

Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH



Vollständige Nutzung des Deponiegaspotentials durch Reformierung mit Biogas

**Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,
gefördert unter dem Az: 21796 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt**

von

Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter
und
Dipl.-Ing. Elmar Brüggling, MSc

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie • Gebäude • Umwelt
Labor für Wasser-, Abwasser- und Umwelttechnik

Münster im August 2008

Bezugsmöglichkeit des Abschlussberichtes:

Fachhochschule Münster

Frau Andrea Behn

Fachbereich Energie Gebäude Umwelt

Stegerwaldstr. 39

48565 Steinfurt

Tel.: 02551/962-725

E-mail: behn@fh-muenster.de

www: www.fh-muenster.de/fb4/deponiegas

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	21796	Referat	24/0	Fördersumme	90.000,00 €
----	--------------	---------	-------------	-------------	--------------------

Antragstitel **Vollständige Nutzung des Deponiegaspotenzials durch Reformierung mit Biogas – Demonstrationsvorhaben**

Stichworte

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
2 Jahre	26.07.2005		

Zwischenberichte	29.09.2005 30.03.2007	31.03.2006	30.09.2006
------------------	--------------------------	------------	------------

Bewilligungsempfänger	Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH Oststr. 1 48341 Altenberge	Tel	02505/9316-0
		Fax	02505/9316-99
		Projektleitung	H. Johannes Wermes
		Bearbeiter	H. Johannes Wermes

Kooperationspartner

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt
Stegerwaldstr. 39
48565 Steinfurt
Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter
Tel.: 0251/8362725
Mobil: 0171/9222933
Fax: 0251/8362717
Mail: wetter@fh-muenster.de

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Aufgrund der stetig sinkenden Deponiegasqualität und -quantität auf Siedlungsabfalldeponien wurde nach Nutzungsalternativen für das anfallende Deponieschwachgas (CH₄-Gehalt < 40 %) gesucht, die auf die Verwendung fossiler Energieträger verzichten. Im Rahmen des beantragten Vorhabens sollte daher eine Biogasanlage in der Nähe der Gasverwertungsstation der Siedlungsabfalldeponie Altenberge errichtet werden. Das dort produzierte Biogas, mit einem mittleren CH₄-Gehalt von 55 %, sollte mit dem anfallenden Deponieschwachgas vermischt werden, so dass das erzeugte Mischgas einen CH₄-Gehalt von mindestens 40 % haben sollte und im zur Verfügung stehenden Gasmotor verwertet werden kann. Die thermische Verwertung des Deponieschwachgases könnte ansonsten nur durch die Beimischung von Erdgas verbunden mit einem umweltrelevanten CO₂-Ausstoß erfolgen können. Daher soll das Vorhaben eine, auch auf andere Deponiestandorte übertragbare, ressourcenschonende und umweltfreundliche Alternative der Deponieschwachgasnutzung darstellen.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Die Untersuchungen zur Deponieschwachgasreformierung wurden in drei Versuchsreihen (je 2 Monate) über einen Zeitraum von 6 Monaten durchgeführt. Die erste Untersuchungsreihe begann, nachdem ein stabiler Biogasprozess der Biogasanlage mit einem Methangehalt > 50 % erreicht wurde. Ziel dieser Untersuchungsreihe war es, den schlechtesten Betriebsfall zu untersuchen. Hierzu wurde das qualitativ schlechteste Deponiegas (CH₄-Gehalt < 25 %) mit dem energiereicheren Biogas vermischt und somit die Belastbarkeit und Funktionsfähigkeit des Verfahrens untersucht. In der zweiten Versuchsreihe wurde das verfahrenstechnische Optimum simuliert. Dabei wurden gezielt energiereiche Deponiegasbrunnen mit Biogas vermischt und im BHKW zu Wärme und Strom veredelt. Die dritte Versuchsreihe stellte den Normalbetrieb dar. Hierbei wurde Deponiemischgas mit Biogas auf einen konstanten CH₄-Gehalt > 40 % aufgewertet und hinsichtlich der relevanten Betriebsbedingungen analysiert und untersucht. Flankierend über einen Zeitraum von 8 Monaten wurden mögliche Wärmenutzungskonzepte erarbeitet und hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Realisierbarkeit untersucht.

Ergebnisse und Diskussion

Das durchgeführte Vorhaben hat deutlich gezeigt, dass es eine ökologische und ökonomische Alternative für die Nutzung von Deponieschwachgas zu den bislang bekannten Verwertungsmöglichkeiten (Deponiegasfackel, Thermische Nachverbrennungseinrichtungen, Membrantechnologien, Oxidationsverfahren) darstellt. Mit dem vorgestellten Konzept, können Deponieschwachgasbrunnen gezielt und vollständig abgesaugt werden und somit das gesamte anfallende Schwachgas und das daraus resultierende energetische Potential verwertet werden. Anders als bei der bloßen Vernichtung des anfallenden Methangases mit Hilfe einer Gasfackel, kann die Schwachgasreformierung mit Hilfe einer Biogasanlage, neben der regionalen Strukturstärkung, thermische und elektrische Energie produzieren. Neben der erfolgreichen Durchführung der Reformierungsversuche wurden auch technische Schwierigkeiten des Konzeptes entdeckt und behoben. Insbesondere die Wahl der einsetzbaren Substrate in der Biogasanlage, die für einen qualitativ und quantitativ konstanten Biogasstrom erforderlich sind konnten ermittelt werden. Es wurde eine Rezeptur zur Fütterung der Biogasanlage erarbeitet, die bei einer Konzeptübertragung auf andere Standorte eingesetzt werden kann um eine möglichst konstante Biogasproduktion zu erreichen.

Des Weiteren wurden technische Schwierigkeiten im Rahmen der energetischen Gasverwertung entdeckt. So wurden im Rahmen von Routinewartungen am Blockheizkraftwerk massive Calciumsulfat-Ablagerungen im Brennraum festgestellt. Diese Ablagerungen stammen aus Calcium welches gelöst im Deponie- und Biogas (relative Feuchte ca. 35 %) vorliegt und in Verbindung mit geringen Anteilen von Schwefel im Biogas im Brennraum sehr wahrscheinlich zu den Ablagerungen führt. Der Einbau einer Gastrocknung soll den Calciumgehalt im Mischgas derart reduzieren, dass die Ablagerungen verhindert bzw. deutlich reduziert werden können

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Neben der Präsentation des Vorhabens bei verschiedenen Veranstaltungen und der Veröffentlichung im Internet, wird insbesondere die Veröffentlichung und Präsentation bei der Bio- und Deponiegas Fachtagung 2008 angestrebt. Darüber hinaus sollen die Ergebnisse des Vorhabens in Fachzeitschriften (z.B. Korrespondenz Abwasser, Müll und Abfall) erfolgen.

Fazit

Vor dem Hintergrund der weltweiten Diskussion über den zusätzlichen Treibhauseffekt und den damit verbundenen Klimaänderungen und deren Auswirkungen, wurde der Klimaschutz und damit die Verminderung von treibhausrelevanten Emissionen als eine der größten umweltpolitischen Herausforderungen erkannt. Die Emissionen aus der energetischen Verwertung des Deponiegases mittels eines Gasmotors, sind als klimaneutral einzustufen, da wie bei der Verbrennung ohne Energienutzung Kohlendioxid aus biogen-organischen Quellen freigesetzt wird. Da bei der vollständigen energetischen Nutzung des Deponiegases und -schwachgases fossile Energieträger substituiert werden, wird ein Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen geleistet.

Aufgrund von Berechnungen wird ein Deponieschwachgaspotential der Deponie Altenberge mit einer Gasmenge von insgesamt 32 Mio. m³ bis 2022 und einem mittleren Methangehalt von 22 % erwartet werden. Dies ergibt eine Methangasmenge von ca. 7 Mio. m³ CH₄. Der Heizwert von reinem Methan beträgt ca. 10 kWh/m³. Insgesamt fällt also eine Energiemenge von 70 Mio. kWh an. Wenn man davon ausgeht, dass diese Energiemenge durch Heizöl erzeugt werden müsste, so würde dies einer Menge von rund 7 Mio. l Heizöl und einer CO₂-Emission von 16.800 t entsprechen. Bei der Substitution dieser Energie durch Biogas und Deponiegas entfällt diese CO₂-Emission.

Im Fall der Demonstrationsanlage wird die produzierte elektrische Energie (6.580 MWhel/a) in das öffentliche Stromnetz eingespeist und versorgt jährlich etwa 4.800 Einwohner mit elektrischer Energie. Die produzierte nutzbare thermische Energie (5.986 MWhth/a) wird bereits zum Teil für die Beheizung einer Werkstatt der Betriebshalle und eines Anliegers ökologisch wie auch ökonomisch sinnvoll eingesetzt. Die im Rahmen des Vorhabens entwickelten Wärmenutzungskonzepte können darüber hinaus dazu beitragen die gesamte anfallende thermische Energie sinnvoll zu nutzen und damit einen erfolgreichen Beitrag zum Klimaschutz durch den Einsatz regenerativer und innovativer Technik zu leisten.

Das durchgeführte Demonstrationsvorhaben hat gezeigt, dass es über die bekannten Verfahren die zum Stand der Technik im Bereich der Deponienachsorge gehören hinaus, nun auch ein Verfahren entwickelt werden konnte, dass neben der technischen Machbarkeit, besonders aufgrund der ökologischen und ökonomischen Vorteile sinnvoll anwendbar ist.

Inhaltsverzeichnis

1	Verzeichnisse	2
1.1	Abbildungsverzeichnis	2
1.2	Tabellenverzeichnis	3
1.3	Abkürzungsverzeichnis	4
2	Zusammenfassung	6
3	Einleitung	8
4	Derzeitiger Stand der Technik und des Wissens	14
4.1	Rechtliche und technische Ausgangssituation zur Nutzung von Deponiegas	14
4.2	Ausgangssituation der Deponie Altenberge	17
4.3	Biogastechnologie	23
4.4	Rechtliche Ausgangssituation zu Nutzung des Biogases bzw. Mischgases	29
4.5	Genehmigungsverfahren der Biogasanlage	32
5	Gegenstand der Untersuchungen	34
5.1	Bau der Biogasanlage	34
5.2	Inbetriebnahme der Biogasanlage	36
5.3	Reformierung des Deponieschwachgases	40
5.4	Entwicklung eines Wärmenutzungskonzeptes	51
5.5	Optimierung der Prozessführung	61
6	Fazit	66
	Literaturverzeichnis	69

1 VERZEICHNISSE

1.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Anlagenschema des Demonstrationsvorhabens	10
Abbildung 3-2:	Schema der Gasmischstation zur Deponiegasreformierung	10
Abbildung 3-3:	Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung der Gasmengen der ZDA I und II	11
Abbildung 3-4:	Mengenstruktur der geplanten Biogasanlage	12
Abbildung 4-1:	Deponie Altenberge (ZDA I und ZDA II) incl. Transferbereich	18
Abbildung 4-2:	Methangehalt des Deponiegases der Zentraldeponie I seit Mai 1997	19
Abbildung 4-3:	Darstellung der Gasbrunnen der ZDA I nach Absaugleistung	20
Abbildung 4-4:	Methangehalt des Deponiegases der Zentraldeponie II seit Januar 1998	21
Abbildung 4-5:	Schematische Darstellung der Gesellschaftsstruktur	23
Abbildung 4-6:	Schematische Darstellung der Biogasproduktion	24
Abbildung 4-7:	Schematische Übersicht der Biogasverfahren	27
Abbildung 4-8:	Verfahrensschema des Speicher-Durchflussverfahrens	29
Abbildung 5-1:	Fotoreihe der einzelnen Bauabschnitte der BGA	35
Abbildung 5-2:	Zusammenfassung der wichtigsten Daten der BGA	35
Abbildung 5-3:	Anlagen- und MSR-Schema der Biogasanlage	36
Abbildung 5-4:	Methangehalt und Temperaturverlauf der Inbetriebnahme der BGA	37
Abbildung 5-5:	Gasqualität der drei Rohgasströme und des resultierenden Mischgases	42
Abbildung 5-6:	Mischgasmenge und –qualität über den Projektzeitraum	42
Abbildung 5-7:	Gasstation der Zentraldeponie Altenberge	44
Abbildung 5-8:	Gasanalyse am Deponiegassammelschacht mit Hilfe eines Handmessgerätes	45

Abbildung 5-9:	Mischgasanalyse vor der Verdichterstation mit Hilfe eines Handmessgerätes	45
Abbildung 5-10:	Methangehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung	46
Abbildung 5-11:	CO ₂ -Gehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung	47
Abbildung 5-12:	O ₂ -Gehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung	48
Abbildung 5-13:	Schematisches Prinzip der Konvektionstrocknung	53
Abbildung 5-14:	Schematisches Prinzip der Kontaktstrocknung	54
Abbildung 5-15:	Darstellung eines Schub-Wende-Trockners der Fa. Riela	55
Abbildung 5-16:	Ablagerungen im Brennraum des BHKW	62
Abbildung 5-17:	Ablagerungen am Turbolader des BHKW	62
Abbildung 5-18:	Gasentfeuchter für das Mischgas	65

1.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Hemmende bzw. toxische Konzentrationen verschiedener Substanzen in der flüssigen Phase des Biogasreaktors	26
Tabelle 4-2:	Zusammensetzung und Eigenschaften von Biogas	27
Tabelle 4-3:	Grundvergütung für eingespeiste elektrische Energie nach dem EEG (ohne Boni)	30
Tabelle 5-1:	Übersicht einiger Rohstoffkenndaten für eine NawaRo-Biogasanlage	38
Tabelle 5-2:	Gasmengen und Methangehalte der 3 Rohgasströme im Zeitraum von Januar 2005 bis Juli 2007	41
Tabelle 5-3:	Messdaten vor Beginn der Untersuchungsreihe zur Schwachgasreformierung	43
Tabelle 5-4:	Abgasrandbedingungen zur Emissionsuntersuchung nach TA-Luft 2002	49

Tabelle 5-5:	Emissionsuntersuchung des BHKW nach Schwachgasreformierung	51
Tabelle 5-6:	Leistungs- und Verbrauchsdaten der Energiezentrale	52
Tabelle 5-7:	Kostenvor- und -nachteile der Scheitholztrocknung mit Abwärme	57
Tabelle 5-8:	Berechnung der Trocknungskosten für 4.000 t/a Klärschlamm	60
Tabelle 5-9:	Ermittlung der spezifischen Gesamtkosten des Konzeptes	60
Tabelle 5-10:	Gaskondensatanalyse der drei Gasströme	64

1.3 Abkürzungsverzeichnis

AbfAbIV	Abfallablagerversordnung
atro	absolut trocken
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
CaSO ₄	Calciumsulfat
CCM	Corn-Cob Mix
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DepV	Deponieverordnung
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
EGST	Entsorgungsgesellschaft Steinfurt
EURL	Europäische Deponierichtlinie
FID	Flammen-Ionisations-Detektor
KWK	Kraftwärmekopplung
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NawaRo	nachwachsende Rohstoffe
O ₂	Sauerstoff
O ₃	Ozon
OH-	Hydroxidion
PE-HD	Polyethylen hoher Dichte

TA-Luft 2002	Technische Anleitung Luft 2002
TASi	Technische Anleitung Siedlungsabfall
ZDA	Zentraldeponie Altenberge

2 ZUSAMMENFASSUNG

Eine energetische Nutzung in einem BHKW von Deponiegas ist nur mit einem Mindestmethangehalt von 40 % möglich. Im vorliegenden Fall der Deponie Altenberge, beispielhaft für ca. 350 Deponien allein in Deutschland, müsste das anfallende Deponieschwachgas mit einem Methangehalt unterhalb der Verwertungsgrenze abgefackelt oder sogar unter Beimischung von fossilem Gas in das weniger klimarelevante CO₂ umgewandelt werden.

Im vorliegenden Projekt wurde gezeigt, dass die Reformierung des Deponieschwachgases mit Hilfe von Biogas möglich ist. Es wurde daher in der Nähe der Deponie eine Biogasanlage errichtet um mit Hilfe des Biogases das Deponieschwachgas verstromen zu können. Das durchgeführte Vorhaben hat gezeigt, dass es eine ökologische und ökonomische Alternative für die Nutzung von Deponieschwachgas zu den bislang bekannten Verwertungsmöglichkeiten (Deponiegasfackel, thermische Nachverbrennungseinrichtungen, Membrantechnologien, Oxidationsverfahren) darstellt.

Mit dem vorgestellten Konzept, können Deponieschwachgasbrunnen gezielt und vollständig abgesaugt werden und somit das gesamte anfallende Schwachgas und das daraus resultierende energetische Potential verwertet werden. Das so nutzbar gemachte Deponieschwachgas besitzt im untersuchten Fall etwa ein Energiepotential von 70 Mio. kWh. Wenn man davon ausgeht, dass diese Energiemenge durch Heizöl erzeugt werden müsste, so würde dies einer Menge von rund 7 Mio. l Heizöl und einer CO₂-Emission von 16.800 t entsprechen. Im Fall der Demonstrationsanlage wird die produzierte elektrische Energie (6.580 MWh_{el}/a) in das öffentliche Stromnetz eingespeist und versorgt jährlich etwa 4.800 Einwohner mit elektrischer Energie. Die produzierte nutzbare thermische Energie (5.986 MWh_{th}/a) wird bereits zum Teil für die Beheizung einer Werkstatt der Betriebshalle und eines Anliegers ökologisch wie auch ökonomisch sinnvoll eingesetzt. Bei der Substitution dieser Energie durch Biogas und Deponiegas entfällt diese CO₂-Emission.

Die im Rahmen des Vorhabens entwickelten Wärmenutzungskonzepte können darüber hinaus dazu beitragen, die gesamte anfallende thermische Energie sinnvoll zu nutzen und damit einen erfolgreichen Beitrag zum Klimaschutz durch den Einsatz regenerativer und innovativer Technik zu leisten. Es konnte gezeigt werden, dass über die bekannten Verfahren hinaus, die zum Stand der Technik im Bereich der Deponienachsorge gehö-

ren, nun auch ein Verfahren entwickelt werden konnte, das neben der technischen Machbarkeit besonders aufgrund der ökologischen und ökonomischen Vorteile sinnvoll einsetzbar ist.

3 EINLEITUNG

Die Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH betreibt am Standort Altenberge eine Zentraldeponie für Siedlungsabfälle. Die Deponie teilt sich in die zwei Teildeponien Zentraldeponie-Altenberge I (ZDA I) und Zentraldeponie-Altenberge II (ZDA II) auf. Die ZDA I wurde 1996 außer Betrieb genommen und teilversiegelt. In diesem Zusammenhang wurden insgesamt 58 Gasbrunnen in einem Abstand von ca. 60 m auf dem Deponiekörper angelegt. Seit der Inbetriebnahme dieser Vertikalbrunnen wird die ZDA I aktiv entgast und das erfasste Deponiegas in einer weiteren Veredelungsstufe mit Hilfe eines Gasmotors (800 kW_{el}) energetisch verwertet. Diese Technik findet auf den meisten Altdeponien in Deutschland Anwendung. Die organische Substanz des Deponiekörpers wird unter anaeroben Bedingungen im Wesentlichen zu Methan (CH₄) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) abgebaut. Der Abbau der organischen Substanz folgt natürlichen Gesetzmäßigkeiten. Danach nimmt sowohl die Qualität als auch Quantität des Deponiegases mit der Zeit ab. Die energetische Verwertung von Deponiegas mit einem Gasmotor ist nur bis zu einem Methangehalt von ca. 40 % möglich. Unterhalb dieses Methangehaltes, muss das Schwachgas nach dem Stand der Technik über eine Hochtemperaturfackel ohne Verwertungsnutzen entsorgt werden. Die wirtschaftliche energetische Nutzung von Deponieschwachgasen ist zurzeit nicht mit den herkömmlichen Verfahren möglich. Der Methangehalt des Deponiegases der ZDA I nähert sich dieser kritischen Grenze. Es wurde daher überlegt, wie die weitere Nutzung des Schwachgases erfolgen kann. Vor diesem Hintergrund und der weltweiten Diskussion über den zusätzlichen Treibhauseffekt, den damit verbundenen Klimaänderungen und deren Auswirkungen, wurde der Klimaschutz und damit die Verminderung von treibhausrelevanten Emissionen als eine der größten umweltpolitischen Herausforderungen erkannt. Die folgenden, u.a. durch menschliche Aktivitäten verursachten, Gase tragen besonders zum Treibhauseffekt bei:

- Methan (CH₄)
- Kohlenstoffdioxid (CO₂)
- Distickstoffmonoxid (Lachgas N₂O)
- Ozon (O₃)

Da Deponiegas sich aus den Hauptbestandteilen Kohlenstoffdioxid und Methan zusammensetzt, und als Spuren halogenierte Kohlenwasserstoffe enthalten kann, werden Deponiegasemissionen zu den klimarelevanten Emissionen gezählt.

Die Emission von Methan, dessen mittlere Verweilzeit in der Atmosphäre ca. 12 Jahre beträgt, trägt

über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet etwa 56 fach

über einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet etwa 21 fach

soviel zum Treibhauseffekt bei, wie die Emission der gleichen Masse an Kohlenstoffdioxid. Die wichtigste Abbaureaktion von Methan und anderer organischer Stoffe in der Atmosphäre ist die Umsetzung mit photolytisch gebildeten OH-Radikalen. Hierbei werden die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid, Ozon und Wasserdampf gebildet.

Die Emissionen aus der Deponiegasfassung und Verbrennung mit Energienutzung, z.B. Deponiegasverstromung mittels eines Gasmotors, sind als klimaneutral einzustufen, da wie bei der Verbrennung ohne Energienutzung Kohlenstoffdioxid aus biogen-organischen Quellen freigesetzt wird. Da bei der vollständigen energetischen Nutzung des Deponiegases und -schwachgases fossile Energieträger substituiert werden, wird ein Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen geleistet.

Um dies möglich zu machen, soll im Rahmen der Bearbeitung des Forschungs- und Entwicklungsprojektes (F&E-Projektes) eine Biogasanlage in der Nähe der Gasverwertungsstation gebaut werden und das anfallende Biogas mit einem mittleren CH₄-Gehalt von 55 % mit dem anfallenden Deponieschwachgas vermischt werden, so dass das erzeugte Mischgas einen CH₄-Gehalt von mindestens 40 % hat und somit problemlos im zur Verfügung stehenden Gasmotor verwertet werden kann. Die thermische Verwertung könnte ansonsten nur durch die Beimischung von Erdgas erfolgen. Das Gesamtkonzept ist schematisch in der Abbildung 3-1 dargestellt. Dabei werden zunächst das entstehende Deponiegas und das produzierte Biogas auf Ihre Zusammensetzung (CH₄-Gehalt; CO₂-Gehalt und O₂-Gehalt) analysiert sowie der Volumenstrom erfasst. Anschließend werden die beiden Gasströme miteinander vermischt. Diese Gasmischstation wird gesteuert durch die Onlinemessungen des Mischgases (insbesondere des Methangehaltes s. Abbildung 3-2) und regelt mit Hilfe eines Regelventils die Gasströme, so dass ein Mindestmethangehalt von 40 % (oder höher), der für die Verwertung in einem BHKW erforderlich ist, eingehalten wird. Der erforderliche

3 Einleitung

Unterdruck (bis 50 mbar) wird durch einen dem BHKW vorgeschalteten Verdichter eingestellt. Anschließend wird das Mischgas dem BHKW mit einer elektrisch installierten Leistung von 800 kW_{el} zugeführt. Die erzeugte elektrische Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und nach den Vergütungssätzen des erneuerbaren Energien Gesetzes vergütet. Die produzierte thermische Energie wird zum Teil für den Betrieb der Biogasanlage benötigt und darüber hinaus zur Beheizung von Arbeits- und Wohnräumen genutzt. Ein Wärmenutzungskonzept für die verbleibende thermische Energie zu entwickeln, ist ebenfalls ein Ziel des Demonstrationsvorhabens und wird im Kapitel 5.4 dargestellt.

