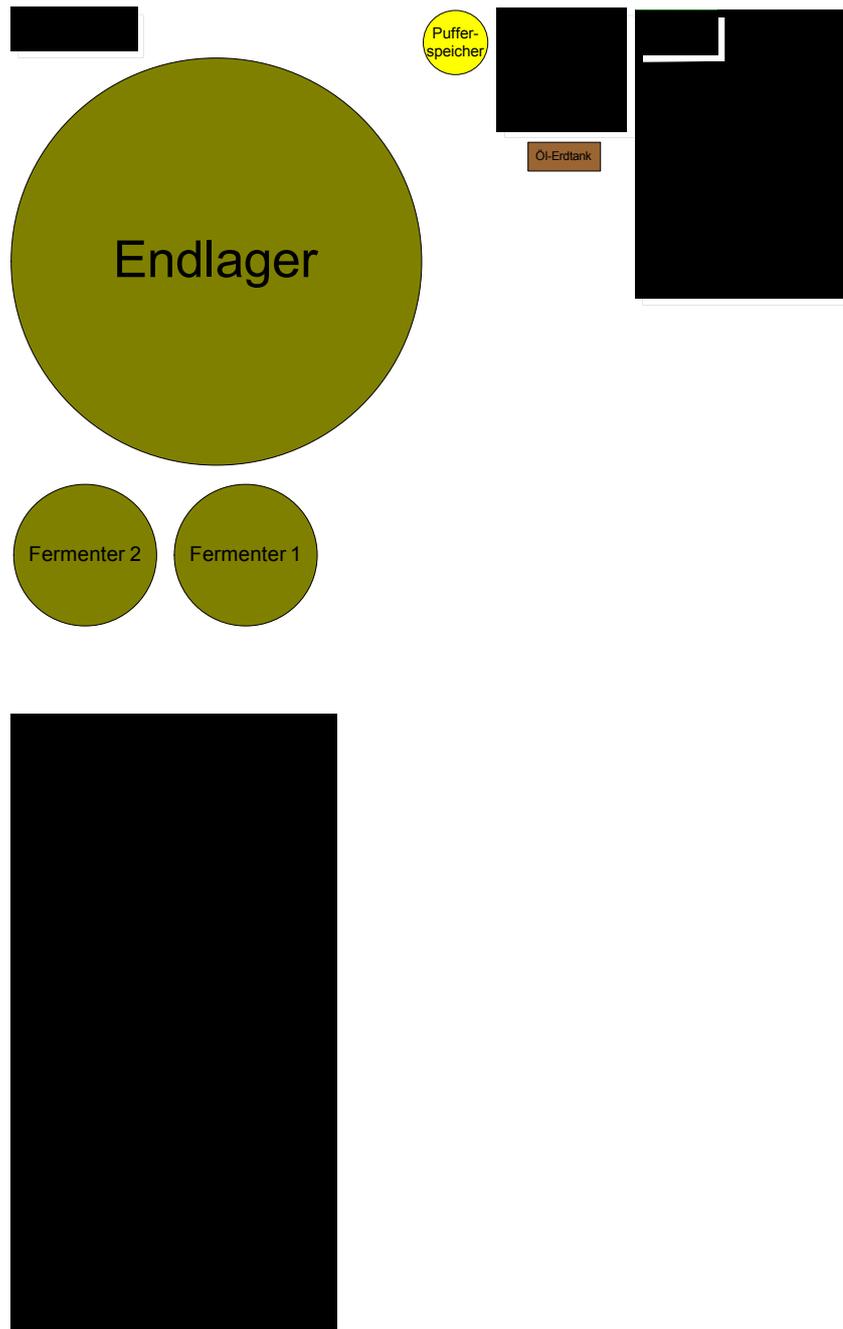


Abbildung 2-16: Anlage komplett



Abbildung 2-17: Standort mit Anlage

2.3.11. Trocknungsanlage

Um die überschüssige Abwärme der Monate Juni bis August sinnvoll zu nutzen, wird eine Trocknung von Holzhackschnitzel während dieser Monate angedacht. Als Trockner wird dazu das Modell WBT 5 der Firma Stela-Lauxhuber GmbH ausgewählt. Alle technischen Daten und Kosten stammen von der Kundenbetreuung der Firma Stela-Lauxhuber GmbH¹⁸. Tabelle 2-40 soll zeigen, in wie weit eine Trocknung mit einem Bandtrockner wirtschaftlich ist.

Der Trockner kann bei einer täglichen Laufzeit von 16 Stunden und 24 Tagen pro Monat innerhalb der drei Monate 1.728 Srm HHS trocknen.

Als Ergebnis kann festgestellt werden, dass die Trocknung von 1.728 Srm Hackschnitzel (mit einer Feuchte von ca. 40 % auf eine Feuchte von ca. 20 %) eine Erhöhung des Brennwertes von 70 MWh ergibt. Dadurch können beim Kauf der Hackschnitzel ca. 83 Srm eingespart werden, was einer Summe von 1.660,- € entspricht.

Die jährlichen Kosten für den Betrieb des Trockners belaufen sich auf 14.720,- €, womit der Trockner nicht wirtschaftlich arbeiten kann. Alleine die Stromkosten zum Betrieb des Trockners betragen bereits 1.037,- €/a und machen somit die Anlage bereits fast unwirtschaftlich.

Die Trocknung von HHS kann somit nicht wirtschaftlich durchgeführt werden, obwohl die Kosten für die Trocknerwärme nicht mitberücksichtigt wurden.

Gelingt es in einem späteren Projektabschnitt evtl. andere Einsatzstoffe zur Trocknung zu akquirieren, kann mit der gezeigten Kalkulation schnell eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden.

¹⁸ [S-SLX]

Trockner Stela-Lauxhuber Modell WBT 5		
Daten:		
Länge	10	m
Breite	5	m
elektrischer Anschlusswert	7,5	kW
Wärmeabnahme	236	kW
(zur Verfügung stehen ca. 250 kW, Juni-August)		
Vorlauftemperatur	90	°C
Rücklauftemperatur	60	°C
Lufttemperatur	80-85	°C
Füllung Behälter	2,7	m³
Leistung	1,5	m³/h
Trocknung von ca. 50 % Feuchte auf 20 % möglich		
Investitionskosten		
Kosten Gerät	45.000	€
Montage+Inbetriebnahme	7.500	€
Transport	500	€
Fördertechnik	15.000	€
Summe	68.000	€
Betriebskosten		
Wartung und Instandhaltung (von Investitionssumme)	3	%
Wartung und Instandhaltung (von Investitionssumme)	2.040	€/Jahr
Wartung und Instandhaltung, anteilig auf 3 Monate	510	€/Jahr
Betreuung bei einem Betrieb von 16 h/d	8	h/d
Strommenge	8.640	kWh
Preis	0,12	€/kWh
Stromkosten	1.037	€/a
Laufzeit (3 Monate, 6 Tage pro Woche)	72	d
Lohnkosten	15	€/h
Lohnkosten	8.640	€/Jahr
Abschreibungsdauer	15	Jahre
Annuität	4.533	€/Jahr
Summe Kosten	14.720	€/Jahr
Einsparungen		
trockenbare Menge somit	1.728	Srm
Menge HHS bei 40 %	940	Heizwert in MWh
Menge HHS bei 20 %	1.010	Heizwert in MWh
entspricht einer Einsparung von	83	Srm
Preis	20	€/Srm
Summe Einsparung	1.660	€/a
Gewinn/Verlust	-13.060	€/a

Tabelle 2-40: Trocknung Hackschnitzel

3. Fazit und Ausblick

3.1. Fazit

Für die Realisierung einer Biogasanlage mit Spitzenlastkesseln und Nahwärmenetz zur Versorgung des Ortes St. Alban mit Elektrizität und Wärme wurden vier Szenarien untersucht. Die Szenarien unterscheiden sich in der Verwendung der eingesetzten Brennstoffe für die Spitzenlastkessel und durch die Art der Kundenbeteiligung bei einer Realisierung.

Die Biogasanlage bleibt bei jedem Szenario ein zentraler Punkt der Energieversorgung. Die Verwendung eines Grundlastkessels, welcher wahlweise mit Holzhackschnitzel (HHS)/Grünschnitt oder mit Energiegetreide befeuert wird, dient der weiteren Versorgung des Nahwärmenetzes. Dazu wurden noch zwei Kessel eingeplant, welche das Nahwärmenetz in der Spitzenlast mit der benötigten Wärmemenge versorgen können. Die Kessel wurden entsprechend dimensioniert, um auch bei einem Ausfall der Biogasanlage eine Wärmeversorgung sicherzustellen.

Um den Kapitalbedarf für die notwendigen Investitionen zu vermindern, wurde eine mögliche Kundenbeteiligung an den Investitionskosten untersucht. Die Beteiligung der Wärmekunden wurde durch eine Anschlussgebühr in Höhe der entstehenden Kosten für die Verlegung der Hausanschlüsse (HA) und die Installation der Hausübergabestationen (HÜ) berücksichtigt.

Dadurch ergeben sich die folgenden vier Szenarien:

Szenario 1: HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Szenario 2: HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Szenario 3: Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Szenario 4: Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

Für die einzelnen Szenarien erfolgte anschließend eine entsprechende Dimensionierung, Ermittlung der erforderlichen Investitionen und eine Betriebskostenbestimmung.

Um einen, am Standort realisierbaren Wärmeverkaufspreis zu erhalten, wurden die Kosten für den Betrieb einer durchschnittlichen häuslichen Heizungsanlage auf Heizölbasis ermittelt. Dabei wurde unterschieden, ob der potenzielle Kunde eine bestehende Heizungsanlage weiter nutzt oder eine Sanierung/Neuinstallation erforderlich ist.

Als Inbetriebnahmejahr für das Nahwärmenetz wurde das Jahr 2008 gewählt.

Der derzeitige Ölpreis von ca. 0,53 €/l (netto) wurde mit einem durchschnittlichen jährlichen Teuerungsaufschlag von 9,6 % auf das Jahr 2008 hochgerechnet. Es ergibt sich somit ein prognostizierter Heizölpreis von 0,64 €/l (netto) in 2008.

Bei einer weiteren Nutzung einer bestehenden Heizungsanlage ergeben sich für den Kunden Wärmeherzeugungskosten (WEZK) in Höhe von 0,090 €/kWh (netto) oder 0,108 €/kWh (brutto). Werden dazu die Kosten für eine entsprechende Sanierung/Neuinstallation als jährliche Annuität addiert, ergeben sich WEZK in Höhe von 0,116 €/kWh (netto) oder 0,139 €/kWh (brutto).

Um den festgelegten Anschlussgrad von 100 % zu erreichen, wurde davon ausgegangen, dass der maximal erzielbare Wärmepreis kleiner oder gleich den WEZK der Kunden sein muss.

Für eine eventuelle Realisierung wurde in zwei Modelle unterschieden:

Modell 1 stellt eine Gemeinschaftsanlage dar, die durch den Zusammenschluss der Kunden betrieben wird. Hier soll nicht eine Gewinn- oder Renditemaximierung im Vordergrund stehen, sondern eine möglichst preisgünstige Bereitstellung der Nahwärme.

Modell 2 untersucht, in wie weit eine Renditeerwartung von 5 %/a bei einem Betrieb der Anlage durch einen Investor realisiert werden kann. Es wurde dabei angenommen, dass der Investor aufgrund der momentan günstigen Zinslage das Projekt zu 90 % fremdfinanziert. Wird auf eine Fremdfinanzierung verzichtet und ausschließlich Eigenkapital verwendet, kann eine dem Fremdkapitalzinssatz (5 %/a) entsprechende, höhere jährliche Verzinsung erzielt werden.

Zusätzlich wurde eine prozentuale Förderung von der Gesamtinvestitionssumme untersucht und die Veränderung auf die Wärmepreise/Renditen ermittelt. Ebenfalls wurden die Auswirkungen einer Wiederaufnahme des Förderprogramms der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ermittelt.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse für die vier Szenarien mit den zwei Betreibermodellen und den untersuchten Förderungsmöglichkeiten zusammen.

Modell 1 (Betrieb durch Kunden/Gemeinschaftsanlage)	Einheit	Szenario 1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor)	Szenario 2 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden)	Szenario 3 (Energiegetreide, Finanzierung durch Investor)	Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden)
Wärmepreise					
ohne Förderung	[€/kWh]	0,113	0,103	0,108	0,098
Förderung durch KfW	[€/kWh]	0,112	0,102	0,106	0,096
Fördersätze					
Notwendige Förderung (von der Gesamtinvestitionssumme zum Erreichen der Wärmeerzeugungskosten von 0,116 €/kWh netto)	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0
Notwendige Förderung (von der Gesamtinvestitionssumme zum Erreichen der Wärmeerzeugungskosten von 0,090 €/kWh netto)	[%]	31,3	20,7	24,9	13,2
Modell 2 (Finanzierung durch Investor)	Einheit	Szenario 1 (HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor)	Szenario 2 (HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden)	Szenario 3 (Energiegetreide, Finanzierung durch Investor)	Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden)
Renditen					
ohne Förderung	[%/a]	0,3	1,6	0,9	2,3
Förderung durch KfW	[%/a]	0,5	1,8	1,1	2,6
Fördersätze					
Notwendige Förderung (von der Gesamtinvestitionssumme zum Erreichen der Renditeerwartung von 5 %/a, ermittelt durch Interpolation)	[%]	35,5	25,6	31,3	20,5

Tabelle 3-1: Zusammenfassung der Ergebnisse für Wärmepreise und Renditen

Die Ergebnisse der Szenarien im Modell 1 zeigen, dass der Anschluss an das Nahwärmenetz bei einer Sanierung/Neuinstallation der Heizungsanlage in jedem Fall günstiger ist.

Zur Unterschreitung der WEZK von 0,090 €/kWh sind Szenario abhängig entsprechende Fördersätze erforderlich.

Die festgelegte Renditeerwartung von mindestens 5 %/a kann in Modell 2 von keinem der Szenarien ohne Förderung oder mit Förderung durch die KfW erreicht werden. Es ist eine entsprechende Förderung von mindestens ca. 21 % von der Gesamtinvestitionssumme von Szenario 4 (Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden) erforderlich.

Szenario 4 fällt mit Blick auf den Wärmepreis, die Rendite und dem benötigten Fördersatz am günstigsten aus. In wie weit eine Realisierung bis 2008 umsetzbar ist hängt entscheidend von der Gesetzgebung ab. Energiegetreide ist bisher kein Regelbrennstoff. Ein entsprechendes Genehmigungsverfahren und die Installation einer geeigneten Filtertechnik sind Voraussetzung für eine evtl. Inbetriebnahme.

Aus Tabelle 3-1 kann ebenfalls erkannt werden, dass die Szenarien mit einer Kundenbeteiligung die günstigeren Wärmepreise bzw. die höheren Renditen erzielen. Dieser Vorteil bleibt auch bei einer entsprechenden Betrachtung aus

Kundensicht erhalten. Es wurde dabei berücksichtigt, dass der Kunde zum Anschluss an das Nahwärmenetz keine oder nur eine geringere Investition tätigen muss, als bei einer Heizungssanierung/Neuinstallation.

Die Preissensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass die Anlage fast vollständig vom Ölpreis entkoppelt ist. Die durchgeführte Analyse zur Ölpreissteigerung hat dies ebenfalls gezeigt. **Zukünftige Ölpreissteigerungen werden somit weitere Kostenvorteile für die angeschlossenen Kunden bringen.**

Die Ermittlung der vor Ort verfügbaren Ressourcen hat ergeben, dass für den Betrieb der Biogasanlage eine Fläche von 200 ha genutzt werden kann. Es sind zusätzlich noch weitere Flächen (ca. 40 ha) verfügbar, die bei erwarteten Mindererträgen genutzt werden können. Die Ermittlung der möglichen Ernteerträge wurde in Zusammenarbeit mit der Landwirtschaftskammer Rheinland-Pfalz und eines Landwirtes durchgeführt. Bei der anschließenden Abschätzung der Biogaserträge wurden Werte angenommen, die im unteren Bereich der Literaturwerte angesiedelt sind. Hier könnten (z. B. bei einer genaueren Analyse mit Gärversuchen) oder dem Anbau von neuen ertragreicheren Sorten weitere Potenziale zur Betriebskostensenkung vorhanden sein.

Die Gemeinde St. Alban verfügt nicht über Waldfläche aus der die benötigte Menge an HHS zur Versorgung des Grundlastkessels zur Verfügung gestellt werden kann. Die HHS müssen daher aus einer anderen Gemeinde zugekauft werden. Eine Grünschnittdeponie auf der jährlich ca. 1.800 t abgelagert werden, kann zur Versorgung des Grundlastkessels genutzt werden. Bei der alternativen Verbrennung von Energiegetreide wurde angenommen, dass dieses ebenfalls zugekauft werden muss.

Da fast alle benötigten Einsatzstoffe aus dem Ort oder der näheren Umgebung stammen gibt es nur einen sehr geringen Abfluss von Zahlungsmitteln. Durch den Anlagenbetrieb kann mindestens ein Arbeitsplatz geschaffen und mehrere Arbeitsplätze bei den Lieferanten gesichert werden.

Eine Berechnung hat gezeigt, dass durch den Betrieb einer Biogasanlage mit Nahwärmenetz und dem Einsatz von NawaRo, jährlich mehr CO₂-Emissionen (bezogen auf die Elektrizitäts- und Wärmebereitstellung) vermieden werden können, als bisher in St. Alban entstehen.

Die Einsparungen liegen bei 2.619 t/a, die bisherigen Emissionen bei 1.683 t/a. Bezogen auf die Betriebsdauer von 20 Jahren ergeben sich somit CO₂-Einsparungen von insgesamt 52.380 t.

3.2. Ausblick

Bei der Planung der Biogasanlage wurde das Nassvergärungsverfahren wegen der Prozessstabilität bevorzugt. Die Nachteile sind zum einen der hohe Wasserbedarf zur Einhaltung des maximalen Trockensubstanzgehaltes von 15 % und zum anderen die dadurch entstehenden großen Gärrestmengen. Das Wasser, welches in den Prozess gegeben wird, muss später mittels Güllefass ausgebracht werden. Dies hat mehrere Nachteile:

- Kosten für Prozesswasser
- Kosten für Gärrestausbringung
- Kosten für Endlager zur Aufnahme der Gärrestmenge von 180 Tagen
- Ressourcenverbrauch (Trinkwasser)
- hoher logistischer und personeller Aufwand beim Ausbringen des Gärrestes

An dieser Stelle soll daher ein Blick auf eine mögliche Kreislaufführung des Prozesswassers und eine Verminderung der Transportmengen geworfen werden.

Die mechanische Separation (Fest-Flüssigtrennung) mittels z. B. Schneckenpresse hat den Nachteil, dass das belastete Prozesswasser dabei nicht gereinigt wird und eine zusätzliche Wasseraufbereitungsstufe installiert werden muss. Geschieht dies nicht, findet eine Aufkonzentration der Inhaltsstoffe statt, was schließlich zum Stillstand des Gärprozesses führt. Daher wird ein naturnahes Verfahren zur Gärresteintrocknung und Konditionierung des Prozesswasser bevorzugt. Die areal GmbH¹⁹ beschäftigt sich mit Klärschlammvererdungsanlagen, die nach einer Rücksprache mit dem Geschäftsführer Herrn Böttcher ebenfalls geeignet sind, den entstehenden Gärrest einzutrocknen und das Prozesswasser aufzubereiten. Eine entsprechende Anlage würde nach Aussage von Herrn Böttcher im Wesentlichen aus einem Beschickungspumpwerk (welches im Bereich des Gärrestelagerbehälters installiert wird), vier Humifizierungsstufen (-becken) (je ca. 1.050 m²), einem Filtratwassersammelbehälter und Betriebswegen bestehen. Zwei der vier Becken sind jeweils im Betrieb, während die anderen beiden Becken ruhen. Der Gärrest wird nach Beendigung des Eintrockenvorgangs ausgebaggert und kann z. B. mit einem Festmiststreuer ausgebracht werden. Eine solche Anlage wurde bisher noch nicht realisiert, weshalb hier nur eine Grobplanung für evtl. Investitionen und die Betriebskosten abgegeben werden kann.

