



Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz

Autoren: Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin und Dipl.-Ing. Johan Grope (IBKE)

mit Unterstützung von: Matthias Ahrens, Thomas Goth und Meike Ahrens (AG Oberland GmbH)

Auftraggeber/Unterstützer: Auftragnehmer:

Agrargemeinschaft Oberland GmbH

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Matthias Ahrens

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

Naundorferstr. 13

Henßstraße 9

01904 Neukirch

99423 Weimar

Im Rahmen einer Zuwendung des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG)

LANDESAMT FÜR UMWELT, LANDWIRTSCHAFT UND GEOLOGIE



Weimar, 31.07.2017

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin



Inhalt

1	Einl	eitung	4
	1.1	Ausgangssituation	4
	1.2	Ziel der Durchführbarkeitsstudie	4
2	Bew	vertung des lokalen Absatzpotenzials für Biogas als Kraftstoff	5
	2.1	Absatzpotenzial im PKW-Bereich	5
	2.2	Absatzpotenzial im Unternehmensbereich (LKW)	5
	2.3	Absatzpotenzial im ÖPNV-Bereich (Busse)	6
	2.4	Absatzpotenzial im landwirtschaftlichen Bereich (Traktoren)	6
3	Tec	hnisches Grobkonzept der Biogasbereitstellung als Kraftstoff	7
	3.1	Konzepte zur Biogaserzeugung und -nutzung	7
	3.2	Potenzielle Standorte zur Biogaserzeugung	11
	3.3	Verfügbare Substrate	11
	3.4	Biogaserzeugung	12
	3.5	Biogasreinigung	13
	3.6	Biogasaufbereitung	14
	3.7	Verdichtung und Speicherung	15
	3.8	Vertankung	17
4	Fah	rzeugtechnik für die Nutzung von Biogas als Kraftstoff	17
	4.1	CNG-Fahrzeugtechnik	17
	4.2	CNG-Fahrzeugmodelle	19
	4.3	Umrüstung auf CNG-Betrieb	19
	4.4	Wartung von CNG-Fahrzeugen	20
5	Reg	ulatorische Rahmenbedingungen	21
	5.1	Rahmenbedingungen zur Verwertung des Biogases als Kraftstoff	21
	5.2	Rahmenbedingungen zur Strom- und Wärmebereitstellung aus Biogas	24
6	Beti	riebswirtschaftliche Bewertung	24
	6.1	Wirtschaftlichkeit aus der Erzeuger-Perspektive	25
	6.2	Wirtschaftlichkeit aus der Nutzer-Perspektive	29
7	Bev	vertung von Risiken und Handlungsempfehlungen	32



	7.1	Wirtschaftliche Risiken - Sensitivität der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse	32
	7.2	Weitere Risiken	35
	7.3	Handlungsempfehlungen	36
8	Lite	eraturverzeichnis	. 38



1 Einleitung

Dieser Bericht dient der Agrargemeinschaft Oberland GmbH als Entscheidungshilfe für die Umsetzung einer Biogaserzeugung aus vorzugsweise landwirtschaftlichen und kommunalen Rest- und Abfallstoffen in der Gemeinde Neukirch sowie dessen vornehmlicher Verwertung als Kraftstoff. Zur Analyse der technisch-ökonomischen Möglichkeiten hat die Agrargemeinschaft Oberland GmbH das Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie beauftragt. Das Vorhaben wurde finanziert durch eine Zuwendung des sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG).

1.1 Ausgangssituation

In der gut 5.000 Einwohner zählenden Gemeinde Neukirch in der Lausitz fallen unterschiedliche organische Reststoffe an, welche potenziell für die Erzeugung von Biogas zur Verfügung stehen. Dies sind:

- Wirtschaftsdünger aus zwei ortsansässigen Milchviehbetrieben
- Landschaftspflegegras aus der Pflege von ca. 500 ha Dauergrünland
- Garten- und Grünabfälle aus der Gemeinde

Eine erste grobe Schätzung ergibt ein Potenzial zur Biogaserzeugung von ca. 1 MW installierter Anlagenleistung (elektrisch).