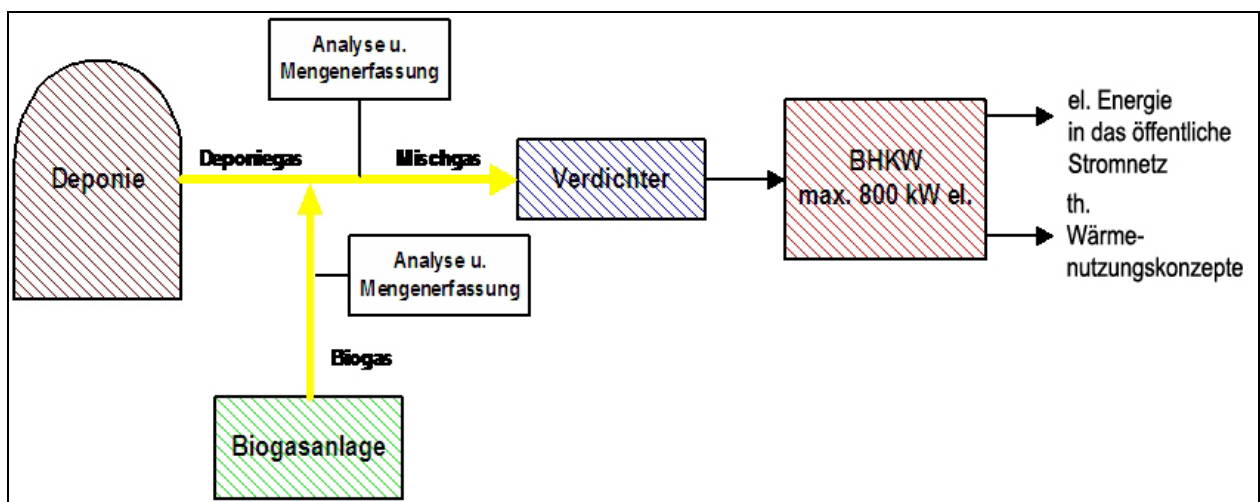


Abbildung 3-1: Anlagenschema des Demonstrationsvorhabens

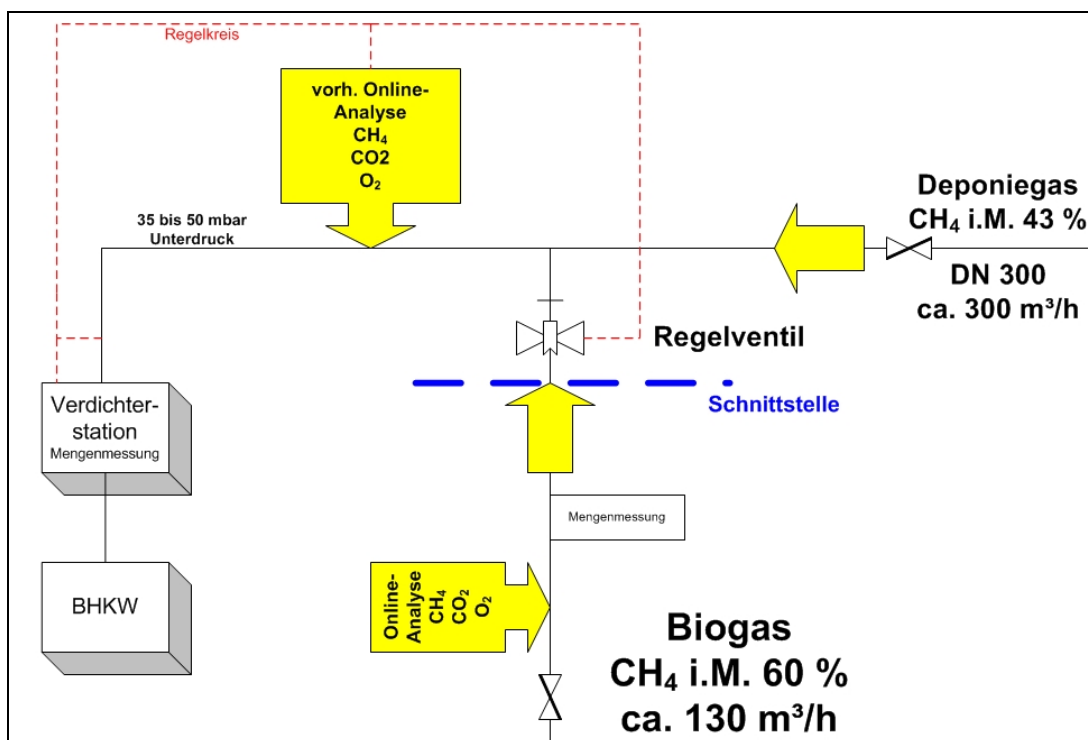


Abbildung 3-2: Schema der Gasmischstation zur Deponiegasreformierung

Mit Hilfe des vorgestellten Konzeptes entsteht somit ein gleichzeitiger, vielfacher Nutzen:

- Vollständige energetische Verwertung des anfallenden Schwachgases
- Verringerung der CO₂-Emission durch die Substitution fossiler Energieträger und Verwertung von CH₄
- Substitution von fossilen Energieträgern
- Energetische Verwertung bislang ungenutzter regionaler Rohstoffe (Anbau auf Stilllegungsflächen und Wirtschaftsdünger)

Die Abbildung 3-3 zeigt die bisherige und die erwartete zukünftige Entwicklung (ermittelt nach dem Berechnungsmodell von Rettenberger) der Gasmengen der ZDA I und II. Danach kann eine Gasmenge von insgesamt 32 Mio. m³ in den Jahren 2004 bis 2022 mit einem mittleren Methangehalt von 22 % erwartet werden. Dies ergibt eine Methan-gasmenge von ca. 7 Mio. m³ CH₄. Der Heizwert von reinem Methan beträgt ca. 10 kWh/m³. Insgesamt fällt also eine Energiemenge von 70 Mio. kWh an.

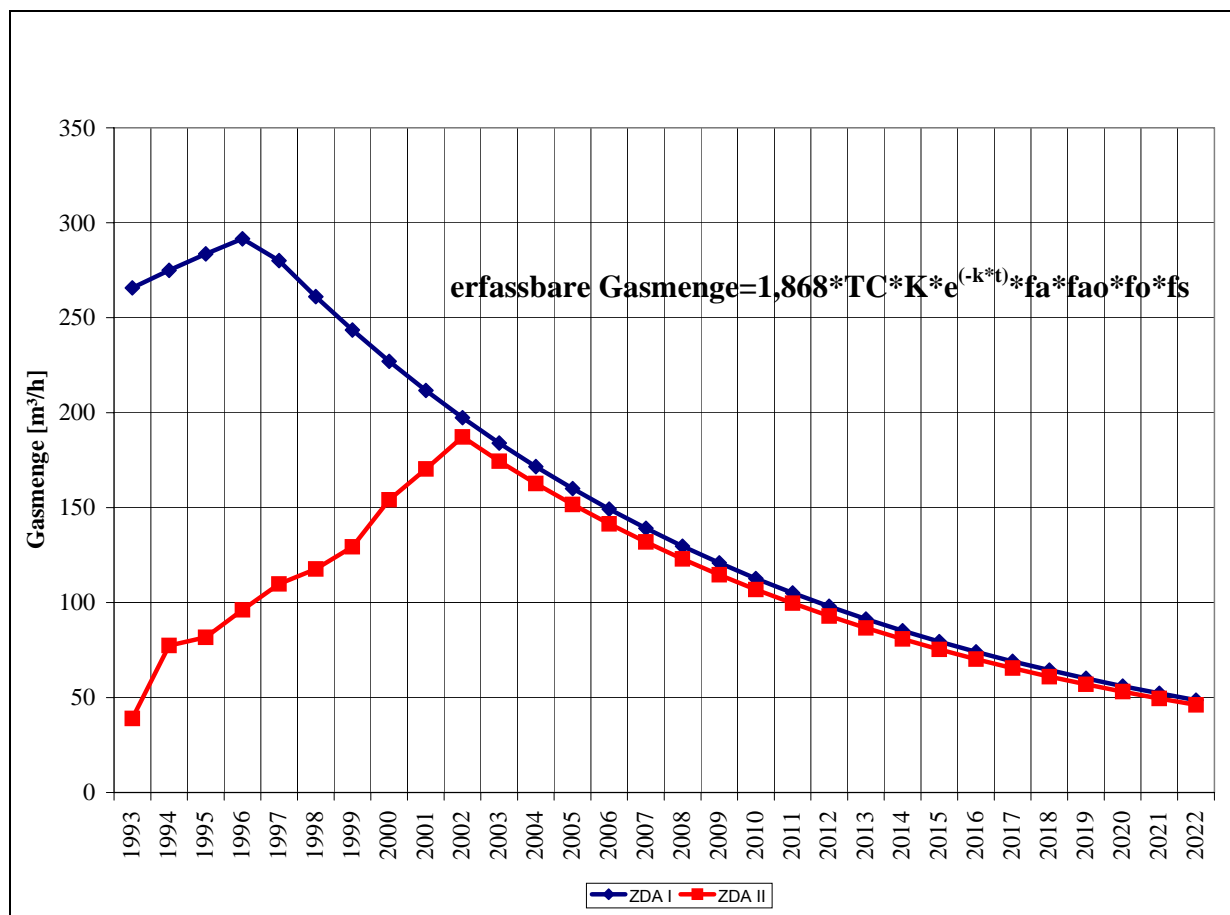


Abbildung 3-3: Bisherige und erwartete zukünftige Entwicklung der Gasmengen der ZDA I und II

Wenn man davon ausgeht, dass diese Energiemenge durch Heizöl erzeugt werden müsste, so würde dies einer Menge von rund 7 Mio. l Heizöl und einer CO₂-Emission von 16.800 t entsprechen. Bei der Substitution dieser Energie durch Energie aus Biogas entfällt diese CO₂-Emission. Jährlich könnten durch die energetische Verwertung des Deponiegases (incl. Schwachgas) und des Biogases rund 6.400 MWh_{el}/a produziert werden. Ziel des Vorhabens ist es, die Biogasanlage zunächst auf die notwendige Menge Biogas zu bemessen, die erforderlich ist, um das anfallende Deponiegas vollständig energetisch verwerten zu können. Sowohl die Deponiegasmenge, als auch die –qualität nimmt jedoch mit den Jahren ab, so dass zusätzliche Kapazitäten durch die Biogasanlage bereitgestellt werden müssen. Diese Ausgleichskapazitäten werden durch 2 geplante Ausbaustufen der Biogasanlage erreicht. Die Abbildung 3-4 zeigt den Verlauf der erfassbaren Deponiemethangasmenge und der produzierbaren Methangasmenge durch die Biogasanlage in Verbindung mit der maximal erreichbaren elektrischen Leistung.

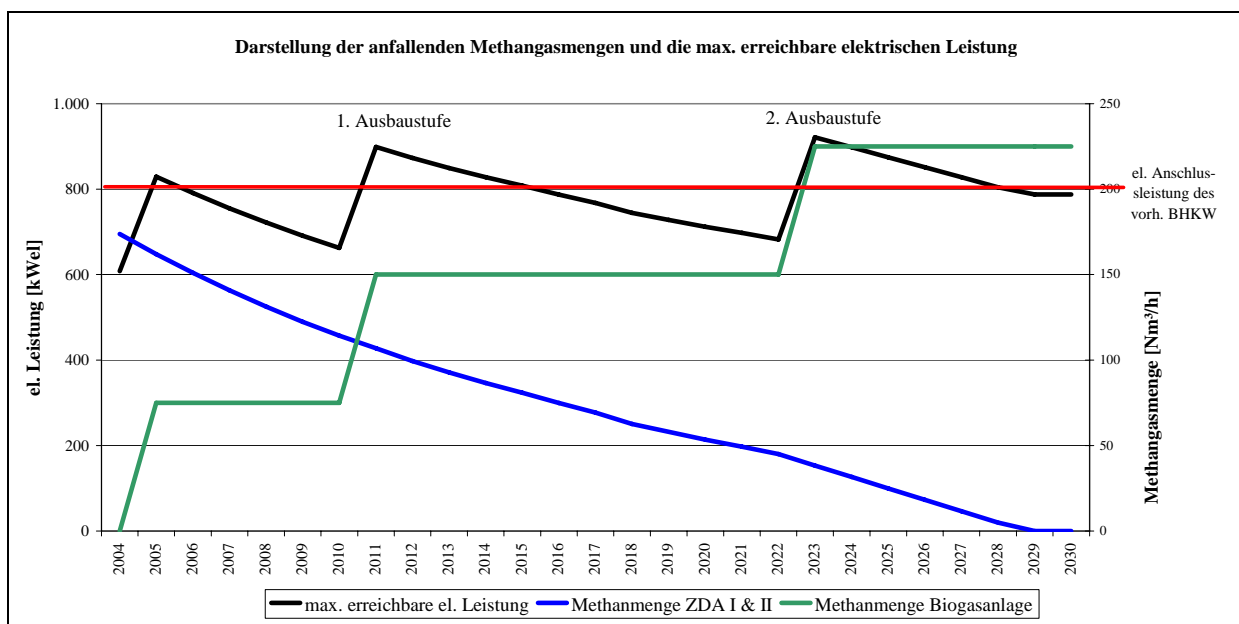


Abbildung 3-4: Mengenstruktur der geplanten Biogasanlage

Es wird deutlich, dass die sinkenden Deponiegasqualitäten durch den Ausbau der Biogasanlage und den daraus resultierenden höheren Gaserträgen, dauerhaft energetisch aufgewertet werden können. Durch die zweite Ausbaustufe im Jahr 2023 wird der Entwicklung Rechnung getragen, dass die organischen Bestandteile der Deponie voraussichtlich im Jahr 2029 abgebaut sind und keine weitere Deponiegasnutzung erfolgen kann. Im Rahmen des Vorhabens werden verschiedene Fahrweisen der Anlage getestet und untersucht. Zum Beispiel werden gezielt Schwachgasbrunnen mit

geringen CH₄-Gehalten angesaugt und mit Biogas reformiert. Damit sollen die Grenzen des Verfahrens aufgezeigt und die Machbarkeit des Vorhabens nachgewiesen werden. Die Emissionswerte der Anlage bei verschiedenen Fahrweisen werden durch Abgasuntersuchungen nach den Vorgaben der TA-Luft ermittelt. Mit diesen Versuchsergebnissen soll die Prozessführung insgesamt optimiert werden, so dass aufgrund von kontinuierlich erfassten Methangehalten eine optimale Reformierung stattfinden kann. Es soll ein neues Konzept zur energetischen Verwertung von Deponieschwachgasen erarbeitet werden, welches sich auch auf andere Deponiestandorte übertragen lässt.

4 DERZEITIGER STAND DER TECHNIK UND DES WISSENS

In diesem Kapitel werden die rechtliche und technische Ausgangssituation beschrieben, die für die Nutzung von Deponiegas und Biogas relevant ist.

4.1 Rechtliche und technische Ausgangssituation zur Nutzung von Deponiegas

Rechtliche Ausgangssituation [nach 1]

Die Verpflichtung von Deponiebetreibern das anfallende Deponiegas zu fassen und zu verwerten resultiert aus der Nr. 10 der Verwaltungsvorschrift „Technische Anleitung Siedlungsabfall“ (TASi). Eine Verpflichtung für den Deponiebetreiber entsteht aus der am 1. August 2002 in Kraft getretenen Deponieverordnung (DepV), die gemeinsam mit der Abfallablagerungsverordnung (AbfAbIV) die Europäische Deponierichtlinie (EURL) in deutsches Recht umsetzen. Die Abfallablagerungsverordnung verweist unter § 3 Abs. 1 Satz 2 AbfAbIV hinsichtlich der Definition der Anforderungen an Deponien der Klassen I¹ und II² auf Nr. 10 und dem Anhang C der TASi. Dieser Abschnitt der TASi regelt „besondere Anforderungen an Deponien“ und ist wie folgt gegliedert:

„10.1 Grundsatz

10.2 Zwischenlagerflächen

10.3 Standort

10.4 Einrichtung

10.5 Stabilität

10.6 Betrieb

10.7 Abschluss der Deponie und Nachsorge“

¹ Deponieklasse I (Def. nach § 2 AbfAbIV):

Deponie für Abfälle, die einen sehr geringen organischen Anteil enthalten und bei denen eine sehr geringe Schadstofffreisetzung im Auslaugungsversuch stattfindet.

² Deponieklasse II (Def. nach § 2 AbfAbIV):

Deponie für Abfälle, einschließlich mechanisch-biologisch behandelter Abfälle, die einen höheren organischen Anteil enthalten als die, die auf Deponien der Klasse I abgelagert werden dürfen, und bei denen auch die Schadstofffreisetzung im Auslaugungsversuch größer ist als bei der Deponieklasse I und zum Ausgleich die Anforderungen an den Deponiestandort und an die Deponieabdichtung höher sind.

Regelungen zur Deponiegas-Problematik finden sich an folgenden Stellen:

Nach Nr. 10.1 Abs. 2 soll durch die Einhaltung der Zuordnungswerte nach Anhang B u.a. erreicht werden, „*dass sich praktisch kein Deponiegas entwickelt.*“ Deshalb wird für neue Deponien auch davon ausgegangen, dass diese grundsätzlich keiner (aktiven) Entgasung bedürfen. Anhang C der TASI bezieht sich daher ausweislich der Überschrift auch auf die Deponiegaserfassung, -behandlung und –untersuchung bei Altdeponien.

Bei den Festlegungen für Deponieoberflächenabdichtungssysteme in Nr. 10.4.1.4 wird unter a) in Satz 3 festgelegt:

„Sofern eine Gasbildung festgestellt wird und das Gas in der Ausgleichsschicht nicht gefasst und abgeleitet werden kann, ist zusätzlich über der Ausgleichsschicht eine Gasdränschicht mit einer Mindestdicke von $d \geq 0,3$ m anzuordnen. Der Calciumkarbonatanteil des Materials der Entgasungsschicht darf nicht mehr als 10 Masse-% betragen“

Nr. 10.6.5.2 bestimmt:

„Sofern im Rahmen der Kontrollen nach Nr. 10.6.6.1 signifikante Gaskonzentrationen gemessen werden oder aufgrund von Ausnahmen von der Zuordnung nach Nr. 12.1 mit der Entstehung von Deponiegas zu rechnen ist, sind geeignete Einrichtungen zur Fassung und Verwertung des anfallenden Gases einzusetzen. In diesen Fällen ist Nr. 11.2.1 lit. f) zu beachten.“

Die in dieser Regelung in Bezug genommene Regelung für Altdeponien in Nr. 11.2.1 lit. f) bestimmt u. a.:

„Das Deponiegas aus betriebenen und stillgelegten Deponieabschnitten ist nach Möglichkeit zu fassen und zu verwerten. (...) Quantität und Qualität des gefassten Deponiegases sind regelmäßig zu untersuchen, die Wirkung der Entgasung ist durch regelmäßige Kontrollen nachzuweisen. Für Ausführung und Betrieb der Deponiegaserfassung sowie der Deponiegasuntersuchung und der Wirkungskontrolle der Entgasung gelten die Anforderungen des Anhangs C.“

Eine Verpflichtung zur Deponiegaserfassung, -behandlung und –untersuchung nach Anhang C (TASI) besteht danach in drei Fallkonstellationen:

Es handelt sich um eine Altdeponie, also nach der Begriffsbestimmung in Nr. 2.2.1 um eine Deponie, deren Betrieb bei In-Kraft-Treten der TASI (01.06.1993) noch nicht abge-

geschlossen war, deren Errichtung und Betrieb zu diesem Zeitpunkt aber zugelassen war oder deren Vorhaben im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens öffentlich bekannt gemacht worden war;

- es handelt sich um eine Neudeponie, bei der die Ablagerung von Abfällen, die die Zuordnungswerte des Anhangs B nicht einhalten, auf Grundlage von Nr. 12.1 TASI zugelassen war, bei der daher nicht davon ausgegangen werden kann, dass „praktisch kein Deponiegas“ (Nr. 10.1, Abs.2) anfällt;
- es handelt sich um eine Neudeponie ohne entsprechende Ausnahmezulassung, bei der aber dennoch im Rahmen der vorgeschriebenen Kontrollen signifikante Gas-konzentrationen gemessen werden.

Die Pflicht zur Fassung und Verwertung des Deponiegases nach Nr. 11.2.1 lit. f) (ggf. i. V. m. Nr. 10.6.5.2) besteht ausdrücklich sowohl für betriebene als auch stillgelegte Deponieabschnitte.

Aus den genannten Regelungen ergeben sich folgende Grundpflichten des Deponiebetreibers:

- Fassung des Deponiegases
- Verwertung des Deponiegases
- Untersuchung der Quantität und Qualität des gefassten Deponiegases
- Wirkungskontrolle der Entgasung

Die in den Regelungen der TASI selbst enthaltenen unbestimmten Vorgaben („geeignete“ Einrichtungen, „regelmäßige“ Untersuchungen bzw. Kontrollen) werden durch Anhang C konkretisiert. Anhang C bezieht sich nicht auf die Verwertung. Nr. 11.2 lit. f) bezeichnet aber als Stand der Technik die Verbrennung mit Energienutzung, ggf. nach vorheriger Reinigung, in Feuerungsanlagen oder Verbrennungsmotoranlagen. Eine Verbrennung ohne Energienutzung darf nur in begründeten Ausnahmefällen erfolgen. Für die energetische Nutzung von Deponiegas wird im Übrigen auf die geltenden Anforderungen anderer, insbesondere immissionsschutzrechtlicher Vorschriften verwiesen.

Anforderungen nach Anhang C

Die Festlegungen in Anhang C haben in weiten Teilen beschreibenden oder empfehlenden Charakter. So wird in Nr. 4.1. bei den allgemeinen Anforderungen an Fassungssysteme beispielsweise der Hinweis gegeben, dass zur Optimierung der Verwertung des Deponiegases eine Trennung des Fassungssystems in Schutzentgasungssystem und Nutzentgasungssystem sinnvoll sein kann. Auch im Übrigen stellen sich die allgemeinen Anforderungen an die technischen Komponenten eher als Zielvorgaben, denn als präzise, quantifizierte Pflichten dar. Es finden sich zahlreiche Optimierungs- bzw. Minimierungsvorgaben, die allerdings mangels exakter technischer Parameter einen erheblichen Spielraum für Planer, Betreiber und Vollzugsbehörden zulassen.

Insgesamt lässt sich sagen, dass den Festlegungen für Ausführung und Betrieb der Deponiegasfassung jedenfalls in weiten Bereichen die für eine normative Regelung erforderliche Bestimmtheit fehlt. Für die Anforderungen an Deponiegasuntersuchungen und die Wirkungskontrolle der Entgasung werden in Nr. 6 und 7 des Anhangs C aber Festlegungen getroffen, die die unbestimmten Rechtsbegriffe in Nr. 11.2.1 lit. f) („regelmäßig“) eindeutig konkretisieren. So wird in Nr. 6 u. a. festgelegt:

Neben der wöchentlichen Wirkungskontrolle der Entgasung durch den Deponiebetreiber, ist vierteljährlich eine Fremdkontrolle durch eine fachkundige Stelle durchzuführen. Die Wirksamkeit der aktiven Entgasung ist auf der Deponieoberfläche und im Deponierandbereich im Rahmen der Fremdkontrolle halbjährlich mittels FID zu überwachen. Der Abstand der Pegel untereinander, die die gaswegsame Schicht erschließen müssen, darf höchstens 50 m betragen.

Auch in Nr. 7 (Deponiegasuntersuchungen) werden konkrete Vorgaben getroffen, z.B. ist drei Monate nach Inbetriebnahme der aktiven Entgasungsanlage eine erste Deponiegasanalyse durchzuführen. Mindestens jährlich ist eine Untersuchung des gefassten Deponiegases durchzuführen.

Deponieschwachgasverwertung

4.2 Ausgangssituation der Deponie Altenberge

Die Deponie Altenberge besteht aus zwei von einander getrennten Deponien, wie die Abbildung 4-1 zeigt.

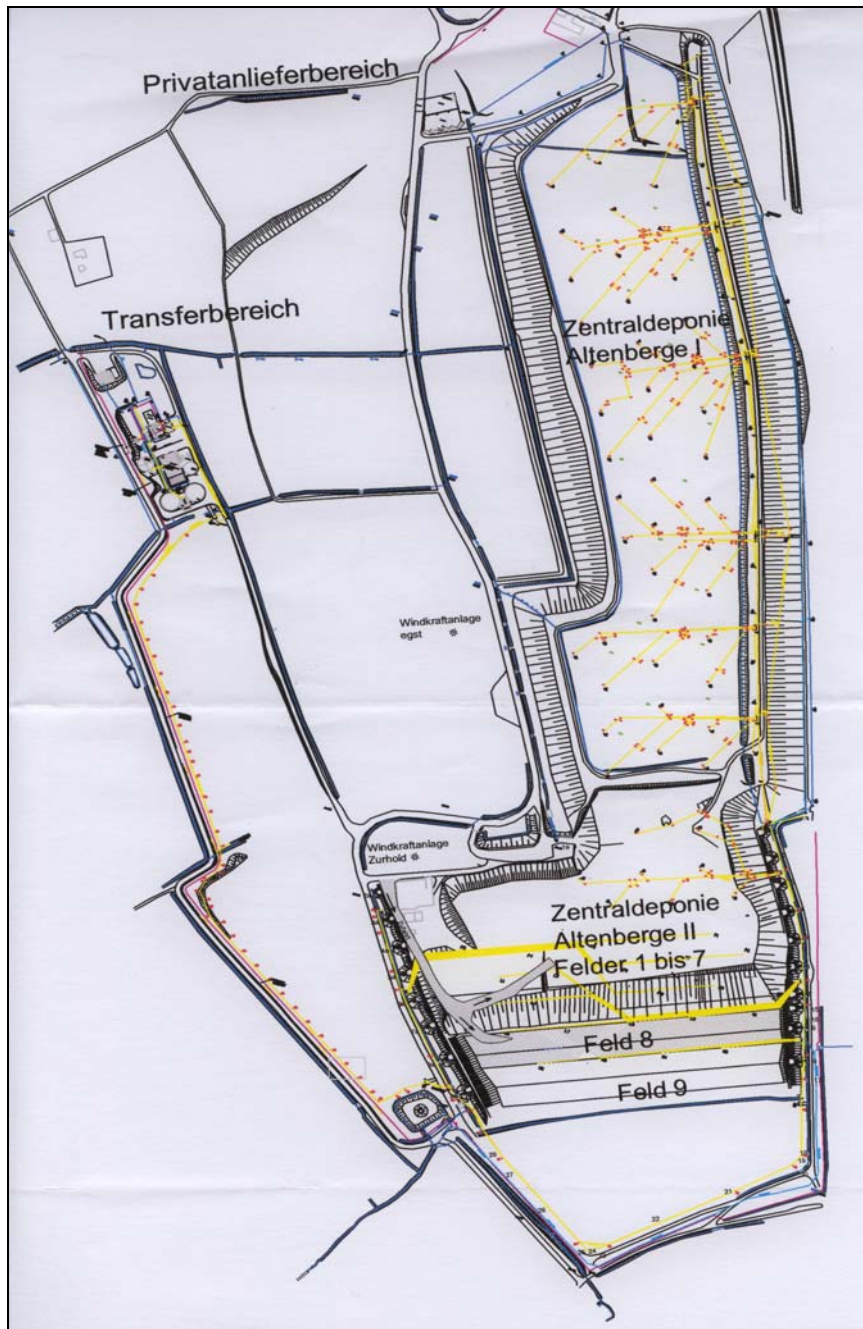


Abbildung 4-1: Deponie Altenberge (ZDA I und ZDA II) incl. Transferbereich

Die Zentraldeponie Altenberge I (ZDA I) wurde von 1976 bis 1996 betrieben. Die ZDA I hat in diesem Zeitraum ca. 2 Mio. m³ Siedlungsabfälle aufgenommen und erstreckt sich über eine Fläche von ca. 20 ha. Mit dem Jahr 1996 wurde mit der Teilversiegelung der ZDA I eine aktive Entgasung und die energetische Verwertung des gewonnenen Deponegases (Transferbereich) in den Betrieb integriert.