¹⁹ [S-ARE]

Die Investitionen für eine solche Anlage betragen lt. Berechnungen ca. 429.000,- €. Durch die Verwendung eines kleineren Endlagers beim Bau der Biogasanlage können Investitionen in Höhe von ca. 118.245,- € eingespart werden. Damit würden sich die Investitionen (Szenario unabhängig) um ca. 310.755,- € erhöhen. Bei einem angenommenen Zinssatz für das Fremdkapital von 5 %/a und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren ergibt sich somit eine Annuität von 24.936,- €/a (siehe Tabelle 5-56).

Die Kosten für das benötigte Prozesswasser und die Ausbringung des Gärrestes betragen bei den vier betrachteten Szenarien jeweils 58.781,- €/a. Es wurde angenommen, dass das ursprüngliche Volumen von ca. 19.000 m³ flüssigem Gärrest auf ca. 3.560 m³ festen Gärrest vermindert werden kann. Dadurch sind entsprechend weniger Ausfahrten erforderlich. Die Betriebskosten für die Vererdungsanlage zur Gärreinstrocknung + Gärrestausbringung und der Annuität für die zusätzlichen Investitionen betragen 51.636,- €/a. **Damit lassen sich jährlich ca. Fehler! Keine gültige Verknüpfung.,- € an Betriebskosten einsparen, was einer Ersparnis von ca. 0,17 Cent pro kWh Nahwärme entspricht** (siehe Tabelle 5-57).

In wie weit eine Förderung eines solchen Vorhabens (z. B. als Demonstrationsanlage) möglich ist, sollte näher betrachtet werden. Durch eine entsprechende Förderung könnten weitere Kostenvorteile für die Nahwärmekunden und eine Optimierung in der Logistik erreicht werden.

Da die Maschinenstundensätze einen entsprechenden Anteil für die Treibstoffkosten enthalten, kann angenommen werden, dass mit einem Anstieg der Rohölpreise auch die Kosten für die Gärrestausbringung steigen werden. **Daraus folgt, dass eine Verminderung des Transportvolumens neben einem bestehenden ökologischen auch einen zunehmenden ökonomischen Vorteil haben wird.**

Der Flächenbedarf einer solchen Anlage liegt bei ca. 6.000 m² und kann auf dem geplanten Grundstück installiert werden.

Das Verfahren zeigt in der Grobplanung neben einem ökologischen auch bereits einen ökonomischen Vorteil. Auch eine Vermarktung des Gärrestes als hochwertiger Dünger sollte weiter untersucht werden.

Handlungsempfehlung:

Szenario vier (Energiegetriebe, HA und HÜ durch Kunden) in Kombination mit dem Verfahren zur Gärreinstrocknung ist aus ökonomischer, ökologischer und innovativer Sicht ein Konzept, das bei einer Realisierung angestrebt werden sollte.

4. Quellenverzeichnis

Rechtsquellenverzeichnis

[R-EEG] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), 21. Juli 2004, BGBl I 2004, 1918, Geändert durch Art. 3 Abs. 35 G v. 7. Juli 2005 I 1970

Literaturverzeichnis

- [BG-05] Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS), Abschlussbereich, Bioenergiedorf Grimburg - Machbarkeitsstudie für ein Nahwärmenetz auf Basis von Holz und Biogas -, Birkenfeld 2005
- [BMU-EE06] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Entwicklung der Erneuerbaren Energien 2005 - Aktueller Sachstand -, Stand März 2006, Berlin 2006
- [FHI-98] Christian Dötsch, Jan Taschenberger, Ingo Schönberg, „Leitfaden Nahwärme“, UMSICHT - Schriftenreihe Band 6, Hrsg.: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen 1998
- [FNR-LB] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen“, Aktualisierung der Ausgabe aus dem Jahr 2000, Gülzow
- [HAF-01] Helmut Bunk, Erich Maurer, „Holzenergie für Kommunen – Ein Leitfaden für Initiatoren“, Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA), 2. Auflage, Herausgeber Holzabsatzfonds, Absatzförderungsfonds der deutschen Forst- und Holzwirtschaft, 2001 Bonn
- [LRP-06] Landtag Rheinland-Pfalz, „Sechster Energiebericht der Landesregierung“, zu dem Beschluss des Landtags vom 27. März 1992 zu Drucksache 12/1154 (Plenarprotokoll 12/23, S.1902), Drucksache 14/4990 vom 23. Februar 2006

- [VDI 2067] Norm VDI 2067 09/2000, „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen –Grundlagen und Kostenberechnung“, VDI – Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung (TGA), Beuth Verlag, Berlin, 2000

Internetquellenverzeichnis

- [I-BRLP] Internetseite der Fachhochschule Trier Standort Birkenfeld, Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS), www.biomasse-rlp.de
- [I-FNR] Internetseite der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), www.fnr.de oder www.nachwachsende-rohstoffe.de
- [I-HA] Internetseite der HAASE Energietechnik AG, www.haase-energieitechnik.de
- [I-KfW] Internetseite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), www.kfw.de
- [I-MUFW] Internetseite des Ministeriums für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz, Abteilung Wasserwirtschaft, www.wasser.rlp.de
- [I-TUB] Internetseite der Technische Universität Berlin, www.tu-berlin.de

Sonstige Quellen

- [S-ARE] Hr. Joachim Böttcher, areal GmbH, 67822 Hengstbacherhof, sowie E-Mail vom 06. Juli 2006 mit entsprechenden Informationen und Berechnungen
- [S-BER] Hr. Bernhard, Bernhard GmbH, 55546 Frei-Laubersheim
- [S-SLX] Hr. Schade, Firma STELA Laxhuber GmbH, 84323 Massing

5. Anhang

5.1 Anhang 1: Projektdaten

5.2 Anhang 2: Berechnungen

5.3 Anhang 3: Datenmaterial

5.1. Anhang 1: Projektdaten

Straßenname	NR.	Grundfläche [m ²]	Stockwerke [Stück]	Abzug		relevante Fläche [m ²]	Standort	Baujahr	Heizwärme bedarf [kWh/m ² a]	Heizwärmebedarf pro Jahr [kWh/a]	Warmwasser bereitung [kWh/a]	Hausübergabe station [kW]	Hausanschluss leistung mit Verlust Hausübergabe station [kW]		Netzverlust [kW]
				20% [m ²]									5%	15%	
Am Mühlteich	1	92	2,0	37	147	Freistehend	1979-1983	119	17.517	3.503	14,0	14,7	16,9		
Am Mühlteich	2 (Garage)		2,0	0	0				0	0	0,0	0,0	0,0		
Am Mühlteich	4	180	2,0	72	288	Freistehend	1979-1983	119	34.272	6.854	27,4	28,8	33,1		
Am Mühlteich	5	145	3,0	87	348	Freistehend	1958-1968	146	50.808	10.162	40,6	42,7	49,1		
Am Mühlteich	7	158	2,0	63	253	Reihenhaus	1969-1978	162	40.954	8.191	32,8	34,4	39,6		
Am Mühlteich	8a	149	2,0	60	238	Freistehend	1969-1978	162	38.621	7.724	30,9	32,4	37,3		
Am Mühlteich	8b	161	2,0	64	258	Freistehend	1984-1990	120	30.912	6.182	24,7	26,0	29,9		
Am Mühlteich	9	101	2,0	40	162	Freistehend	1969-1978	141	22.786	4.557	18,2	19,1	22,0		
Am Mühlteich	10	106	2,0	42	170	Freistehend	1979-1983	120	20.352	4.070	16,3	17,1	19,7		
Am Mühlteich	11	120	2,0	48	192	Freistehend	1958-1968	146	28.032	5.606	22,4	23,5	27,1		
Am Mühlteich	12	120	2,0	48	192	Freistehend	Neubau >1990	100	19.200	3.840	15,4	16,1	18,5		
Summe Straße		1.332			2.247				303.453	60.691	243	255	293,1		
Bienengarten	1	186	3,0	112	446	Freistehend	bis 1918	185	82.584	16.517	66,1	69,4	79,8		
Bienengarten	2	61	1,0	12	49	Freistehend	1979-1983	119	5.807	1.161	4,6	4,9	5,6		
Bienengarten	3	103	2,0	41	165	Freistehend	1979-1983	119	19.611	3.922	15,7	16,5	18,9		
Bienengarten	4	88	2,0	35	141	Freistehend	1958-1968	146	20.557	4.111	16,4	17,3	19,9		
Bienengarten	5	127	2,0	51	203	Freistehend	1919-1948	204	41.453	8.291	33,2	34,8	40,0		
Bienengarten	6	100	2,0	40	160	Freistehend	bis 1918	185	29.600	5.920	23,7	24,9	28,6		
Bienengarten	7	78	2,0	31	125	Freistehend	1919-1948	204	25.459	5.092	20,4	21,4	24,6		
Bienengarten	8	176	2,0	70	282	Freistehend	bis 1918	185	52.096	10.419	41,7	43,8	50,3		
Summe Straße		919		0	1.570				277.167	55.433	222	233	267,7		
Gäßling	1	54	2,0	22	86	Reihenhaus	bis 1918	203	17.539	3.508	14,0	14,7	16,9		
Gäßling	2	47	2,0	19	75	Reihenhaus	bis 1918	203	15.266	3.053	12,2	12,8	14,7		
Gäßling	3	93	2,5	47	186	Freistehend	bis 1918	203	37.758	7.552	30,2	31,7	36,5		
Gäßling	4	60	2,0	24	96	Freistehend	1919-1948	204	19.584	3.917	15,7	16,5	18,9		
Gäßling	8	130	2,0	52	208	Freistehend	bis 1918	185	38.480	7.696	30,8	32,3	37,2		
Summe Straße		384			652				128.627	25.725	103	108	124,3		

Straßenname	NR.	Grundfläche [m ²]	Stockwerke [Stück]	Abzug	relevante Fläche	Standort	Baujahr	Heizwärme bedarf	Heizwärmebedarf pro Jahr	Warmwasser bereitung	Hausübergabe station	Hausanschluss leistung mit Verlust Hausübergabe station	Netzverlust
				20% [m ²]	[m ²]			[kWh/m ² a]	[kWh/a]	20% [kWh/a]	1.500 [kW]	5% [kW]	15% [kW]
Hauptstr.	1	208	2,0	83	333	Freistehend	1949-1957	253	84.198	16.840	67,4	70,7	81,3
Hauptstr.	2	149	2,0	60	238	Freistehend	1958-1968	146	34.806	6.961	27,8	29,2	33,6
Hauptstr.	3	136	2,0	54	218	Freistehend	bis 1918	185	40.256	8.051	32,2	33,8	38,9
Hauptstr.	4	116	2,0	46	186	Freistehend	1958-1968	146	27.098	5.420	21,7	22,8	26,2
Hauptstr.	5	78	2,0	31	125	Freistehend	bis 1918	185	23.088	4.618	18,5	19,4	22,3
Hauptstr.	5a	131	1,0	26	105	Freistehend	bis 1918	185	19.388	3.878	15,5	16,3	18,7
Hauptstr.	6	66	2,0	26	106	Reihenhaus	1919-1948	179	18.902	3.780	15,1	15,9	18,3
Hauptstr.	7	122	2,0	49	195	Freistehend	bis 1918	238	46.458	9.292	37,2	39,0	44,9
Hauptstr.	8	107	2,0	43	171	Reihenhaus	1919-1948	179	30.645	6.129	24,5	25,7	29,6
Hauptstr.	9	90	3,0	54	216	Freistehend	1919-1948	150	32.400	6.480	25,9	27,2	31,3
Hauptstr.	10	114	2,0	46	182	Freistehend	1949-1957	253	46.147	9.229	36,9	38,8	44,6
Hauptstr.	11	109	2,0	44	174	Freistehend	1949-1958	253	44.123	8.825	35,3	37,1	42,6
Hauptstr.	12	102	2,0	41	163	Freistehend	1949-1959	253	41.290	8.258	33,0	34,7	39,9
Hauptstr.	13 (ist Nr. 16)			0	0				0	0	0,0	0,0	0,0
Hauptstr.	13a	81	2,0	32	130	Freistehend	1979-1983	119	15.422	3.084	12,3	13,0	14,9
Hauptstr.	14 (ist Nr. 18)			0	0				0	0	0,0	0,0	0,0
Hauptstr.	15 (unbewohnt)			0	0				0	0	0,0	0,0	0,0
Hauptstr.	16	188	2,0	75	301	Freistehend	bis 1918	185	55.648	11.130	44,5	46,7	53,8
Hauptstr.	18	196	2,0	78	314	Freistehend	bis 1918	150	47.040	9.408	37,6	39,5	45,4
Hauptstr.	22	64	2,0	26	102	Freistehend	bis 1918	150	15.360	3.072	12,3	12,9	14,8
Hauptstr.	24	172	2,0	69	275	Freistehend	Neubau >2000	100	27.520	5.504	22,0	23,1	26,6
Hauptstr.	26	201	2,0	80	322	Freistehend	Neubau >2000	100	32.160	6.432	25,7	27,0	31,1
Hauptstr.	28	80	2,0	32	128	Freistehend	Neubau >2000	100	12.800	2.560	10,2	10,8	12,4
Hauptstr.	30	116	2,0	46	186	Freistehend	Neubau >2000	100	18.560	3.712	14,8	15,6	17,9
Hauptstr.	32	197	2,0	79	315	Freistehend	1958-1968	146	46.019	9.204	36,8	38,7	44,5
Hauptstr.	34	170	2,0	68	272	Freistehend	1958-1968	146	39.712	7.942	31,8	33,4	38,4
Hauptstr.	36	170	2,0	68	272	Freistehend	1958-1969	147	39.984	7.997	32,0	33,6	38,6
Hauptstr.	Bürgerhaus	456	1,5	137	547	Freistehend	1979-1983	119	65.097	13.019	52,1	54,7	62,9
Summe Straße	25	3.619			5.575				904.122	180.824	723	759	873,4

Straßenname	NR.	Grundfläche [m ²]	Stockwerke [Stück]	Abzug		relevante Fläche [m ²]	Standort	Baujahr	Heizwärme bedarf [kWh/m ² a]	Heizwärmebedarf pro Jahr [kWh/a]	Warmwasser bereitung [kWh/a]	Hausübergabe station [kW]	Hausanschluss leistung mit Verlust Hausübergabe station		Netzverlust [kW]
				20% [m ²]									5%	15%	
Langgasse	1 (Scheune)			0	0	0	Scheune		0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Langgasse	3	128	2,0	51	205	205	Freistehend	Neubau > 1990	100	20.480	4.096	16,4	17,2	19,8	
Langgasse	3a	138	2,0	55	221	221	Freistehend	1984-1990	120	26.496	5.299	21,2	22,3	25,6	
Langgasse	4	87	2,0	35	139	139	Freistehend	bis 1918	185	25.752	5.150	20,6	21,6	24,9	
Langgasse	6 (unbewohnt)			0	0	0				0	0	0,0	0,0	0,0	
Langgasse	7	125	2,0	50	200	200	Freistehend	bis 1918	185	37.000	7.400	29,6	31,1	35,7	
Langgasse	8	122	1,0	24	98	98	Freistehend	bis 1918	186	18.154	3.631	14,5	15,2	17,5	
Langgasse	9	136	2,0	54	218	218	Freistehend	bis 1918	190	41.344	8.269	33,1	34,7	39,9	
Langgasse	10	155	2,0	62	248	248	Freistehend	bis 1918	185	45.880	9.176	36,7	38,5	44,3	
Langgasse	11	146	2,0	58	234	234	Freistehend	bis 1918	185	43.216	8.643	34,6	36,3	41,7	
Langgasse	12	143	2,0	57	229	229	Freistehend	bis 1918	185	42.328	8.466	33,9	35,6	40,9	
Langgasse	13	128	2,0	51	205	205	Freistehend	bis 1918	185	37.888	7.578	30,3	31,8	36,6	
Langgasse	14	56	2,0	22	90	90	Freistehend	bis 1918	185	16.576	3.315	13,3	13,9	16,0	
Langgasse	15	89	2,0	36	142	142	Freistehend	bis 1918	185	26.344	5.269	21,1	22,1	25,4	
Langgasse	15b	103	2,0	41	165	165	Freistehend	bis 1918	185	30.488	6.098	24,4	25,6	29,5	
Langgasse	16	130	2,5	65	260	260	Freistehend	1958-1968	146	37.960	7.592	30,4	31,9	36,7	
Langgasse	17	145	2,0	58	232	232	Freistehend	1969-1978	141	32.712	6.542	26,2	27,5	31,6	
Langgasse	18	131	3,0	79	314	314	Freistehend	1958-1968	141	44.330	8.866	35,5	37,2	42,8	
Langgasse	19	92	2,0	37	147	147	Freistehend	1969-1978	141	20.755	4.151	16,6	17,4	20,0	
Langgasse	20	79	2,0	32	126	126	Freistehend	1984-1990	120	15.168	3.034	12,1	12,7	14,7	
Summe Straße		2.133			3.472					562.871	112.574	450	473	543,7	
In den Schafäckern	1	99	3,0	59	238	238		Neubau >2000	100	23.760	4.752	19,0	20,0	23,0	
In den Schafäckern	3	142	1,0	28	114	114		Neubau >2000	30	3.408	682	2,7	2,9	3,3	
In den Schafäckern	5	120	2,0	48	192	192		Neubau >2000	100	19.200	3.840	15,4	16,1	18,5	
In den Schafäckern	7	100	3,0	60	240	240		Neubau >2000	100	24.000	4.800	19,2	20,2	23,2	
In den Schafäckern	8	100	3,0	60	240	240		Neubau >2000	100	24.000	4.800	19,2	20,2	23,2	
In den Schafäckern	9	100	2,0	40	160	160		Neubau >2000	100	16.000	3.200	12,8	13,4	15,5	
In den Schafäckern	11	120	3,0	72	288	288		Neubau >2000	100	28.800	5.760	23,0	24,2	27,8	
Summe Straße		781			1.471					139.168	27.834	111	117	134,4	