Es besteht sowohl seitens der Gemeinde, vertreten durch deren Bürgermeister (Jens Zeiler) als auch seitens des Landwirtschaftsbetriebes Agrargemeinschaft Oberland GmbH ein gemeinsames Interesse an der Nutzung dieser Reststoffe zur Erzeugung von Biogas. Neben der sinnvollen und lokalen Verwertung der anfallenden Reststoffe zur Nährstoffkreislaufschließung wird ein Hauptnutzen in der Erzeugung eines regenerativen, lokal verfügbaren Energieträgers gesehen. Die Reststoffe werden bislang zum Großteil ohne weitere stoffliche oder energetische Nutzung entsorgt bzw. direkt als organischer Dünger verwertet.

Für die Nutzung des Biogases wird ein innovativer Ansatz präferiert, indem das Biogas direkt vor Ort als Kraftstoff angeboten werden soll. Hierfür bedarf es einer Aufbereitung des Biogases auf eine Mindestqualität, welche den technischen Anforderungen der Nutzfahrzeuge und der gültigen Normen entspricht.

1.2 Ziel der Durchführbarkeitsstudie

Ziel der Studie ist ein Konzept für die Nutzung der in Neukirch/Lausitz anfallenden landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffe zur Biogaserzeugung und dessen energetische Verwertung als lokal nutzbarer Kraftstoff. Dieses Ziel dient als Entscheidungsgrundlage für dessen praktische Umsetzung.

Im Ergebnis wird eine technische Lösung für ein zum regional zu erwartenden Absatz von Kraftstoff aus Biogas passendes Konzept erarbeitet und betriebswirtschaftlich bewertet. Dabei werden mehrere Konzeptalternativen untersucht und miteinander verglichen.



2 Bewertung des lokalen Absatzpotenzials für Biogas als Kraftstoff

Für eine Bewertung des lokalen Absatzpotenzials des Biogases als Kraftstoff werden folgende Kundengruppen berücksichtigt:

- Privatpersonen (PKW)
- ortsansässige Unternehmen mit einer relevanten Fahrzeugflotte (z.B. Logistikunternehmen)
- regionale Busunternehmen (ÖPNV)
- Landwirtschaftliche Betriebe (Fahrzeuge der AG Oberland und benachbarter Betrieb)

Zur Bewertung des Absatzpotenzials wurden Interviews mit potenziellen Kunden durchgeführt, um zum einen Auskunft über ein grundsätzliches Interesse an Erdgas/Biogas als Kraftstoffe und zum anderen Informationen über die Verbrauchsmengen- und -strukturen der einzelnen Kunden in Erfahrung zu bringen.

2.1 Absatzpotenzial im PKW-Bereich

Das Absatzpotenzial im PKW-Bereich lässt sich nur schwer quantifizieren, weil es von der Entscheidung vieler Einzelpersonen abhängt. Grundsätzlich bedarf es einer vergleichsweise großen Anzahl von PKW, um eine CNG- bzw. Biogas-Tankstelle soweit auszulasten, dass ihr Betrieb wirtschaftlich ist. Von einem wirtschaftlichen Betrieb kann man bei einer vertankten Gasmenge von etwa 15 Tonnen pro Monat ausgehen.¹ Ein CNG-PKW mit durchschnittlich 1.300 km monatlicher Fahrleistung benötigt ca. 50 kg Biogas im Monat. Demzufolge wären 300 PKW erforderlich, um eine Biogas-Tankstelle wirtschaftlich betreiben zu können.