Die organische Substanz der Deponiekörper wird unter anaeroben Bedingungen im Wesentlichen zu Methan (CH₄) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) abgebaut. Der Abbau der organischen Substanz folgt natürlichen Gesetzmäßigkeiten. Danach nimmt sowohl die

Qualität als auch Quantität des Deponiegases mit der Zeit ab. In der Abbildung 4-2 ist die Gasentwicklung der ZDA I dargestellt. Die Qualität des Deponiegases hat in den vergangenen Jahren signifikant abgenommen, wie die Abbildung 4-2 zeigt.

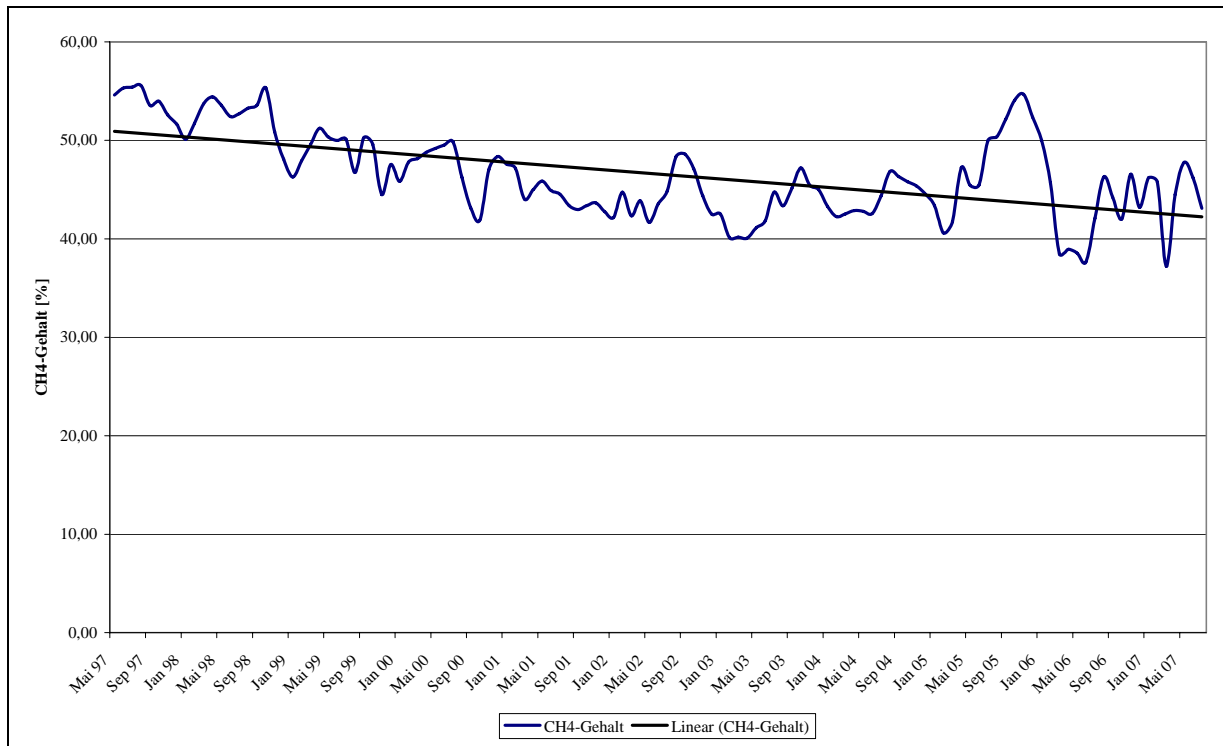


Abbildung 4-2: Methangehalt des Deponiegases der Zentraldeponie I seit Mai 1997

Wie aus der Abbildung 4-2 hervorgeht, hat der Methangehalt bereits in den Jahren 2006 und auch 2007 die, für die energetische Verwertung in einem Blockheizkraftwerk erforderliche, Mindestgrenze von 40 % Methan zeitweilig unterschritten. Daher ist die Aufwertung mit energiereicherem Gas notwendig. Darüber hinaus konnten einige Gasbrunnen der ZDA I (z.B. A1 bis A6; s. Abbildung 4-3) aufgrund der geringen CH_4 -Gehalte nur teilweise abgesaugt werden, da ansonsten der Gesamt CH_4 -Gehalt unter die energetisch verwertbare Grenze (ca. 40 %) gefallen wäre.

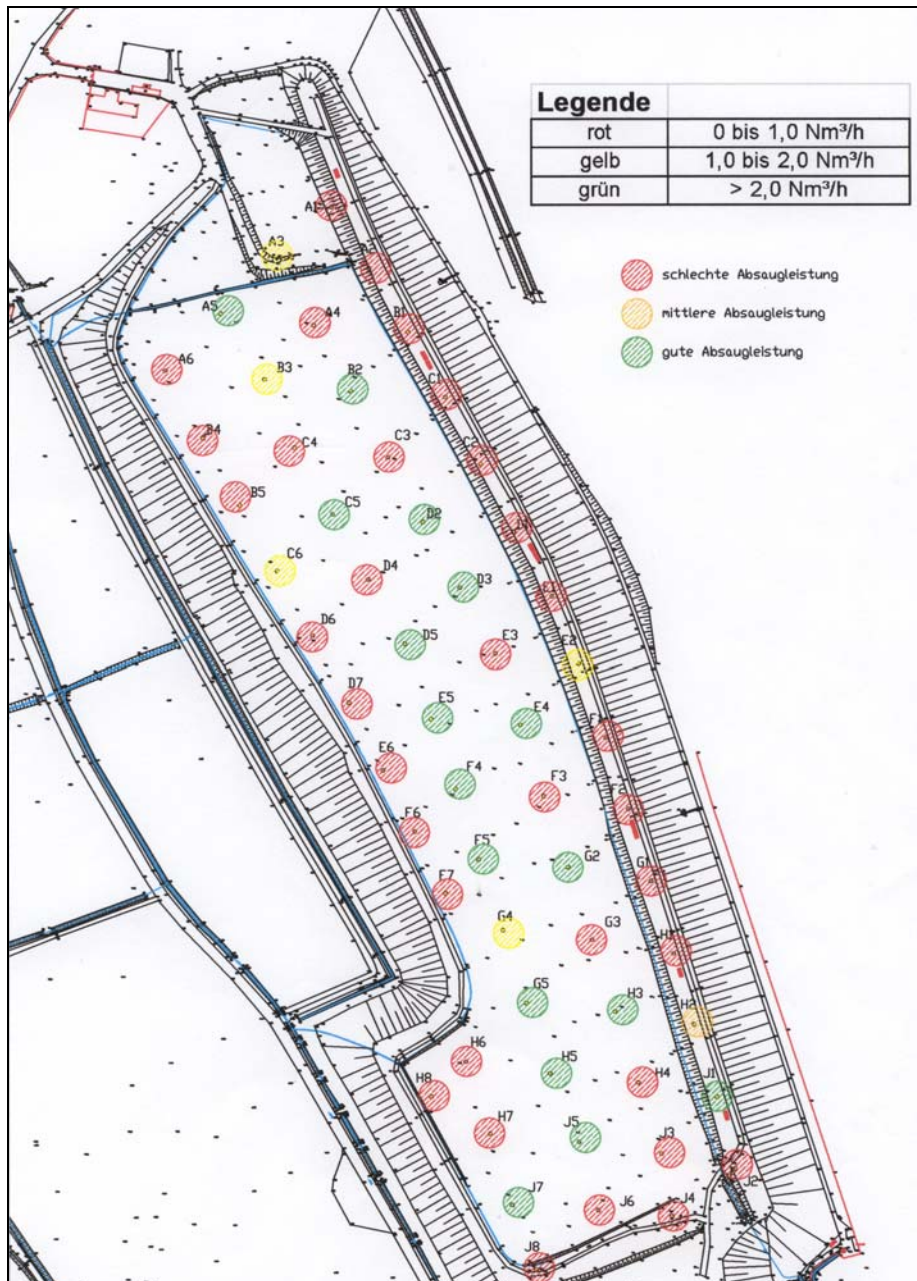


Abbildung 4-3: Darstellung der Gasbrunnen der ZDA I nach Absaugleistung

Weiterhin betreibt die EGST die Zentraldeponie Altenberge II (ZDA II). Diese Deponie ist seit 1993 in Betrieb und es wurden bislang rund 800.000 m³ Siedlungsabfälle eingebaut. Mit Einführung der grünen Tonne, der getrennten Sammlung anderer Wertstofffraktionen und durch den Rückgang der Gewerbeabfälle gingen die Abfallmengen von 300.000 t/a auf 100.000 t/a in den Jahren 1992 - 1996 zurück. Insbesondere der organische Anteil nahm stark ab, so dass insgesamt keine hohe Deponiegasausbeute erwartet werden kann. Die im Betrieb befindliche Deponie erstreckt sich über eine Fläche von ca. 8 ha. Die Ablagerung von nicht vorbehandelten Siedlungsabfällen endete mit dem 31.05.2005 vor dem rechtlichen Hintergrund der TA-Siedlungsabfall.

Aufgrund der strengen Regelungen in NRW durfte Hausmüll bereits ab 2004 nicht mehr deponiert werden. Danach durften nur noch Abfälle abgelagert werden, die einen organischen Anteil von kleiner 5 % beinhalten. Diesbezüglich ist zu erwarten, dass aufgrund der fehlenden organischen Anteile, die Deponiegasmenge der ZDA II zukünftig rückläufig sein wird. Zudem kann eine Verringerung des CH₄-Gehaltes weiterhin erwartet werden. Wie die Abbildung 4-4 zeigt, ist der Methangehalt des Deponiegases der ZDA II im Zeitraum von Januar 1998 bis Mai 2007 im Wesentlichen oberhalb von 40 %. Die zum Teil starken Schwankungen (z.B. März und Juni 2006) der Gasqualität erlauben es aber nicht, ganzjährig das höherwertige Gas der ZDA II mit Schwachgas der ZDA I zu vermischen und somit ein energetisch verwertbares Gasgemisch zu erhalten. Aus diesem Grund dient das Deponiegas der ZDA II nur zeitweise dazu, einen Teil des Schwachgases energetisch aufzuwerten. Insbesondere die Gasbrunnen der ZDA I mit schlechter Absaugleistung fördern Deponieschwachgas mit niedrigen CH₄-Gehalten (< 30 %).

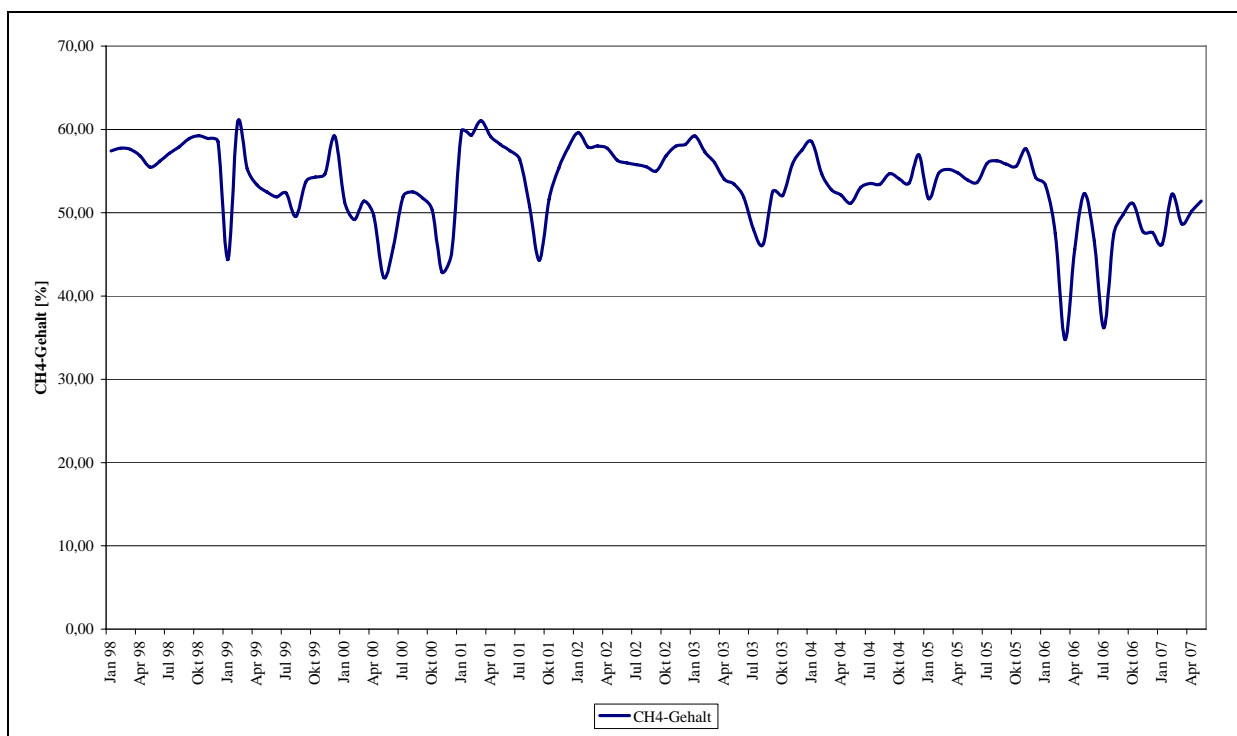


Abbildung 4-4: Methangehalt des Deponiegases der Zentraldeponie II seit Januar 1998

Das gewonnene Deponiegas wurde vor Projektbeginn ohne weitere energetische Aufbereitung über einen Gasmotor mit einer installierten elektrischen Leistung von 802 kW_{el} verwertet. Auf diese Weise wurden pro Jahr rund 4.400 MWh/a elektrischer Strom und rund 6.000 MWh/a thermische Energie produziert, die jedoch weitestgehend ungenutzt

abgegeben werden musste. Das Aggregat wurde durch die anfallende Deponiegasmenge, in den letzten Jahren nur zu rund 60 % ausgenutzt.

Diese Ausgangssituation führte seitens des Deponiebetreibers zu den Überlegungen, ein Verfahren zur Verwertung des Deponieschwachgases zu entwickeln, welches zum einen das Deponieschwachgas energetisch derart aufwertet, dass es im Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt werden kann und zum anderen die vorhanden offenen Leistungskapazitäten des BHKW von ca. 300 kW_{el} ausschöpft. Diese Ziele sollten durch die Integration einer Biogasanlage und die Aufwertung des Deponieschwachgases mit Hilfe des energiereicheren Biogases erreicht werden.

Zunächst war zu überlegen, aus welchem Material das Biogas erzeugt werden soll. Zu dem Aufgabenbereich der EGST hätte es eher gehört, Biogas aus der Vergärung von Bioabfällen zu erzeugen. Da aber einige benachbarte Landwirte sich mit dem Gedanken trugen, eine landwirtschaftliche Biogasanlage zu errichten, wurde auch die Auslastung des BHKW durch Biogas aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage in Erwägung gezogen. In dieser landwirtschaftlichen Biogasanlage sollten als Basismaterial Gülle und zur Erhöhung des Gasertrages Co-Fermente in Form von nachwachsenden Rohstoffen zum Einsatz kommen. Wegen der zu realisierenden Synergieeffekte wurde sich die EGST mit vier Landwirten einig, gemeinsam eine Biogasanlage zu betreiben. Gegründet wurde eine Verwaltungs-GmbH, an der die Naturstoff- und Dienstleistungszentrale Land+Forst (NLF) als Vertreter der Landwirte und die EGST beteiligt sind. Weiter wurde die Biogasanlage Altenberge GmbH & Co. KG gegründet. Komplementär ist die Verwaltungsgesellschaft, Kommanditisten sind vier Landwirte und die EGST. Die Landwirte haben sich vertraglich zur Lieferung der Gülle und zur Abnahme von Gärresten verpflichtet. Die NLF ist zuständig für die Beschaffung der nachwachsenden Rohstoffe und für die Verwertung der Gärreste, der Betrieb der Biogasanlage obliegt der EGST. In der Abbildung 4-5 ist die Gesellschaftsstruktur der Biogasanlage Altenberge GmbH & Co. KG schematisch dargestellt.

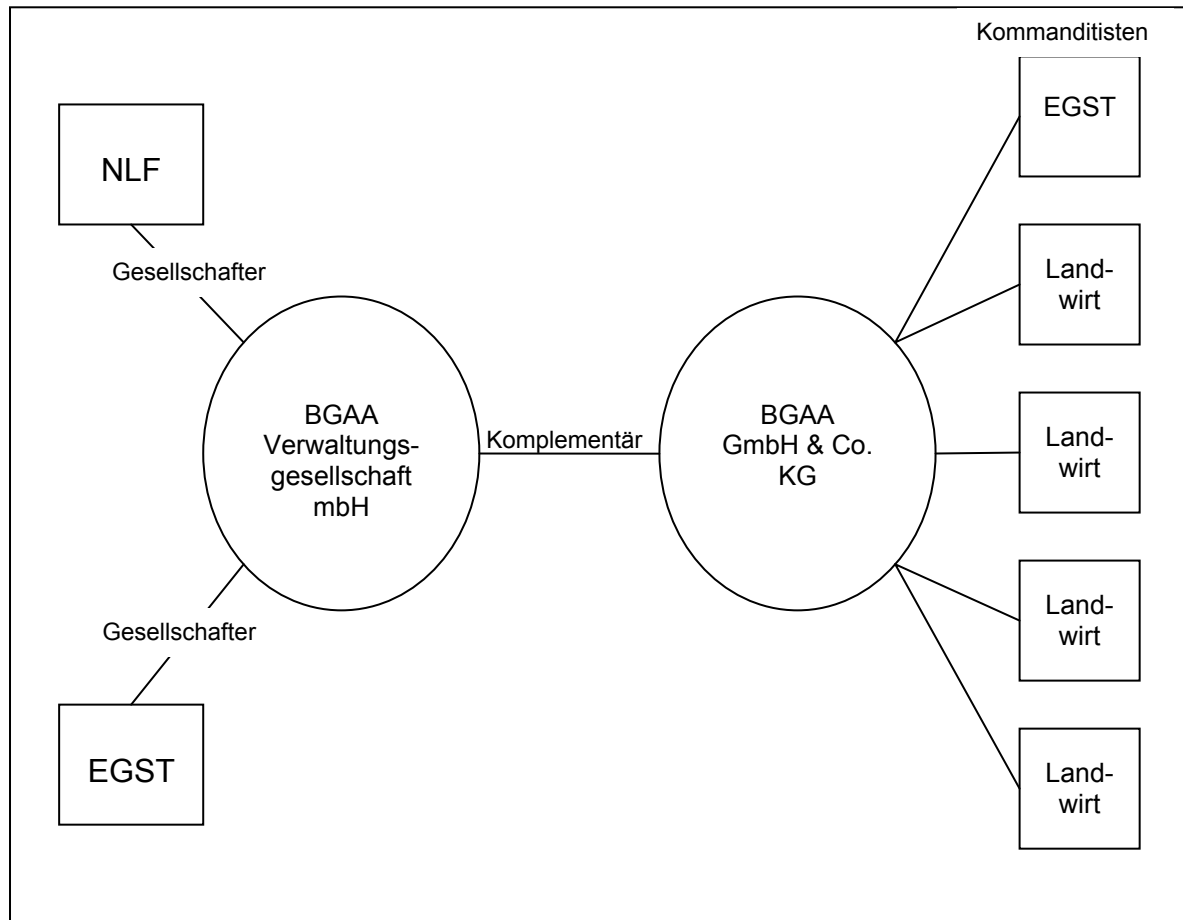


Abbildung 4-5: Schematische Darstellung der Gesellschaftsstruktur

4.3 Biogastechnologie

Biogas entsteht bei der anaeroben Gärung von organischen Stoffen wie Wirtschaftsdünger (Gülle) sowie nachwachsenden Rohstoffen aus der landwirtschaftlichen Produktion und besteht überwiegend aus Methan (55-75 Prozent) und Kohlenstoffdioxid (24-44 Prozent). Daneben treten noch Schwefelwasserstoff (0,2-1 Prozent), andere Gase in Spuren sowie Wasserdampf auf.

Großtechnisch wird Biogas mit Hilfe bestimmter Mikroorganismen gewonnen. Dieser Prozess vollzieht sich in einer Biogasanlage in einem beheizten Fermenter. Die Biogasproduktion hängt von vielen Faktoren ab. Grundsätzlich lässt sich die Biogasproduktion in vier Prozessschritte unterteilen, die in der Abbildung 4-6 dargestellt sind.

Dieser biologische Prozess ist von Einflussgrößen wie Temperatur, Redoxpotential, pH-Wert, Sauerstoffgehalt, Verweilzeit, Raumbelastung, Substratkonzentration sowie verschiedene Hemmwirkungen durch Zwischenabbauprodukte und Co-Substrate abhängig.

Temperatur

Bakterien können in drei Gruppen eingeteilt werden, die unterschiedliche Temperatur- und somit Aktivitätsoptima besitzen. Daraus ergeben sich drei mögliche Anlagenkonzepte, die grundsätzlich zur Biogasproduktion geeignet sind. Der größte Teil der Boden- und Wasserbakterien ist mesophil, ihr Temperaturoptimum liegt zwischen 30 °C und 37 °C.

Die zweite Gruppe sind die thermophilen Bakterien. Sie haben ihr Temperaturoptimum zwischen 50 °C und 55 °C. Der Nachteil eines thermophilen Prozesses liegt in den höheren Heizkosten und der höheren Empfindlichkeit der Bakterien gegenüber Temperaturschwankungen, als dies zum Beispiel bei den mesophilen Bakterien der Fall ist. Der Vorteil der thermophilen Verfahrensweise liegt in den kürzeren Verweilzeiten und den höheren Gasausbeuten begründet. Die dritte Gruppe sind die psychrophilen Bakterien. Sie sind für den verfahrenstechnischen Einsatz zur Biogasproduktion von geringer Bedeutung. Ihr Temperaturoptimum liegt unterhalb von 20 °C. Die mesophile Betriebsweise hat sich weitestgehend durchgesetzt, da diese Betriebsweise stabil und wirtschaftlich zu betreiben ist. Die mittlere Verweilzeit liegt bei ca. 40 Tagen.

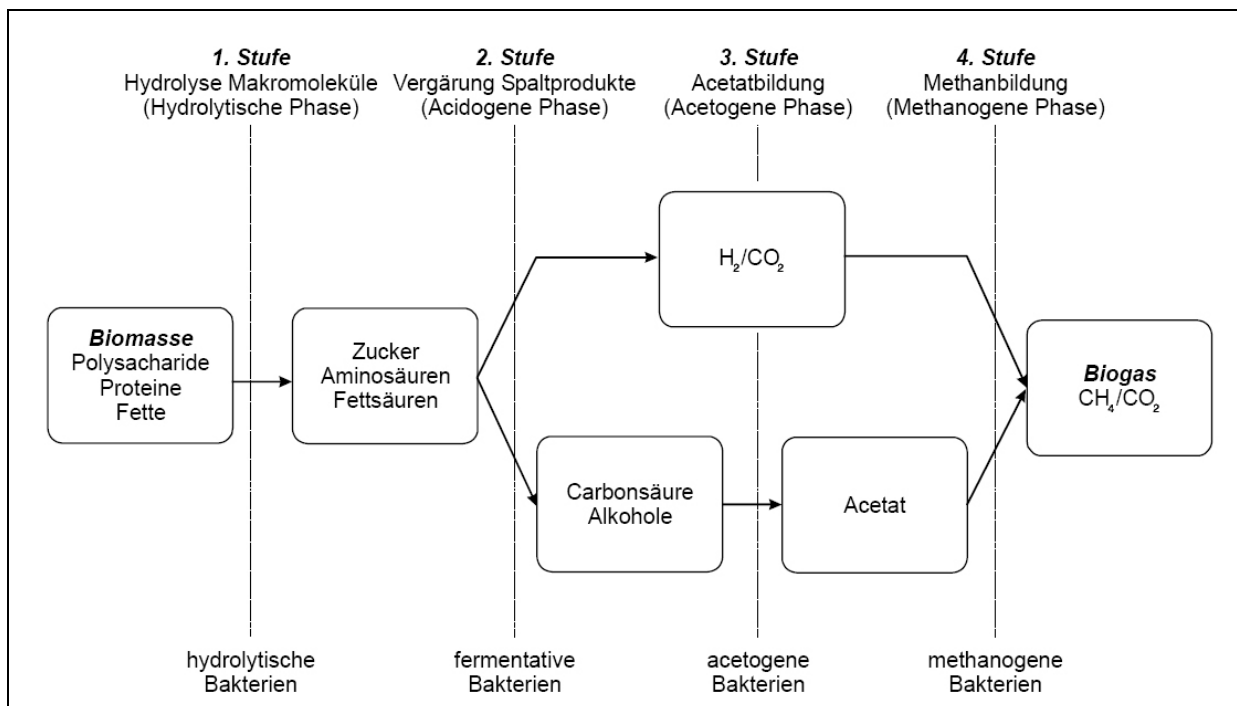


Abbildung 4-6: Schematische Darstellung der Biogasproduktion

Grundsätzlich ist die Biogasproduktion in vier Prozessschritte unterteilt.