Straßenname	NR.	Grundfläche [m ²]	Stockwerke [Stück]	Abzug 20% [m ²]	relevante Fläche [m ²]	Standort	Baujahr	Heizwärme bedarf [kWh/m ² a]	Heizwärmebedarf pro Jahr [kWh/a]	Warmwasser bereitung [kWh/a]	Hausübergabe station [kW]	Hausanschluss leistung mit Verlust Hausübergabe station [kW]		Netzverlust [kW]
												5%	15%	
In der Lehmkaul	1	94	2,0	38	150	Freistehend	1984-1990	120	18.048	3.610	14,4	15,2	17,4	
In der Lehmkaul	2	123	2,0	49	197	Freistehend	1984-1990	120	23.616	4.723	18,9	19,8	22,8	
In der Lehmkaul	3	105	2,0	42	168	Freistehend	Neubau >1990	100	16.800	3.360	13,4	14,1	16,2	
In der Lehmkaul	4	98	2,0	39	157	Freistehend	Neubau >1990	100	15.680	3.136	12,5	13,2	15,1	
Summe Straße		420			672				74.144	14.829	59	62	71,6	
Kirchgasse	1	184	2,0	74	294	Freistehend	bis 1918	238	70.067	14.013	56,1	58,9	67,7	
Kirchgasse	2	309	3,0	185	742	Freistehend	bis 1918	180	133.488	26.698	106,8	112,1	128,9	
Kirchgasse	3	99	2,0	40	158	Freistehend	bis 1918	185	29.304	5.861	23,4	24,6	28,3	
Kirchgasse	4	90	2,0	36	144	Freistehend	bis 1918	185	26.640	5.328	21,3	22,4	25,7	
Kirchgasse	5	93	2,0	37	149	Freistehend	bis 1918	185	27.528	5.506	22,0	23,1	26,6	
Kirchgasse	6	105	2,0	42	168	Freistehend	bis 1918	185	31.080	6.216	24,9	26,1	30,0	
Kirchgasse	7	65	1,0	13	52	Freistehend	bis 1918	185	9.620	1.924	7,7	8,1	9,3	
Kirchgasse	8	90	2,0	36	144	Freistehend	1958-1968	146	21.024	4.205	16,8	17,7	20,3	
Kirchgasse	9	127	3,0	76	305	Freistehend	bis 1918	185	56.388	11.278	45,1	47,4	54,5	
Kirchgasse	10	89	2,0	36	142	Freistehend	1919-1948	204	29.050	5.810	23,2	24,4	28,1	
Kirchgasse	11	89	2,0	36	142	Freistehend	1958-1968	146	20.790	4.158	16,6	17,5	20,1	
Kirchgasse	12	88	2,0	35	141	Freistehend	1979-1983	119	16.755	3.351	13,4	14,1	16,2	
Summe Straße		1.428			2.582				471.734	94.347	377	396	455,7	
Schulstr.	1	115	2,0	46	184	Freistehend	bis 1918	238	43.792	8.758	35,0	36,8	42,3	
Schulstr.	2	82	2,0	33	131	Freistehend	bis 1918	184	24.141	4.828	19,3	20,3	23,3	
Schulstr.	3	94	2,0	38	150	Freistehend	bis 1918	185	27.824	5.565	22,3	23,4	26,9	
Schulstr.	4	91	2,0	36	146	Freistehend	bis 1918	238	34.653	6.931	27,7	29,1	33,5	
Schulstr.	5	94	2,0	38	150	Freistehend	bis 1918	238	35.795	7.159	28,6	30,1	34,6	
Schulstr.	6	95	2,0	38	152	Freistehend	1958-1968	146	22.192	4.438	17,8	18,6	21,4	
Schulstr.	7	118	2,0	47	189	Freistehend	1919-1948	179	33.795	6.759	27,0	28,4	32,6	
Schulstr.	9	60	2,0	24	96	Freistehend	1919-1948	179	17.184	3.437	13,7	14,4	16,6	
Schulstr.	10	131	3,0	79	314	Freistehend	bis 1918	185	58.164	11.633	46,5	48,9	56,2	
Schulstr.	11(Scheune)			0	0				0	0	0,0	0,0	0,0	
Schulstr.	12	84	2,0	34	134	Freistehend	1958-1968	146	19.622	3.924	15,7	16,5	19,0	
Schulstr.	13	102	2,0	41	163	Freistehend	bis 1918	185	30.192	6.038	24,2	25,4	29,2	
Schulstr.	Feuerwehr	84	1,0	17	67	Freistehend	1919-1948	179	12.029	2.406	9,6	10,1	11,6	
Summe Straße		1.150			1.878				359.383	71.877	288	302	347,2	

Straßenname	NR.	Grundfläche [m ²]	Stockwerke [Stück]	Abzug	relevante Fläche	Standort	Baujahr	Heizwärme bedarf	Heizwärmebedarf pro Jahr	Warmwasser bereitung	Hausübergabe station	Hausanschluss leistung mit Verlust Hausübergabe station	Netzverlust
				20% [m ²]	[m ²]			[kWh/m ² a]	[kWh/a]	20% [kWh/a]	1.500 [kW]	5% [kW]	15% [kW]
Mühlweg	1	204	2,0	82	326	Freistehend	bis 1918	185	60.384	12.077	48,3	50,7	58,3
Mühlweg	2	158	1,0	32	126	Freistehend	bis 1918	185	23.384	4.677	18,7	19,6	22,6
Summe Straße		362			453				83.768	16.754	67	70	80,9
Schafgraben	1	85	2,0	34	136	Freistehend	1919-1948	179	24.344	4.869	19,5	20,4	23,5
Schafgraben	2	66	2,0	26	106	Freistehend	1919-1948	179	18.902	3.780	15,1	15,9	18,3
Schafgraben	3	103	2,0	41	165	Freistehend	1919-1948	179	29.499	5.900	23,6	24,8	28,5
Schafgraben	4	43	2,0	17	69	Freistehend	1919-1948	179	12.315	2.463	9,9	10,3	11,9
Schafgraben	5	55	2,0	22	88	Freistehend	1958-1968	146	12.848	2.570	10,3	10,8	12,4
Schafgraben	6	55	2,0	22	88	Freistehend	1958-1968	146	12.848	2.570	10,3	10,8	12,4
Schafgraben	7	153	1,5	46	184	Freistehend	1958-1968	146	26.806	5.361	21,4	22,5	25,9
Schafgraben	8	105	2,0	42	168	Freistehend	1969-1978	141	23.688	4.738	19,0	19,9	22,9
Schafgraben	10 (Scheune)			0	0				0	0	0,0	0,0	0,0
Schafgraben	12	148	2,0	59	237	Freistehend	Neubau > 1990	100	23.680	4.736	18,9	19,9	22,9
Summe Straße		813			1.240				184.930	36.986	148	155	178,6
Summe Dorf		13.341			21.811				3.489.368	697.874	2.791	2.931	3.370,7
Anzahl Häuser:	112									4.187.241		4.396.603	5.056.093,7

Tabelle 5-1: Nahwärmenetz

5.2. Anhang 2: Berechnungen

Abschnitt	Leistung der Hausanschlüsse	Aufschlag für Verluste im Nahwärmenetz	Summe	Anschluss an Vorgängerleitung	Summierung der Einzelleistungen	Länge der Leitung	Endgültige Rohrleitungsleistung	benötigte Rohrleitung
	[kW]	15%	[kW]		[kW]	[m]	[kW]	
Hauptstr.+Entfernung von Leitung von BHKW zu Langgasse Nr. 20 (nach rechts zu Hauptstr.)	759,5	113,9	873,4	BHKW/Abzweigung	960,5	546	960,5	KMR DN 100
BHKW bis Abzweigung für Hauptstr.	3.641,0	546,1	4.187,1	BHKW	4.187,1	170	4187,1	KMR DN 150
Abzweigung für Hauptstr. bis Langgasse Nr. 20	2.881,5	432,2	3.313,7	BHKW	3.313,7	50	3313,7	KMR DN 150
Langgasse von Nr. 4 bis Nr. 20+Mühlweg Nr. 1+Gäßling Nr.8	1.275,9	191,4	1.467,2	BHKW	3.272,0	277	3272,0	KMR DN 150
Langgasse von Nr. 4 bis Nr. 3	39,5	5,9	45,4	Langgasse		60	45,4	KMR DN 40
Kirchgasse	396,3	59,4	455,7	Langgasse	0	153	455,7	KMR DN 65
Bienengarten	189,1	28,4	217,4	Langgasse	510,6	183	510,6	KMR DN 80
Schulstr. Nr. 1-9	201,1	30,2	231,2	Langgasse	453,2	111	453,2	KMR DN 65
Schafgraben	155,3	23,3	178,6	Langgasse	0	85	178,6	KMR DN 50
Gäßling Nr.1-4	75,7	11,4	87,1	Hauptstr.	0	63	87,1	KMR DN 40
In der Lehmkaul Nr. 1+2+Bienengarten Nr. 8+Schulstr. Nr.12+13)	120,6	18,1	138,7	Schulstr.	0	78	138,7	KMR DN 50
In der Lehmkaul Nr. 3+4 +Schulstr. Nr. 10)	76,1	11,4	87,6	Bienengarten	222,0	55	222,0	KMR DN 50
Am Mühlteich	254,9	38,2	293,1	Bienengarten	0	245	293,1	KMR DN 65
Mühlweg	19,6	2,9	22,6	Langgasse	0	24	22,6	KMR DN 25
In den Schafäckern	116,9	17,5	134,4	In der Lehmkaul	0	156	134,4	KMR DN 50
Summe						2.256,0		

Tabelle 5-2: Hauptleitungen

Hauptstr.					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	1	10	10	182,5	1.825,00 €
PMR DN 28	6	10	60	193,8	11.628,00 €
PMR DN 32	15	10	150	197,9	29.685,00 €
PMR DN 40	3	10	30	223,9	6.717,00 €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	25		250		49.855,00 €

Kirchgasse					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	1	10	10	182,5	1.825,00 €
PMR DN 28	3	10	30	193,8	5.814,00 €
PMR DN 32	5	10	50	197,9	9.895,00 €
PMR DN 40	2	10	20	223,9	4.478,00 €
PMR DN 50	1	10	10	251,6	2.516,00 €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	12		120		34.833,00 €

Bienengarten					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	1	10	10	182,5	1.825,00 €
PMR DN 28	2	10	20	193,8	3.876,00 €
PMR DN 32	3	10	30	197,9	5.937,00 €
PMR DN 40	2	10	20	223,9	4.478,00 €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	8		80		16.116,00 €

Schulstr.					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	1	10	10	182,5	1.825,00 €
PMR DN 28	3	10	30	193,8	5.814,00 €
PMR DN 32	7	10	70	197,9	13.853,00 €
PMR DN 40	1	10	10	223,9	2.239,00 €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	12		120		34.833,00 €

Tabelle 5-3: Hausanschlussleitungen I

Schafgraben

	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	3	10	30	182,5	5.475,00 €
PMR DN 28	3	10	30	193,8	5.814,00 €
PMR DN 32	3	10	30	197,9	5.937,00 €
PMR DN 40	0	10	0	223,9	- €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	9		90		17.226,00 €

Gäßling

	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]
PMR DN 22	0	10	0	182,5
PMR DN 28	3	10	30	193,8
PMR DN 32	2	10	20	197,9
PMR DN 40	0	10	0	223,9
PMR DN 50	0	10	0	251,6
PMR DN 63	0	10	0	330,8
PMR DN 75	0	10	0	393,2
PMR DN 90	0	10	0	0
PMR DN 110	0	10	0	0
Summe	5		50	

In der Lehmkaul

	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	0	10	0	182,5	- €
PMR DN 28	4	10	40	193,8	7.752,00 €
PMR DN 32	0	10	0	197,9	- €
PMR DN 40	0	10	0	223,9	- €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	4		40		7.752,00 €

Am Mühlteich

	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]
PMR DN 22	0	10	0	182,5
PMR DN 28	4	10	40	193,8
PMR DN 32	5	10	50	197,9
PMR DN 40	1	10	10	223,9
PMR DN 50	0	10	0	251,6
PMR DN 63	0	10	0	330,8
PMR DN 75	0	10	0	393,2
PMR DN 90	0	10	0	0
PMR DN 110	0	10	0	0
Summe	10		100	

Tabelle 5-4: Hausanschlussleitungen II

Mühlweg					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	0	10	0	182,5	- €
PMR DN 28	1	10	10	193,8	1.938,00 €
PMR DN 32	0	10	0	197,9	- €
PMR DN 40	1	10	10	223,9	2.239,00 €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	2		20		4.177,00 €

Sonnenpark					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	0	10	0	182,5	- €
PMR DN 28	0	10	0	193,8	- €
PMR DN 32	0	10	0	197,9	- €
PMR DN 40	0	10	0	223,9	- €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	0		0		0 €

Langgasse					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	0	10	0	182,5	- €
PMR DN 28	5	10	50	193,8	9.690,00 €
PMR DN 32	13	10	130	197,9	25.727,00 €
PMR DN 40	0	10	0	223,9	- €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	18		180		35.417,00 €

In den Schafäckern					
	Anzahl von 10 m Leitungen [Stück]	Anschlusslänge je Haushalt [m]	Gesamtlänge [m]	Preis pro Meter [€/m]	Gesamtkosten
PMR DN 22	1	10	10	182,5	182,5 €
PMR DN 28	3	10	30	193,8	581,4 €
PMR DN 32	3	10	30	197,9	593,7 €
PMR DN 40	0	10	0	223,9	- €
PMR DN 50	0	10	0	251,6	- €
PMR DN 63	0	10	0	330,8	- €
PMR DN 75	0	10	0	393,2	- €
PMR DN 90	0	10	0	0	- €
PMR DN 110	0	10	0	0	- €
Summe	7		70		1.357,6 €

Summe	222.036,00 €
Häuser	112
Ø-Kosten pro Gebäude	1.982,46 €

Tabelle 5-5: Hausanschlussleitungen III

Auslegung Anlage			
eingesetztes Jahresvolumen	19.259 m³/a	Größe Endlager	8.548 [m³]
eingesetztes Tagesvolumen an Substrat	52,8 m³/d [~ t/d]		
benötigte Fermentergröße gesamt	1.900 m³		
bei 2 Fermentern(inkl. Sicherheitszuschlag)	1.000 m³	Wärmebedarf Anlage	794.295 kWh
Trockensubstanzgehalt	14,94 %	Anteil an erzeugter Wärmemenge	22,3%
Raumbelastung BR	2,50		
Hydraulische Verweilzeit	36,01 d		

Tabelle 5-6: Auslegung Anlage Gesamtwerte

Fermentergröße										
	Eingesetzte Menge	Dichte im Fermenter	benötigtes Fermentervolumen	TS-Gehalt	Berechnung TS-Gehalt	TS-Berechnung	oTS-Gehalt	Menge oTS	oTS-Berechnung	
	[t/ha]	[kg/m³]	[m³]	[%]			[% TS]			
Triticale	2.430	1.000	2.430	30	729	72.900	93,2	679	63.323	
Mais	3.629	1.000	3.629	31	1.125	112.500	96	1.080	103.680	
Luzerne	1.800	1.000	1.800	22	396	39.600	90	356	32.076	
Wasser	6.100	1.000	6.100	0	0	0		0	0	
Gülle	4.500	1.000	4.500	10	428	42.750	78,5	336	26.344	
Mist	800	1.000	800	25	200	20.000	72	144	10.368	
Summe	19.259		19.259	100,0	2.878	287.750	96,2	2.451	235.790	

Tabelle 5-7: Größe Fermenter und Silo

Entstehende Menge Gärsubstrat			
	Eingesetzte Menge	Schüttgutedichte als Gärrest	Volumen
	[t/a]	[kg/m³]	[m³/a]
Triticale	2.430	1.000	2.430
Mais	3.629	1.000	3.629
Luzerne	1.800	1.000	1.800
Wasser	6.100	1.000	6.100
Gülle	4.500	1.000	4.500
Mist	800	1.000	800
Summe	19.259		18.459
Größe Endlager			
Aufnahmekapazität	180 d		
Massenverlust:	10%		
Entstehende Menge Gärsubstrat	8.548 [m³/a]		
Durchmesser	43 m		
Höhe	6 m		

Tabelle 5-8: Größe Endlager

Höhe		6 m													
Wärmebedarf Biogasanlage															
Fermenter 1															
Durchmesser:	15 m	tägliche Menge Substrat:		53 m ³											
Höhe/Länge:	6 m	Gärtemperatur:		38 °C											
Element	Oberfläche	Material	Materialdicke	l	Isolation	Isolation-Dicke	l	Außenmedium	Wärmeübergang i	Wärmedurchgang Wand 1	Wärmedurchgang Wand 2	Wärmeübergang a	k-Wert Elem.	k * Fläche	
	[m ²]		[cm]	[w/m k]		[cm]	[w/m k]		[w/m ² k]	[m ² k/W]	[m ² k/W]	[w/m ² k]	[W/m ² K]	[W/K]	
Mantel	275	Beton	22	2	Styrodur	10	0	Erde	30	0	3	1	0	75	
Boden	167	Beton	20	2	Styrodur	6	0	Erde	30	0	2	1	0	63	
Decke	167	Beton	22	2	Styrodur	10	0	Luft	30	0	3	20	0	61	
Fermenter 2															
Durchmesser:	15 m	tägliche Menge Substrat:		53 m ³											
Höhe/Länge:	6 m	Gärtemperatur:		38 °C											
Element	Oberfläche	Material	Materialdicke	l	Isolation	Isolation-Dicke	l	Außenmedium	Wärmeübergang i	Wärmedurchgang Wand 1	Wärmedurchgang Wand 2	Wärmeübergang a	k-Wert Elem.	k * Fläche	
	[m ²]		[cm]	[w/m k]		[cm]	[w/m k]		[w/m ² k]	[m ² k/W]	[m ² k/W]	[w/m ² k]	[W/m ² K]	[W/K]	
Mantel	275	Beton	22	2	Styrodur	10	0	Erde	30	0	3	1	0	75	
Boden	167	Beton	20	2	Styrodur	6	0	Erde	30	0	2	1	0	63	
Decke	167	Beton	22	2	Styrodur	10	0	Luft	30	0	0	20	4	725	

Tabelle 5-9: Wärmebedarf Biogasanlage I²⁰

²⁰ [S-NOVA], Tabellen zur Wärmebedarfsberechnung der Biogasanlage erhalten von Novatech GmbH

Wärmebilanz:										
	Wärmeverluste			Aufheizenergie			Gesamtbedarf			Werte für Berechnung
		[kWh/Tag]			[kWh/Tag]			[kWh/Tag]		[kWh/Monat]
Monat	Behälter 1	Behälter 2	Summe	Behälter 1	Behälter 2	Summe	Behälter 1	Behälter 2	Summe	
Januar	171	816	987	2.020	-122	1.897	2.191	694	2.885	89.431
Februar	166	796	962	2.020	-122	1.897	2.186	673	2.859	81.494
März	157	714	871	1.714	-122	1.591	1.870	592	2.462	76.321
April	147	632	779	1.469	-122	1.347	1.616	510	2.126	63.771
Mai	137	551	688	1.224	-122	1.102	1.361	428	1.789	55.473
Juni	128	487	615	1.224	-122	1.102	1.353	364	1.717	51.506
Juli	123	457	580	1.163	-122	1.041	1.286	335	1.621	50.244
August	120	463	583	1.102	-122	979	1.222	340	1.562	48.435
September	129	527	656	1.102	-122	979	1.230	405	1.635	49.050
Oktober	143	629	773	1.469	-122	1.347	1.612	507	2.119	65.693
November	158	731	889	1.714	-122	1.591	1.872	609	2.481	74.425
Dezember	167	789	956	2.020	-122	1.897	2.187	666	2.853	88.452
Jahressummen:	53.265	231.383	284.648	555.880	-44.803	511.077	609.145	186.579	794.295	794.295

Leistung Heizung			
Leistung [kW]			
Behälter 1	Behälter 2	Summe	
91	29	120	
91	28	119	
78	25	103	
67	21	89	
57	18	75	
56	15	72	
54	14	68	
51	14	65	
51	17	68	
67	21	88	
78	25	103	
91	28	119	

Tabelle 5-10: Wärmebedarf Biogasanlage II

Monat	Außentemperaturen		Substrattemperaturen bei	
	Luft	Erde	Behälter 1	Behälter 2
Jan	-3	4	5	40
Feb	-2	5	5	40
Mär	3	6	10	40
Apr	8	7	14	40
Mai	12	8	18	40
Jun	16	9	18	40
Jul	17	10	19	40
Aug	17	11	20	40
Sep	13	10	20	40
Okt	8	8	14	40
Nov	2	6	10	40
Dez	-1	5	5	40