Die aktuelle CNG-Tankstellen-Dichte in der Region um Neukirch/Lausitz lässt vermuten, dass es aktuell keine oder nur sehr wenige CNG-PKW in und um Neukirch gibt. Die einzige CNG-Tankstelle im Umkreis von weniger als 50 km befindet sich etwa 20 km entfernt in Bautzen. Vier weitere CNG-Tankstellen befinden sich in Dresden (etwa eine Autostunde entfernt). Damit ist der Tankkomfort für Kunden sehr stark eingeschränkt. Ein Kundenstamm im PKW-Bereich müsste sich daher erst entwickeln, so dass eine Planung auf Grundlage dieses Absatzpotenzials nur unter großem Vorbehalt möglich ist und eine Investition ein sehr großes Risiko darstellt. Mit der anfänglichen Nutzung der Absatzpotenziale in anderen Kundensegmenten (siehe folgende Kapitel), wäre aber davon auszugehen, dass im Falle einer Umsetzung des Vorhabens auch im PKW-Bereich Kunden gewonnen werden können, da mit der vorhandenen CNG-Tankstelle in Bautzen eine für die Kunden erreichbare alternative Tankmöglichkeit bei Ausfall der Biogastankstelle zur Verfügung steht und bei geschicktem Marketing die Umweltwirkung und die Regionalität des Produktes überzeugend wirken.

2.2 Absatzpotenzial im Unternehmensbereich (LKW)

In Neukirch-Lausitz sind einige Unternehmen ansässig, welche über eine größere Fahrzeugflotte verfügen. Bei der Befragung der Unternehmen im Hinblick auf das Interesse an einer Umrüstung des Fuhrparks auf CNG-Betrieb und der Nutzung des Biogases als Kraftstoff haben sich zwei Speditionen als offen dem Thema gegenüber geäußert (siehe Gesprächsprotokolle im Anhang 9). Voraussetzung ist allerdings, dass das Biogas günstiger im Vergleich zum bislang verwendeten Kraftstoff Diesel und Ad-

¹ Interview mit Tilo Scheibe - Verantwortlich für Erdgastankstellen bei der ONTRAS Gastransport GmbH



Blue angeboten wird. Beide Speditionen haben angegeben, dass eine Betankung ausschließlich in Neukirch möglich wäre. Der jährliche Kraftstoffbedarf beider Speditionen liegt in Summe bei ca. 480.000 Liter Diesel pro Jahr. Das entspricht ca. 400 Tonnen Erdgas bzw. Biomethan im Jahr und ca. 33 Tonnen im Monat. Damit wäre bei einer Umstellung der Hälfte aller Fahrzeuge in den Speditionen eine ausreichende Auslastung der Tankstelle sichergestellt.

2.3 Absatzpotenzial im ÖPNV-Bereich (Busse)

Das regionale Busunternehmen "Regionalbus Oberlausitz GmbH" war aktuell nicht bereit, sich über die Option der Umstellung einzelner oder aller unternehmenseigenen Busse auf Erdgas/Biogas auszutauschen. Dies begründet sich hauptsächlich in der Tatsache, dass sich das Unternehmen zur Zeit der Befragung in der Bewerbungsphase um den Zuschlag für den öffentlichen Nahverkehr ab 2018 befand. Darüber hinaus würde es eine Förderung nur für Diesel betriebene Busse oder Elektrobusse geben. Es empfiehlt sich, das Gespräch mit dem Unternehmen im Frühjahr 2018 erneut zu suchen, um die Vor- und Nachteile, welche eine Umstellung der oder eines Teils der Busflotte auf den Gasbetrieb mit sich bringen würde, abzuwägen. Darüber hinaus wären Gespräche mit dem Land Sachsen erforderlich, um die Förderung auf gasbetriebene Busse auszuweiten bzw. die Förderung für alternative Antriebe zum Dieselfahrzeug sogar besser zu stellen als die Dieselförderung. Mit ökologischen Argumenten ist dies leicht zu vertreten. Zum aktuellen Zeitpunkt kann das Absatzpotenzial im ÖPNV-Bereich leider nicht berücksichtigt werden.