- 1. Hydrolysephase:** Die Bakterien spalten große Moleküle wie Eiweiß, Cellulose, Stärke, Pektin und Fette in Bruchstücke um sie für die weitere „Verarbeitung“ verfügbar zu machen.
- 2. Versäuerungsphase:** Aus den Bruchstücken der Moleküle werden kurzkettige organische Säuren gebildet.
- 3. Acetogene Phase:** Die kurzkettigen organischen Säuren werden unter Bildung von Wasserstoff zu Essigsäure abgebaut.
- 4. Methanogene Phase:** In dieser Phase wird Essigsäure zu Methan und Kohlenstoffdioxid gespalten.

pH-Wert

Die ungestörte Entwicklung der Mikroorganismen ist sehr eng mit einem optimalen pH-Wert verbunden. Generell ist ein pH-Wert im neutralen Bereich (pH 7) vorteilhaft, da dies den Verhältnissen des Zellinneren der Bakterien entspricht. Viele Organismen tolerieren aber pH-Werte zwischen 5 und 9. Diese pH-Werte stellen sich durch die verschiedenen Zwischenabbauprodukte ein. Hydrolysierende Bakterien haben ihr pH-Optimum im Bereich von 5,2 – 6,3 während methanogene Bakterien ihr pH-Optimum bei 6,8 – 7,5 haben.

Durchmischung

Während der ersten beiden Stufen der Methanbildung (Hydrolyse und Versäuerungsphase) ist eine permanente bzw. zeitweilige Durchmischung des Reaktorinhaltes notwendig zur:

- gleichmäßigen Verteilung des Substrates
- schnellen und vollständigen Umsetzung der abbaubaren organischen Inhaltsstoffe
- Abtransport der gebildeten Zwischenprodukte
- Reduktion bzw. Vermeidung einer ungewünschten Schwimm- bzw. Sinkschicht

Bei den beiden letzten Stufen der Methanbildung (Acetogene Phase und Methanogene Phase) ist aufgrund der symbiotischen Lebensweise der beteiligten Mikroorganismen eine Durchmischung des Reaktorinhaltes aufgrund der auftretenden Scherkräfte eher

schädlich. Diese Scherkräfte trennen die eng miteinander verbundenen Mikroorganismen voneinander und schädigen somit die Methanbildung. Dennoch ist eine leichte Durchmischung des Reaktorinhalts erforderlich zur:

- gleichmäßigen Gasaustreibung
- gleichmäßigen Beimischung des Substrates
- Reduktion bzw. Vermeidung einer ungewünschten Schwimm- bzw. Sinkschicht

Prozesshemmende und toxische Substanzen

Der anaerobe Abbauprozess wird bei einer hinreichend hohen Konzentration durch nahezu alle Substanzen gehemmt. Es werden daher lediglich Konzentrationsgrenzen von Substanzen angegeben, die bereits bei niedrigen Konzentrationen hemmend auf den Prozess wirken. Die Wirkung der Substanzen kann von einer leichten Hemmung des Wachstums bis zur Abtötung der für die Vergärung wichtigen Organismen der Biogasanlage führen. In der Tabelle 4-1 sind diese Substanzen mit ihren hemmend wirkenden Konzentrationen aufgelistet.

Neben den aufgeführten Substanzen können Antibiotika und Desinfektionsmittel bereits in niedrigen Konzentrationen ebenfalls hemmend bzw. toxisch wirken.

Tabelle 4-1: Hemmende bzw. toxische Konzentrationen verschiedener Substanzen in der flüssigen Phase des Biogasreaktors

	Substrat	Konzentration
		[mg/l]
Schwermetalle	Cr III	500
	Cr VI	200
	Ni	50-200
	Cu	50-100
	Zn	10-100
	Cd	70
	Pb	10-30
	NH ₃	30-100
	NH ₄	4.000-6.000
	H ₂ S	25-200 (1-7 Vol. % im Gas)
	Na	3.500-6.000
	K	2.500-5.000
	Ca	2.500-5.000
	Mg	1.000-1.500

Das bei dem Prozess entstehende Biogas enthält neben CO₂ und CH₄ noch andere Gase in geringen Mengen. Die Tabelle 4-2 zeigt eine Übersicht der Zusammensetzung und der Eigenschaften von Biogas.

Tabelle 4-2: Zusammensetzung und Eigenschaften von Biogas

Biogaszusammensetzung		
Methan	50-75	[%]
Kohlenstoffdioxid	25-50	[%]
Wasserdampf	0-10	[%]
Stickstoff	0-5	[%]
Sauerstoff	0-2	[%]
Wasserstoff	0-1	[%]
Ammoniak	0-1	[%]
Schwefelwasserstoff	0-1	[%]
Biogaseigenschaften		
Dichte	1,2	[kg/m ³]
Heizwert	4-7,5	[kWh/m ³]
Zündtemperatur	700	[°C]
Zündkonzentration Gasgehalt	6-12	[%]
Geruch	je nach Schwefelwasserstoffgehalt von neutral bis Geruch „nach faulen Eiern“	

Das entstehende Gas reichert sich an und wird in einem Gasspeicher bei einem Überdruck von ca. 0,05 bis 0,5 mbar zwischengespeichert.

4.3.1 Anlagenbestandteile und Auswahl des Verfahrens

Die Abbildung 4-7 zeigt eine schematische Übersicht der möglichen Biogasverfahren. Dabei dominiert die "nasse Vergärung". Die ungefähr 3.500 Biogasanlagen (Stand 2007) in Deutschland arbeiten fast ausschließlich nach dem Verfahren der "Nassen Vergärung".

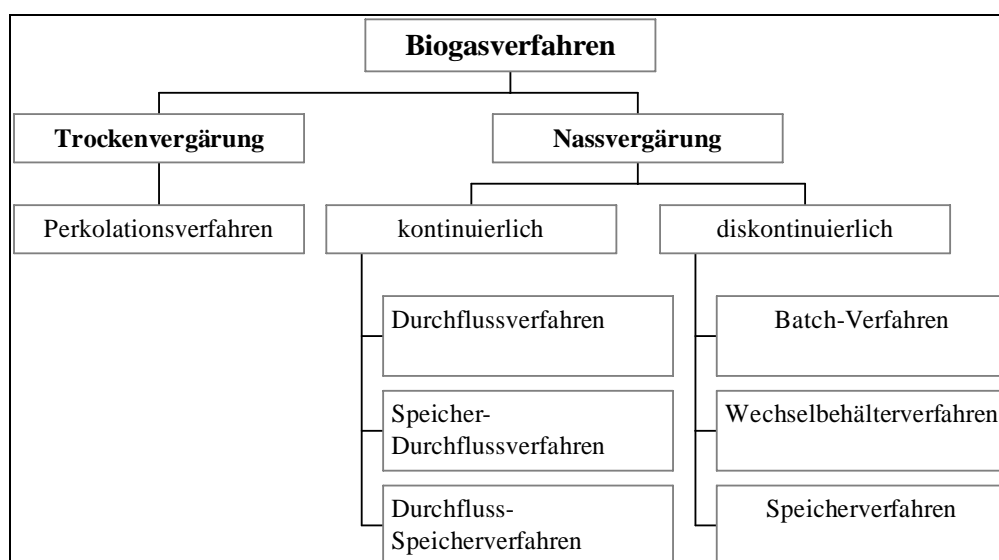


Abbildung 4-7: Schematische Übersicht der Biogasverfahren

Es wird von "Trockener Vergärung" gesprochen, wenn stapelbare, feststoffartige Biomasse vergoren wird. Dieses Verfahren wird derzeit nur vereinzelt angewendet, hat jedoch ein großes Entwicklungspotential.

Das Durchfluss- bzw. Speicher-Durchflussverfahren

Die meisten Biogasverfahren arbeiten nach dem kontinuierlichen Durchfluss- bzw. nach dem Speicher-Durchflussverfahren. Dieses Verfahren zeichnet sich gegenüber den anderen Verfahren dadurch aus, dass der Faulbehälter immer gefüllt ist und nur zur Reparatur oder zur Entfernung von Sinkschichten gelegentlich entleert wird. Aus einem kleinen Vorbehälter (Anmaischbecken) wird das Rohsubstrat ein- bis mehrmals täglich in den Faulbehälter eingebracht, wobei gleichzeitig und automatisch am Überlauf des Fermenters eine entsprechende Menge von ausgefauletem Substrat in den Lagerbehälter austritt.

Vorteile des Durchflussverfahrens sind:

- Gleichmäßige Gasproduktion
- Gute Faulraumauslastung
- Kostengünstige und kompakte Bauweise
- Ausgereifte Technik, Erfahrungswerte, vielfach ausgeführt
- Hoher Automatisierungsgrad möglich

Nachteile des Durchflussverfahrens:

- Frischsubstrat wird mit ausgefauletem Material vermischt, wodurch der Hygienisierungseffekt beeinträchtigt wird

Beim Speicher-Durchflussverfahren kann der oder die Fermenter sowohl im Speicher- als auch im Durchflussverfahren betrieben werden. Beim Anfahren oder nach der Gülleentnahme bis zu einer bestimmten Restmenge arbeitet der bzw. arbeiten die Fermenter bis zur erneuten Füllung im Speicher-Betrieb. Wenn der Fermenter voll ist wird aus der Speicher- eine Durchflussanlage. Das überlaufende Substrat gelangt in ein Endlager. Es wird nicht nur gleichmäßig viel Gas erzeugt, sondern auch zusätzlicher Lagerraum geschaffen. Eine schematische Darstellung des Speicher-Durchflussverfahrens ist in der Abbildung 4-8 dargestellt. Das Speicher-Durchflussverfahren wurde auch für das Vorhaben gewählt, da es von diesem Verfahren die meisten praktischen Erfahrungen gibt und zu erwarten ist, dass diese Verfahrensweise den stabilsten Prozess liefert. Die Anlage wird wie in der Abbildung 4-8 dargestellt mit einem Fermenter, einem Nachgärer und einem Endlager betrieben.

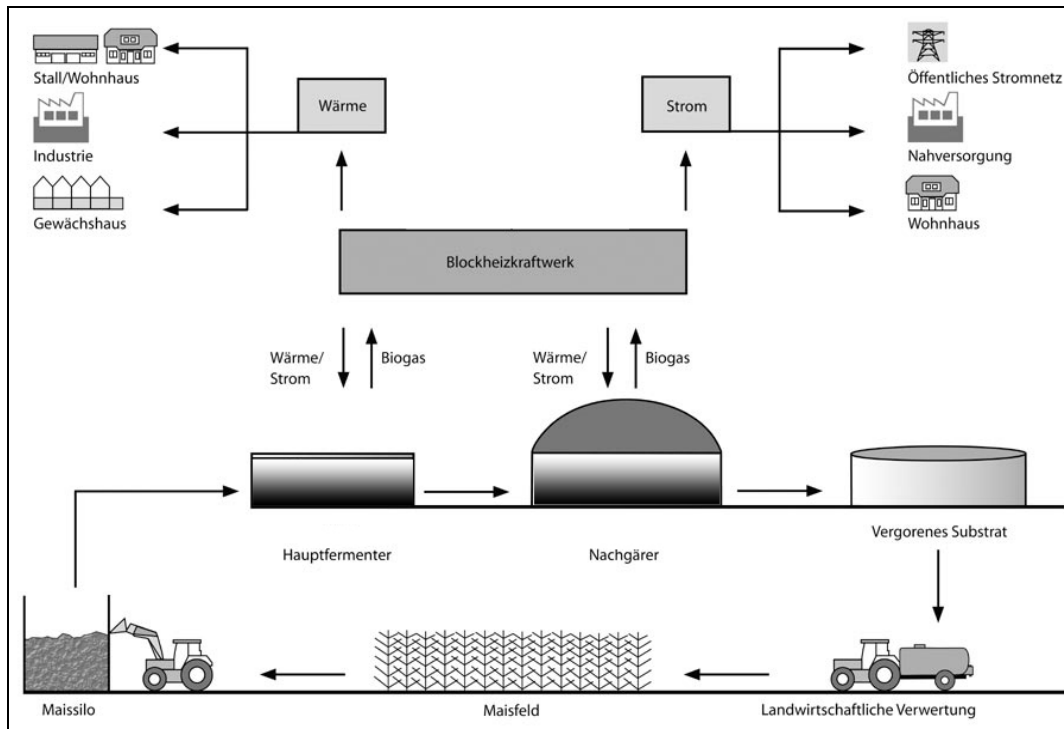


Abbildung 4-8: Verfahrensschema des Speicher-Durchflussverfahrens

4.4 Rechtliche Ausgangssituation zu Nutzung des Biogases bzw. Mischgases

Die energetische Nutzung von Deponie- bzw. Biogas ist vom Gesetzgeber gefordert und gewünscht. Dies unterstreicht nicht zuletzt das erneuerbare Energien Gesetz (EEG). In seiner für den Projektzeitraum aktuellen Fassung aus dem Jahre 2004 werden sowohl für Deponiegas (§ 7) als auch für Biogas (§ 8) explizit die Vergütungssätze für eine elektrische Kilowattstunde festgelegt.

Für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen beträgt die Vergütung bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt 7,67 Cent pro Kilowattstunde.

Die erzielbare Einspeisevergütung für Biogas setzt sich aus verschiedenen Vergütungsanteilen zusammen. Das EEG sieht eine Grundvergütung für die eingespeiste elektrische Energie vor. Darüber hinaus gibt es verschiedene Bonusvergütungen, die bei Erfüllung der Voraussetzungen, zu dieser Grundvergütung addiert werden.

Für die Vergütung nach dem EEG gelten folgende Regelungen:

- Entscheidend für die Vergütung ist das Jahr der Inbetriebnahme (Erstmalige Einspeisung von Strom in das allgemeine Netz)
- Festschreibung dieser Vergütung über 20 Jahre

- Degression der Vergütung bis zum Jahr der Inbetriebnahme nach 2004: jährlich 1,5 % ab 2005

Bonusvergütungen:

- Ausschließliche Verwertung von Wirtschaftsdünger und nachwachsenden Rohstoffen bis 500 kW_{el}: + 6,0 Ct/kWh
- Ausschließliche Verwertung von Wirtschaftsdünger und nachwachsenden Rohstoffen von 500 bis 5.000 kW_{el}: + 4,0 Ct/kWh
- Effizienzbonus (Kraft-Wärme-Kopplung): + 2,0 Ct/kWh
- Innovationsbonus: + 2,0 Ct/kWh

In der Tabelle 4-3 sind die Grundvergütungen für die entsprechenden Jahre der Inbetriebnahme aufgelistet.

Tabelle 4-3: Grundvergütung für eingespeiste elektrische Energie nach dem EEG (ohne Boni)

Vergütung für Strom aus Biomasse				
Jahr der Inbetriebnahme	EEG-Novelle ohne Boni			
	bis 150 kW	bis 500 kW	bis 5 MW	> 5 MW
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2004	0,1150	0,0990	0,0890	0,0840
2005	0,1133	0,0975	0,0877	0,0827
2006	0,1116	0,0961	0,0864	0,0815
2007	0,1099	0,0946	0,0851	0,0803
2008	0,1083	0,0932	0,0838	0,0791
2009	0,1066	0,0918	0,0825	0,0779
2010	0,1050	0,0904	0,0813	0,0767

Die im Jahr der Inbetriebnahme gültigen Mindestvergütungen einschließlich eventueller Bonuszahlungen sind für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme vom Energieversorgungsunternehmen zu bezahlen. Die Umsatzsteuer ist in den Vergütungssätzen nicht enthalten.

Bonus bei ausschließlichem Einsatz von Nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo-Bonus)

Die Mindestvergütungen erhöhen sich zusätzlich um einen „NawaRo-Bonus“ in Höhe von

- 6,00 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 500 Kilowatt,
- 4,00 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 500 Kilowatt bis 5 Megawatt,

wenn der Strom ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden, aus Exkrementen und/oder Urin von Nutztieren, mit oder ohne Einstreu“ oder aus in einer landwirtschaftlichen Brennerei angefallener Schlempe, für die keine anderweitige Verwertungspflicht nach dem Branntweinmonopolgesetz besteht, oder aus beiden Stoffgruppen gewonnen wird, die Biomasseanlage ausschließlich für den Betrieb mit Stoffen nach Nummer 1 genehmigt ist, oder, soweit eine solche Genehmigung nicht vorliegt, der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden und auf demselben Betriebsgelände keine Biomasseanlagen betrieben werden, in denen Strom aus sonstigen Stoffen gewonnen wird.

Effizienz- bzw. Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus

Die Mindestvergütungen bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 20 Megawatt erhöhen sich zusätzlich um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde, soweit es sich um Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handelt und dem Netzbetreiber ein entsprechender Nachweis vorgelegt wird.

Die Biogasanlage der Entsorgungsgesellschaft Steinfurt ging Ende 2004 in Betrieb und wird ausschließlich mit Wirtschaftsdünger und nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) betrieben, so dass der NawaRo-Bonus für die Stromvergütung gewährt wird.

Da das anfallende Biogas zusammen mit Deponiegas energetisch verwertet wird, wurde in Absprache mit dem örtlichen Energieversorger die vertragliche Vereinbarung getroffen, dass ein unabhängiger Gutachter jedes Jahr die anteiligen Vergütungssätze, bezogen auf die Energieströme aus der Deponie und jene, die aus der Biogasanlage verwertet werden, errechnet und somit beide Energieströme getrennt vergütet werden können.

Untersuchungen und Verfahrenstechnik

Im Rahmen des Vorhabens wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt und sollen nun im folgenden Kapitel dargestellt werden:

- Genehmigungsverfahren der Biogasanlage
- Planung, Ausschreibung und Bau der Biogasanlage
- Inbetriebnahme der Biogasanlage
- Reformierung des Deponieschwachgases
- Entwicklung eines Wärmenutzungskonzeptes
- Optimierung der Prozessführung

4.5 Genehmigungsverfahren der Biogasanlage

Das Genehmigungsverfahren verlief mit wenigen Ausnahmen reibungslos. Nach einem Vorgespräch mit der Genehmigungsbehörde (Genehmigung nach Bundes Immissionsschutzgesetz) wurden die im Vorfeld besprochenen Antragsunterlagen vollständig erstellt und eingereicht. Nach nur etwa drei Monaten wurde daraufhin die Genehmigung erteilt.

Das das Genehmigungsverfahren in nur drei Monaten abgeschlossen werden konnte, lag nicht zuletzt an der guten Vorbereitung durch den Antragsteller. Bereits im Vorfeld wurden die Gespräche mit den Nachbarn des Standortes gesucht und geführt, so dass bereits zu einem frühen Zeitpunkt die meisten Probleme (Einwände aus der Bevölkerung) ausgeräumt werden konnten. Es gab zu Beginn des Genehmigungsverfahrens dennoch einen Einwand einer Nachbarin, dem jedoch die Genehmigungsbehörde nicht stattgegeben hat.

Darüber hinaus wurden die Erfahrungen von Betreibern bereits bestehenden Biogasanlagen hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens eingebracht, so dass mögliche Zeitverzögerungen während des Verfahrens umgangen werden konnten. So wurde z.B. ein Geruchsgutachten, ohne Anforderung der Behörde, erstellt und dem Antrag beigelegt.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens waren folgende Behörden beteiligt:

- Bezirksregierung Münster,

Dez. 52 Abfallwirtschaft,

Dez. 36 Immissionsschutz,

Dez. 35 Bauaufsicht,

Dez. 50 Veterinärangelegenheiten,

Dez. 51 Höhere Landschaftsbehörde

- Kreis Steinfurt,
untere Wasserbehörde
Bauaufsichtsamt
Untere Landschaftsbehörde
Veterinäramt
 - Staatliches Umweltamt Münster
 - Landwirtschaftskammer Steinfurt
 - Gemeinde Altenberge
 - Staatliches Amt für Arbeitsschutz
 - Landw. Berufsgenossenschaft Münster
- Landesamt für Ernährung und Jagd Düsseldorf

5 GEGENSTAND DER UNTERSUCHUNGEN

5.1 Bau der Biogasanlage

Im Rahmen der Projektplanung wurde der notwendige Anbau der erforderlichen Rohstoffe rechtzeitig berücksichtigt, so dass während der Bauphase das Fahrsilo mit Silomais aufgefüllt werden konnte.

Der Bau der Biogasanlage (BGA) erfolgte ebenfalls planmäßig und ohne größere Verzögerungen und technischer Probleme. Kleinere Schwierigkeiten bzw. Probleme während der Bauphase waren z.B. der hohe anstehende Grundwasserspiegel. Ein weiteres kleines Problem tauchte hinsichtlich der Gasdichtigkeit an verschiedenen Stellen auf. So wurden für den Bau des Fermenters und des Nachgärers Spannbetonbehälter verwendet die mit einer Betonplatte abgedichtet wurden. Es hat sich gezeigt, dass diese Behälterdecken nicht absolut gasdicht sind, da aufgrund von Messuntersuchungen an den Fugen noch Gaskonzentrationen von 1.000 ppm nachgewiesen werden konnten. Die verantwortliche Firma konnte diesen Fehler jedoch weitestgehend beheben. Weitere leichte Gasundichtigkeiten konnten an den Schaugläsern gemessen werden. Grundsätzlich sollten die Konstruktionen für Rührwerksdurchführungen hinsichtlich der Gasdichtigkeit weiterentwickelt werden. Zum Zeitpunkt der Bauphase gab es kein wirtschaftliches System, so dass durch eine Eigenkonstruktion des Betreibers die Gasdichtigkeit gewährleistet wurde. In der Abbildung 5-1 ist eine Fotoreihe der einzelnen Bauabschnitte dargestellt.

5 Gegenstand der Untersuchungen



Abbildung 5-1: Fotoreihe der einzelnen Bauabschnitte der BGA

Die wesentlichen Daten der für eine elektrische Leistung von rd. 300 kW_{el} ausgelegten Biogasanlage sind in der Abbildung 5-2 zusammengefasst.

Inputmengen			Vorlagebehälter für Gülle	
Silomais	4.200 t/a	16,44 m ³ /d	Nutzvolumen	518 m ³
Gülle	5.000 t/a	13,69 m ³ /d	Betonrundbehälter, ausgerüstet mit einem Tauchmotorrührwerk und Foliendach	
Mist	600 t/a	1,64 m ³ /d		
Outputmengen			Fermenter	
Gärrest	8.604 t/a		Gesamtvolumen	1.130 m ³
Biogas	1.196 t/a	~ 300 KW/h	Nutzvolumen	1.032 m ³
Lagerung, Dosierung für Silomais und Mist			Betonrundbehälter mit Betondecke Paddelrührwerk und Tauchmotorrührwerk	
Fläche	2.200 m ² (25 m x 88 m)		Nachgärer	
Siloplatte in Asphaltbauweise; Dosierung über Schubboden mit Gewichtserfassung; Förderung mittels Eintragschnecken			Gesamtvolumen	1.130 m ³
			Nutzvolumen	1.032 m ³
			Betonrundbehälter mit Betondecke; Tauchmotorrührwerk	
Gasspeicher			Endlager für Gärreste	
Nutzvolumen	550 m ³		zentral an der Anlage	2.302 m ³
Foliensack mit Einhausung durch Getreidesilo und Füllstandsmessung			dezentral bei den bet. Landwirten	2.656 m ³

Abbildung 5-2: Zusammenfassung der wichtigsten Daten der BGA

In Summe dauerte die Bauphase rund vier Monate, so dass die Anlage plangemäß Ende Dezember 2004 den ersten Strom in das öffentliche Netz einspeisen konnte.

5.2 Inbetriebnahme der Biogasanlage

Nachdem die innen liegende Heizung mit Heizwasser beaufschlagt wurde, damit die Rohrleitungen aus PEHD die Möglichkeit der Längendehnung hatten, wurden die Behälter (Fermenter + Nachgärer) etwa bis zur Hälfte mit Gülle (Mischgülle aus Rinder- und Schweinegülle) befüllt und aufgeheizt. Für die Inbetriebnahme wurde auf Gärsubstrat aus einer anderen Anlage verzichtet.

Kontinuierlich wurden im Fermenter die Temperatur, der pH-Wert und das Redoxpotential gemessen. Darüber hinaus erfolgt diskontinuierlich die Bestimmung des Trockensubstanzgehaltes (TS-Gehalt). Im Nachgärer wird lediglich noch die Temperatur überwacht. Abbildung 5-3 zeigt das Anlagen- und MSR-Schema der Visualisierung der Prozesssteuerung der Biogasanlage.