Materialkonstanten:			
	WLF λ	WÜ zu Gülle	WÜ zu Iso
Stahl	15	60	x
Beton	2	30	x
Styrodur	0	10	x
Luft	1	x	20
Erde			1

Temperaturdifferenzen [K]			Wärmeverlust Fermenter [kWh/Tag]			Temperaturdifferenzen [K]			Wärmeverlust Endlager [kWh/Tag]		
Mantel	Boden	Decke	Mantel	Boden	Decke	Mantel	Boden	Decke	Mantel	Boden	Decke
34	34	41	61	51	59	34	34	41	61	51	704
33	33	40	59	50	58	33	33	40	59	50	687
32	32	35	57	48	51	32	32	35	57	48	609
31	31	31	56	47	45	31	31	31	56	47	530
30	30	26	54	45	38	30	30	26	54	45	452
29	29	23	52	44	33	29	29	23	52	44	391
28	28	21	50	42	31	28	28	21	50	42	365
27	27	22	48	41	32	27	27	22	48	41	374
28	28	25	50	42	37	28	28	25	50	42	435
30	30	31	54	45	45	30	30	31	54	45	530
32	32	36	57	48	53	32	32	36	57	48	626
34	34	39	60	50	57	34	34	39	60	50	678

Tabelle 5-11: Wärmebedarf Biogasanlage III

	Wärmebedarf Biogasanlage	Wärmebedarf Nahwärmenetz	Wärmeerzeugung BHKW	Zur Versorgung für Netz	Über-/ Unterdeckung	BHKW Anteil an Wärmebereitstellung
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
Januar	89.431	859.536	296.891	207.460	-652.076	24,1%
Februar	81.494	758.414	296.891	215.397	-543.017	28,4%
März	76.321	657.292	296.891	220.570	-436.722	33,6%
April	63.771	404.487	296.891	233.120	-171.367	57,6%
Mai	55.473	202.244	296.891	241.419	39.175	119,4%
Juni	51.506	67.415	296.891	245.385	177.971	364,0%
Juli	50.244	67.415	296.891	246.647	179.232	365,9%
August	48.435	67.415	296.891	248.456	181.041	368,5%
September	49.050	151.683	296.891	247.841	96.158	163,4%
Oktober	65.693	404.487	296.891	231.198	-173.289	57,2%
November	74.425	606.731	296.891	222.467	-384.265	36,7%
Dezember	88.452	808.975	296.891	208.439	-600.536	25,8%
Summe	794.295	5.056.094		2.768.399		
		nutzbare Wärme für Netz		2.094.822		41,4%

Tabelle 5-12: Deckung BHKW am Jahreswärmebedarf

Biogasproduktion				
Zufuhr von Gülle und Mist		5.300 t ³ /a		
Zufuhr von NaWaRo		9.120 t/a		
Gesamtmenge an produziertem Biogas		1.298.500 m ³ /a		
Ø-CH ₄ -Gehalt		54,7%		

Tabelle 5-13: Biogasproduktion Gesamtwerte

Biogaserträge Gülle und Mist						
Sorte	Jahresmenge	TS-Gehalt	Gasertrag	CH ₄ -Gehalt	Biogasmenge	Berechnung CH ₄ -Gehalt
	[t/a]	[%]	[m ³ /t Substrat]	[Vol.-%]	[m ³ /a]	
Rindergülle	4.500	9,5	25,0	60,0	112.500	6.750.000
Rindermist	800	25,0	27,5	65,0	22.000	1.430.000
Summe					134.500	8.180.000
			Ø-Gehalt =	60,8		

Tabelle 5-14: Biogaserträge Gülle und Mist

Sorte	Anbaufläche [ha]	Ertrag TM-Menge lt. LWK [t/ha]	Jahresertrag TM [t]	Siliverluste [%]	verwendbare Menge nach Silierung [TM t]	TS-Gehalte [%]	oTS-Gehalt [% TS]	oTS-Menge NawaRo [t/a]	CH ₄ -Ertrag [m ³ /ha]	Biogasertrag NawaRo [m ³ /a]	CH ₄ -Gehalt NawaRo [%]
Triticale	60	13,5	810	10	729	30	93,2	679,4	6.500	390.000	52,5
Mais	100	12,5	1.250	10	1125	31	96,0	1.080,0	5.500	550.000	52,5
Luzerne	40	11,0	440	10	396	22	90,0	356,4	5.600	224.000	60,0
Summe	200,0		2.500		2.250		2.116		1.164.000	1.164.000	

Tabelle 5-15: Biogaserträge NawaRo

5.2.1. HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Position	Erläuterung
1.	Lt. telefonischer Auskunft von Herrn Fischer (Bauamt Rockenhausen) liegen die Preise für Ackerland bei ca. 0,6 €/m ² und für Grünland bei 0,4 €/m ² in St. Alban. Es wird angenommen, dass die benötigte Grundstückfläche am geplanten Anlagenstandort ca. 30.000 m ² groß sein muss. Bei einem Preis von 0,6 €/m ² (die Fläche am gewählten Standort wird z. Zt. als Ackerland genutzt) entstehen somit Kosten in Höhe von ca. 18.000,- € für den Grundstückskauf.
2.	Lt. telefonischer Auskunft von Herrn Lippert (Verbandsgemeindeverwaltung Rockenhausen) betragen die Anschlusskosten für die Wasserver- und -entsorgung ca. 4.000,- € zzgl. der Kosten für die Verlegung des Kanal auf dem Privatgrundstück. Die Länge zum nächsten Anschluss beträgt ca. 230 m und könnte gleichzeitig mit der Verlegung des Nahwärmeanschlusses durchgeführt werden. Die Erschließungskosten werden pauschal mit 50.000,- € angenommen.
3.	Die Investitionskosten für eine Biogasanlage liegen nach [BP-06], S. 225 für Anlagen mit einer Leistung > 250 kW bei durchschnittlich 2.000,- - 3.500,- €/kW. Diese Angaben gelten für die Errichtung einer kompletten Biogasanlage inkl. BHKW. Das BHKW wird in dieser Berechnung nochmals gesondert betrachtet, so dass ein Betrag von 2.500,- €/kW gerechtfertigt erscheint und noch eine Sicherheit enthält. Bei der ausgewählten Anlagengröße von 347 kW und einem angenommenen Preis von 2.500,- €/kW ergibt sich somit eine Investitionssumme von 867.500,- €
4.	Siloerweiterung um 8.220 m ³ bei 25,- €/m ³ ²¹ = 205.500,- €
5.	BHKW im Container mit Notkühler, Wärmetauscher, Gasregelstrecke und Notfackel von Haase Energietechnik Modell HET-GBC 345 zum Preis von 320.000,- € (netto), lt. telefonischer Auskunft der Firma Haase Energietechnik AG.

²¹ [BP-05], S. 170

Position Erläuterung

6. Netzanschluss des BHKW, ohne Kosten für den Tiefbau zur Verlegung des Kabels zum Einspeisepunkt „In der Lehmkauf“ zwischen Haus Nr. 3 und Nr. 4. Die Verlegung des Kabels kann gleichzeitig mit der Verlegung des Nahwärmenetzes erfolgen. Die folgende Tabelle zeigt die zum Anschluss notwendigen Arbeiten und Materialien mit den entsprechenden Kosten lt. einer telefonischen Auskunft der Pfalzwerke AG²².

Position	Kosten [€]
Übergabestation mit Trafo	35.000
Lasttrennschalter + anbringen	8.000
Inbetriebsetzung + Prüfung + Netzentkopplung	1.900
20 kV Kabel	
Lieferung inkl.	
Montage außen Zubehör	
Montage innen Zubehör	
Einführen Kabel in Station	
Kabel am Mast hoch führen	
Kabelüberprüfung [€/m]	27
Länge Leitung [m]	550
Preis für Kabel	14.850
Netzverträglichkeitsprüfung	1.300
Summe	59.750

Tabelle 5-16: Netzanschlusskosten BHKW

7. Planung und Inbetriebnahme der kompletten Anlage wurden pauschal mit einer Summe von **150.000,- €** angenommen, was einen Satz von ca. 10 % der Investitionssumme entspricht.
8. Summe der Positionen 1 bis 7
9. Der Angebotspreis der Firma Heinrich Mayer GmbH & Co. KG²³ für eine entsprechend dimensionierte Pultdachhalle zur Unterbringung von HHS/Grünschnitt beträgt 54.279,75 € (netto) inkl. Montage.

Die Kosten für die Fundamente und die Bodenplatte aus 20 cm Stahlbeton und 50 m Kanal betragen ca. 45.000,- € (netto) lt. Auskunft der Firma Hofmann²⁴.

²² [S-PFW]

²³ [S-MAY]

²⁴ [S-HOF]

Position Erläuterung

zu Nr. 9

Für eine zusätzliche Halle zur Unterbringung der Kessel und der Heizzentrale mit einer Fläche von ca. 100 m² (10 x 10 m) werden laut Angebot der Firma HALTEC [S-HAL] 30.570,- € fällig.

Die Asphaltierung eines Bereiches zwischen Fermenter und Fahrsilos, sowie um die Heizzentrale und Bunker wird mit einer Fläche von ca. 1.000 m² angenommen. Bei einem Preis von ca. 13,- €/m² für Schottertragschichten und 28,- €/m² für 4 cm dicken Asphaltbeton (beides für Großflächen²⁵) und einem Aufschlag für die Einfassung der Fläche, wird ein Betrag von 50,- €/m² oder 50.000,- € angenommen.

Ergibt zusammen eine Summe von **179.850,- €**

10. Lt. Angebot der Firma Schmid Holzfeuerungen vom 25. Mai 2006 für eine Heizungsanlage (geeignet zur Verfeuerung von HHS, Grünschnitt und Energiegetriebe) mit einer Nennleistung von 550 kW wurden folgende Kosten veranschlagt:

Position	Betrag
Silobefüllung	12.300 €
Siloaustragung	16.375 €
Transportanlage	20.400 €
Kessel und Feuerung	64.390 €
Automatische Entaschung	9.090 €
Elektrische Steuerung	14.580 €
Diverse Anlagenelemente	2.420 €
Elektrofilter	49.410 €
Transport, Montage, Inbetriebnahme	13.258 €
Summe	202.223 €

Tabelle 5-17: Angebot Schmid Holzfeuerungen

Da für St. Alban ein Kessel mit einer Nennleistung von 680 kW benötigt wird, wird der Preis für den Kessel entsprechend interpoliert (die Preise für die sonstigen Komponenten bleiben unberührt). Es ergibt sich ein Betrag von 79.609,- € für den Kessel, was einer Summe von 217.441,- € entspricht. Für Planung und Genehmigung wird ein Aufschlag von 2,5 % angesetzt, was einen Gesamtbetrag von **222.877,- €** ergibt.

²⁵ [I-K3], <http://www.k3tools.de/baupreise/50021.htm>, 26. Mai 2006, 10:03 Uhr

Position Erläuterung

11. Für Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse über 100 kW wird ein Teilschulderlass von der KfW gewährt. „Bei der Errichtung von automatisch beschickten Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zur Wärmeerzeugung beträgt der Schulderrlass 60 EUR je kW installierter Nennwärmeleistung, höchstens jedoch 275.000 EUR je Einzelanlage“. ²⁶ Da das Programm jedoch z. Zt. geschlossen wurde kann kein Betrag eingesetzt werden. Die Position soll jedoch für eine evtl. spätere Wiederaufnahme des Programm erhalten beleiben.
12. Die Kosten für den ersten Öl-Spitzenlastkessel inkl. Zubehör setzen sich lt. Auskunft von BBT Thermotechnik GmbH²⁷ wie folgt zusammen:

Spitzenlastkessel Öl			Kosten [€]
Artikelnummer			
	Buderus		
	Logano SE735 - mit Brenner		
31011230	Kesselgröße gewählt	1.120 kW	26.960
	Zubehör Logano SE735		
5868636	Regelgerät Logamatic R 4212		516
63027555	Regelgerätehalterung		281
5584796	Rohranschlusskrümmer		914
	Kessel-Sicherheits-Armaturengruppe		dto.
7079341	Brennerkabel		22
83590310	Set Sicherheitstemperaturbegrenzer und Maximal-Druckbegrenzer		321
81370440	Minimal-Druckbegrenzer		158
81687214	Ringdrosselklappe mit Stellmotor	DN 150	1.263
5074554	Abgasschalldämpfer	DN 360	1.295
5354022	Abgasrohr-Abdichtungsmantel	DN 360	112
80423066	Brenner Schalldämpferhaube	SH III	2.680
5963898	Körperschalldämpfer		483
	Kesselunterbau		118
	Brennerplattenbohrung		118
Summe (brutto)			35.123

Tabelle 5-18: Kosten für Ölkessel mit 1.120 kW

Es ergibt sich eine Nettosumme von **30.279,- €** bei einem Mehrwertsteuersatz von derzeit 16 %.

²⁶ [S-KfW-128]

²⁷ [S-BBT]

Position Erläuterung

13. Die Kosten für den zweiten Öl-Spitzenlastkessel inkl. Zubehör setzen sich lt. Auskunft von BBT Thermotechnik GmbH²⁸ wie folgt zusammen:

Spitzenlastkessel Öl			Kosten [€]
	Buderus		
	Logano SE635 - mit Brenner		
5089070	Kesselgröße gewählt	490 kW	14.975
	Zubehör Logano SE635		
5868636	Regelgerät Logamatic 4212		516
	Kessel-Sicherheits-Armaturengruppe		
	Set Sicherheitstemperaturbegrenzer		
83590310	und Maximal-Druckbegrenzer		321
81370440	Minimal-Druckbegrenzer		158
81687210	Ringdrosselklappe mit Stellmotor	DN 100	644
5074550	Abgasschalldämpfer	DN 250	543
54004294	Abgasrohr-Abdichtungsmantel	DN 250	58
80423060	Brenner Schalldämpferhaube	SH I	1.365
	Körperschalldämpfer		
5963894	Kesselunterbau		353
	Brennerplattenbohrung		118
	Summe (brutto)		19.051

Tabelle 5-19: Kosten für Ölkessel mit 490 kW

Es ergibt sich eine Nettosumme von **16.424,- €** bei einem Mehrwertsteuersatz von derzeit 16 %.

²⁸ [S-BBT]

Position Erläuterung

14. Die Kosten für die Pumpen des Nahwärmenetzes, sowie für das Zubehör in der Heizzentrale setzen sich wie folgt zusammen:

Bezeichnung	Einheit		Gesamtkosten
Hydraulische Anbindung Kessel und Pufferspeicher	Arbeitszeit	2 Mann 6 Wochen	
Kosten Hydraulische Anbindung Kessel	€		16.800
Verrohrung in der Heizzentrale mit Wärmedämmung	m	40	
Rohr KMR DN 150 mit Wärmedämmung	€/m	145,20	
Kosten Verrohrung in der Heizzentrale mit Wärmedämmung	€		5.808
Pumpen im Netz	Stück	2	
Kosten Pumpen im Netz	€/Stück	5.200	
Kosten Pumpen im Netz	€		10.400
Pumpen in Heizzentrale	Stück	6	
Kosten Pumpen in Heizzentrale	€/Stück	1.500	
Kosten Pumpen in Heizzentrale	€		9.000
Druckhalteanlagen	Stück	1	
Kosten Druckhalteanlagen	€/Stück	6.700	
Kosten Druckhalteanlagen	€		6.700
Ausdehnungsgefäße	Stück	4	
Kosten Ausdehnungsgefäße	€/Stück	7.500	
Kosten Ausdehnungsgefäße	€		30.000
Elektroinstallationen für Schaltschränke und Regelungen	Arbeitszeit	2 Mann 2 Wochen	
Kosten Elektroinstallationen für Schaltschränke und Regelungen	€		5.600
Absperrschieber	Stück	16	
Kosten Absperrschieber	€/Stück	280	
Kosten Absperrschieber	€		4.480
Abgasanlage (Schornstein, 14 m hoch, 3 Abzüge)	€		25.000
Sicherheitseinrichtungen	Stück	6	
	€/Stück	600	
	€		3.600
Gesamtkosten	€		117.388
Kosten je Arbeitsstunde	€		35
Arbeitszeit je Woche	h	40	

Tabelle 5-20: Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale

Position Erläuterung

15. Die Größe des Bunkers wurde unter Punkt 2.2.6 mit 52,5 m³ ermittelt. Die Kosten gliedern sich wie folgt:

Erdaushub (7,35m*3,35m*2,85m) in [m ³]	70,0	Schotterstärke 0,1m; Wandstärke Beton 0,25m Erdaushub*25€/m³	1.750 €
Brennstoffbunker betonieren [Seitenwände 2 Stück] 7m*2,5m*0,25m =8,75 m ³ ,[Seitenwände 1 Stück] 3m*2,5m*0,25m=1,88 [Brennstoffaustragung] 3m*2,5m*0,15m= 1,13m ³ => 11,8 m ³	11,8	Wandstärke Beton 0,25m; Abtrennung zur Siloaustragung 0,15m Wandstärke; Stahlbetonpreis 320€/m³	3.763 €
Ausfüllung mit Schotter [2 Seitenwände] 7,35m*3,35m*2,85m*0,1m =7m ³ + [1 Seitenwand] 3,35*2,85m*0,1m=1m ³ + [Bodenplatte] 7,5m*3,5m*0,1=2,6m ³ ,=> 10,6m ³	10,6	Schotterstärke 0,1m Schotterpreis 30€/m³	318 €
Summe			5.831 €

Tabelle 5-21: Bunker HHS+Grünschnitt

16. Die Dimensionierung unter Punkt 2.2.5 ergab eine Größe von ca. 60 m³ für den Ölerdtank. Ein vorliegendes Angebot der Firmen Steinhauser²⁹ und Appenzeller³⁰ über 22.424,60 € für die Tankanlage und 32.740,75 € für die Tiefbauarbeiten für einen 100 m³ Tank kann lt. Auskunft vom 06. Juni 2006 können durch den Einsatz eines kleineren Tanks Kosten in Höhe von 4.200,- € für den Tank und ca. 3.000,- € für die Bauarbeiten eingespart werden. Die Kosten für den Ölerdtank belaufen sich somit auf ca. **48.000,- €**
17. Summe der Positionen 9 bis 16 (ohne Nr. 11)
18. Die Zusammenfassung der Kosten für die Hauptleitungen zeigt die folgende Tabelle. Die Daten zur Berechnung finden Sie im Anhang in Tabelle 5-2 und Tabelle 5-59.

²⁹ [S-STH]

³⁰ [S-APP]

Position Erläuterung

zu Nr. 18

Hauptleitungen mit Oberflächenwiederherstellung			
DN	Länge [m]	Kosten [€/m]	Kosten [€]
KMR DN 25	24	299,10	7.178,40
KMR DN 40	123	301,70	37.109,10
KMR DN 50	374	315,00	117.810,00
KMR DN 65	509	338,50	172.296,50
KMR DN 80	183	364,60	66.721,80
KMR DN 100	406	416,70	169.180,20
KMR DN 125	0	465,30	-
KMR DN 150	327	509,20	166.508,40
Summe			736.804,40
Hauptleitungen ohne Oberflächenwiederherstellung			
KMR DN 100	140	311,90	43.666,00
KMR DN 150	170	389,00	66.130,00
Summe			109.796,00
Gesamtsumme			846.600,40

Tabelle 5-22: Kosten Hauptleitungen

19. Die Kosten für die Hausanschlüsse können im Anhang unter Tabelle 5-3 bis Tabelle 5-5 detailliert und Tabelle 5-60 eingesehen werden. Die Zusammenfassung nach Straßen, die benötigte Zahl der Anschlüsse und die Kosten zeigt die folgende Tabelle.