2.4 Absatzpotenzial im landwirtschaftlichen Bereich (Traktoren)

Die Agrargemeinschaft Oberland GmbH verfügt über vier Schlepper, welche in den Jahren 2013 bis 2016 einen Dieselverbrauch zwischen 108.000 und 133.000 Liter hatten. Dies entspricht im Mittel einer jährlichen Biomethanmenge von ca. 98 t. Durch die saisonal sehr unterschiedliche Nutzung der Schlepper schwankt der Kraftstoffbedarf über das Jahr allerdings erheblich (siehe Abbildung 1). So liegt der monatliche Bedarf an Biomethan äquivalent in den Wintermonaten Dezember und Januar nur bei 2 Tonnen, im August hingegen bei über 20 Tonnen. Mit Rücksicht hierauf wäre vorstellbar, dass einer der vier Schlepper durch einen mit Biomethan betriebenen Schlepper ersetzt wird. Dessen monatlicher Verbrauch würde zwischen 2 und 5 Tonnen liegen. Ein weiterer benachbarter landwirtschaftlicher Betrieb weist ein nahezu gleiches Verbrauchsprofil an Dieselkraftstoff auf, so dass sich beim Ersatz von ebenfalls einem Schlepper der Absatz auf 4 bis 10 Tonnen je Monat verdoppeln ließe. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Ausnutzung der sich ergänzenden Profile des Kraftstoffverbrauchs der landwirtschaftlichen Betriebe und des saisonalen Wärmebedarfs. Da für das Konzept iii) nach Vorgaben des EEG 2017 ohnehin eine doppelte Überbauung des BHKW erforderlich ist, wäre ein Verschiebung der Biogasmengen im Sommer zur Kraftstoffbereitstellung und im Winter zur Strom- und Wärmebereitstellung denkbar. Allerdings wären dann die Biogasaufbereitung und die Tankstelle zur Winterzeit nur anteilig ausgelastet. Im Sinn einer lokal optimierten Energieausnutzung und dem vielfach beklagten mangelnden Wärmebedarf im Kontext von Biogasanlagen scheint dieses Verbrauchsverhalten allerdings außerordentlich günstig zu sein.



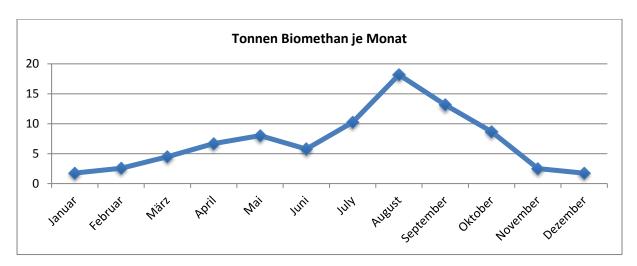


Abbildung 1: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch der Jahre 2013 bis 2016 der Agrargemeinschaft Oberland GmbH in äquivalenten Tonnen Biomethan je Monat

Dieses Absatzpotenzial kann unter dem Vorbehalt, dass bis zur Umsetzung des Vorhabens die Traktorentechnik kommerziell verfügbar ist (siehe Kapitel 4.2), erschlossen werden.

3 Technisches Grobkonzept der Biogasbereitstellung als Kraftstoff

Im Folgenden werden die untersuchten technischen Grobkonzepte der Biogaserzeugung, - aufbereitung und -verwertung des Biogases, die möglichen Standorte und die verfügbaren Substrate dargestellt.

3.1 Konzepte zur Biogaserzeugung und -nutzung

Als potenzielle Konzepte wurden drei verschiedene Varianten der Biogaserzeugung und -nutzung erarbeitet, die im Folgenden in groben Zügen beschrieben werden. Eine alleinige Bereitstellung von Kraftstoff wird dabei nicht betrachtet, da die Analyse der Absatzpotenziale klar zeigt, dass eine über den Tag, die Woche und das Jahr gleichmäßige Biogasverwertung nicht sichergestellt werden kann. Damit war zwingend eine Kombination aus einer Biogasverwertung als Kraftstoff und eine alternative Nutzungsoption zu wählen.