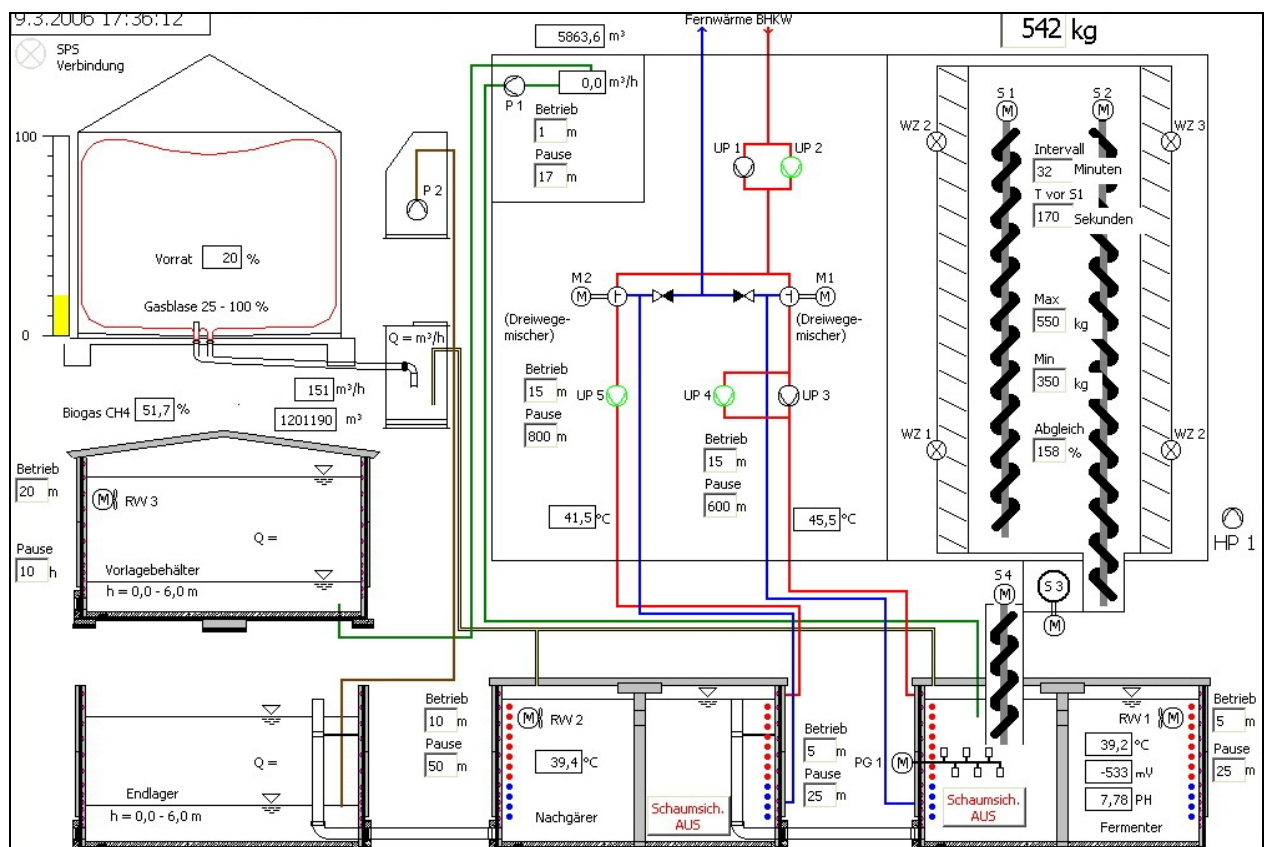


Abbildung 5-3: Anlagen- und MSR-Schema der Biogasanlage

Es hat sich herausgestellt, dass die Überwachung dieser Parameter für einen stabilen Betrieb der Anlage ausreichend ist. Im Labor des Anlagenbetreibers besteht die Möglichkeit das Gärsubstrat zusätzlich auf organische Säuren zu untersuchen. Die

Untersuchung der organischen Säuren bietet die Möglichkeit, schneller auf Veränderungen im Gärverhalten zu reagieren, als dies durch den pH-Wert der Fall wäre. Ein zu hoher Gehalt an organischen Säuren weist auf Schwierigkeiten bei der Methanbildung hin, die zum Beispiel durch ein zeitweises Aussetzen der Fütterung der Anlage wieder normalisiert werden kann. Aufgrund der Pufferwirkung des Substrates ist eine solche Veränderung bzw. ein solches Problem über eine pH-Sonde erst später erkennbar, so dass bereits ein erheblicher Schaden der Organismen (insbesondere der Methanbakterien) die Folge sein kann. Wesentliche technische oder verfahrenstechnische Veränderungen wurden seit der Inbetriebnahme nicht an der Anlage vorgenommen. In der Abbildung 5-4 ist die Phase der Inbetriebnahme bis zu dem Zeitpunkt des Erreichens eines stabilen Prozesses anhand des Methangehaltes dargestellt.

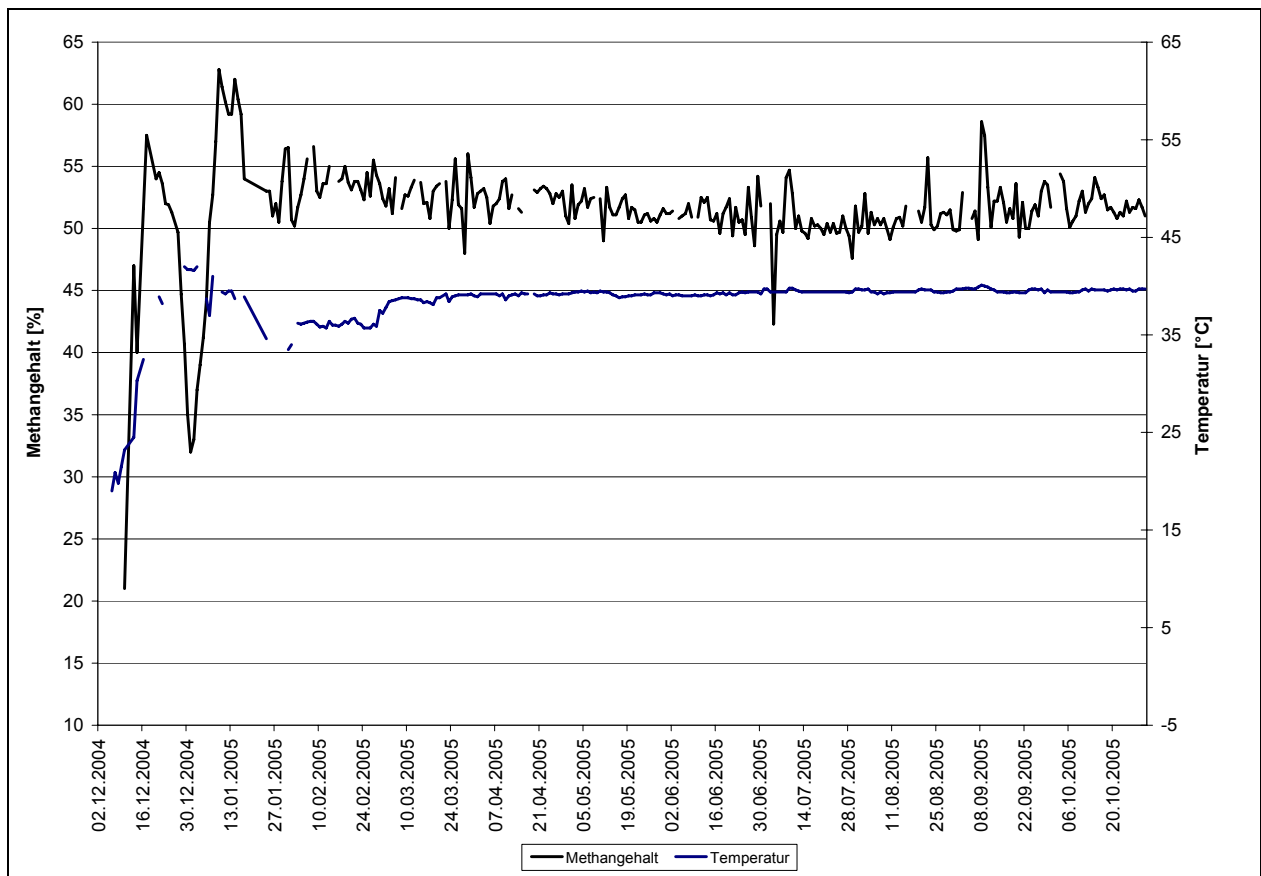


Abbildung 5-4: Methangehalt und Temperaturverlauf der Inbetriebnahme der BGA

Wie in der Abbildung 5-4 dargestellt ist, konnte bereits nach etwa drei Monaten ein relativ stabiler Prozess mit einer kontinuierlichen Biogasproduktion erreicht werden. Bis auf wenige Ausnahmen, wird mit der Anlage ein Biogas mit einem mittleren Methangehalt von über 50 % produziert. Die Anlage wird auf einem stabilen Temperaturniveau von knapp 40 °C und einem durchschnittlichen pH-Wert von 7,5 betrieben. Das Redox-

5 Gegenstand der Untersuchungen

potential wird ebenfalls erfasst und liegt in der Regel zwischen -515 bis -520 mV. Ein Redoxpotential über -500 mV (also z.B. -480 mV) deutet auf einen nicht optimalen Betriebszustand hin.

Grundsätzlich kommt für den Betrieb von Biogasanlagen mit nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) eine Vielzahl an Rohstoffen in Frage. Allerdings hat sich für den Betrieb solcher Anlagen, neben einem Anteil an Wirtschaftsdünger, der Einsatz von Silomais bewährt. In der Tabelle 5-1 ist eine Übersicht von möglichen Substraten einer NawaRo-Biogasanlage sowie die zu erwartenden Gaserträge dargestellt.

Tabelle 5-1: Übersicht einiger Rohstoffkenndaten für eine NawaRo-Biogasanlage

Co-Substrate	TS	oTS	mittlerer Biogasertrag	mittlerer Biogasertrag	mittlerer N _{ges} -Gehalt	mittlerer P ₂ O ₅ -Gehalt	mittlerer K ₂ O-Gehalt
	[%]	[%]	[l/kg oTS]	[m ³ /t]	[kg/t]	[kg/t]	[kg/t]
Silagen							
Corn-Cob Mix (CCM)	60,00	97,90	664,70	390,40	7,26	4,12	3,60
Futterrübenblattsilage	15,00	79,10	596,80	70,80	2,70	0,82	6,44
Ganzpflanzensilage Ackerbohnen	40,00	94,00	523,40	196,80	9,45	3,02	9,60
Ganzpflanzensilage Roggen	28,00	93,20	498,60	176,60	4,11	2,69	8,54
Ganzpflanzensilage Weizen	40,00	93,60	501,40	187,70	4,24	2,34	5,38
Gerstensilage	35,00	93,30	607,30	298,30	3,95	2,89	6,85
GPS Getreide	40,00	93,90	518,70	194,80	4,42	2,78	6,87
GPS Getreide	38,00	93,20	495,50	175,50	4,11	2,69	8,54
Grünhafersilage	30,00	88,60	515,00	136,90	3,35	2,43	9,93
Grünroggensilage	30,00	88,60	563,30	149,70	3,77	2,83	12,94
Hülsenfruchtgemenge Silage	25,00	88,40	523,60	115,70	4,52	2,93	8,72
Lieschkolbensilage	45,00	97,10	644,80	281,80	5,03	2,89	3,24
Maissilage in Kolbenbildung	18,00	93,00	543,70	91,00	2,03	1,23	3,88
Maissilage in Milchreife	22,00	94,60	563,10	117,20	2,31	1,48	4,23
Maissilage in Teigreife	28,00	95,50	577,80	154,50	2,64	1,72	5,27
Perkosilage	14,00	83,20	652,10	76,00	3,97	1,35	6,94
Rapssilage	14,00	80,00	673,00	75,40	2,94	1,43	6,62
Rübensilage	15,00	85,00	674,30	86,00	2,39	1,45	7,73
Körner							
Ackerbohnen	87,00	96,10	696,20	582,10	29,97	9,62	12,95
Erbсен	87,00	96,30	693,90	581,40	25,96	9,56	11,48
Gerste	87,00	97,20	684,10	578,50	12,03	7,77	5,22
Hafer	87,00	96,70	595,60	501,10	12,33	6,95	5,22
Leinsamen	91,00	95,10	785,40	679,70	26,00	11,25	8,74
Mais	87,00	98,30	690,20	590,30	10,62	7,97	5,01
Milo	87,00	96,60	664,80	558,70	13,03	6,34	3,22
Rapssamen	88,00	95,50	766,90	644,50	23,01	19,14	9,56
Roggen	87,00	97,80	701,7	597,00	11,33	6,57	6,26
Sojabohnen	93,50	94,70	732,90	649,00	43,52	15,20	22,33
Sonnenblumensamen	88,00	96,60	699,40	594,50	19,46	7,66	6,55
Süßlupine	87,00	95,90	716,90	598,20	37,68	10,16	9,92
Triticale	87,00	97,70	690,20	586,70	12,83	6,87	5,85
Weizen	87,00	98,10	700,90	598,20	13,83	7,57	5,22
Wirtschaftsdünger							
Geflügelkot	15,00	75,00	500,00	56,30	7,20	4,95	k.A.
Mastrindergülle	10,00	85,00	400,00	34,00	3,89	2,13	5,80
Milchviehgülle	8,50	85,00	280,00	20,20	3,49	1,70	6,29
Pferdekot	28,00	75,00	300,00	63,00	k.A.	k.A.	k.A.
Schafmist	30,00	80,00	450,00	108,00	k.A.	k.A.	k.A.
Schweinegülle	6,00	85,00	400,00	20,40	3,68	2,52	k.A.

Ein schneller Wechsel von Inputmaterialien ist grundsätzlich nicht zu empfehlen. Die Mikroorganismen, die sich im Fermenter einstellen, sind speziell an die herrschenden Bedingungen angepasst. Veränderungen des Betriebs oder des Rohstoffeinsatzes können den Biogasertrag positiv wie negativ beeinflussen. Daher ist es die spezifische Herausforderung eines jeden Biogasanlagenbetreibers, eine Betriebsweise und eine Fütterungsrezeptur zu entwickeln, die stabile und hohe Gasausbeuten bei geringen Betriebskosten ermöglichen, um einen optimalen Prozess und somit eine wirtschaftliche Betriebsweise zu erreichen.

Es wurden daher, besonders zu Beginn der Betriebszeit in der Biogasanlage der Entsorgungsgesellschaft Steinfurt (EGST) verschiedene Substrate getestet und hinsichtlich ihrer Einflüsse und Ergebnisse überprüft. Neben dem Einsatz von Silomais wurden zu Beginn ebenfalls auch Versuche mit dem Einsatz von Zwiebeln, Grassilage und Getreide durchgeführt.

Insbesondere der Einsatz von Zwiebeln und Grassilage erwies sich aufgrund von Schaumbildungen und der Bildung von hohen Schwefelanteilen im Biogas als problematisch. So konnte mit einer Fütterungsrezeptur neben Wirtschaftsdünger bestehend aus Silomais, Zwiebeln und Getreide kein kontinuierlicher Betrieb gewährleistet werden. Insbesondere bei dem Einsatz von Grassilage gab es schon bei der Dosierung Schwierigkeiten, da das Material sich um die Schnecken wickelte und mit der vorhandenen Technik nicht zu fördern war.

Die bislang sinnvollste Rezeptur ist ein Substratgemisch aus Wirtschaftsdünger, Maisilage und Corn-Cob Mix (CCM), einem Mais-Spindel-Gemisch. Dieses ermöglicht einen stabilen kontinuierlichen Betrieb, dabei macht sich die Zugabe von CCM bereits nach etwa einer bis zwei Stunden mit einem deutlich erkennbaren Anstieg der Gasproduktion bemerkbar. Eine mögliche technische Optimierung wäre in diesem Zusammenhang eine separate Zugabe des energiereichen Materials, da eine Homogenisierung mit einem Radlader nur schwer möglich ist.

Mit der folgenden Rezeptur erreicht die Anlage aktuell eine 100 %-ige Auslastung bzw. läuft auf Nennlast (300 kW_{el}). Dabei werden rund 140 m³ Biogas pro Stunde produziert. Der CH₄-Gehalt liegt bei ca. 52 %.

- 16 m³/d Silomais
- 14 m³/d Wirtschaftsdünger

- 1 t/d CCM

Da die Inbetriebnahme der Biogasanlage in weniger als drei Monaten abgeschlossen werden konnte und sich von diesem Zeitpunkt an ein weitestgehend stabiler Prozess eingestellt hat, kann die Vorgehensweise als sehr erfolgreich bezeichnet und als beispielhaft angesehen werden. Der Einsatz von Gärsubstrat aus bereits bestehenden Anlagen für die Erstbefüllung der Fermenter könnte die Inbetriebnahmezeit noch deutlich reduzieren, da bereits die notwendigen Mikroorganismen und insbesondere das erforderliche Temperaturniveau durch das Impfsubstrat bereitgestellt werden und somit die Fütterung der Anlage in einem solchen Fall in vollem Umfang erfolgen kann, ohne den Prozess langsam anzupassen.

5.3 Reformierung des Deponieschwachgases

Bereits während der Inbetriebnahmephase wurden geringe Mengen (etwa 35 m³/h) des erzeugten Biogases dem Deponiegas zugemischt und anschließend energetisch im BHKW verwertet. Diese Vorgehensweise lieferte den Beweis für die technische Funktionsfähigkeit der Gasmischung und des Rohrleitungssystems, so dass nachdem diese Prüfung positiv verlaufen war, konnte die Zudosierung der Biogasmengen kontinuierlich bis zur Erreichung der Volllast von 140 m³/h gesteigert werden. Um betriebstechnische Erfahrungen zu sammeln, den Gesamtprozess zu beobachten sowie mögliche anfängliche Schwierigkeiten beheben zu können, wurden zunächst keine Veränderungen an den Einstellungen der aktiven Deponiegaserfassung vorgenommen. In diesem Zeitraum wurde das entstehende Biogas (ca. 140 m³/h) mit einem Methangehalt von etwa 52 % dem Deponiegasstrom (ca. 290 m³/h) und einem durchschnittlichen Methangehalt von etwa 49 % beigemischt und energetisch im BHKW verwertet.

Bei einer Gasanforderung von rund 430 m³/h wurde das erzeugte Mischgas in dieser Zeit mit einem Methangehalt von etwa 50 % durch das BHKW verwertet.

Diese erste Testphase verlief positiv. Weder zu diesem Zeitpunkt noch bis zum Zeitpunkt der Berichterstellung gab es Probleme hinsichtlich der Mischung der Gase.

In der Tabelle 5-2 sind die Gasmengen und die Methangehalte der 3 Rohgasströme im Zeitraum von Januar 2005 bis Juli 2007 im Einzelnen dargestellt.

5 Gegenstand der Untersuchungen

In der Abbildung 5-5 und der Abbildung 5-6 ist diese Tabelle grafisch ausgewertet. Im Bereich der Deponie ist im betrachteten Zeitraum auch wieder der Trend zu beobachten, dass sowohl die Gasmenge als auch die Qualität im Mittel rückläufig sind.

In der Abbildung 5-5 sind die Methanqualitäten der drei Rohgasströme und des daraus resultierenden Mischgases grafisch dargestellt.

Tabelle 5-2: Gasmengen und Methangehalte der 3 Rohgasströme im Zeitraum von Januar 2005 bis Juli 2007

	ZDA I		ZDA II		BGA		Mischgas	
	Gasmenge [m³/h]	Methangehalt [% CH ₄]	Gasmenge [m³/h]	Methangehalt [% CH ₄]	Gasmenge [m³/h]	Methangehalt [% CH ₄]	Gasmenge [m³/h]	Methangehalt [% CH ₄]
Januar 05	152	43,36	160	51,68	30	54,31	342	48,21
Februar 05	152	40,59	160	54,71	47	53,55	359	48,58
März 05	152	41,74	160	55,18	104	52,64	416	49,64
April 05	152	47,23	160	54,78	145	52,50	457	51,54
Mai 05	152	45,43	160	53,94	120	51,56	432	50,28
Juni 05	152	45,46	160	53,66	133	51,23	445	50,13
Juli 05	152	49,98	160	55,92	92	50,19	404	52,38
August 05	152	50,36	160	56,23	133	50,83	445	52,61
September 05	152	52,14	160	55,82	120	52,06	432	53,48
Oktober 05	152	54,10	160	55,58	146	51,94	458	53,93
November 05	152	54,68	160	57,67	145	52,10	457	54,91
Dezember 05	152	52,34	160	54,21	145	50,90	457	52,54
Januar 06	141	50,00	149	53,32	141	51,60	431	51,67
Februar 06	141	45,70	149	47,51	141	52,90	431	48,68
März 06	141	38,47	149	34,76	141	51,20	431	41,35
April 06	141	38,94	149	45,61	141	51,80	431	45,45
Mai 06	141	38,55	149	52,31	141	52,60	431	47,90
Juni 06	141	37,65	149	46,62	141	52,17	431	45,50
Juli 06	141	42,07	149	36,18	141	52,23	431	43,36
August 06	141	46,31	149	47,32	141	52,29	431	48,62
September 06	141	44,21	149	49,80	141	52,36	431	48,81
Oktober 06	141	42,01	149	51,10	141	52,42	431	48,56
November 06	141	46,56	149	47,73	141	52,48	431	48,90
Dezember 06	141	43,20	149	47,61	141	52,55	431	47,78
Januar 07	140	46,20	149	46,24	140	52,61	429	48,31
Februar 07	140	45,77	149	52,22	140	52,67	429	50,26
März 07	140	37,20	149	48,66	140	52,74	429	46,25
April 07	140	44,50	149	50,14	140	52,80	429	49,17
Mai 07	140	47,76	149	51,40	140	52,86	429	50,69
Juni 07	140	46,20	149	50,20	140	52,93	429	49,78
Juli 07	140	43,10	149	49,40	140	52,99	429	48,52

Aus der Abbildung 5-5 ist deutlich zu erkennen, dass die Methangehalte der ZDA I bereits mehrfach im Projektzeitraum die für die energetische Verwertung kritische Methangehaltsgrenze von 40 % unterschritten haben. Die Methangehalte der ZDA II unterschritten diese Grenze ebenfalls, so dass zu dieser Zeit, ohne eine energetische Aufwertung des Deponiegases mit Biogas eine energetische Verwertung nur eingeschränkt bis gar nicht möglich gewesen wäre. Deutlich sind einerseits die teilweise erheblichen Schwankungen der Deponiegasqualität und andererseits die sehr gleichmäßig anfallende Biogasqualität zu erkennen. Das in seiner Menge und Qualität sehr gleichmäßig anfallende Biogas hat einen positiven Effekt auf das entstehende Mischgas, da dort die starken Schwankungen des Deponiegases abgeschwächt werden

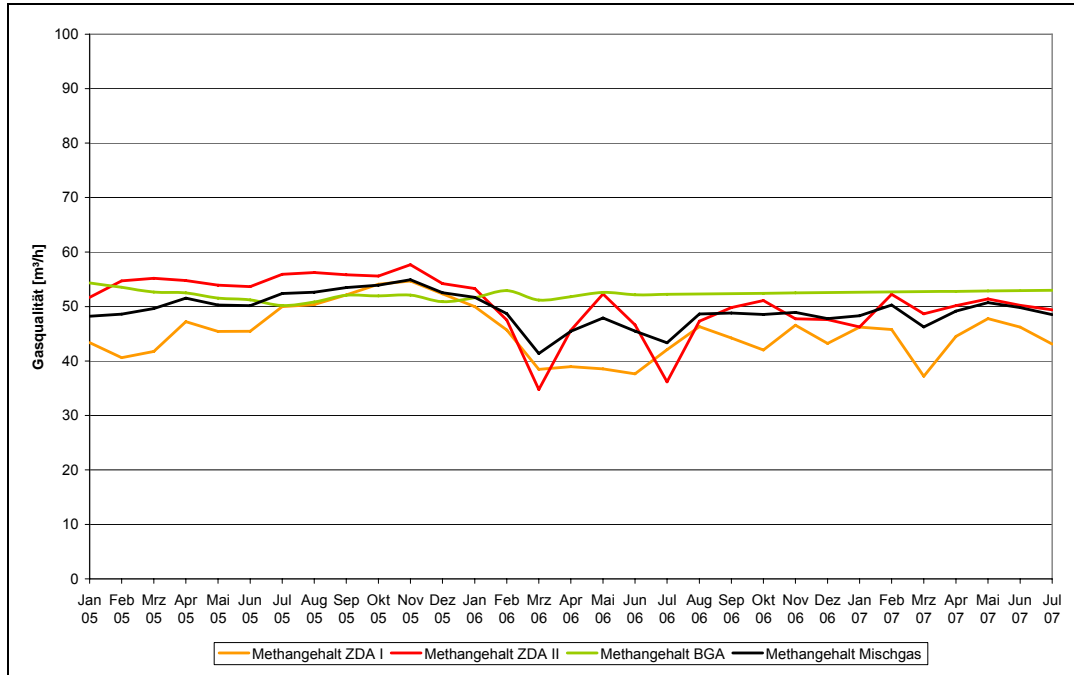


Abbildung 5-5: Gasqualität der drei Rohgasströme und des resultierenden Mischgases

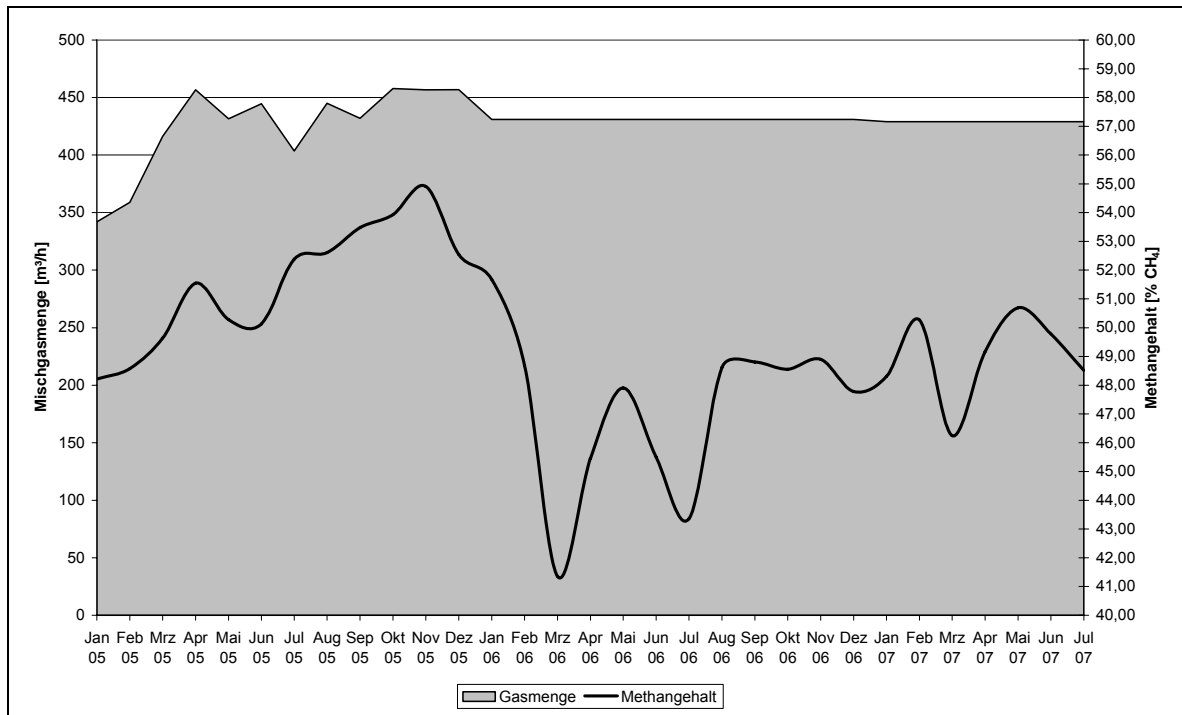


Abbildung 5-6: Mischgasmenge und –qualität über den Projektzeitraum

können, so dass die Qualität des Mischgases, das zum BHKW geleitet wird, eine annähernd gleich bleibende Qualität aufweist.