Straße	Anzahl	Kosten [€]
Hauptstr.	25	49.855 €
Langgasse	18	35.417 €
Kirchgasse	12	24.528 €
Bienengarten	8	16.116 €
Schulstr.	12	23.731 €
Schafgraben	9	17.226 €
Gäßling	5	9.772 €
In der Lehmkaul	4	7.752 €
Am Mühlteich	10	19.886 €
Mühlweg	2	4.177 €
In den Schafäckern	7	13.576 €
Summe		222.036 €

Tabelle 5-23: Kosten Hausanschlüsse

20. Die Kosten für die Hausübergabestationen werden mit 2.000,- € je Station angenommen. Die Montagekosten je Hausanschlussstation werden mit 600,- € angesetzt. Zum Anschluss der 112 Gebäude ist also eine Investitionssumme von **291.200,- €** erforderlich.

Position	Erläuterung
21.	Die Kosten für einen Pufferspeicher der Firma Lopper ³¹ mit einem Volumen von 15.200 l inklusive Isolierung betragen 12.195,- €. Für Transport, Aufstellung und Anschluss werden 2.000,- € veranschlagt. Somit ergibt sich eine Summe von 14.195,- €
22.	Die Kosten für Planung und Inbetriebnahme des Nahwärmenetzes wurden mit einem Betrag von 70.000,- € angenommen (ca. 5 % der Investitionssumme für das Nahwärmenetz).
23.	Ein Teilschulderlass wird nach KfW Programm 128 ³² erlassen „Für ein im Rahmen der Investition zur Errichtung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zu errichtendes Nahwärmenetz wird zusätzlich ein Teilschulderlass in Höhe von 50 EUR / m Rohrleitung bei einem nachgewiesenen Mindestwärmeabsatz von 1,5 MWh/Jahr und Meter Rohrlänge gewährt, höchstens jedoch 550.000 EUR.“ ³² Das Programm wurde nach Auskunft des Infocenters der KfW Förderbank ³³ zum 31.12.2005 zunächst für Neuanträge geschlossen. Laut telefonischer Auskunft besteht evtl. (bei einer Wiederaufnahme des Programms) die Möglichkeit auf eine Förderung für einen Anteil des Nahwärmenetzes in Höhe der Anteiligen Wärmeversorgung durch HHS oder Grünschnitt. Die Berücksichtigung eines Betrages für einen Teilschulderlass wird somit nicht durchgeführt, jedoch soll die Position zur Erinnerung (bei einer Realisierung) in der Kalkulation erhalten bleiben.
24.	Die Summe aus den Positionen 18 bis 22
25.	Summe der Gesamtinvestition aus den Positionen 8, 17 und 24
26.	Der Zuschlag für Unvorhergesehenes wird mit der Investitionssumme 5 % angesetzt.
27.	Prozentualer Wert aus Nr. 26 multipliziert mit Nr. 25
28.	Summe der Positionen 8, 17, 24 und 27

³¹ [S-LOP]

³² [S-KFW-128]

³³ [S-KFW]

Position	Erläuterung
29.	Der Eigenstrombedarf einer Anlage mit entsprechender Größe liegt lt. E-Mail der Firma Novatech zwischen 5 bis 10 % der Stromproduktion. Es wird daher ein Wert von 5 %, von der produzierten Strommenge von 2.632.987 kWh/a angenommen.
30.	Der Strompreis für extern bezogenen Strom wird mit einem Betrag von 0,15 €/kWh angenommen.
31.	Multiplikation der benötigten Strommenge mit dem Strompreis je Einheit.
32.	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden mit einem Satz von 3 %/a ³⁴ von den Investitionskosten für die Biogasanlage angenommen.
33.	Prozentualer Wert aus Nr. 32 multipliziert mit Nr. 8
34.	Für die analytische Betreuung der Biogasanlage durch ein Labor muss mit Kosten in Höhe von 0,2 Cent/kWh gerechnet werden. Auskunft von Firma Schmack Biogas AG für das Untersuchungsprogramm Standard. Bei einer produzierten Jahresmenge von 2.632.987 kWh/a entstehen somit Kosten in Höhe von 5.266 €/a.
35.	Die Versicherungskosten werden mit einem Satz von 0,5 % auf die Investitionskosten der Biogasanlage angenommen.
36.	Prozentualer Wert aus Nr. 35 multipliziert mit Nr. 8
37.	Die Kosten für die Rohstoffe werden über eine Kalkulation der Herstellungskosten nach Angabe der LWK berechnet.

³⁴ http://www.landwirtschaft.sachsen.de/lfl/publikationen/download/1361_1.pdf, 31. Mai 2006, 11:32 Uhr

Position Erläuterung

zu Nr. 37

Position	Fläche	Erntemenge	Erntemenge	Herstellungskosten	Kosten im Einkauf	Betrag
	[ha]	[FM t/ha]	[FM t/a]	[€/ha]	[€/t FM]	
Triticale GPS	60	45	2.700	1.000 €	22,22 €	60.000 €
Silomais	100	40	4.000	1.150 €	28,75 €	115.000 €
Luzerne 3 Schnitte	40	50	2.000	980 €	19,60 €	39.200 €
fkP						300 €
	Menge					
	[m³/a]				[€/m³]	
Gülle	4.500				- €	- €
Wasser	6.100				5,00 €	30.500 €
Summe	10.800					245.000 €

Tabelle 5-24: Kosten der Rohstoffe für die Biogasanlage

38. Die Lohnkosten für die Betreuung der Biogasanlage (Störungsbeseitigung und tägliche Kontrollgänge sowie die Notierung der Zählerstände) stellt sich wie folgt dar:

Position	Einheit	Wert	Betrag
Arbeitsaufwand (Betreuung Anlage) pro Tag	[h/d]	2	
Lohnkosten	[€/h]	35	
Lohnkosten pro Tag	[€/d]		70 €
Betreuungstage pro Jahr	[d]	365	
jährliche Lohnkosten	[€/a]		25.550 €

Tabelle 5-25: Kosten Betreuung Biogasanlage

39. Die Kosten für die Feststoffeinbringung setzen sich wie folgt zusammen:

Position	Einheit	Wert	Betrag
jährlicher Input Feststoffe	[m³/a]	7.859	
Kapazität Lader pro Schaufel	[l]	500	
Fahrten Silo-Eintragsystem	[Anzahl]	15.718	
Fahrten pro Tag	[Anzahl]	43	
benötigte Zeit	[min/Fahrt]	1	
Maschinenstundensatz		60	
Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage			15.718,06 €

Tabelle 5-26: Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage

Position Erläuterung

40. Die Kosten für die Gärrestausbringung zeigt die folgende Tabelle.

Position	Einheit	Wert	Betrag
Anfallende Menge Gärrest	m ³	19.259	
Anfallende Menge Gülle+Mist aus regulärem Betrieb	m ³	5.300	
zusätzlich auszubringende Menge Gärrest	m ³	13.959	
Kosten Gärrestausbringung	€/m ³	2,90	
Kosten Gärrestausbringung			40.481,19 €

Tabelle 5-27: Kosten Gärrestausbringung Biogasanlage

- 41. Summe aus den Positionen 31, 33, 34 und 36 bis 40.
- 42. Die Kosten für die Wartung und Instandhaltung wird mit Hilfe einer Ausgleichsfunktion durchgeführt. Es ergibt sich ein Wert von 0,0135 €/kWh.
- 43. Die erzeugt Strommenge wird aus dem Energiegehalt der erzeugten Biogasmenge unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrades des BHKW berechnet.
- 44. Multiplikation von Nr. 39 und Nr. 40
- 45. Entspricht Nr. 44
- 46. Der Prozentsatz von 1,3 %/a für die Instandhaltung der Hausanschlüsse stammt aus [HEF-03], S. 81. Die Kosten für die Ablesung der Wärmemengenzähler wird mit 50,- € pro Station angesetzt, was zusätzlichen Kosten in Höhe 5.600,- €/a (bei 112 Stationen) entspricht.
- 47. Prozentualer Wert aus Nr. 43 multipliziert mit Nr. 17 plus 5.600,- €/a für die Ablesung der Wärmemengenzähler.
- 48. Der Prozentsatz von 1,0 %/a für die Instandhaltung des Nahwärmenetzes stammt aus [HEF-03], S. 81.
- 49. Prozentualer Wert aus Nr. 45 multipliziert mit Nr. 16
- 50. Wert übernommen aus [HEF-03], S. 81 gleich 0,24 €/MWh.
- 51. Heizwärmebedarf (thermisch) zur Versorgung des Netzes inklusive aller Verlustzuschläge.
- 52. Nr. 47 multipliziert mit Nr. 48
- 53. Summe aus Position 47, 49 und 52

Position	Erläuterung
54.	Die Menge an Grünschnitt stammt von der Grünschnitt Deponie in der Nähe des Hengstbacher Hofes und fällt dort lt. Angaben von Herrn Willhelm jährlich an. Die anfallende Menge wird z. Zt. auf die landwirtschaftliche Fläche von Herrn Willhelm ausgebracht.
55.	Der Preis für die Bereitstellung des Grünschnittes frei Anlage wurde mit ca. 8,- €/Srm von Herrn Bernhard (Bernhard GmbH) ³⁵ genannt, der den Grünschnitt bisher zerkleinert.
56.	Multiplikation von Nr. 54 mit Nr. 55
57.	Die Berechnung der benötigten Menge an Holzhackschnitzel wurde bereits in Tabelle 2-19 durchgeführt. Unter den angenommenen Bedingungen wird eine Jahresmenge von 2.760 Srm benötigt.
58.	Der Preis für G50 Hackschnitzel (Nadelholz) beträgt lt. Auskunft von Herrn Horst Metz (zuständiger Energieholzförster) 20,- €/Srm inkl. Lieferung.
59.	Multiplikation von Nr. 57 mit Nr. 58
60.	Die anfallende Kesselasche wird ausgebracht. Die Menge von 1.800 Srm Grünschnitt entspricht einem Gewicht von 642 t bei 30 % Feuchte, die Menge von 2.760 Srm Hackschnitzel mit einem Gewicht von 613 t. Der Feuchtegehalt von 30 % entspricht dabei einem Wassergehalt von 23 %. Der TS-Gehalt beträgt demnach 77 %. Bei einem Ascheanteil von ca. 0,8 % ergibt sich somit eine jährliche Aschemenge von ca. 7 t/a. Der Grobascheanteil (zur Ausbringung geeignet) beträgt ca. 75 % im Mittelwert was ca. 5,25 t/a entspricht.

³⁵ [S-BER]

- | Position | Erläuterung |
|----------|---|
| 61. | Die Ascheausbringung erfolgt mit der Ausbringung des Gärrestes. Es wird daher der gleiche Maschinenstundensatz wie für die Gärrestausrückführung angenommen. Ausbringungskosten (lt. Angaben des Maschinen- und Betriebshilfsringes) pro Tonne Mist/Klärschlamm/Gärrest 4,50 €/t. |
| 62. | Multiplikation von Nr. 60 mit Nr. 61 |
| 63. | Die Aschemenge zur Entsorgung beträgt ca. 1,75 t/a oder ca. 3,5 m ³ /a bei einem Aschegewicht von 500 kg/m ³ . |
| 64. | Die Entsorgungskosten betragen lt. Auskunft der Firma Schückler ³⁶ ca. 250,- €/t. |
| 65. | Multiplikation von Nr. 63 mit Nr. 64 |
| 66. | Feststoffhandlung für die Befüllung des Holzhackschnitzelbunkers. |

Position	Einheit	Wert	Betrag
jährlicher Input Feststoffe	[m ³ /a]	3.730	
Kapazität Lader pro Schaufel	[l]	500	
Fahrten Silo-Eintragsystem	[Anzahl]	7.460	
Fahrten pro Tag	[Anzahl]	20	
benötigte Zeit	[min/Fahrt]	0,5	
Maschinenstundensatz	[€/h]	60	
Kosten Feststoffeinbringung HHS-Kessel			3.730 €

Tabelle 5-28: Feststoffhandlung HHS-Bunker

Maschinenstundensatz von 26,31 €/h³⁷ + Lohnkosten für Fahrer ergibt ca. 60,- €/h.

- | | |
|-----|---|
| 67. | Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf 2,5 %/a von den Investitionskosten (Nr. 8) festgelegt. |
| 68. | Prozentualer Wert aus Nr. 64 multipliziert mit Nr. 10 |
| 69. | Kosten für die Messung bei der Verwendung fester Brennstoffe gleich 108,72 €/a . |

³⁶ [S-SCH]

³⁷ [KTBL-05], S. 78 (Schlepper mit 67 kW und 50 % Auslastung) und 81 (Frontlader 45 kW mit 50 % Auslastung)

Position	Erläuterung
70.	Dreimalige Begehung pro Jahr, bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von festen Brennstoffen. Kosten pro Begehung gleich 62,12 € ³⁸ ergibt ca. 186,- €/a .
71.	Kosten lt. Angabe von [HEF-03], S. 81 gleich 1,25 €/MW.
72.	Wert lt. Berechnung aus Tabelle 2-17
73.	Multiplikation von Nr. 71 und Nr. 72
74.	Wert aus Tabelle 2-18
75.	Als Preis für den Brennstoff Heizöl wir ein Wert von 0,64 €/l netto inkl. Lieferung angenommen.
76.	Multiplikation von Nr. 74 und Nr. 75
77.	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf 2,5 %/a von den Investitionskosten (Nr. 12 + Nr.13) festgelegt.
78.	Prozentualer Wert aus Nr. 76 multipliziert mit Summe aus Nr. 12 und Nr. 13.
79.	Einmalige Begehung pro Jahr bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von Heizöl. Kosten pro Begehung 38,26 €/a. ³⁹
80.	Einmalige Messung pro Jahr. Kosten je Messung bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von Heizöl 34,45 €/a. ⁴⁰
81.	Kosten lt. Angabe von [HEF-03], S. 81 gleich 0,75 €/MW.
82.	Wert lt. Berechnung aus Tabelle 2-17
83.	Multiplikation von Nr. 81 und Nr. 82
84.	Summe aus Positionen Nr. 56, 59, 62, 65, 66, 68-70, 73, 76, 78-80 und 83

³⁸ [S-STR]

³⁹ [S-STR]

⁴⁰ [S-STR]

Position Erläuterung

85. Es wurde davon ausgegangen, dass 10 % Eigenkapital vorhanden sein müssen um Kredite bewilligt zu bekommen. Das Eigenkapital wird dem Unternehmen zinslos zur Verfügung gestellt.

Es wird angenommen, dass für das Fremdkapital ein Zinssatz von 5 %/a über die gesamte Laufzeit zu zahlen ist.

Investitionssumme	3.922.201 €	
EK-Anteil	10%	392.220 €
FK-Anteil	90%	3.529.981 €
Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
283.255 €	19.611 €	302.866 €
Nebenrechnung		
Zins	5,00%	
Nutzungsdauer	20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,080	

Tabelle 5-29: Annuität HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

- 86. Entspricht Nr. 85
- 87. Für Steuerberatung und Buchführung wurde eine Pauschale von **4.000,- €/a** angenommen.
- 88. Für Verwaltung der Anlage, (z. B. Rohstoffbeschaffung, Kundenbetreuung, Rechnungsstellung ...) wird ein Prozentsatz von 2 %/a vom Umsatz angenommen.
- 89. Prozentualer Wert aus Nr. 89 multipliziert mit den Erträgen aus dem Strom- und Wärmeverkauf (Kapitel 2.3.4).
- 90. Summe aus Nr. 87 und Nr. 89
- 91. Summe aus Nr. 41, 45, 53, 84, 86 und 90

5.2.2. HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Investitionen						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
1	Grundstückskosten	[€]		18.000		
2	Erschließungskosten	[€]		50.000		
3	komplette Anlage	[€]		867.500		
4	Silos	[€]		205.500		
5	BHKW	[€]		320.000		
6	Netzanschluss	[€]		59.750		
7	Planung+Inbetriebnahme	[€]		150.000		
8	Summe	[€]		1.670.750		49,4%
Spitzenlastkessel						
9	Hallen inkl. Befestigung Betriebsgelände	[€]		179.850		
10	HHS-, Grünschnitt-, Energiekokkessel+ Planung+Genehmigung	[€]		222.877		
11	Teilschulderlass	[€]		0		
12	Ölkessel 1.120 kW	[€]		30.279		
13	Ölkessel 490 kW	[€]		16.424		
14	Pumpen Nahwärmenetz+Zubehör Heizzentrale	[€]		117.388		
15	Bunkerkosten	[€]		5.831		
16	Ölertank	[€]		48.000		
17	Summe	[€]		620.648		18,3%
Nahwärmenetz						
18	Hauptleitungen mit Verlegung	[€]		846.600		
19	Hausanschlüsse mit Verlegung	[€]		0		
20	Hausübergabestationen mit Montage	[€]		0		
21	Pufferspeicher	[€]		14.195		
22	Planung+Inbetriebnahme	[€]		70.000		
23	Teilschulderlass	[€]		0		
24	Summe	[€]		930.795		27,5%
25	Summe	[€]			3.222.193	
26	Zuschlag für Unvorhergesehenes	[%]	5,00			
27	Betrag	[€]		161.110		4,8%
28	Summe	[€]			3.383.303	100,0%

Tabelle 5-30: Investition HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
29	Strombedarf	[kWh/a]	197.474			
30	Strompreis	[€/kWh]	0,15			
31	Stromkosten	[€/a]		29.621		
32	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	3,00			
33	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		49.523		
34	Analytische Betreuung	[€/a]		5.266		
35	Versicherung Biogasanlage	[%/a]	0,50			
36	Versicherung Biogasanlage	[€/a]		8.354		
37	Rohstoffkosten	[€/a]		232.800		
38	Kosten Betreuung Biogasanlage	[€/a]		25.550		
39	Kosten Feststoffeinbringung	[€/a]		15.718		
40	Kosten Ausbringung Gärsubstrat	[€/a]		40.481		
41	Summe	[€/a]		407.313		46,8%
BHKW						
42	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/kWh]	0,0135			
43	produzierte Kilowattstunden	[kWh/a]	2.632.987			
44	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/a]		35.545		
45	Summe	[€/a]		35.545		4,1%
Nahwärmenetz						
46	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[%/a]	1,30			
47	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[€/a]		12.272		
48	Instandhaltung Nahwärmenetz	[%/a]	1,00			
49	Instandhaltung Nahwärmenetz	[€/a]		8.466		
50	Strombedarf für Pumpen	[€/MWh]	0,24			
51	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	5.056			
52	Stromkosten	[€/a]		1.213		
53	Summe	[€/a]		21.952		2,5%