3.1.1 Konzept I - Vor-Ort-Tankstelle & Güllekleinanlage mit Strom- und Wärmebereitstellung

Abbildung 2 zeigt die wesentlichen Schritte in der Prozesskette der Biogaserzeugung und -nutzung nach dem Konzept I.

Die Rahmenbedingungen für dieses Konzept werden zum einen durch die gesetzlichen Vorgaben zum Erhalt der EEG-Vergütung für Güllekleinanlagen (siehe Kapitel 5.2) und zum anderen durch das Abnahmeprofil potenzieller Kunden für das Biogas als Kraftstoff vorgegeben.



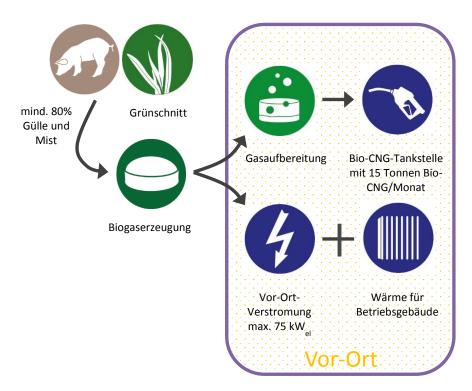


Abbildung 2: Grobe Darstellung der Prozesskette zur Biogaserzeugung und -nutzung nach Konzept I

Für einen wirtschaftlichen Betrieb einer CNG-Tankstelle zu den marktüblichen CNG-Preisen ist ein Mindestumsatz von 15 Tonnen CNG/Biomethan im Monat erforderlich², so dass die entsprechende Menge Biomethan als Kraftstoff bereitgestellt wird. Um einen möglichst hohen Erlös durch die Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote (ehemals Biokraftstoffquote) zu generieren, sollten Substrate mit möglichst hohem THG-Minderungspotenzial eingesetzt werden. Dies sind in Bezug auf die verfügbaren Substrate insbesondere die Gülle, der Festmist und der Hühnertrockenkot. Die zur Verwendung vorgeschlagenen Substrate und deren Mengen können der Tabelle im Anhang 1 entnommen werden.

3.1.2 Konzept II - Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz und Verwertung als Kraftstoff

Abbildung 3 zeigt die wesentlichen Schritte in der Prozesskette der Biogaserzeugung und -nutzung nach dem Konzept II.

Die Rahmenbedingungen für das Grobkonzept zur Einspeisung des auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogases (genannt Biomethan) sind insbesondere durch wirtschaftliche Aspekte bestimmt. Dies sind im Wesentlichen:

- Die spezifischen Bereitstellungskosten sinken mit zunehmender Anlagenkapazität; dies gilt insbesondere für den Prozessschritt der Biogasaufbereitung
- Für das Verwertungsziel des Biomethans als Kraftstoff sollten vornehmlich Reststoffe mit einem hohen Treibhausgasminderungspotenzial eingesetzt werden, da hierfür die höchsten Erlöse am Markt erzielt werden können.

.

² Interview mit Tilo Scheibe - Verantwortlich für Erdgastankstellen bei der ONTRAS Gastransport GmbH



 Die Nachfrage nach Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen wird aller Voraussicht nach ab 2026 (Auslauf der EEG-Vergütung für mit Biomethan betriebenen BHKW) sukzessive zurückgehen. Sofern keine neuen Förderanreize ins Leben gerufen werden, ist mit einem Auslauf einer auskömmlichen Förderung für Nawaro-Biomethan in 2035 zu rechnen.

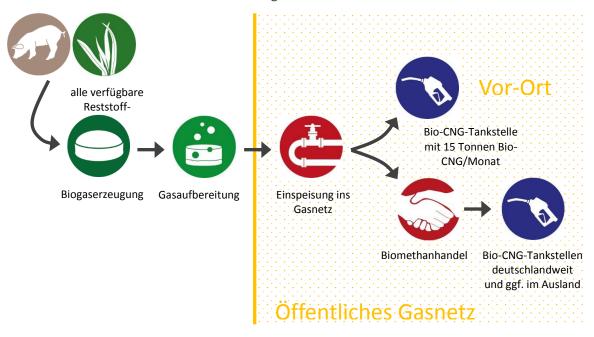


Abbildung 3: Grobe Darstellung der Prozesskette zur Biogaserzeugung und -nutzung nach Konzept II

Mit Rücksicht auf diese Rahmenbedingungen werden für dieses Konzept alle verfügbaren Reststoffe zur Biogaserzeugung verwertet.