Die Abbildung 5-6 zeigt die Gasmenge und die Methangehalte des Mischgases über den Projektzeitraum. Es ist erkennbar, dass auch hier deutliche Schwankungen im

dargestellten Zeitraum vorhanden waren, aber das Mischgas zu keinem Zeitpunkt den kritischen Wert von 40 % Methan-Gehalt unterschritten hat.

Darstellung der Untersuchungsreihe

Die technische und verfahrenstechnische Machbarkeit konnte durch die erfolgreiche Mischung von Biogas mit Deponiegas und der anschließenden energetischen Verwertung des Mischgases durch das vorhandene BHKW bereits nachgewiesen werden.

Im Rahmen des Vorhabens sollten diese Ergebnisse und vor allem die Grenzen des Verfahrens wissenschaftlich dokumentiert werden. In diesem Zusammenhang wurden Untersuchungsreihen geplant und durchgeführt, die im Folgenden dargestellt werden.

Um die Grenzen des Verfahrens darzustellen wurden gezielt Schwachgasbrunnen der Deponie mit geringen CH₄-Gehalten (< 10 %) und relativ hohen Sauerstoffwerten (> 16 %) angesaugt und mit Biogas reformiert. Diese Versuche wurden im Zeitrahmen einer Woche durchgeführt, regelmäßig durch Analysen überwacht und dokumentiert sowie durch Emissionsuntersuchungen begleitet, um mögliche Veränderungen im Emissionsverhalten feststellen zu können.

Zu Beginn der Messreihe betrug die Gasanforderung des Blockheizkraftwerkes rund 450 m³/h bei einem Ansaugdruck von 50 mbar. Der kritische Ansaugdruck beträgt etwa 90 mbar. Ab 100 mbar wird das System durch eine Notaus-Schaltung abgeschaltet. In der Tabelle 5-3 ist der Stand vor Beginn der Untersuchungsreihe dargestellt.

Tabelle 5-3: Messdaten vor Beginn der Untersuchungsreihe zur Schwachgasreformierung

	Methangehalt	Kohlendioxidgehalt	Sauerstoffgehalt
	Vol. %	Vol. %	Vol. %
Deponiegas	47,3	28,4	0,3
Biogas	52,3	46,6	0
Mischgas	49,7	34,9	0,1
Gasforderung	450	m ³ /h	
Ansaugdruck	50	mbar	

Von dieser Situation ausgehend, wurden nun gezielt Gasbrunnen mit hohen Methanwerten geschlossen und Schwachgasbrunnen zugeschaltet. In der Abbildung ist eine der Gasstationen abgebildet, von der aus man die einzelnen Gasbrunnen zu- bzw. abschalten kann.

Durch die Zuschaltung mehrerer Schwachgasbrunnen wurde nun über einen Zeitraum von ca. 6 Stunden der Methangehalt des Deponiegases auf < 40 % eingestellt.



Abbildung 5-7: Gasstation der Zentraldeponie Altenberge

In diesem Zeitraum wurden kontinuierlich Messdaten mit Hilfe eines Handmessgerätes an geeigneten Probenahmestellen entnommen. Die Abbildung 5-8 zeigt exemplarisch die Gasanalyse am Deponiegassammelschacht mit Hilfe des eingesetzten Handmessgerätes. Auf die gleiche Weise wurde auch das Mischgas vor der Verdichterstation analysiert, wie dies anschaulich die Abbildung 5-9 verdeutlicht. Nachdem die Gasbrunnen mit hohen Methangehalten geschlossen worden waren stieg der Ansaugdruck innerhalb von 2 Stunden von 50 mbar auf 70 mbar an. Die Gasanforderung bei diesem Ansaugdruck betrug $458 \text{ m}^3/\text{h}$ und lag damit nur unwesentlich höher als vor Beginn der Untersuchungsreihe ($453 \text{ m}^3/\text{h}$). Im Folgenden kam es zu einer Notabschaltung aufgrund stoßweise ankommender Schwachgase mit niedrigen Methangehalten. Die Steuerung des BHKW konnte die Leistung mit Hilfe der Klappensteuerung nicht mehr aufrechterhalten und schaltete automatisch aus. Die Verdichter fielen aufgrund mangelnder Abnahme auch aus und saugten kein Deponiegas mehr ab. Daraufhin schlossen auch die Biogasklappen, so dass das Biogas im Biogasspeicher zwischengespeichert werden musste (600 m^3 Volumen). Der Biogasspeicher ist immer zu etwa

15 % gefüllt. Bei einer Biogasproduktion von 150 m³/h reicht dieser Speicher daher für etwa 3 Stunden, ehe das Gas über eine Notfackel geleitet werden muss.



Abbildung 5-8: Gasanalyse am Deponiegassammelschacht mit Hilfe eines Handmessgerätes

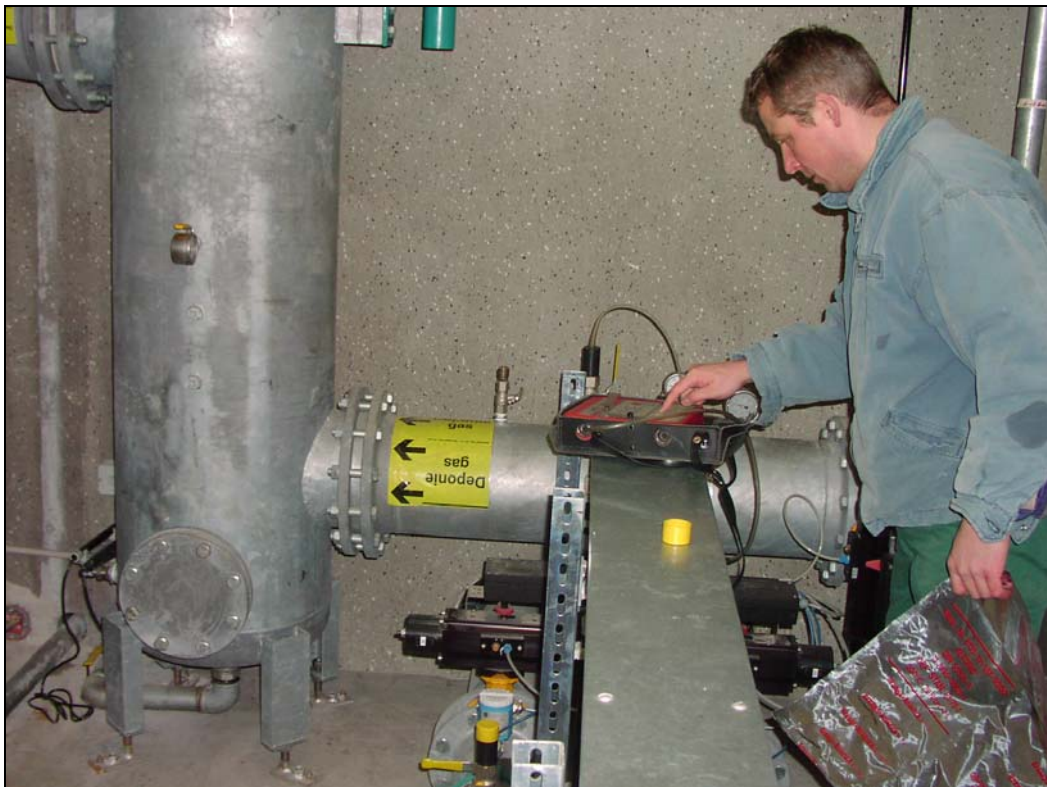


Abbildung 5-9: Mischgasanalyse vor der Verdichterstation mit Hilfe eines Handmessgerätes

5 Gegenstand der Untersuchungen

Die Störung konnte innerhalb von zwei Stunden behoben werden, so dass die Untersuchungsreihe fortgesetzt werden konnte.

Die Untersuchungsreihe wurde in den folgenden 4 Tagen fortgeführt und neben den eigenen Gasanalysen durch Emissionsmessungen und Gasanalysen eines unabhängigen Analysenlabors begleitet. Die Ergebnisse der Gasanalysen im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung sind in den folgenden Diagrammen dargestellt.

In der Abbildung 5-10 ist der Verlauf der Methangehalte der drei Gasströme (Deponie-, Bio- und Mischgas) dargestellt.

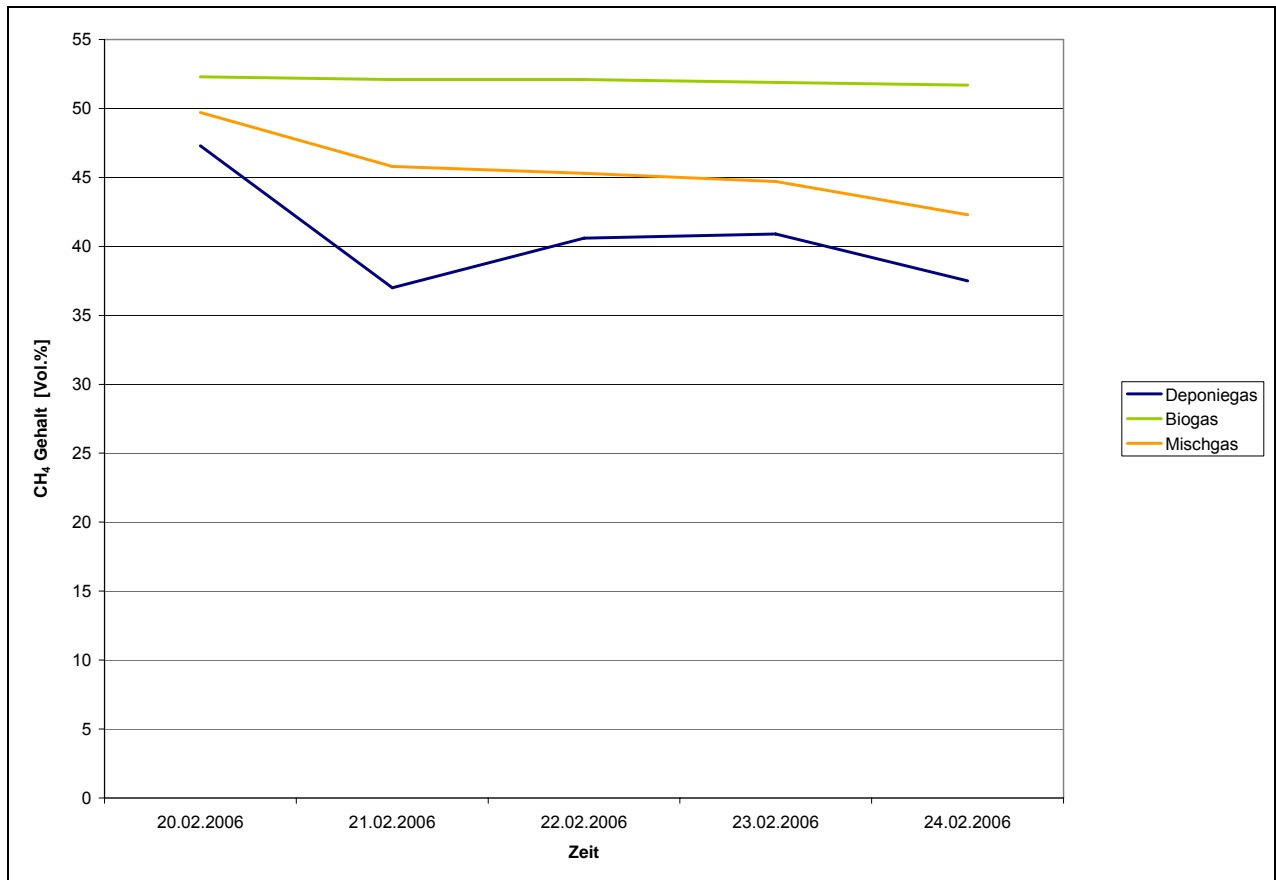


Abbildung 5-10: Methangehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung

Es ist zu erkennen, dass der Methangehalt des Deponoiegases aufgrund der gezielten Schwachgasansaugung von etwa 47 % auf 37 % am 24.02.2006 reduziert wurde. Parallel dazu konnte zum einen ein nahezu konstanter Biogasmethangehalt von etwa 52 % gemessen werden und zum anderen, aufgrund des methanreduzierten Deponiegasstroms, ein auch im Methangehalt abnehmendes Mischgas. Da sich das Mischgas bei einer Gasanforderung des BHKW von etwa 450 m³/h zu 300 m³/h aus Deponiegas und zu 150 m³/h aus Biogas zusammensetzt, war diese Methanreduzierung im Misch-

5 Gegenstand der Untersuchungen

gas erwartet worden. Ziel der Untersuchungsreihe war es den Methangehalt des Mischgases nicht unter 40 % absinken zu lassen, um zu jeder Zeit eine energetische Verwertung durch das BHKW zu ermöglichen.

Wie die Verläufe des Methananteils der Gasströme verdeutlichen, konnten durch die Methanreduzierung des Deponiegasstromes auf < 40 % die Bedingungen für eine gezielte Schwachgasreformierung eingestellt werden.

In den Abbildungen 5-10 und 5-11 sind im gleichen Zeitraum die Kohlendioxid und Sauerstoffwerte der drei Gasströme aufgetragen.

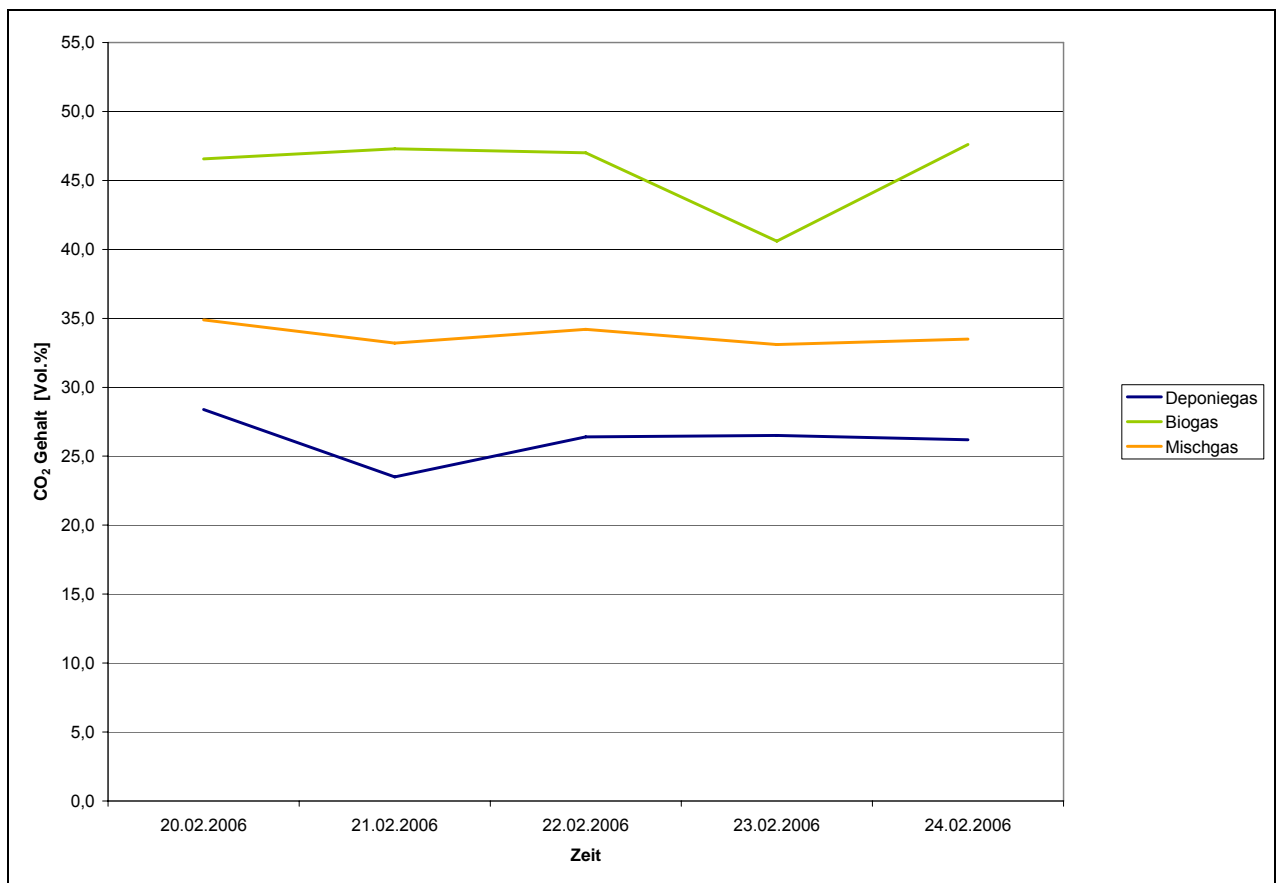


Abbildung 5-11: CO₂-Gehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung

Der CO₂-Gehalt der Gasströme blieb während der Untersuchungsreihe bis auf zwei Ausnahmen auf einem stabilen Niveau, so dass keine Störungen aufgrund zu hoher CO₂-Werte hervorgerufen wurden.

Hinsichtlich des Sauerstoffgehaltes fällt besonders der relativ hohe Wert des Deponiegases am 21.02.2006 auf. Dieser resultiert mit hoher Wahrscheinlichkeit aus der Beprobung eines Schwachgasstromes, da diese gewöhnlich neben geringen Methangehalten hohe bis sehr hohe Sauerstoffgehalte aufweisen. Die Schwachgasversuche

hatten ebenfalls Auswirkungen auf den Mischgasstrom, da auch hier der Sauerstoffgehalt im Gas in geringem Maße anstieg. Lediglich der Biogasstrom zeigte im Untersuchungszeitraum keine Sauerstoffanteile.

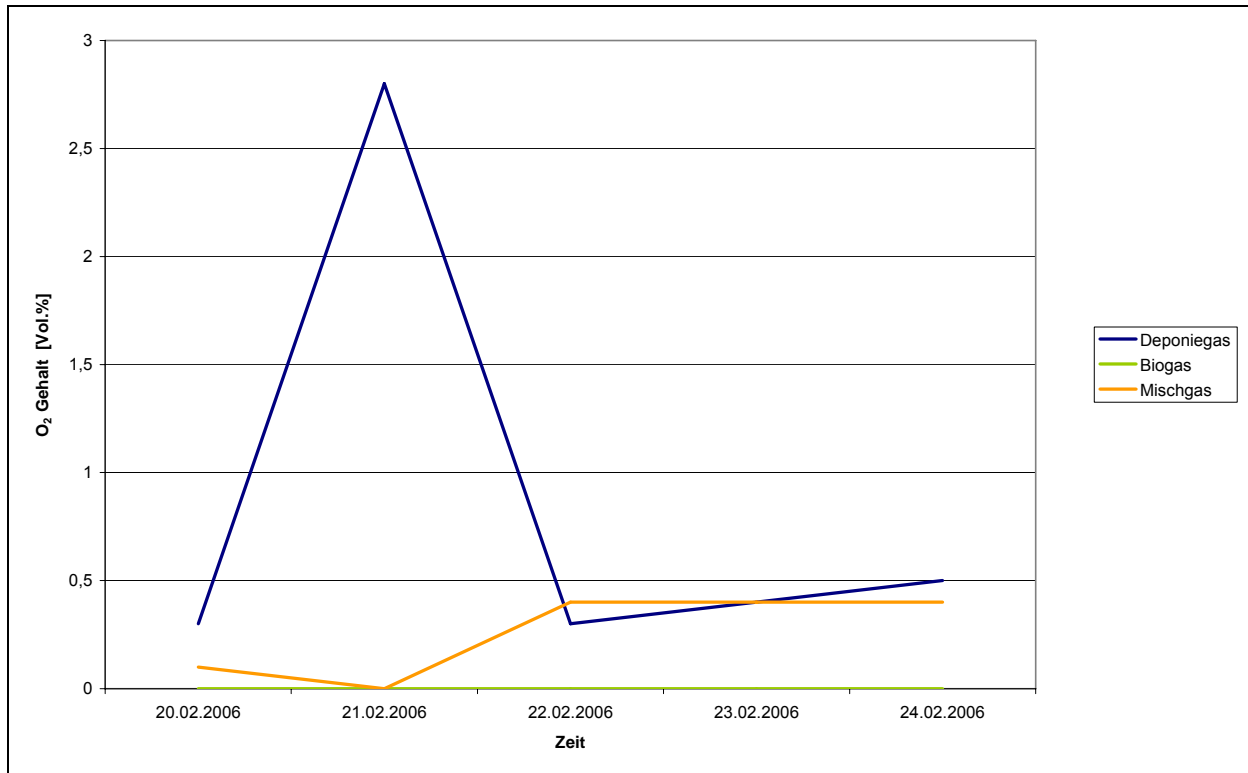


Abbildung 5-12: O₂-Gehalte der Gasströme im Rahmen der Schwachgasreformierung

Als ein Ergebnis dieser Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass die Reformierung von Deponieschwachgas mit Hilfe von energiereicherem Biogas technisch machbar ist und nachweislich im Rahmen der Untersuchungsreihe demonstriert werden konnte. Technische Schwierigkeiten aufgrund stoßweise ankommender Schwachgase mit niedrigen Methangehalten und hohen Sauerstoffgehalten sind in dieser Konzentration in der Praxis nicht zu erwarten. Hierbei handelte es sich um manuell erzeugte Versuchsbedingungen, die in einem relativ kurzen Zeitraum eingestellt wurden und somit eine Störung verursachten. In der Praxis sind starke Schwankungen der Methangehalte des Deponiegases nicht innerhalb von Stunden, sondern eher innerhalb von Wochen bis Monaten zu erwarten, so dass bei einer regelmäßigen Aufzeichnung der relevanten Parameter ausreichend Zeit bleibt, dass System auf diese Veränderungen einzustellen.

Ein weiteres Ziel der Untersuchungsreihe war es, das Emissionsverhalten bei der Reformierung von Deponieschwachgas zu untersuchen. Zu diesem Zweck wurde ein

5 Gegenstand der Untersuchungen

erfahrenes Analysenlabor damit beauftragt am Ende der Untersuchungsreihe eine Emissionsmessung auf die einzuhaltenden Grenzwerte der TA-Luft 2002 durchzuführen. Da es sich bei dem BHKW um eine Anlage nach Ziffer 1.4a Spalte 2 des Anhangs zur 4. BImSchV handelt, werden diese Emissionsuntersuchungen regelmäßig verlangt.