Tabelle 5-31: Jährliche Kosten I, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
	Spitzenlastkessel					
	HHS-, Grünschnitt-, Energiekornkessel					
54	Menge Grünschnitt	[Srm/a]	1.800			
55	Preis Grünschnitt	[€/Srm]	8			
56	Kosten Grünschnitt	[€/a]		14.400		
57	Menge HHS	[Srm/a]	2.760			
58	Preis HHS	[€/Srm]	20			
59	Kosten HHS	[€/a]		55.200		
60	Ascheausbringung	[t/a]	5,25			
61	Ascheausbringung	[€/t]	4,50			
62	Ascheausbringung	[€/a]		24		
63	Ascheentsorgung	[t/a]	1,75			
64	Ascheentsorgung	[€/t]	250			
65	Ascheentsorgung	[€/a]		438		
66	Feststoffhandling	[€/a]		3.730		
67	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	2,50			
68	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		5.572		
69	Emissionsmessung Kessel HHS oder Grünschnitt)	[€/a]		109		
70	Reinigung Kamin	[€/a]		186		
71	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	1,25			
72	Megawattstunden (thermisch)	[MWh]	2.369			
73	Betriebsstromkosten	[€/a]		2.961		
	Ölkessel					
74	Menge Brennstoff	[l/a]	59.230			
75	Preis Brennstoff	[€/l]	0,64			
76	Kosten Brennstoff	[€/a]		37.907		
77	Wartung und Instandhaltung (von Gesamtkosten der Neuanlage)	[%/a]	2,50			
78	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		1.168		
79	Kaminfeger	[€/a]		38		
80	Emissionsmessung Ölkessel	[€/a]		34		
81	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	0,75			
82	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	592			
83	Betriebsstromkosten	[€/a]		444		
84	Summe	[€/a]		122.211		14,0%
	Annuität					
85	Annuität (keine Förderung)	[€/a]		261.253		
86	Summe	[€/a]		261.253		30,0%
	sonstige Kosten					
87	Steuerberatung und Buchführung	[€/a]		4.000		
88	Verwaltung (von Umsatz)	[%/a]	2,00			
89	Verwaltung	[€/a]		18.467		
90	Summe	[€/a]		22.467		2,6%
91	Summe	[€/a]		870.740		100%

Tabelle 5-32: Jährliche Kosten II, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

5.2.3. Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Position	Erläuterung
1.	Lt. telefonischer Auskunft von Herrn Fischer (Bauamt Rockenhausen) liegen die Preise für Ackerland bei ca. 0,6 €/m ² und für Grünland bei 0,4 €/m ² in St. Alban. Es wird angenommen, dass die benötigte Grundstückfläche am geplanten Anlagenstandort ca. 30.000 m ² groß sein muss. Bei einem Preis von 0,6 €/m ² (die Fläche am gewählten Standort wird z. Zt. als Ackerland genutzt) entstehen somit Kosten in Höhe von ca. 18.000,- € für den Grundstückskauf.
2.	Lt. telefonischer Auskunft von Herrn Lippert (Verbandsgemeindeverwaltung Rockenhausen) betragen die Anschlusskosten für die Wasserver- und -entsorgung ca. 4.000,- € zzgl. der Kosten für die Verlegung des Kanal auf dem Privatgrundstück. Die Länge zum nächsten Anschluss beträgt ca. 230 m und könnte gleichzeitig mit der Verlegung des Nahwärmeanschlusses durchgeführt werden. Die Erschließungskosten werden pauschal mit 50.000,- € angenommen.
3.	Die Investitionskosten für eine Biogasanlage liegen nach [BP-06], S. 225 für Anlagen mit einer Leistung > 250 kW bei durchschnittlich 2.000,- bis 3.500,- €/kW. Diese Angaben gelten für die Errichtung einer kompletten Biogasanlage inkl. BHKW. Das BHKW wird in dieser Berechnung nochmals gesondert betrachtet, so dass ein Betrag von 2.500,- €/kW gerechtfertigt erscheint und noch eine Sicherheit enthält. Bei der ausgewählten Anlagengröße von 347 kW und einem angenommenen Preis von 2.500,- €/kW ergibt sich somit eine Investitionssumme von 867.500,- €
4.	Siloerweiterung um 8.220 m ³ bei 25,- €/m ³ ⁴¹ = 205.500,- €
5.	BHKW im Container mit Notkühler, Wärmetauscher, Gasregelstrecke und Notfackel von Haase Energietechnik Modell HET-GBC 345 zum Preis von 320.000,- € lt. telefonischer Auskunft der Firma Haase Energietechnik AG.

⁴¹ [BP-05], S. 170

Position Erläuterung

6. Netzanschluss des BHKW, ohne Kosten für den Tiefbau zur Verlegung des Kabels zum Einspeisepunkt „In der Lehmkauf“ zwischen Haus Nr. 3 und Nr. 4. Die Verlegung des Kabels kann gleichzeitig mit der Verlegung des Nahwärmenetzes erfolgen. Die folgende Tabelle zeigt die zum Anschluss notwendigen Arbeiten und Materialien mit den entsprechenden Kosten lt. einer telefonischen Auskunft der Pfalzwerke AG⁴².

Position	Kosten [€]
Übergabestation mit Trafo	35.000
Lasttrennschalter + anbringen	8.000
Inbetriebsetzung + Prüfung + Netzentkopplung	1.900
20 kV Kabel	
Lieferung inkl.	
Montage außen Zubehör	
Montage innen Zubehör	
Einführen Kabel in Station	
Kabel am Mast hoch führen	
Kabelüberprüfung [€/m]	27
Länge Leitung [m]	550
Preis für Kabel	14.850
Netzverträglichkeitsprüfung	1.300
Summe	59.750

Tabelle 5-33: Netzanschlusskosten BHKW

7. Planung und Inbetriebnahme der kompletten Anlage wurden pauschal mit einer Summe von **150.000,- €** angenommen, was einen Satz von ca. 10 % der Investitionssumme entspricht.
8. Summe der Positionen 1 bis 7
9. Eine Halle zur Unterbringung der Kessel und der Heizzentrale mit einer Fläche von ca. 100 m² (10 x 10 m] werden laut Angebot der Firma HALTEC [S-HAL] 30.570,- € fällig.

Die Asphaltierung eines Bereiches zwischen Fermenter und Fahrhilf, um und in der Heizzentrale, sowie der Bunker wird mit einer Fläche von ca. 1.000 m² angenommen. Bei einem Preis von ca. 13,- €/m² für Schottertragschichten und 28,- €/m² für 4 cm dicken Asphaltbeton (beides für Groß-

⁴² [S-PFW]

- | Position | Erläuterung |
|----------|--|
| zu Nr. 9 | flächen ⁴³) + einem Aufschlag für die Einfassung der Fläche, wird ein Betrag von 50,- €/m ² oder 50.000,- € angenommen.

Ergibt zusammen eine Summe von 80.570,- € |
| 10. | Lt. Angebot der Firma Schmid Holzfeuerungen vom 25. Mai 2006 für eine Heizungsanlage (geeignet zur Verfeuerung von HHS,Grünschnitt und Energiegetriebe) mit einer Nennleistung von 550 kW wurden folgende Kosten veranschlagt: |

Position	Betrag
Silobefüllung	12.300 €
Siloaustragung	16.375 €
Transportanlage	20.400 €
Kessel und Feuerung	64.390 €
Automatische Entaschung	9.090 €
Elektrische Steuerung	14.580 €
Diverse Anlagenelemente	2.420 €
Elektrofilter	49.410 €
Transport, Montage, Inbetriebnahme	13.258 €
Summe	202.223 €

Tabelle 5-34: Angebot Schmid Holzfeuerungen

Da für St. Alban ein Kessel mit einer Nennleistung von 680 kW benötigt wird, wird der Preis für den Kessel entsprechend interpoliert (die Preise für die sonstigen Komponenten bleiben unberührt). Es ergibt sich ein Betrag von 79.609,- € für den Kessel, was einer Summe von 217.441,- € entspricht. Für Planung und Genehmigung wird ein Aufschlag von 2,5 % angesetzt, was einen Gesamtbetrag von **222.877,- €** ergibt.

⁴³ [I-K3], <http://www.k3tools.de/baupreise/50021.htm>, 26. Mai 2006, 10:03 Uhr

Position Erläuterung

11. Für Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse über 100 kW wird ein Teilschulderlass von der KfW gewährt. „Bei der Errichtung von automatisch beschickten Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zur Wärmeerzeugung beträgt der Schulderrlass 60 EUR je kW installierter Nennwärmeleistung, höchstens jedoch 275.000 EUR je Einzelanlage“. ⁴⁴ Da das Programm jedoch z. Zt. geschlossen wurde kann kein Betrag eingesetzt werden. Die Position soll jedoch für eine evtl. spätere Wiederaufnahme des Programm erhalten beleiben.
12. Die Kosten für den ersten Öl-Spitzenlastkessel inkl. Zubehör setzen sich lt. Auskunft von BBT Thermotechnik GmbH⁴⁵ wie folgt zusammen:

Spitzenlastkessel Öl			Kosten [€]
Artikelnummer			
	Buderus		
	Logano SE735 - mit Brenner		
31011230	Kesselgröße gewählt	1.120 kW	26.960
	Zubehör Logano SE735		
5868636	Regelgerät Logamatic R 4212		516
63027555	Regelgerätehalterung		281
5584796	Rohranschlusskrümmer		914
	Kessel-Sicherheits-Armaturengruppe		dto.
7079341	Brennerkabel		22
83590310	Set Sicherheitstemperaturbegrenzer und Maximal-Druckbegrenzer		321
81370440	Minimal-Druckbegrenzer		158
81687214	Ringdrosselklappe mit Stellmotor	DN 150	1.263
5074554	Abgasschalldämpfer	DN 360	1.295
5354022	Abgasrohr-Abdichtungsmantel	DN 360	112
80423066	Brenner Schalldämpferhaube	SH III	2.680
5963898	Körperschalldämpfer		483
	Kesselunterbau		118
	Brennerplattenbohrung		118
Summe (brutto)			35.123

Tabelle 5-35: Kosten für Ölkessel mit 1.120 kW

Es ergibt sich eine Nettosumme von **30.279,- €** bei einem Mehrwertsteuersatz von derzeit 16 %.

⁴⁴ [S-KfW-128]

⁴⁵ [S-BBT]

Position Erläuterung

13. Die Kosten für den zweiten Öl-Spitzenlastkessel inkl. Zubehör setzen sich lt. Auskunft von BBT Thermotechnik GmbH⁴⁶ wie folgt zusammen:

Spitzenlastkessel Öl			Kosten [€]
	Buderus		
	Logano SE635 - mit Brenner		
5089070	Kesselgröße gewählt	490 kW	14.975
	Zubehör Logano SE635		
5868636	Regelgerät Logamatic 4212		516
	Kessel-Sicherheits-Armaturengruppe		
83590310	Set Sicherheitstemperaturbegrenzer und Maximal-Druckbegrenzer		321
81370440	Minimal-Druckbegrenzer		158
81687210	Ringdrosselklappe mit Stellmotor	DN 100	644
5074550	Abgasschalldämpfer	DN 250	543
54004294	Abgasrohr-Abdichtungsmanchette	DN 250	58
80423060	Brenner Schalldämpferhaube	SH I	1.365
5963894	Körperschalldämpfer		353
	Kesselunterbau		
	Brennerplattenbohrung		118
Summe (brutto)			19.051

Tabelle 5-36: Kosten für Ölkessel mit 490 kW

Es ergibt sich eine Nettosumme von **16.424,- €** bei einem Mehrwertsteuersatz von derzeit 16 %.

⁴⁶ [S-BBT]

Position Erläuterung

14. Die Kosten für die Pumpen des Nahwärmenetzes, sowie für das Zubehör in der Heizzentrale setzen sich wie folgt zusammen:

Bezeichnung	Einheit		Gesamtkosten
Hydraulische Anbindung Kessel und Pufferspeicher	Arbeitszeit	2 Mann 6 Wochen	
Kosten Hydraulische Anbindung Kessel	€		16.800
Verrohrung in der Heizzentrale mit Wärmedämmung	m	40	
Rohr KMR DN 150 mit Wärmedämmung	€/m	145,20	
Kosten Verrohrung in der Heizzentrale mit Wärmedämmung	€		5.808
Pumpen im Netz	Stück	2	
Kosten Pumpen im Netz	€/Stück	5.200	
Kosten Pumpen im Netz	€		10.400
Pumpen in Heizzentrale	Stück	6	
Kosten Pumpen in Heizzentrale	€/Stück	1.500	
Kosten Pumpen in Heizzentrale	€		9.000
Druckhalteanlagen	Stück	1	
Kosten Druckhalteanlagen	€/Stück	6.700	
Kosten Druckhalteanlagen	€		6.700
Ausdehnungsgefäße	Stück	4	
Kosten Ausdehnungsgefäße	€/Stück	7.500	
Kosten Ausdehnungsgefäße	€		30.000
Elektroinstallationen für Schaltschränke und Regelungen	Arbeitszeit	2 Mann 2 Wochen	
Kosten Elektroinstallationen für Schaltschränke und Regelungen	€		5.600
Absperrschieber	Stück	16	
Kosten Absperrschieber	€/Stück	280	
Kosten Absperrschieber	€		4.480
Abgasanlage (Schornstein, 14 m hoch, 3 Abzüge)	€		25.000
Sicherheitseinrichtungen	Stück	6	
	€/Stück	600	
	€		3.600
Gesamtkosten	€		117.388
Kosten je Arbeitsstunde	€		35
Arbeitszeit je Woche	h		40

Tabelle 5-37: Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale

Position Erläuterung

15. Die Größe des Bunkers wurde auf 90 m³ festgelegt. Die Kosten gliedern sich wie folgt:

Erdaushub (6,35 m*5,35 m*3,35 m) in [m ³]	114	Schotterstärke 0,1m; Wandstärke Beton 0,25 m Erdaushub*25 €/m ³	2.845 €
Brennstoffbunker betonieren [Seitenwände 2 Stück] 6 m*3 m*0,25 m =18 m ³ + [Rückwand 1 Stück]+5 m*3 m*0,25 m=3,75 m ³ [Boden- und Abdeckplatte je 1 Stück] 6 m*5 m*0,15 m= 9 m ³ => 30,75 m ³	31	Wandstärke Beton 0,25 m; Abtrennung zur Siloaustragung 0,15 m Wandstärke; Stahlbetonpreis 320 €/m ³	9.840 €
Ausfüllung mit Schotter [2 Seitenwände] 6,35 m*3,35 m*0,1m =4,2 m ³ + [Rückwand] 5,35 m*3,35 m*0,1m=1m ³ + [Bodenplatte] 6,5 m*5,5 m*0,1 m=3,6	9	Schotterstärke 0,1 m Schotterpreis 30 €/m ³	264 €
Summe			12.949 €

Tabelle 5-38: Bunker Energiegetreide

16. Die Dimensionierung unter Punkt 2.2.5 ergab eine Größe von ca. 60 m³ für den Ölerdtank. Ein vorliegendes Angebot der Firmen Steinhauser⁴⁷ und Appenzeller⁴⁸ über 22.424,60 € für die Tankanlage und 32.740,75 € für die Tiefbauarbeiten für einen 100 m³ Tank kann lt. Auskunft vom 06. Juni 2006 können durch den Einsatz eines kleineren Tanks Kosten in Höhe von 4.200,- € für den Tank und ca. 3.000,- € für die Bauarbeiten eingespart werden. Die Kosten für den Ölerdtank belaufen sich somit auf ca. **48.000,- €**
17. Summe der Positionen 9 bis 16 (ohne Nr. 11)
18. Die Zusammenfassung der Kosten für die Hauptleitungen zeigt die folgende Tabelle. Die Daten zur Berechnung finden Sie im Anhang in Tabelle 5-2 und Tabelle 5-59.

⁴⁷ [S-STH]

⁴⁸ [S-APP]

Position Erläuterung

zu Nr. 18

Hauptleitungen mit Oberflächenwiederherstellung			
DN	Länge [m]	Kosten [€/m]	Kosten [€]
KMR DN 25	24	299,10	7.178,40
KMR DN 40	123	301,70	37.109,10
KMR DN 50	374	315,00	117.810,00
KMR DN 65	509	338,50	172.296,50
KMR DN 80	183	364,60	66.721,80
KMR DN 100	406	416,70	169.180,20
KMR DN 125	0	465,30	-
KMR DN 150	327	509,20	166.508,40
Summe			736.804,40
Hauptleitungen ohne Oberflächenwiederherstellung			
KMR DN 100	140	311,90	43.666,00
KMR DN 150	170	389,00	66.130,00
Summe			109.796,00
Gesamtsumme			846.600,40

Tabelle 5-39: Kosten Hauptleitungen

19. Die Kosten für die Hausanschlüsse können im Anhang unter Tabelle 5-3 bis Tabelle 5-5 detailliert und Tabelle 5-60 eingesehen werden. Die Zusammenfassung nach Straßen, die benötigte Zahl der Anschlüsse und die Kosten zeigt die folgende Tabelle.

Straße	Anzahl	Kosten [€]
Hauptstr.	25	49.855 €
Langgasse	18	35.417 €
Kirchgasse	12	24.528 €
Bienengarten	8	16.116 €
Schulstr.	12	23.731 €
Schafgraben	9	17.226 €
Gäßling	5	9.772 €
In der Lehmkaul	4	7.752 €
Am Mühlteich	10	19.886 €
Mühlweg	2	4.177 €
In den Schafäckern	7	13.576 €
Summe		222.036 €

Tabelle 5-40: Kosten Hausanschlüsse

20. Die Kosten für die Hausübergabestationen werden mit 2.000,- € je Station angenommen. Die Montagekosten je Hausanschlussstation werden mit 600,- € angesetzt. Zum Anschluss der 112 Gebäude ist also eine Investitionssumme von **291.200,- €** erforderlich.

Position	Erläuterung
21.	Die Kosten für einen Pufferspeicher der Firma Lopper ⁴⁹ mit einem Volumen von 15.200 l inklusive Isolierung betragen 12.195,- €. Für Transport, Aufstellung und Anschluss werden 2.000,- € veranschlagt. Somit ergibt sich eine Summe von 14.195,- €
22.	Die Kosten für Planung und Inbetriebnahme des Nahwärmenetzes wurden mit einem Betrag von 70.000,- € angenommen (ca. 5 % der Investitionssumme für das Nahwärmenetz).
23.	Ein Teilschulderlass wird nach KfW Programm 128 ⁵⁰ erlassen „Für ein im Rahmen der Investition zur Errichtung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse zu errichtendes Nahwärmenetz wird zusätzlich ein Teilschulderlass in Höhe von 50 EUR / m Rohrleitung bei einem nachgewiesenen Mindestwärmeabsatz von 1,5 MWh / Jahr und Meter Rohrlänge gewährt, höchstens jedoch 550.000 EUR.“ ⁵⁰ Das Programm wurde nach Auskunft des Infocenters der KfW Förderbank ⁵¹ zum 31.12.2005 zunächst für Neuanträge geschlossen. Laut telefonischer Auskunft besteht evtl. (bei einer Wiederaufnahme des Programms) die Möglichkeit auf eine Förderung für einen Anteil des Nahwärmenetzes in Höhe der Anteiligen Wärmeversorgung durch HHS oder Grünschnitt. Die Berücksichtigung eines Betrages für einen Teilschulderlass wird somit nicht durchgeführt, jedoch soll die Position zur Erinnerung (bei einer Realisierung) in der Kalkulation erhalten bleiben.
24.	Die Summe aus den Positionen 18 bis 22
25.	Summe der Gesamtinvestition aus den Positionen 8, 17 und 24
26.	Der Zuschlag für Unvorhergesehenes wird mit der Investitionssumme 5 % angesetzt.
27.	Prozentualer Wert aus Nr. 26 multipliziert mit Nr. 25
28.	Summe der Positionen 8, 17, 24 und 27

⁴⁹ [S-LOP]

⁵⁰ [S-KFW-128]

⁵¹ [S-KFW]

Position	Erläuterung
29.	Der Eigenstrombedarf einer Anlage mit entsprechender Größe liegt lt. E-Mail der Firma Novatech zwischen 5 bis 10 %/a der Stromproduktion. Es wird daher ein Wert von 5 %/a, von der produzierten Strommenge von 2.632.987 kWh/a angenommen.
30.	Der Strompreis für extern bezogenen Strom wird mit einem Betrag von 0,15 €/kWh angenommen.
31.	Multiplikation der benötigten Strommenge mit dem Strompreis je Einheit.
32.	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden mit einem Satz von 3 %/a ⁵² von den Investitionskosten für die Biogasanlage angenommen.
33.	Prozentualer Wert aus Nr. 32 multipliziert mit Nr. 8
34.	Für die analytische Betreuung der Biogasanlage durch ein Labor muss mit Kosten in Höhe von 0,2 Cent/kWh gerechnet werden. Auskunft von Firma Schmack Biogas AG für das Untersuchungsprogramm Standard. Bei einer produzierten Jahresmenge von 2.632.987 kWh/a entstehen somit Kosten in Höhe von 5.266 €/a .
35.	Die Versicherungskosten werden mit einem Satz von 0,5 %/a auf die Investitionskosten der Biogasanlage angenommen.
36.	Prozentualer Wert aus Nr. 35 multipliziert mit Nr. 8
37.	Die Kosten für die Rohstoffe werden über eine Kalkulation der Herstellungskosten nach Angabe der LWK berechnet.