In der Tabelle 5-4 sind die Abgasrandbedingungen aufgeführt, die zum Zeitpunkt der Emissionsmessung vorherrschten.

Tabelle 5-4: Abgasrandbedingungen zur Emissionsuntersuchung nach TA-Luft 2002

Messstelle:	Reingas Gasmotorenanlage	
Datum:	24.02.2006	
Durchmesser a.d. Messstelle:	0,35	M
Querschnitt a.d. Messstelle:	0,096	m ²
Barometrischer Druck:	1.024	hPa
Rel. Druck a.d. Messstelle:	+158	Pa
Temperatur des Abgases:	540	°C
Sauerstoff:	7,6	Vol. %
Kohlendioxid:	7,8	Vol. %
Abgasdichte Normzustand:	1,3263	kg/m ³
Feuchte:	122	g/m ³
Abgasgeschwindigkeit:	30,0	m/s
Abgasvolumenstrom bei Betriebsbedingungen:	10.376	m ³ /h
Normbedingungen*), trocken:	3.058	m ³ /h

*) Normbedingungen bezogen auf 273 K und 1013 hPa

Der Motor wird im Regelbetrieb mit einem Mischgas bestehend aus Bio- und Deponiegas betrieben. Die Gesamtleistung von max. 800 kW_{el} wird im Verhältnis 500 kW_{el} Deponiegas und 300 kW_{el} Biogas erzielt. Bei der Verbrennungsanlage handelt es sich um einen Gas-Otto-Motor, der im Magerbetrieb gefahren wird und direkt mit einem Synchronmotor gekoppelt ist. Die gesamte Anlage ist in einem Container untergebracht. Die Abgase des Motors werden der vorhandenen Gasreinigungsanlage zugeführt und anschließend über einen Kamin in die Atmosphäre geleitet.

Die technischen Daten des Motors lauten:

Motornummer: 260025 1

Hersteller: Fa. Jenbacher Energiesysteme AG

Bauart:	4-Takt-Ottomotor Gemischaufladung mit Abgasturbolader
Typ:	J 316 GS-B 21
Zylinderzahl:	16
Anordnung:	V 70°
Hubvolumen:	38,9 l
Verdichterleistung:	2,5
Leistung nach DIN 6271:	827 kW _{el}
Schmierölbetriebsdruck:	5 bar
Schmierölmindestdruck:	2 bar
Nenn Drehzahl:	1.500 min ⁻¹
Starterdrehzahl:	150 min ⁻¹
Mittlere Kolbengeschwindigkeit:	8,5 m/s
Mittlerer Schmierölverbrauch:	0,4 g/kWh

Der Gasmotor wurde zum Zeitpunkt der Messungen kontinuierlich und mit einer Mischung von Deponierohgas (37,5 % CH₄) und Biogas (51,7 % CH₄) unter Volllast betrieben. Das so entstandene Mischgas hatte einen Methangehalt von ca. 42,3 % CH₄ bei einem Förderdruck von etwa 100 mbar.

In der Tabelle 5-5 sind eine Zusammenstellung der Emissionsmesswerte und die Grenzwerte nach TA-Luft 2002 abgebildet. Die genannten Massenkonzentrationen und Massenströme sind auf Normzustand trockener Abgase (1.013 hPa, 273 K) bezogen. Die Massenkonzentrationen beziehen sich zusätzlich auf 5 % Sauerstoffgehalt.

Die Emissionsuntersuchung nach TA-Luft 2002 haben ergeben, dass alle Grenzwerte sicher eingehalten werden und somit die Anlage vorschriftsmäßig unter den Bedingungen einer Schwachgasreformierung betrieben werden kann. Dieses Ergebnis wird auch durch den Vergleich mit den Messwerten aus einer früheren Emissionsuntersuchung bestätigt. Bei den Vergleichswerten handelt es sich um eine Emissionsuntersuchung, bei der ein Mischgas mit einem Methangehalt von 52 % im vorhandenen BHKW eingesetzt wurde. Vergleicht man die Werte miteinander, so ist eine leichte Erhöhung des Wertes für Gesamtstaub und Abnahmen für die Parameter Kohlenmonoxid, Stickstoffdioxid und Schwefeldioxid bei den Reformierungsversuchen festzustellen. Einen wesentlichen negativen Einfluss des Deponieschwachgases bzw. des Biogases auf das Emissionsverhalten der Anlage konnte somit nicht festgestellt werden.

Tabelle 5-5: Emissionsuntersuchung des BHKW nach Schwachgasreformierung

Halbstunden- mittelwert		1	2	3	Mittel- wert	Vergleichs- mittelwerte 2005 (CH ₄ -Gehalt 52 %)	Massen- strom in kg/h	Grenz- werte
Gesamtstaub	mg/m ³	3,5	4,3	3,8	3,9	1,71	0,012	20 mg/m ³
Kohlenmonoxid	mg/m ³	114	112	113	113	175	0,290	650 mg/m ³
Stickstoffdioxid	mg/m ³	308	314	310	311	429	0,798	500 mg/m ³
Schwefeldioxid	mg/m ³	< 8	< 8	< 8	< 8	15,9	< 0,018	350 mg/m ³
Formaldehyd	mg/m ³	3,2	4,4	3,2	3,6	6,74	0,011	60 mg/m ³
Benzol	mg/m ³	< 0,14	< 0,14	< 0,14	< 0,14	< 0,14	< 0,0004	1 mg/m ³
Vinylchlorid	mg/m ³	< 0,41	< 0,41	< 0,41	< 0,41	< 0,41	< 0,0013	
Chlorwasserstoff	mg/m ³	1,20	1,55	< 0,82	1,19	0,72	0,0036	30 mg/m ³
Fluorwasserstoff	mg/m ³	0,29	0,42	0,60	0,44	0,45	0,002	3 mg/m ³
Dioxine / Furane	ng/m ³	Tagesmittelwert			0,007	0,004	2,26 ⁻¹¹	0,1 ng/m ³

Mit diesen Versuchsergebnissen konnte nachgewiesen werden, dass das Konzept der Schwachgasreformierung mit Hilfe von Biogas auch im Grenzbereich der energetischen Verwertbarkeit (CH₄-Gehalt = 40 %) den gesetzlichen Emissionsanforderungen gerecht wird und somit eingesetzt werden kann.

5.4 Entwicklung eines Wärmenutzungskonzeptes

Im Rahmen des Projektes wurden Möglichkeiten der Wärmenutzung untersucht, die für den gegebenen Standort sinnvoll und realisierbar sind.

Durch die realisierte Nutzung von Deponie- und Biogas wird am Standort ein Blockheizkraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 802 kW_{el} und einer nutzbaren thermischen Leistung von etwa 730 kW_{th} betrieben und ganzjährig ausgelastet. Bei etwa 8.200 Betriebsstunden/a werden somit 6.576 MWh_{el}/a an elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz eingespeist, gleichzeitig stehen am Standort ca. 5.986 MWh/a an thermischer Energie zur Verfügung. Die thermische Energie wird in Teilen für den Biogasprozess benötigt, um die Prozesstemperatur konstant bei etwa 40 °C zu halten. Zum anderen wird die Betriebshalle sowie eine Werkstatt der Entsorgungsgesellschaft Stein-

furt mit Wärme versorgt. Darüber hinaus ist ein naher Anlieger mit seinem Wohnhaus angeschlossen und nutzt ebenfalls die produzierte Wärme. In der Tabelle sind die Verbrauchsdaten zusammengefasst.

Tabelle 5-6: Leistungs- und Verbrauchsdaten der Energiezentrale

Bezeichnung	JGC 316 GS-B.LC	
Hersteller	Jenbacher Energiesysteme	
Baujahr	1997	
elektr. Leistung Generator	802	kW _{el}
thermische Leistung Kühlwasserkreislauf	230	kW _{th}
thermische Leistung Abgasstrom	500	kW _{th}
Summe nutzbare thermische Leistung:	730	kW_{th}
An den Kühlwasserkreislauf angeschlossene Verbraucher		
Prozessenergie Biogasanlage	80	kW _{th}
privater Anlieger	80	kW _{th}
Hallenbeheizung	15	kW _{th}
Werkstattbeheizung	10	kW _{th}
Summe Verbraucher:	185	kW_{th}
Verbleibende thermische Energie:	545	kW_{th}

Nach Aussage des Anlagenbetreibers ist mit den am Kühlwasserkreislauf angeschlossenen Verbrauchern die maximale Kapazität ausgeschöpft, da insbesondere im Winter die Leistungsabnahme durch den Anlieger und der Biogasanlage durchaus um 20 % höher sein können. Daher stehen die rechnerisch noch vorhandenen Leistungsreserven im Kühlwasserkreislauf für eine weitere Wärmenutzung nicht zur Verfügung.

Daraus ergibt sich eine noch nicht genutzte thermische Leistung aus dem Abgasstrom von 500 kW_{th}. Aus dem Abgasstrom können mit Hilfe eines geeigneten Wärmetauschers konstant 110 °C ausgeschleust werden. Diese Energie soll nun wirtschaftlich sinnvoll in einem Wärmenutzungskonzept durch Trocknung eingesetzt werden.

Trocknungsarten

Bei den anwendbaren Verfahren zur Trocknung lassen sich zwei Trocknungsarten unterscheiden:

- Konvektionstrocknung (direkte Trocknung)
- Kontaktstrocknung (indirekte Trocknung)

Bei der Konvektionstrocknung wird das Heizmedium (Luft, Inertgase, Rauchgas, Abgas oder überhitzter Wasserdampf) direkt mit dem zu trocknenden Gut in Kontakt gebracht. Die Trocknung über Konvektion ist durch das Wasseraufnahmevermögen des Heizmediums gekennzeichnet (starke Temperaturabhängigkeit). Das verdampfte Wasser (Brüden) verlässt gemeinsam mit dem Heizmedium den Trockner (Abbildung 5-13). Die mit Wasserdampf gesättigte Abluft enthält u.U. Verunreinigungen die ggf. in einer Abluftreinigung entstaubt und kondensiert werden können. Die Brüdenkondensate sind organisch belastet und müssen in den meisten Fällen einer weiteren Behandlung zugeführt werden, sofern sie in einen Vorfluter eingeleitet werden sollen.

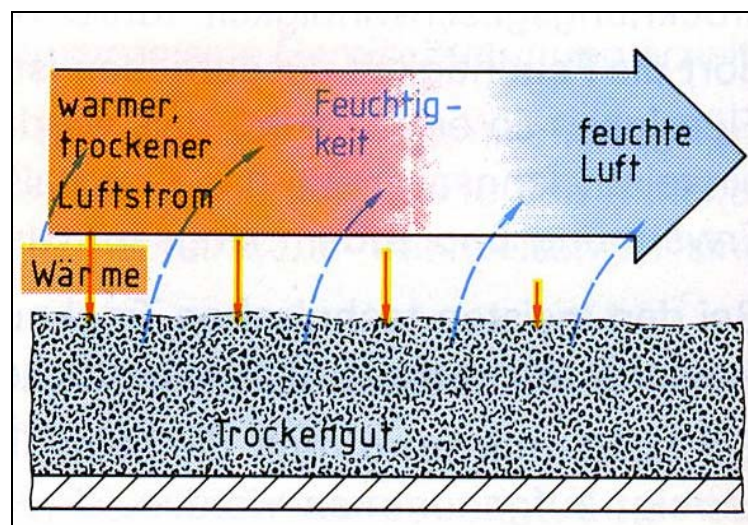


Abbildung 5-13: Schematisches Prinzip der Konvektionstrocknung

Die folgenden Schlamm-trocknungsverfahren nutzen das Prinzip der Konvektionstrocknung:

- Trommeltrockner
- Bandtrockner
- Etagentrockner
- Wirbelschichttrockner
- Schub-Wende-Trockner
- Solare Schlamm-trocknung

Bei der Kontakt-trocknung wird die Wärme über beheizte Flächen auf das zu trocknende Gut übertragen (Abbildung 5-14). Das Heizmedium kommt somit nicht mit dem Trockengut in Kontakt, sondern wird in einem separaten geschlossenen Heizsystem im Kreislauf geführt. Die Brüden werden in der Regel zur Wärmerückgewinnung in einem

Wärmetauscher kondensiert. Da die Brüden nicht mit dem Heizmedium vermischt sind, kann die Brüdenkondensation einfacher durchgeführt werden, als bei den Konvektionstrocknern.

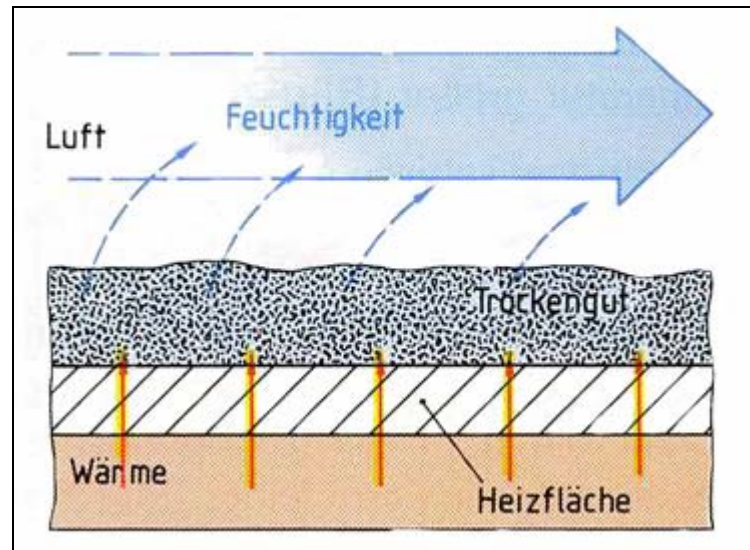


Abbildung 5-14: Schematisches Prinzip der Kontakt Trocknung

Die folgenden Trocknungsverfahren nutzen das Prinzip der Kontakt Trocknung:

- Dünnschichttrockner
- Scheibentrockner

Im Rahmen der Untersuchung wurden die Trockengüter Schlamm und Holz betrachtet. Zur Trocknung dieser Güter ist die Konvektionstrocknung geeigneter als die Kontakt-trocknung. Hinsichtlich der technischen Machbarkeit und unter Wirtschaftlichkeitsaspekten wurde ermittelt, dass ein Schub-Wende-Trockner ein geeignetes System darstellt.

Der Schub-Wende-Trockner besteht im Wesentlichen aus einem feststehenden Siebboden, auf den das Produkt mit einer gewissen Schütthöhe aufgebracht wird. Der warme trockene Luftstrom wird von unten durch den Siebboden und durch das Produkt gedrückt und tritt nach Durchströmen der gesamten Schütthöhe entweder frei in die Umgebung aus oder wird von einem Absauggebläse abgesaugt und abgeführt.

Bei dieser Trocknungstechnik ist zusätzlich ein Schub-Wendewerk installiert, das kontinuierlich das Produkt vorwärts bewegt und dabei durchmischt. Der Schub-Wende-Trockner kann zum einen als Satzrockner verwendet werden, wo eine Trocknerfüllung vollständig auf die gewünschte Endfeuchte getrocknet wird und anschließend die Anlage komplett entleert und wieder mit neuer Ware befüllt wird. Hierbei dient das

Wendewerk als reiner Durchmischungsapparat und zur Entleerung. Zum anderen kann ein Schub-Wende-Trockner als Durchlaufrockner genutzt werden. An der einen Seite wird frisches Produkt auf das Sieb aufgebracht, auf der anderen Seite erfolgt die Produktabgabe. Die Produktförderung und Durchmischung erfolgt über das Schub-Wende-Werk. In der Abbildung 5-15 sind einige Fotos dieses Trocknungssystems dargestellt.



Abbildung 5-15: Darstellung eines Schub-Wende-Trockners der Fa. Riela

Als nachgeschaltetes Modul in Verbindung mit dezentralen Biogasanlagen ist diese Technologie gut geeignet für die Trocknung von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Produkten sowie für separierte Gärreste aus Biogasanlagen und Schlämme mit einem Trockensubstanzgehalt $> 25\%$ aus der kommunalen Abwasserbehandlung oder anderen industriellen Produktionen (z.B. entwässerte Schlempe aus der Bioethanolproduktion). Im mittleren Leistungsbereich von 50 bis ca. 600 kg/h Aufgabeeleistung stellt der Schub-Wende-Trockner mit Wendewerk eine hervorragende Alternative zum Bandrockner dar.

Im Folgenden sind die Vorteile dieser Trocknungstechnik zusammengefasst:

- Stabile Konstruktion
- Im Vergleich zu anderen Technologien geringere Investitions- und Betriebskosten

- Es lassen sich viele verschiedene Produkte trocknen
- einfach zu handhaben
- geeignet für kontinuierlichen (Durchlauf-) sowie diskontinuierlichen (Satz-) Betrieb
- Schütthöhen zwischen 40 und 400 mm
- auch sehr feine Produkte können getrocknet werden

Für die Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH wurden drei Wärmenutzungskonzepte untersucht, die grundsätzlich machbar und realisierbar sind.

1. Die Trocknung von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Produkten insbesondere die Scheitholztrocknung
2. Die Trocknung von Überschussschlamm aus der Deponiesickerwasserbehandlung
3. Die Trocknung von Klärschlämmen aus der kommunalen Abwasserbehandlung

Die Trocknung von Scheitholz

Bei der Energieholztrocknung handelt es sich um die Trocknung von Holzpellets, Hackschnitzeln und Scheitholz, die zum Heizen verwendet werden. Für die Trocknung des Pellet-Rohstoffs eignen sich insbesondere Bandtrockner, für die Hackschnitzeltrocknung auch Satzrockner, wie z. B. Wagentrockner oder Absetzcontainer mit Lüftungsboden und Schub-Wende-Trockner und für die Scheitholztrocknung in erster Linie Kammer- und Wagentrockner. Der BHKW-Betreiber kann sich neben der Realisierung des Kraft-Wärme-Kopplungsbonus eine neue Einkommensquelle durch Vertrieb von Energieholz (insbesondere wenn er über eigenen Waldbesitz verfügt) oder durch Lohn-trocknung erschließen.

Scheitholz wird zunächst, so wie auch Hackschnitzel, als Stammholz frei getrocknet. Für den Einsatz als Kaminholz erfolgt jedoch, im Gegensatz zu Hackschnitzeln, nach dem Zersägen und der Spaltung des Stammholzes, eine technische Trocknung der Scheite in Trockenkammern. Als Trocknungstemperatur können ca. 90° C angenommen werden, wie sie auch bei der Trocknung von Schnittholz in Trockenkammern üblich sind. Allerdings bestehen im Vergleich zur Trocknung von Schnittholz wesentlich geringere Ansprüche an die optischen und mechanischen Eigenschaften des getrockneten Holzes, so dass im Praxisfall durchaus davon abgewichen werden kann. Die technische Trocknung gewährleistet unabhängig vom Verlauf der freien Vortrocknung eine gleichbleibend hohe Qualität des Scheitholzes mit Wassergehalten < 20 %. Scheitholz weist

mit Preisen um 170 €/t atro und mehr, ein erheblich höheres Preisniveau als Holzhackschnitzel (ca. 75 €/t atro) auf. Neben den höheren Rohstoff-, Aufbereitungs- und Logistikkosten gegenüber Hackschnitzeln, ist dies auf die stetig gestiegene Nachfrage nach Ofen- und Kaminholz der letzten 2 bis 3 Jahre zurückzuführen und bietet somit einen etwas höheren zusätzlichen Spielraum für eine technische Trocknung. Die Trocknung erfolgt üblicherweise in Kammertrocknern oder bei kleineren Chargen in Wagentrocknern.

Betrachtet man eine Trocknung von 35 % auf < 20 % Wassergehalt und die technische Trocknung alternativ mit Holz für 60 €/t atro, dann würde die Gutschrift aus vermiedener Brennstoffeinsatz für die Trocknung ca. 10 €/t atro und aus KWK-Bonus 12 €/t atro betragen. Abzüglich der einzurechnenden Transportkosten würde die durch Abwärmenutzung ermöglichte Kosteneinsparung dann im Bereich von 15 €/t atro liegen. Falls die Eingangsfeuchte des Rohmaterials 50 % statt 35 % betragen würde, würde der wirtschaftliche Vorteil durch höhere Einnahmen aus dem KWK-Bonus und einer höheren Brennstoffeinsparung um den Faktor 2,6 ansteigen. In der Tabelle 5-7 ist eine übersichtliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Bremer Energie Instituts dargestellt, nach der sich eine Kosteneinsparung von etwa 15 €/t atro errechnet.

Für die EGST würde allerdings nur die Lohntrocknung von Holz in Betracht kommen, da die Direktvermarktung von Brennholz nicht gewünscht ist. Im Projektzeitraum wurden bereits Anfragen hinsichtlich der Lohntrocknung von Scheitholz an die EGST gerichtet, so dass diese Alternative grundsätzlich durch den Betreiber in Betracht gezogen wird.

Tabelle 5-7: Kostenvor- und -nachteile der Scheitholztrocknung mit Abwärme

KWK-Bonus		11,69 €	[€/t atro]
Brennstoffeinsparung		9,18 €	[€/t atro]
Personalkosten & Transport	- 2,11 €		[€/t atro]
LKW-Kosten	- 1,31 €		[€/t atro]
Anhängerkosten	- 0,45 €		
Gabelstapler-Kosten	- 1,25 €		[€/t atro]
Summe Transportkosten		- 5,12 €	[€/t atro]
Gesamtsumme:		15,75 €	[€/t atro]

Geht man von einem Wärmebedarf bei einem Einsatz einer Trockenkammer von etwa 0,7 kWh_{th}/kg H₂O [2] aus, so errechnet sich, bei einer zur Verfügung stehenden Wärmeleistung von 4.100 MWh/a (500 kW_{th} · 8.200 h/a), eine Wasserverdunstungsmenge von 5.860 t/a. Bei einem Wassergehalt von etwa 50 % (Frischholz) entspricht dies einer

Scheitholzmenge von 11.720 t/a. Da nur der Teil der thermischen Energie einen KWK-Bonus erhält, der durch das Biogas produziert wird, muss der Energieanteil welcher aus dem Deponiegas stammt, abgezogen werden. Geht man von einer thermischen Biogasleistung von 250 kW_{th} aus, so errechnet sich, bei einer Stromkennzahl von etwa 1 und 8.200 Betriebsstunden/a, ein maximaler KWK-Bonus von ca. 41.000 €/a ($0,25 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{a} \cdot 8.200 \text{ h/a} \cdot \text{Stromkennzahl} \cdot 20 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$).

Die Trocknung von Überschussschlamm aus der betriebseigenen Deponiesickerwasserbehandlung

Eine weitere Überlegung bezieht sich auf die Trocknung des betriebseigenen Überschussschlamm aus der Deponiesickerwasserbehandlung. Der anfallende Überschussschlamm besitzt nur einen Trockensubstanzgehalt von etwa 3 %. Die Trocknung zum Beispiel mit Hilfe eines Schub-Wende-Trockners erfordert einen Trockensubstanzgehalt des Inputmaterials von > 20 % TS, besser > 25 % TS. Dies erfordert eine entsprechende Vorbehandlung des Überschussschlamm. Es wurden bereits durch eigene und im Rahmen einer Diplomarbeit, zahlreiche Entwässerungsversuche mit am Markt verfügbarer Technik durchgeführt, ohne ein Verfahren zu identifizieren, dass in der Lage ist den Überschussschlamm in einem wirtschaftlichen Rahmen zu entwässern.

Da diese Versuche bislang nicht von Erfolg beschieden waren, wurde zunächst entschieden, von einem Trocknungskonzept zur Trocknung dieser Schlämme abzusehen.

Trocknung von Klärschlamm aus der kommunalen Abwasserbehandlung

Für die Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH entspricht dieses Konzept am ehesten der Firmenphilosophie und ist prinzipiell sehr gut geeignet.

Im Kreis Steinfurt fallen jährlich etwa 12.000 t TS/a Klärschlamm aus der kommunalen Abwasserbehandlung an. Etwa 85 % der anfallenden Klärschlämme werden im Kreis Steinfurt auf einen Trockensubstanzgehalt zwischen 20 % und 30 % entwässert. Geht man bei dem entwässerten Klärschlamm (10.200 t TS/a) von einem Trockensubstanzgehalt von durchschnittlich 23 % aus, so ergibt sich rechnerisch ein Mengenanfall von $(10.200 \text{ t TS/a} : 0,23) = 44.300 \text{ t/a}$.

Die aktuellen Verwertungspfade des Klärschlammes im Kreis Steinfurt sind:

- Landwirtschaftliche Verwertung

- Verwertung im Landschaftsbau
- Kompostierung
- Thermische Verwertung

Ein für die EGST sinnvolles Wärmenutzungskonzept könnte schematisch folgendermaßen aussehen:

1. Annahme von entwässertem Klärschlamm (ca. 23 % TS)
2. Trocknung des Klärschlammes mit Hilfe der zur Verfügung stehenden thermischen Energie auf einen TS-Gehalt > 80 %
3. Abgabe des getrockneten Klärschlammes zur thermischen Verwertung

Geht man von einem Wärmebedarf bei dem Einsatz eines Schub-Wende-Trockners von etwa $1,2 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{kg H}_2\text{O}$ [2] aus, so errechnet sich, bei einer zur Verfügung stehende Wärmeleistung von 4.100 MWh/a ($500 \text{ kW}_{\text{th}} \cdot 8.200 \text{ h/a}$), eine Wasserverdunstungsmenge von 3.400 t/a . Bei einem Wassergehalt von etwa 77 % (durchschnittlich entwässertem Klärschlamm) entspricht dies einer Klärschlammmenge von ca. 4.400 t/a . Bei vollständiger Verwertung der zur Verfügung stehenden thermischen Energie errechnet sich der gleiche erzielbare KWK-Bonus wie bei der Holz Trocknung in Höhe von maximal 41.000 €/a .

In der Tabelle 5-8 sind Trocknungskosten für die Trocknung von 4.000 t/a Klärschlamm (23 % TS) berechnet.

Demnach ergeben sich spezifische Trocknungskosten von $15,50 \text{ €/t}$ Klärschlamm. Für die Trocknung von 4.000 t/a ergeben sich, nach Abzug des KWK-Bonus, somit Trocknungskosten in Höhe von rund 62.000 €/a .

Die Kosten, die bei der Annahme von Klärschlamm, über die Trocknung bis hin zur energetischen Verwertung des getrockneten Klärschlammes anfallen, sind in der Tabelle 5-9 dargestellt.

Tabelle 5-8: Berechnung der Trocknungskosten für 4.000 t/a Klärschlamm

Klärschlammmenge entwässert (TS = 23 %)	4.000	[t/a]
davon Wasser (77 %)	3.080	[t/a]
davon TS (23 %)	920	[t/a]
Klärschlamm getrocknet (TS = 80 %)	1.150	[t/a]
davon Wasser (20 %)	230	[t/a]
davon TS (80 %)	920	[t/a]
spezifischer Wärmebedarf	1,2	[kWh/kg H ₂ O]
Wärmebedarf, gesamt	3.696	[MWh _{th} /a]
Investitionskosten Trockner incl. Abgaswärmetauscher	500.000	[€]
Kosten pro Jahr		
Personal u. Maschinenkosten	10.000	[€/a]
Abschreibung (10 Jahre)	50.000	[€/a]
Kapitalkosten	15.000	[€/a]
Energiekosten (Strom)	21.000	[€/a]
Wartung / Reperatur	5.000	[€/a]
Versicherung etc.	2.000	[€/a]
Einnahmen pro Jahr		
maximale KWK-Vergütung	41.000	[€/a]
Trocknungskosten, gesamt	62.000	[€/a]
spezifische Trocknungskosten bezogen auf Tonne Input	15,50	[€/t]

Tabelle 5-9: Ermittlung der spezifischen Gesamtkosten des Konzeptes

	spezifische Kosten	Gesamtkosten
	[€/t]	[€/a]
Klärschlamm-trocknung	18,25	62.000,00
Verbrennungskosten des getrockneten Klärschlamm (35 €/t)	35,00	40.250,00
Transportkosten für den entwässerten Schlamm zur EGST	5,00	20.000,00
Transportkosten für den getrockneten Schlamm zur Verbrennung	7,50	8.625,00
Gesamtkosten		130.875,00
spezifische Gesamtkosten bei 4.000 t/a	32,72	

Die angegebenen Kosten wurden im Rahmen des Vorhabens zusammen mit dem Betreiber der Anlage ermittelt bzw. resultieren aus Erfahrungswerten. Aus dieser Aufstellung wurden spezifische Gesamtkosten in Höhe von 32,72 €/t ermittelt. Dies entspricht somit dem Annahmepreis, den die kommunalen Kläranlagen für ihren entwässerten Schlamm bezahlen müssten, damit das Konzept realisiert werden kann.

Geht man von aktuellen Verwertungskosten von ca. 40 €/t aus, so ist das entwickelte Konzept, unter den genannten Rahmenbedingungen, durchaus konkurrenzfähig.

5.5 Optimierung der Prozessführung

Wie schon im Kapitel 5.3 beschrieben, wurden insbesondere nach der Inbetriebnahme-phase der Biogasanlage der BGAA verschiedene Substrate getestet und hinsichtlich ihrer Einflüsse und Ergebnisse überprüft. Neben dem Einsatz von Silomais wurden zu Beginn ebenfalls auch Versuche mit Zwiebeln, Grassilage und Getreide durchgeführt.

Insbesondere der Einsatz von Zwiebeln und Grassilage erwies sich aufgrund von Schaumbildungen und der Bildung von hohen Schwefelanteilen im Biogas als problematisch. So konnte mit einer Fütterungsrezeptur neben Wirtschaftsdünger bestehend aus Silomais, Zwiebeln und Getreide kein kontinuierlicher Betrieb gewährleistet werden. Insbesondere bei dem Einsatz von Grassilage ergaben sich schon bei der Dosierung Schwierigkeiten, da das Material sich um die Schnecken wickelte und mit der vorhandenen Technik nicht zu fördern war.

Die bislang sinnvollste Rezeptur ist ein Substratgemisch aus Wirtschaftsdünger, Mais-silage und Corn-Cob Mix (CCM). Dieses ermöglicht einen stabilen kontinuierlichen Betrieb, dabei macht sich die Zugabe von CCM bereits nach etwa einer bis zwei Stunden mit einem deutlich erkennbaren Anstieg der Gasproduktion bemerkbar. Eine mögliche technische Optimierung wäre in diesem Zusammenhang eine separate Zugabe des energiereichen Materials, da eine Homogenisierung mit einem Radlader nur schwer möglich ist.

Ein viel entscheidender Optimierungsbedarf wurde in der Projektlaufzeit erkannt. Im Rahmen einer Routinewartung des BHKW wurden Ablagerungen im Brennraum und am Turbolader des BHKW entdeckt. Diese Ablagerungen sind in den Abbildungen 5-15 und 5-16 deutlich erkennbar.



Abbildung 5-16: Ablagerungen im Brennraum des BHKW



Abbildung 5-17: Ablagerungen am Turbolader des BHKW

Wie die Abbildung 5-15 zeigt, ist schon ein Abdruck eines Ventils auf dem Zylinderkopf erkennbar, so dass es in diesem Fall bereits zum typischen Klopfen des Motors führte. Durch die klopfende Verbrennung wird der Motor mechanisch und thermisch sehr hoch belastet. Es treten Druckspitzen auf, die Kolben, Lager und Zylinderkopf beschädigen und bis hin zu einem vollständigen Motorschaden führen können. Da diese Verkrustungen erst nach der Inbetriebnahme der Biogasanlage aufgetreten sind, lag diese Verbindung zunächst nahe. Allerdings sind aus dem Bereich der Biogasverstromung keine Stoffe bekannt, die zu derartigen Verkrustungen führen.

Ein weiterer Lösungsansatz war, dass das Silizium aus dem Deponiegas für die Ablagerungen verantwortlich war. Eine erste Analyse der Ablagerungen ergab im wesentlichen Anteile an Schwefel, Calcium, Silizium und Eisen. Dies bestätigt sich in weiteren Analysen die im August und September 2006 durchgeführt wurden.

Schwefel, als ein wesentlicher Analysebestandteil der Ablagerung, ist bekannt für seinen negativen Einfluss auf die Alterung von Motoröl, nicht jedoch für die Bildung von Ablagerungen. Um die Gasqualität insgesamt zu verbessern und im Speziellen die Gehalte an Schwefel und Silizium im Mischgas deutlich zu reduzieren, wurde seitens des Anlagenbetreibers im April 2007 ein Aktivkohlefilter zur Gasreinigung eingesetzt. Durch diese Maßnahme war zu erwarten, dass die Bildung von Ablagerungen deutlich hätte abnehmen müssen. Auf der Grundlage von weiteren Analysen wurde festgestellt, dass der Gehalt an Schwefelwasserstoff im ungereinigten Gas im Durchschnitt 270 mg/m^3 betrug. Im gereinigten Gas, nach Durchlaufen des Aktivkohlefilters, wurden nur noch 85 mg/m^3 gemessen. Die Analysen ergaben für organische Siliziumverbindungen im ungereinigten Gas einen Wert von $5,15 \text{ mg/m}^3$ und im gereinigten Gas von $3,7 \text{ mg/m}^3$. Aufgrund dieser Verbesserung der Gasqualität ging der Betreiber davon aus, dass die Ablagerungen nun nicht mehr oder nur in geringem Maß auftreten würden.

Im Oktober 2007, etwa 4.000 Betriebsstunden nach der letzten Brennraumreinigung, mussten die Brennräume erneut gereinigt werden. Die Untersuchungen des Ablagerungsrückstandes durch zwei unabhängige Analysenlabore kamen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass es sich bei den Ablagerungen überwiegend um Calciumsulfat (CaSO_4) handelt. Der Geruch nach faulen Eiern deutete auf einen Schwefelanteil hin. Darüber hinaus ist das Material nicht wasserlöslich und reagiert auch nicht unmittelbar mit Wasser. Nach dieser Feststellung konnte davon ausgegangen werden, dass Silizium für die Bildung der Ablagerungen nicht verantwortlich ist.

Calcium als weiterer Bestandteil der Ablagerung wurde daraufhin näher untersucht. Da es vor der Inbetriebnahme der Biogasanlage keine Ablagerungsprobleme gegeben hatte, war anzunehmen, dass Calcium wie auch Schwefel aus dem Biogasstrom stammen oder mit ihm in Verbindung stehen.

Es wurde daraufhin der Ansatz verfolgt, dass das Calcium im Kondensat des Biogases bzw. des Deponiegases vorliegen kann. Im Winter müsste das Verkrustungspotential somit geringer sein, da mehr Kondensat ausfällt bzw. das Gas bei niedrigeren Temperaturen trockener ist.

Daraufhin wurden Analysen der 3 unterschiedlichen Kondensate durchgeführt. Die in der Tabelle 5-10 zusammengefasst sind. Hier ist deutlich erkennbar, dass sowohl das Kondensat des Biogases als auch das Kondensat des Deponiegases Calcium enthält. Über die relative Feuchte von durchschnittlich 35 %, die Temperatur (20 °C bis 30 °C) und die entsprechenden Calciumgehalte konnte ein Massenstrom an Calcium bei 4.000 Betriebsstunden von etwa 1,2 kg ermittelt werden, welcher über die Restfeuchte des Mischgases in den Verbrennungsraum des Motors gelangte.

Tabelle 5-10: Gaskondensatanalyse der drei Gasströme

Parameter	Kondensat Deponie-	Kondensat Misch-	Kondensat
	gas	gas	Biogas
	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]
AOX	< 0,01	0,046	0,05
CSB, homogenisiert	< 15	77	180
Kohlenwasserstoff-Index	< 0,1	< 0,1	3,7
Cadmium	< 0,0005	< 0,0005	< 0,0005
Calcium	32	0,2	20
Eisen	3	< 0,02	1,3
Kalium	2,8	0,036	15
Magnesium	2,2	< 0,05	2,9
Natrium	2,5	< 0,25	19
Silizium	4,6	< 0,2	1,4

Damit konnte festgestellt werden, dass sowohl Biogas aber im Besonderen das Deponiegas für den Eintrag von Calcium verantwortlich ist. Trotz des geringen Schwefeleintrags über das Biogas reicht dieser Schwefel aus, dass das Zusammenspiel beider Gasarten sehr wahrscheinlich die Verkrustungen verursacht. Da Calcium in gelöster Form nur mit der Gasfeuchtigkeit in den Brennraum transportiert werden kann, sollte eine vorgeschaltete Gastrocknung das Problem beheben bzw. deutlich reduzieren. Die Kosten für einen Gaskühler belaufen sich auf etwa 25.000 €. Dieser ist in der

5 Gegenstand der Untersuchungen

Lage etwa 500 m³/h Gas konstant auf ca. 5 °C zu kühlen. Der Strombedarf dieser Anlage beläuft sich auf ca. 3,5 kW_{el}. In der Abbildung 5-18 ist ein Beispiel eines solchen Gaskühlers abgebildet.

Dem gegenüber stehen die Kosten für die Reparatur und Wartung des Brennraumes. Die vorgenommene Brennraumreinigung kostet etwa 11.000 € und ein Zylinder und Zündkerzentausch kostet etwa 50.000 €. Zusätzlich zu den Reparaturkosten kommen die Ausfallkosten des BHKW von etwa 4 Tagen, da in dieser Zeit keine elektrische Energie in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Bei einer durchschnittlichen Stromvergütung von etwa 0,11 €/kWh_{el} errechnet sich eine Tagesvergütung von 2.117 €/d (802 kW_{el} · 24 h/d · 0,11 €/kWh_{el}) multipliziert mit 4 Tagen Ausfallzeit für die Reparatur ergeben sich zusätzliche Kosten in Höhe von rund 8.500 €. Ist demnach die Gastrocknung in der Lage, die Ablagerungen im Brennraum des BHKW zu verhindern bzw. deutlich zu reduzieren, so wird sich die Investition, aufgrund der eingesparten Reparatur- und Wartungskosten sowie dem damit verbundenen verhinderten Vergütungsausfall, in relativ kurzer Zeit amortisieren



Abbildung 5-18: Gasentfeuchter für das Mischgas

6 FAZIT

Das durchgeführte Vorhaben hat deutlich gezeigt, dass es eine ökologische und ökonomische Alternative für die Nutzung von Deponieschwachgas zu den bislang bekannten Verwertungsmöglichkeiten (Deponiegasfackel, Thermische Nachverbrennungseinrichtungen, Membrantechnologien, Oxidationsverfahren) darstellt.

Mit dem vorgestellten Konzept können Deponieschwachgasbrunnen gezielt und vollständig abgesaugt werden und somit das gesamte anfallende Schwachgas und das daraus resultierende energetische Potential verwertet werden. Anders als bei der bloßen Vernichtung des anfallenden Methangases mit Hilfe einer Gasfackel, kann die Schwachgasreformierung mit Hilfe einer Biogasanlage, neben der regionalen Strukturstärkung, thermische und elektrische Energie produzieren. Vor dem Hintergrund der weltweiten Diskussion über den zusätzlichen Treibhauseffekt und den damit verbundenen Klimaänderungen und deren Auswirkungen, wurde der Klimaschutz und damit die Verminderung von treibhausrelevanten Emissionen als eine der größten umweltpolitischen Herausforderungen erkannt. Die folgenden, durch menschliche Aktivitäten verursachten, Gase tragen zum Treibhauseffekt bei:

- Methan (CH_4)
- Kohlendioxid (CO_2)
- Distickstoffmonoxid (Lachgas N_2O)
- Ozon (O_3)

Da Deponiegas sich aus den Hauptbestandteilen Kohlendioxid und Methan zusammensetzt und in Spuren halogenierte Kohlenwasserstoffe enthalten kann, werden Deponiegasemissionen zu den klimarelevanten Emissionen gezählt.

Die Emission von Methan, dessen mittlere Verweilzeit in der Atmosphäre ca. 12 Jahre beträgt, trägt

- über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet etwa 56 fach
- über einen Zeitraum von 100 Jahre betrachtet etwa 21 fach

soviel zum Treibhauseffekt bei, wie die Emission der gleichen Masse an Kohlendioxid. Die wichtigste Abbaureaktion von Methan und anderer organischer Stoffe in der Atmo-

sphäre ist die Umsetzung mit photolytisch gebildeten OH-Radikalen. Hierbei werden die Treibhausgase Kohlendioxid, Ozon und Wasserdampf gebildet.

Die Emissionen aus der energetischen Verwertung des Deponiegases mittels eines Gasmotors sind als klimaneutral einzustufen, da wie bei der Verbrennung ohne Energienutzung Kohlendioxid aus biogen-organischen Quellen freigesetzt wird. Da bei der vollständigen energetischen Nutzung des Deponiegases und -schwachgases fossile Energieträger substituiert werden, wird ein Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen geleistet. Aufgrund von Berechnungen wird ein Deponieschwachgaspotential der Deponie Altenberge mit einer Gasmenge von insgesamt 32 Mio. m³ bis 2022 und einem mittleren Methangehalt von 22 % erwartet werden. Dies ergibt eine Methan-gasmenge von ca. 7 Mio. m³ CH₄. Der Heizwert von reinem Methan beträgt ca. 10 kWh/m³. Insgesamt fällt also eine Energiemenge von 70 Mio. kWh an. Wenn man davon ausgeht, dass diese Energiemenge durch Heizöl erzeugt werden müsste, so würde dies einer Menge von rund 7 Mio. l Heizöl und einer CO₂-Emission von 16.800 t entsprechen. Bei der Substitution dieser Energie durch Biogas und Deponiegas entfällt diese CO₂-Emission.

Im Fall der Demonstrationsanlage wird die produzierte elektrische Energie (6.580 MWh_{el}/a) in das öffentliche Stromnetz eingespeist und versorgt jährlich etwa 4.800 Einwohner mit elektrischer Energie. Die produzierte nutzbare thermische Energie (5.986 MWh_{th}/a) wird bereits zum Teil für die Beheizung einer Werkstatt der Betriebshalle und eines Anliegers ökologisch wie auch ökonomisch sinnvoll eingesetzt. Die im Rahmen des Vorhabens entwickelten Wärmenutzungskonzepte können darüber hinaus dazu beitragen, die gesamte anfallende thermische Energie sinnvoll zu nutzen und damit einen erfolgreichen Beitrag zum Klimaschutz durch den Einsatz regenerativer und innovativer Technik zu leisten. Das Gesamtkonzept der Biogasanlage mit der Nutzung des Mischgases in dem vorhandenen BHKW und ist nachweislich ökonomisch sinnvoll, wie die erwirtschafteten Gewinne (Einnahmen resultieren aus der Stromvergütung nach dem erneuerbaren Energien Gesetz) der Anlage der letzten beiden Betriebsjahre verdeutlichen. Die Möglichkeit, mit Hilfe des vorgestellten Konzeptes, das anfallende Deponiegas wirtschaftlich nutzen zu können, grenzt dieses Verfahren vom Stand der Technik deutlich ab, da sich bei allen anderen Verfahren die erforderlichen Investitionen nicht amortisieren. Neben der erfolgreichen Durchführung der Reformierungsversuche wurden auch technische Schwierigkeiten des Konzeptes entdeckt und behoben. Insbe-

sondere die Wahl der einsetzbaren Substrate in der Biogasanlage, die für einen qualitativ und quantitativ konstanten Biogasstrom erforderlich sind, konnten ermittelt werden. Es wurde eine Rezeptur zur Fütterung der Biogasanlage erarbeitet, die bei einer Konzeptübertragung auf andere Standorte eingesetzt werden kann, um eine möglichst konstante Biogasproduktion zu erreichen. Des Weiteren wurden technische Schwierigkeiten im Rahmen der energetischen Gasverwertung entdeckt. So wurden im Rahmen von Routinewartungen am Blockheizkraftwerk massive Calciumsulfat-Ablagerungen im Brennraum festgestellt. Diese Ablagerungen stammen aus Calcium, welches gelöst im Deponie- und Biogas (relative Feuchte ca. 35 %) vorliegt und in Verbindung mit geringen Anteilen von Schwefel im Biogas im Brennraum sehr wahrscheinlich zu den Ablagerungen führt. Der Einbau einer Gastrocknung soll den Calciumgehalt im Mischgas derart reduzieren, dass die Ablagerungen verhindert bzw. deutlich reduziert werden können.

Auch diese Erfahrungen sind besonders für die Realisierung des vorgestellten Konzeptes an anderen Deponiestandorten von großer Bedeutung und sollten bei der Planung berücksichtigt werden, um einen späteren kostenintensiven Schaden am Motor zu vermeiden. Für die Übertragbarkeit des Konzeptes auf andere Standorte ist u.a. eine enge Kooperation mit der Landwirtschaft erforderlich um die In- und Outputströme beziehen bzw. abgeben zu können. Dabei sollten die notwendigen Substrate in einem Umkreis um den Deponiestandort von max. 10 km bezogen werden können. Bei Biogasanlagen die neben nachwachsenden Rohstoffen auch andere Substrate (z.B. Fette, Speisereste, überlagerte Nahrungsmittel) einsetzen, ist ebenfalls eine Kooperation mit den Lieferanten zu empfehlen, so dass eine dauerhafte Versorgung der Biogasanlage mit den erforderlichen Substraten gewährleistet ist. Die Biogastechnologie und die technische Anbindung an die bestehende Deponiegasverwertung sind Stand der Technik und problemlos am Markt erhältlich. Da es sich bei einer Biogasanlage um eine nennenswerte Investition handelt, ist eine vorausgehende spezifische und detaillierte wirtschaftliche Prüfung des Konzeptes erforderlich. Das durchgeführte Demonstrationsvorhaben hat gezeigt, dass es über die bekannten Verfahren die zum Stand der Technik im Bereich der Deponienachsorge gehören hinaus, nun auch ein Verfahren entwickelt werden konnte, dass neben der technischen Machbarkeit, besonders aufgrund der ökologischen und ökonomischen Vorteile sinnvoll anwendbar ist.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Ret05] Rettenberger, G.; Butz, W., Stilllegung und Nachsorge von Deponien - Schwerpunkt Deponiegas 2005, Rechtsfragen der Fassung und Verwertung von Deponiegas, Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft Band 16, ISBN 3-9808180-9-8, 2005
- [Bre07] Bremer Energie Institut; Verwertung von Wärmeüberschüssen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen; 2007
- [DE89] Dehli, M., Erb, P., Wirtschaftliche Nutzung von Deponiegas aus kleineren und mittelgrossen Deponien. Demonstrationsprojekt = Economic utilization of landfill gas from small and medium-sized waste dumps. Demonstration project, EC Commission Luxemburg, Energy, 1989
- [LUA04] Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen, Arbeitshilfe Deponiegas, Materialien, Bd. 65, 2004
- [RB01] Rettenberger, G.; Butz, W., Deponiegas 2001 : rechtliche Aspekte, aktuelle Entwicklungen, Überwachung, Wasserinfiltration, Entgasungstechnik, Deponiegasverwertung, passive Entgasung und Stabilisierung von Altdeponien durch Belüftung, Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft, Bd. 13, ISBN 3-9806505-7-X, 2001
- [Luk00] Lukas, W., Abfall, Deponie-Sickerwasser, Deponie-Gas : wirtschaftliche Alternativen und Perspektiven für die umweltgerechte Verwertung und Entsorgung, Vulkan-Verlag Essen, ISBN 3-8027-2839-4, 2000
- [Fri97] Fritz, K.-J., Handlungsempfehlung zur Messung von Deponiegas und Bodenluft, Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, H. 25, 1997
- [RA94] Rettenberger, G., Arendt, G., Erfassung und Nutzung von Deponiegas, Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft ; 6 ; 6, Economica, Verlag Bonn, ISBN 3-87081-163-3 : brosch., 1994
- [CoL83] Cord-Landwehr, K., Informationsschrift 'Deponiegas', Mitteilungen der Länderarbeitsgemeinschaft Abfall (LAGA) ; 6 ; 6, Berlin, 1983
- [BDB03] Bökers ; Dinkelbach ; Butz, Stilllegung und Nachsorge von Deponien : Schwerpunkt Deponiegas, Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft ; 14, Verl. Abfall aktuell Stuttgart, ISBN 3-9808180-3-9, 2003
- [FA98] Faulstich, M.; Angerhöfer, R., Schadstoffelimination aus Deponiegas und Sickerwasser durch Schüttungen aus Altglas, Berichtsheft, BayForrest, Bayerischer Forschungsverbund Abfallforschung und Reststoffverwertung, 9 (1998), S. 311 – 322, 1998
- [Dre96] Drexler, K., Deponiegas- und Abgasmessprogramm an Fackeln und Verwertungsanlagen in Bayern, Deponiegas 1995, S. 110 – 117, 1996
- [Bäu01] Bäuerle, U., Machbarkeitsstudie zur Verwertung von Deponiegas auf zwei Deponien der Stadt Peking, HAASE Energietechnik GmbH Neumünster, <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fbdig05/501030018.pdf>, 2001
- [Pin01] Pingel, K., Deponiegas - Gas der Deponie Heinrichshöh bei Friedland, Neubrandenburg, 2001
- [Fri97] Fritz, K.-J., Handlungsempfehlung zur Messung von Deponiegas und Bodenluft, Berichte des Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, H 25, Halle, 1997
- [SHW95] Schäfer, K. ; Huber, W. ; Wackerle, L, Bewertung von Meßverfahren für Deponiegas-Emissionen, Abfallwirtschaftsjournal, 7 (1995) Nr. 10 S. 615/617 Abb.; 4 Lit., 1995

- [Mic95] Michel, W., Zielpunkt Umweltentlastung. Das Deponiegas-Blockheizkraftwerk Bochum-Kornhagen., Energie, 47 (1995) Nr. 12 S. 60/61 : Abb., 1995
- [Jan94] Jansen, G. ; Boudewyn, van der Drift, Y., Aufbereitung von Deponiegas zur Erdgasqualität, Gas-Wasserfach, Gas-Erdgas, 135 (1994) Nr. 11 S. 645/650 : Abb.; Tab.; 9 Lit., 1994
- [Löf92] Löffler, T., Deponiegas, 2., erw. Aufl., IRB-Verlag Stuttgart, IRB-Literaturauslese; 2979, ISBN 3-8167-2903-7, 1992
- [Sab91] Sabo, F., Behandlung von Deponiegas im Biofilter, E. Schmid Bielefeld, Stuttgarter Berichte zur Abfallwirtschaft ; Bd. 47, ISBN 3503029508, 1991
- [DAS07] DAS-IB GmbH, Bio- und Deponiegas Fachtagung 2007, Synergien nutzen und voneinander lernen, Tagungsband, ISBN 978-3-938775-04-02, Nürnberg, 2007