⁵² http://www.landwirtschaft.sachsen.de/lfl/publikationen/download/1361_1.pdf, 31. Mai 2006, 11:32 Uhr

Position Erläuterung

zu Nr. 37

Position	Fläche	Erntemenge	Erntemenge	Herstellungskosten	Kosten im Einkauf	Betrag
	[ha]	[FM t/ha]	[FM t/a]	[€/ha]	[€/t FM]	
Triticale GPS	60	45	2.700	1.000 €	22,22 €	60.000 €
Silomais	100	40	4.000	1.150 €	28,75 €	115.000 €
Luzerne 3 Schnitte	40	50	2.000	980 €	19,60 €	39.200 €
fkP						300 €
	Menge					
	[m³/a]				[€/m³]	
Gülle	4.500				- €	- €
Wasser	6.100				5,00 €	30.500 €
Summe	10.800					245.000 €

Tabelle 5-41: Kosten der Rohstoffe für die Biogasanlage

38. Die Lohnkosten für die Betreuung der Biogasanlage (Störungsbeseitigung und tägliche Kontrollgänge sowie die Notierung der Zählerstände) stellt sich wie folgt dar:

Position	Einheit	Wert	Betrag
Arbeitsaufwand (Betreuung Anlage) pro Tag	[h/d]	2	
Lohnkosten	[€/h]	35	
Lohnkosten pro Tag	[€/d]		70 €
Betreuungstage pro Jahr	[d]	365	
jährliche Lohnkosten	[€/a]		25.550 €

Tabelle 5-42: Kosten Betreuung Biogasanlage

39. Die Kosten für die Feststoffeinbringung setzen sich wie folgt zusammen:

Position	Einheit	Wert	Betrag
jährlicher Input Feststoffe	[m³/a]	7.859	
Kapazität Lader pro Schaufel	[l]	500	
Fahrten Silo-Eintragsystem	[Anzahl]	15.718	
Fahrten pro Tag	[Anzahl]	43	
benötigte Zeit	[min/Fahrt]	1	
Maschinenstundensatz		60	
Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage			15.718,06 €

Tabelle 5-43: Kosten Feststoffeinbringung Biogasanlage

Position Erläuterung

40. Die Kosten für die Gärrestausbringung zeigt die folgende Tabelle.

Position	Einheit	Wert	Betrag
Anfallende Menge Gärrest	m ³	19.259	
Anfallende Menge Gülle+Mist aus regulärem Betrieb	m ³	5.300	
zusätzlich auszubringende Menge Gärrest	m ³	13.959	
Kosten Gärrestausbringung	€/m ³	2,90	
Kosten Gärrestausbringung			40.481,19 €

Tabelle 5-44: Kosten Gärrestausbringung Biogasanlage

- 41. Summe aus den Positionen 31, 33, 34 und 36 bis 40
- 42. Die Kosten für die Wartung und Instandhaltung werden mit Hilfe einer Ausgleichsfunktion ermittelt. Es ergibt sich ein Wert von 0,0135 €/kWh.
- 43. Die erzeugte Strommenge wird aus dem Energiegehalt der erzeugten Biogasmenge unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrades des BHKW berechnet.
- 44. Multiplikation von Nr. 39 und Nr.40
- 45. Entspricht Nr. 44
- 46. Der Prozentsatz von 1,3 %/a für die Instandhaltung der Hausanschlüsse stammt aus [HEF-03], S. 81. Die Kosten für die Ablesung der Wärmemengenzähler wird mit 50,- € pro Station angesetzt, was zusätzlichen Kosten in Höhe 5.600,- €/a (bei 112 Stationen) entspricht.
- 47. Prozentualer Wert aus Nr. 43 multipliziert mit Nr. 17 plus 5.600,- €/a für die Ablesung der Wärmemengenzähler.
- 48. Der Prozentsatz von 1,0 %/a für die Instandhaltung des Nahwärmenetzes stammt aus [HEF-03], S. 81.
- 49. Prozentualer Wert aus Nr. 45 multipliziert mit Nr. 18
- 50. Wert übernommen aus [HEF-03], S. 81 gleich 0,24 €/MWh
- 51. Heizwärmebedarf (thermisch) zur Versorgung des Netzes inklusive aller Verlustzuschläge.
- 52. Nr. 47 multipliziert mit Nr. 48
- 53. Summe aus Position 47, 49 und 52

Position	Erläuterung
54.	Die Menge an Getreide, zur Deckung der erforderlichen 2.369.000 kWh wurde bereits in Tabelle 2-18 durchgeführt und ergab eine Menge von 474 t Wird dazu noch der Kesselwirkungsgrad von ca. 87 % berücksichtigt, wird eine Menge von ca. 540 t/a benötigt.
55.	Der Preis für das Energiegetreide wird mit 100 €/t angesetzt. Lt. Landwirtschaftskammer betrug der Ø-Preis für Triticalekörner in den letzten 5 Jahren 91,4 €/t. Mit einem Preis von 100 €/t sollen die Transportkosten mitberücksichtigt sein.
56.	Multiplikation von Nr. 54 mit Nr. 55
57.	Die anfallende Kesselasche wird ausgebracht.. Bei einer Menge von 540 t/a und einem Ascheanteil von ca. 2,06 % ergibt sich somit eine jährliche Aschemenge von ca. 11,3 t/a. Der Grobascheanteil (zur Ausbringung geeignet) beträgt ca. 85 % was ca. 9,5 t/a entspricht.
58.	Die Ascheausbringung erfolgt mit der Ausbringung des Gärrestes. Es wird daher der gleiche Maschinenstundensatz wie für die Gärrestausbringung angenommen. Ausbringungskosten (lt. Angaben des Maschinen- und Betriebshilfsringes) pro Tonne Mist/Klärschlamm/Gärrest 4,50 €/t.
59.	Multiplikation von Nr. 56 mit Nr. 57
60.	Die Aschemenge zur Entsorgung beträgt ca. 1,8 t/a oder ca. 3,5 m ³ /a bei einem Aschegewicht von 500 kg/m ³ .
61.	Die Entsorgungskosten betragen lt. Auskunft der Firma Schückler ⁵³ ca. 250,- €/t.
62.	Multiplikation von Nr. 60 mit Nr. 61
63.	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf 2,5 %/a von den Investitionskosten (Nr. 8) festgelegt.
64.	Prozentualer Wert aus Nr. 63 multipliziert mit Nr. 10

⁵³ [S-SCH]

Position	Erläuterung
65.	Die Kosten für die Emissionsmessung bei der Verwendung von Energiegetreide belaufen sich auf ca. 3.000,- € pro Messung ⁵⁴ . Es wurde eine jährliche Messung angenommen.
66.	Dreimalige Begehung pro Jahr, bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von festen Brennstoffen. Kosten pro Begehung gleich 62,12 € ⁵⁵ ergibt ca. 186 €/a.
67.	Kosten lt. Angabe von [HEF-03], S. 81 gleich 1,25 €/MW
68.	Wert lt. Berechnung aus Tabelle 2-17
69.	Multiplikation von Nr. 67 und Nr. 68
70.	Wert aus Tabelle 2-18
71.	Als Preis für den Brennstoff Heizöl wir ein Wert von 0,64 €/l netto inkl. Lieferung angenommen.
72.	Multiplikation von Nr. 70 und Nr. 71
73.	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden auf 2,5 % von den Investitionskosten (Nr. 12 + Nr.13).festgelegt.
74.	Prozentualer Wert aus Nr. 73 multipliziert mit Summe aus Nr. 12 und Nr. 13.
75.	Einmalige Begehung pro Jahr bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von Heizöl. Kosten pro Begehung 38,26 €/a. ⁵⁶ .
76.	Einmalige Messung pro Jahr. Kosten je Messung bei einer Leistung von größer als 115 kW und der Nutzung von Heizöl 34,45 €/a. ⁵⁷ .
77.	Kosten lt. Angabe von [HEF-03], S. 81 gleich 0,75 €/MW
78.	Wert lt. Berechnung aus Tabelle 2-17
79.	Multiplikation von Nr. 77 und Nr. 78
80.	Summe aus Positionen Nr. 56, 59, 62, 64-66, 69, 72, 74-76, und 79

⁵⁴ [S-WND]

⁵⁵ [S-STR]

⁵⁶ [S-STR]

⁵⁷ [S-STR]

Position Erläuterung

81. Es wurde davon ausgegangen, dass 10 % Eigenkapital vorhanden sein müssen um Kredite bewilligt zu bekommen. Das Eigenkapital wird dem Unternehmen zinslos zur Verfügung gestellt
- Es wird angenommen, dass für das Fremdkapital ein Zinssatz von 5 %/a über die gesamte Laufzeit zu zahlen ist.

Investitionssumme	3.825.431 €	
EK-Anteil	10%	382.543 €
FK-Anteil	90%	3.442.888 €
Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
276.266 €	19.127 €	295.393 €
Nebenrechnung		
Zins	5,00%	
Nutzungsdauer [a]	20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,080	

Tabelle 5-45: Annuität, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

82. Entspricht Nr. 81
83. Für Steuerberatung und Buchführung wurde eine Pauschale von 4.000,- €/a angenommen.
84. Für Verwaltung der Anlage (z. B. Rohstoffbeschaffung, Kundenbetreuung, Rechnungsstellung ...) wird ein Prozentsatz von 2 %/a vom Umsatz angenommen.
85. Prozentualer Wert aus Nr. 84 multipliziert mit Erträgen aus Strom- und Wärmeverkauf (Kapitel 2.3.4).
86. Summe aus Nr. 83 und Nr. 85
87. Summe aus Nr. 41, 45, 53, 80, 82 und 86

5.2.4. Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

Investitionen						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
1	Grundstückskosten	[€]		18.000		
2	Erschließungskosten	[€]		50.000		
3	komplette Anlage	[€]		867.500		
4	Silos	[€]		205.500		
5	BHKW	[€]		320.000		
6	Netzanschluss	[€]		59.750		
7	Planung + Inbetriebnahme	[€]		150.000		
8	Summe	[€]		1.670.750		50,8%
Spitzenlastkessel						
9	Halle inkl. Befestigung Betriebsgelände	[€]		80.570		
10	HHS-, Grünschnitt-, Energiekornkessel + Planung + Genehmigung	[€]		222.877		
11	Teilschulderlass	[€]		0		
12	Ölkessel 1.120 kW	[€]		30.279		
13	Ölkessel 490 kW	[€]		16.424		
14	Pumpen Nahwärmenetz + Zubehör Heizzentrale	[€]		117.388		
15	Bunkerkosten	[€]		12.949		
16	Ölertank	[€]		48.000		
17	Summe	[€]		528.486		16,1%
Nahwärmenetz						
18	Hauptleitungen mit Verlegung	[€]		846.600		
19	Hausanschlüsse mit Verlegung	[€]		0		
20	Hausübergabestationen mit Montage	[€]		0		
21	Pufferspeicher	[€]		14.195		
22	Planung+Inbetriebnahme	[€]		70.000		
23	Teilschulderlass	[€]		0		
24	Summe	[€]		930.795		28,3%
25	Summe	[€]			3.130.031	
26	Zuschlag für Unvorhergesehenes	[%]	5,00			
27	Betrag	[€]		156.502		4,8%
28	Summe	[€]			3.286.533	100,0%

Tabelle 5-46: Investition Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Biogasanlage						
29	Strombedarf	[kWh/a]	197.474			
30	Strompreis	[€/kWh]				
31	Stromkosten	[€/a]		29.621		
32	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	3			
33	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		50.123		
34	Analytische Betreuung	[€/a]		5.266		
35	Versicherung Biogasanlage	[%/a]	1			
36	Versicherung Biogasanlage	[€/a]		8.354		
37	Rohstoffkosten	[€/a]		232.800		
38	Kosten Betreuung Biogasanlage	[€/a]		25.550		
39	Kosten Feststoffeinbringung	[€/a]		15.718		
40	Kosten Ausbringung Gärsubstrat	[€/a]		40.481		
41	Summe	[€/a]		407.913		48,1%
BHKW						
42	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/kWh]	0,0135			
43	produzierte Kilowattstunden	[kWh/a]	2.632.987			
44	Wartung und Instandhaltung, inkl. Motortausch	[€/a]		35.545		
45	Summe	[€/a]		35.545		4,2%
Nahwärmenetz						
46	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[%/a]	1,30			
47	Instandhaltung Hausanschlüsse und Übergabestationen, inkl. jährliche Ablesung	[€/a]		12.272		
48	Instandhaltung Nahwärmenetz	[%/a]	1,00			
49	Instandhaltung Nahwärmenetz	[€/a]		8.466		
50	Strombedarf für Pumpen	[€/MWh]	0,24			
51	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	5.056			
52	Stromkosten	[€/a]		1.213		
53	Summe	[€/a]		21.952		2,6%

Tabelle 5-47: Jährliche Kosten I, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

Jährliche Kosten						
Nr.	Kategorie	Einheit	Wert	Betrag [€]	Summe [€]	Anteil
Spitzenlastkessel						
HHS-, Grünschnitt-, Energiegetreidekessel						
54	Menge Getreide	[t/a]	540			
55	Preis Getreide	[€/t]	100			
56	Kosten Getreide	[€/a]		54.000		
57	Ascheausbringung	[t/a]	9,50			
58	Ascheausbringung	[€/t]	4,50			
59	Ascheausbringung	[€/a]		43		
60	Ascheentsorgung	[t/a]	1,80			
61	Ascheentsorgung	[€/t]	250			
62	Ascheentsorgung	[€/a]		450		
63	Wartung und Instandhaltung	[%/a]	2,50			
64	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		5.572		
65	Emissionsmessung für Energiegetreide	[€/a]		3.000		
66	Reinigung Kamin	[€/a]		186		
67	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	1,25			
68	Megawattstunden (thermisch)	[MWh]	2.369			
69	Betriebsstromkosten	[€/a]		2.961		
Ölkessel						
70	Menge Brennstoff	[l/a]	59.230			
71	Preis Brennstoff	[€/l]	0,64			
72	Kosten Brennstoff	[€/a]		37.907		
73	Wartung und Instandhaltung (von Gesamtkosten der Neuanlage)	[%/a]	2,50			
74	Wartung und Instandhaltung	[€/a]		1.168		
75	Kaminfeger	[€/a]		38		
76	Emissionsmessung Ölkessel	[€/a]		34		
77	Betriebsstromkosten	[€/MWh]	0,75			
78	Megawattstunden (thermisch)	[MW]	592			
79	Betriebsstromkosten	[€/a]		444		
80	Summe	[€/a]		105.804		12,5%
Annuität						
81	Annuität (keine Förderung)	[€/a]		253.781		
82	Summe	[€/a]		253.781		29,9%
sonstige Kosten						
83	Steuerberatung und Buchführung	[€/a]		4.000		
84	Verwaltung (von Umsatz)	[%/a]	2,00			
85	Verwaltung	[€/a]		18.428		
86	Summe	[€/a]		22.428		2,6%
87	Summe	[€/a]		847.422		100%

Tabelle 5-48: Jährliche Kosten II, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

5.2.5. Förderung

Investitionssumme		3.922.201 €	
EK-Anteil		10%	392.220 €
FK-Anteil		90%	3.529.981 €
		Förderbetrag	verbleibendes FK
keine Förderung		- €	3.529.981 €
Förderung 10% von Invest		392.220 €	3.137.761 €
Förderung 20% von Invest		784.440 €	2.745.541 €
Förderung 30% von Invest		1.176.660 €	2.353.320 €
Förderung 40% von Invest		1.568.880 €	1.961.100 €
Förderung 50% von Invest		1.961.100 €	1.568.880 €
Förderung 60% von Invest		2.353.320 €	1.176.660 €
Förderung 70% von Invest		2.745.541 €	784.440 €
Förderung 80% von Invest		3.137.761 €	392.220 €
Förderung 90% von Invest		3.529.981 €	- €
	Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
keine Förderung	283.255 €	19.611 €	302.866 €
Förderung 10% von Invest	251.782 €	19.611 €	271.393 €
Förderung 20% von Invest	220.309 €	19.611 €	239.920 €
Förderung 30% von Invest	188.837 €	19.611 €	208.448 €
Förderung 40% von Invest	157.364 €	19.611 €	176.975 €
Förderung 50% von Invest	125.891 €	19.611 €	145.502 €
Förderung 60% von Invest	94.418 €	19.611 €	114.029 €
Förderung 70% von Invest	62.946 €	19.611 €	82.557 €
Förderung 80% von Invest	31.473 €	19.611 €	51.084 €
Förderung 90% von Invest	0 €	19.611 €	19.611 €
Nebenrechnung			
Zins		5,00%	
Nutzungsdauer		20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		0,080	
		0,06	
		20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		0,087	

Tabelle 5-49: Annuitäten bei Förderung, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

Investitionssumme		3.383.303 €	
EK-Anteil		10%	338.330 €
FK-Anteil		90%	3.044.973 €
		Förderbetrag	verbleibendes FK
keine Förderung		- €	3.044.973 €
Förderung 10% von Invest		338.330 €	2.706.642 €
Förderung 20% von Invest		676.661 €	2.368.312 €
Förderung 30% von Invest		1.014.991 €	2.029.982 €
Förderung 40% von Invest		1.353.321 €	1.691.651 €
Förderung 50% von Invest		1.691.651 €	1.353.321 €
Förderung 60% von Invest		2.029.982 €	1.014.991 €
Förderung 70% von Invest		2.368.312 €	676.661 €
Förderung 80% von Invest		2.706.642 €	338.330 €
Förderung 90% von Invest		3.044.973 €	- €
	Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
keine Förderung	244.336 €	16.917 €	261.253 €
Förderung 10% von Invest	217.188 €	16.917 €	234.105 €
Förderung 20% von Invest	190.039 €	16.917 €	206.956 €
Förderung 30% von Invest	162.891 €	16.917 €	179.808 €
Förderung 40% von Invest	135.742 €	16.917 €	152.659 €
Förderung 50% von Invest	108.594 €	16.917 €	125.511 €
Förderung 60% von Invest	81.445 €	16.917 €	98.362 €
Förderung 70% von Invest	54.297 €	16.917 €	71.214 €
Förderung 80% von Invest	27.148 €	16.917 €	44.065 €
Förderung 90% von Invest	0 €	16.917 €	16.917 €
Nebenrechnung			
Zins	5,00%		
Nutzungsdauer	20,00		
$i \cdot (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,080		
	0,06		
	20,00		
$i \cdot (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,087		

Tabelle 5-50: Annuitäten bei Förderung, HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden

Investitionssumme		3.825.431 €	
EK-Anteil		10%	382.543 €
FK-Anteil		90%	3.442.888 €
		Förderbetrag	verbleibendes FK
keine Förderung		- €	3.529.981 €
Förderung 10% von Invest		382.543 €	3.147.438 €
Förderung 20% von Invest		765.086 €	2.764.895 €
Förderung 30% von Invest		1.147.629 €	2.382.351 €
Förderung 40% von Invest		1.530.172 €	1.999.808 €
Förderung 50% von Invest		1.912.715 €	1.617.265 €
Förderung 60% von Invest		2.295.258 €	1.234.722 €
Förderung 70% von Invest		2.677.801 €	852.179 €
Förderung 80% von Invest		3.060.345 €	469.636 €
Förderung 90% von Invest		3.442.888 €	87.093 €
	Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
keine Förderung	276.266 €	19.127 €	295.393 €
Förderung 10% von Invest	245.570 €	19.127 €	264.697 €
Förderung 20% von Invest	214.874 €	19.127 €	234.001 €
Förderung 30% von Invest	184.177 €	19.127 €	203.305 €
Förderung 40% von Invest	153.481 €	19.127 €	172.608 €
Förderung 50% von Invest	122.785 €	19.127 €	141.912 €
Förderung 60% von Invest	92.089 €	19.127 €	111.216 €
Förderung 70% von Invest	61.392 €	19.127 €	80.520 €
Förderung 80% von Invest	30.696 €	19.127 €	49.823 €
Förderung 90% von Invest	0 €	19.127 €	19.127 €
Nebenrechnung			
Zins		5,00%	
Nutzungsdauer		20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		0,080	
		0,06	
		20,00	
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		0,087	

Tabelle 5-51: Annuitäten bei Förderung Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

Investitionssumme		3.286.533 €	
EK-Anteil		10%	328.653 €
FK-Anteil		90%	2.957.880 €
		Förderbetrag	verbleibendes FK
keine Förderung		- €	2.957.880 €
Förderung 10% von Invest		328.653 €	2.629.226 €
Förderung 20% von Invest		657.307 €	2.300.573 €
Förderung 30% von Invest		985.960 €	1.971.920 €
Förderung 40% von Invest		1.314.613 €	1.643.266 €
Förderung 50% von Invest		1.643.266 €	1.314.613 €
Förderung 60% von Invest		1.971.920 €	985.960 €
Förderung 70% von Invest		2.300.573 €	657.307 €
Förderung 80% von Invest		2.629.226 €	328.653 €
Förderung 90% von Invest		2.957.880 €	- €
	Annuität von FK mit Zinsen	Annuität von EK ohne Verzinsung	Summe
keine Förderung	237.348 €	16.433 €	253.781 €
Förderung 10% von Invest	210.976 €	16.433 €	227.409 €
Förderung 20% von Invest	184.604 €	16.433 €	201.037 €
Förderung 30% von Invest	158.232 €	16.433 €	174.665 €
Förderung 40% von Invest	131.860 €	16.433 €	148.293 €
Förderung 50% von Invest	105.488 €	16.433 €	121.921 €
Förderung 60% von Invest	79.116 €	16.433 €	95.549 €
Förderung 70% von Invest	52.744 €	16.433 €	69.177 €
Förderung 80% von Invest	26.372 €	16.433 €	42.805 €
Förderung 90% von Invest	0 €	16.433 €	16.433 €
Nebenrechnung			
Zins	5,00%		
Nutzungsdauer	20,00		
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,080		
	0,06		
	20,00		
$i * (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$	0,087		

Tabelle 5-52: Annuitäten bei Förderung, Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden

5.2.6. Sensitivitätsanalyse

NawaRo	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Preisveränderung											
Betrag	116.400	139.680	162.960	186.240	209.520	232.800	256.080	279.360	302.640	325.920	349.200
Ergebnis	31.729	8.449	-14.831	-38.111	-61.391	-84.671	-107.951	-131.231	-154.511	-177.791	-201.071
Gewinnänderung	23.280	23.280	23.280	23.280	23.280	0	23.280	23.280	23.280	23.280	23.280
Wärmepreis	0,086	0,092	0,097	0,103	0,108	0,114	0,120	0,125	0,131	0,136	0,142
Veränderung					5,4%	0,0%	4,9%				
Grünschnitt											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	7.200	8.640	10.080	11.520	12.960	14.400	15.840	17.280	18.720	20.160	21.600
Ergebnis	-77.471	-78.911	-80.351	-81.791	-83.231	-84.671	-86.111	-87.551	-88.991	-90.431	-91.871
Gewinnänderung	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	0	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440
Wärmepreis	0,112	0,113	0,113	0,113	0,114	0,114	0,114	0,115	0,115	0,115	0,116
Veränderung					0,3%	0,0%	0,3%				
HHS											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	27.600	33.120	38.640	44.160	49.680	55.200	60.720	66.240	71.760	77.280	82.800
Ergebnis	-57.071	-62.591	-68.111	-73.631	-79.151	-84.671	-90.191	-95.711	-101.231	-106.751	-112.271
Gewinnänderung	5.520	5.520	5.520	5.520	5.520	0	5.520	5.520	5.520	5.520	5.520
Wärmepreis	0,107	0,109	0,110	0,111	0,113	0,114	0,115	0,117	0,118	0,119	0,121
Veränderung					1,2%	0,0%	1,2%				
Heizöl											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	20.138	24.166	28.193	32.221	36.249	40.276	44.304	48.332	52.359	56.387	60.415
Ergebnis	-84.833	-68.860	-72.888	-76.916	-80.943	-84.971	-88.999	-92.726	-96.754	-100.782	-104.809
Gewinnänderung	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	0	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028
Wärmepreis	0,109	0,110	0,111	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,117	0,118	0,119
Veränderung					0,9%	0,0%	0,8%				

Tabelle 5-53: Sensitivitätsanalyse bei Inbetriebnahme 2008, HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor

NawaRo											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	116.400	139.680	162.960	186.240	209.520	232.800	256.080	279.360	302.640	325.920	349.200
Ergebnis	96.621	73.341	50.061	26.781	3.501	-19.779	-43.059	-66.339	-89.619	-112.899	-136.179
Gewinnänderung	23.280	23.280	23.280	23.280	23.280	0	23.280	23.280	23.280	23.280	23.280
Wärmepreis	0,071	0,076	0,082	0,087	0,093	0,098	0,104	0,110	0,115	0,121	0,126
Veränderung					6,37%	0,00%	5,65%				
Energiegetreide											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	27.000	32.400	37.800	43.200	48.600	54.000	59.400	64.800	70.200	75.600	81.000
Ergebnis	7.221	1.821	-3.579	-8.979	-14.379	-19.779	-25.179	-30.579	-35.979	-41.379	-46.779
Gewinnänderung	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400	0	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
Wärmepreis	0,092	0,093	0,095	0,096	0,097	0,098	0,100	0,101	0,102	0,104	0,105
Veränderung					1,35%	0,00%	1,31%				
Heizöl											
Preisveränderung	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Betrag	20.138	24.166	28.193	32.221	36.249	40.276	44.304	48.332	52.359	56.387	60.415
Ergebnis	360	-3.668	-7.696	-11.723	-15.751	-19.779	-23.808	-27.834	-31.862	-35.889	-39.917
Gewinnänderung	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	0	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028
Wärmepreis	0,094	0,095	0,096	0,097	0,097	0,098	0,099	0,100	0,101	0,102	0,103
Veränderung					1,00%	0,00%	0,98%				

Tabelle 5-54: Sensitivitätsanalyse bei Inbetriebnahme 2008, Energiegetreide, Finanzierung durch Investor

5.2.7. Ölpreisveränderung

HHS/Grünschnitt, Finanzierung durch Investor												
Heizölpreis je Liter [€/l]	0,34	0,41	0,48	0,54	0,61	0,68	0,75	0,82	0,88	0,95	1,02	1,09
Kosten für Heizöl [€/a] bei einem Verbrauch von 59.230 l/a	20.138	24.166	28.193	32.221	36.249	40.276	44.304	48.332	52.359	56.387	60.415	64.442
Ergebnis	-64.533	-68.560	-72.588	-76.616	-80.643	-84.671	-88.699	-92.726	-96.754	-100.782	-104.809	-108.837
Gewinnänderung [€]	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	0	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028
Wärmepreis [€/kWh]	0,109	0,110	0,111	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,117	0,118	0,118	0,119
HHS/Grünschnitt, HA und HÜ durch Kunden												
Heizölpreis je Liter [€/l]	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
Kosten für Heizöl [€/a] bei einem Verbrauch von 59.230 l/a	14.808	17.769	20.731	23.692	26.654	29.615	32.577	35.538	38.500	41.461	44.423	47.384
Ergebnis	-17.589	-20.551	-23.512	-26.474	-29.435	-32.397	-35.358	-38.320	-41.281	-44.243	-47.204	-50.166
Gewinnänderung [€]	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962	0	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962
Wärmepreis [€/kWh]	0,098	0,099	0,100	0,100	0,101	0,102	0,103	0,103	0,104	0,105	0,105	0,106
Energiegetreide, Finanzierung durch Investor												
Heizölpreis je Liter [€/l]	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
Kosten für Heizöl [€/a] bei einem Verbrauch von 59.230 l/a	14.808	17.769	20.731	23.692	26.654	29.615	32.577	35.538	38.500	41.461	44.423	47.384
Ergebnis	-35.923	-38.884	-41.845	-44.807	-47.769	-50.730	-53.692	-56.653	-59.615	-62.576	-65.538	-68.499
Gewinnänderung [€]	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962	0	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962	2.962
Wärmepreis [€/kWh]	0,093	0,094	0,094	0,095	0,096	0,096	0,097	0,098	0,098	0,099	0,100	0,101
Energiegetreide, HA und HÜ durch Kunden												
Heizölpreis je Liter [€/l]	0,34	0,41	0,48	0,54	0,61	0,68	0,75	0,82	0,88	0,95	1,02	1,09
Kosten für Heizöl [€/a] bei einem Verbrauch von 59.230 l/a	20.138	24.166	28.193	32.221	36.249	40.276	44.304	48.332	52.359	56.387	60.415	64.442
Ergebnis	360	-3.668	-7.696	-11.723	-15.751	-19.779	-23.806	-27.834	-31.862	-35.890	-39.917	-43.945
Gewinnänderung [€]	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	0	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028	4.028
Wärmepreis [€/kWh]	0,093	0,094	0,094	0,095	0,096	0,096	0,097	0,098	0,098	0,099	0,100	0,101

Tabelle 5-55: Ölpreisveränderung

Kostenschätzung Vererdungsbecken Bioenergiedorf St. Alban					
Nr.	Beschreibung	Wert	Einheit	Betrag	Summe
1	Baustelleneinrichtung	1	psch	5.000 €	5.000 €
2	Erdarbeiten (Boden lösen, fördern, in Mieten zwischenlagern und wieder einbauen)	6300	[m³]	10 €	63.000 €
3	Vererdungs- und Humifizierungsstufen (VHS)	4200	[m³]	65 €	273.000 €
4	Pumpentechnik für Zulaufsubstrat und Füllstandsmessung in vorhandenem (?) Stahlbehälterbauwerk inkl. Steuerung	1	[Stück]	20.000 €	20.000 €
5	Filtratsammelschacht inkl. Pumpwerk und Pumpensteuerung	1	[Stück]	10.000 €	10.000 €
6	Betriebswege (Schotterrasen)	1500	[m²]	10 €	15.000 €
7	sonstige Nebenkosten (elektrotechnische Anschlüsse und sonstiges)	1	psch	10.000 €	10.000 €
Gesamtsumme Baukosten Vererdungsbecken					396.000 €
8	Ingenieurhonorar nach HOAI (Phasen 1-9)	1	psch	33.000 €	33.000 €
Gesamtsumme Investitionskosten Vererdungsbecken					429.000 €
9	Größe bisher geplantes Gärrestlager für 180 Tage Lagerkapazität	8548	[m³]		
10	Kosten für gasdichtes Gärrestlager		[€/m³]	15,00 €	
11	Kosten für gasdichtes Gärrestlager				128.220 €
12	Größe neu geplantes Gärrestlager für 14 Tage Lagerkapazität	665	[m³]		
13	Kosten für gasdichtes Gärrestlager		[€/m³]	15,00 €	
14	Kosten für gasdichtes Gärrestlager				9.975 €
Einsparung an Investitionskosten					118.245 €
Gesamtsumme Investitionskosten Vererdungsbecken mit Verrechnung der Einsparungen					310.755 €
als jährliche Annuität			[€/a]	24.936 €	
Nebenrechnung					
	Zins			5,00%	
	Nutzungsdauer			20,00	
	$i \cdot (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$			0,080	

Tabelle 5-56: Investitionskosten Vererdungsanlage⁵⁸

⁵⁸ Daten der Positionen Nr. 1 bis Nr. 8 von [S-ARE], Wert der Positionen Nr. 10 und Nr. 14 von [I-FNR] <http://fnr-server.de/cms35/fileadmin/allgemein/pdf/veranstaltungen/dechema2006/Praesentationen/Popp-Biogas-Dechema.ppt>, 07. Juli 2006, 13:24 Uhr

Nr.	Art der Kosten	Anzahl	Einheit	Einzelpreis	Gesamtpreis
	Eigenüberwachung, Kontrolle und Pflege				
	Anlagenüberwachung				
1	tägliche Anlagenkontrolle (ca. 3 h / Woche) durch Vor-Ort-Personal nach Einweisung	160	[h]	35 €	5.600 €
	Technische Wartung/ Einstellungen (monatlich)				
2	Kontrolle aller Anlagenteile, Technische Kontrolle der Maschinen, Überprüfung und Justierung der zu steuernden Anlagenteile inkl. Anfahrt	12	pausch	300 €	3.600 €
	Landwirtschaftliches Humussubstrat ausbaggern und ausbringen				
3	Humussubstrat ausbaggern und lagern	3560	[m³]	3,50 €	12.460 €
4	Optional: Zuschlagsstoffe einmischen (1 Mal)	3560	[m³]	1,50 €	0 €
5	Humussubstrat fördern und verladen	3560	[m³]	1,50 €	5.340 €
6	Humussubstrat landwirtschaftlich verwerten (Umkreis von max. 5 km)	3560	[m³]	3,00 €	10.680 €
7	Einkünfte aus Verkauf des hochwertigen Humus- und Nährstoffssubstrats	3560	[m³]	0 €	0 €
	Technische Anlagenteile, Maschinenkosten				
8	Instandhaltungskosten: Technische Anlagenteile mit starker Beanspruchung	1	pauschal	1.000 €	1.000 €
	Energiekosten				
9	Energiekosten für elektrische Anlagenteile (Pumpen, Belüftung, Motorschieber KW bei 2 cbm/h)	3000	[kWh]	0,15 €	450 €
	Mikrobielle Animpfung				
10	Bakterien für mikrobielle Animpfung zur Optimierung der klärtechnischen Prozesse (Jahresbedarf)	4200	[l]	0,70 €	2.940 €
11	Betriebskosten		[€/a]		42.070
11	Anfallende Menge Gülle+Mist aus regulärem Betrieb		[m³]	5.300	
12	Kosten Gärrestausbringung für Landwirt		[€/m³]	2,90	
13	Kosten Gärrestausbringung für Landwirt		[€/a]		15.370
14	Betriebskosten nach Verrechnung				26.700
15	Jahreskosten ursprüngliche Szenarien		[€/a]		58.781
16	Jahreskosten neue Anlage inkl. Annuität		[€/a]		51.636
17	Kosteneinsparung		[€/a]		7145
18	Wärmepreiseinsparung		[€/kWh]		0,0017

Tabelle 5-57: Betriebskosten Vererdungsbecken und Gärrestausbringung⁵⁹

⁵⁹ Daten der Positionen Nr. 1 bis Nr. 11 von [S-ARE]

5.3. Anhang 3: Datenmaterial

Programm Nr.	Anmerkung	max. Laufzeit [a]	max. Tilgungsfreie Zeit [a]	max. Zinsbindungsfrist [a]	Auszahlungskurs [%]	max. Zinssatz nominal [%/a]	max. Zinssatz effektiv [%/a]	Bereitstellungsprovision in [%/ p.M.]
128	Preisklasse A	20	3	10	96	3,35	3,96	0,25
128	Preisklasse B	20	3	10	96	3,70	4,33	0,25
128	Preisklasse C	20	3	10	96	4,00	4,65	0,25
128	Preisklasse D	20	3	10	96	4,30	4,96	0,25
128	Preisklasse E	20	3	10	96	4,80	5,50	0,25
128	Preisklasse F	20	3	10	96	5,50	6,25	0,25
128	Preisklasse G	20	3	10	96	6,20	7,00	0,25

Tabelle 5-58: Darlehensbedingungen KfW⁶⁰

⁶⁰ [I-KfW], http://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionen/Ausgabe_3_Foerderbank.html, 18. April 2005, 15:09 Uhr

KM-Rohr mit Abzweigungen und Richtungsänderungen alle 50 m									
DN	Tiefbau	Material	Verlegung	Isolierung	Summe Verlegung	Baunebenkosten	Gesamt ohne Oberfläche	Oberflächenwiederherstellung	Gesamt mit Oberfläche
	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]	[€m]
KMR DN 25	55,70	44,00	32,20	19,90	151,90	64,40	216,30	82,80	299,10
KMR DN 40	58,80	47,00	29,70	14,80	150,30	66,00	216,30	85,40	301,70
KMR DN 50	61,40	49,60	32,70	15,30	159,00	67,50	226,50	88,50	315,00
KMR DN 65	64,40	55,20	39,40	16,40	175,40	70,60	245,90	92,50	338,50
KMR DN 80	68,00	63,90	45,50	17,40	194,80	73,60	268,40	96,10	364,60
KMR DN 100	76,70	83,90	52,20	18,90	231,60	80,30	311,90	104,80	416,70
KMR DN 125	84,90	102,30	58,80	20,50	266,40	84,40	350,70	114,50	465,30
KMR DN 150	91,00	125,80	68,50	19,40	304,70	84,40	389,10	120,20	509,20

Tabelle 5-59: Kosten KMR⁶¹

⁶¹ [FHI-98], S. A55 (Ausschnitt, alle Preise in € umgerechnet)

PMR/PEX-Rohr mit Abzweigungen und Richtungsänderungen alle 50 m									
DN	Tiefbau	Material	Verlegung	Isolierung	Summe Verlegung	Baunebenkosten	Gesamt ohne Oberfläche	Oberflächenwiederherstellung	Gesamt mit Oberfläche
	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]	[€/m]
PMR DN 15	38,30	22,50	3,10	4,60	68,50	45,00	113,50	62,90	176,40
PMR DN 20	38,30	25,60	3,10	5,10	72,10	45,00	117,10	62,90	180,00
PMR DN 22	38,30	28,10	3,10	5,10	74,60	45,00	119,60	62,90	182,50
PMR DN 25	38,30	31,70	3,10	5,10	78,20	45,00	123,20	62,90	186,10
PMR DN 28	38,30	34,30	4,10	5,10	81,80	46,50	128,30	65,40	193,80
PMR DN 32	38,30	37,80	4,10	5,60	85,90	46,50	132,40	65,40	197,90
PMR DN 40	40,90	56,80	4,10	6,60	108,40	48,10	156,50	67,50	223,90
PMR DN 50	40,9	75,20	5,60	7,70	129,40	52,70	182,00	69,50	251,60
PMR DN 63	43,5	112,50	7,70	8,20	171,80	65,40	237,20	93,60	330,80
PMR DN 65	43,5	118,60	8,20	8,20	178,40	67,50	245,90	97,10	343,10
PMR DN 75	43,5	142,70	9,70	8,70	204,50	73,10	277,60	115,60	393,20
PMR DN 80	43,5	154,90	10,70	9,20	218,30	82,30	300,60	124,80	425,40

Tabelle 5-60: Kosten PMR/PEX⁶²

⁶² [FHI-98], S. A56 (alle Preise in € umgerechnet)