Nach Einspeisung des Biomethans in das Gasnetz kann dieses am Biomethanmarkt verkauft werden. Alternativ kann ein Teil des Biomethans an einer eigens betriebenen Tankstelle genutzt werden. Hierfür muss es dem Gasnetz entnommen werden, wofür Gasnetznutzungsentgelte zu entrichten sind. Darüber hinaus sind für den Transport des Biomethans über das öffentliche Gasnetz eine Bilanzkreisführung und eine Nachweisführung der speziellen Biomethaneigenschaften erforderlich. Beides kann durch Dienstleister übernommen werden. Im Fall des Verkaufs des Biomethans an einen Händler übernimmt dieser in der Regel diese Aufgaben. Allerdings geht dies mit Kosten bzw. einer Verrechnung im Biomethanpreis einher.

Die Vorteile der Einspeisung des Biomethans in das Gasnetz sind:

- Flexibilität bei großen Differenzen zwischen Abnahme an der Tankstelle und Biomethanerzeugung (Speicherfunktion des Netzes)
- Vielfältige Vermarktungsmöglichkeiten des Biomethans
- geringere spezifische Kosten der Biogasaufbereitung aufgrund größerer Aufbereitungskapazität

Dem gegenüber stehen als Nachteil insbesondere die zusätzlichen Kosten für die Netznutzung (im Durchschnitt 0,9 ct/kWh_{Hs} für typische Verbrauchsprofile von CNG-Tankstellen), für die Einspeisung in das Gasnetz (Investanteil des Einspeisers von max. 250.000 €) und die Kosten für die Bilanzkreisführung (max. 0,2 ct/kWh_{Hs}). [FNR 2014]



3.1.3 Konzept III - Vor-Ort-Tankstelle und 750 kW_{el} - BHKW mit Strom- und Wärmebereitstellung

Abbildung 3 zeigt die wesentlichen Schritte in der Prozesskette der Biogaserzeugung und -nutzung nach dem Konzept II.

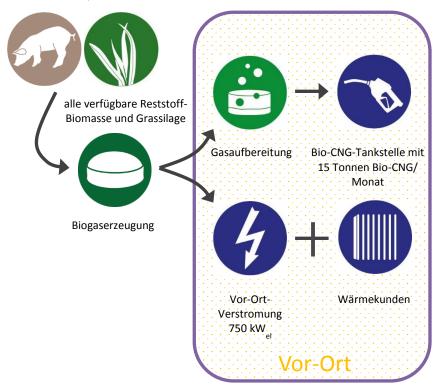


Abbildung 4: Grobe Darstellung der Prozesskette zur Biogaserzeugung und -nutzung nach Konzept III

Die spezifischen Kosten der Biogaserzeugung und dessen Umwandlung in die Endenergieträger nehmen mit zunehmender Anlagengröße ab. Da aber die Verfügbarkeit von für die Biogaserzeugung geeigneten Reststoffen im Einzugsgebiet einer Biogasanlage häufig begrenzt ist und insbesondere im Fall von Gülle die geringe Energiedichte des Substrats lange Transportwege unwirtschaftlich werden lässt, kann eine gewisse Anlagengröße nur unter Einbezug von Anbaubiomasse erreicht werden. Da der Agrargemeinschaft Oberland GmbH große Grünlandflächen zur Verfügung stehen, auf denen ein Anbau von Ackerfrüchten (z.B. Getreide oder Mais) aufgrund des Verbotes des Grünlandumbruches nicht zulässig ist, bietet es sich an, die Bewirtschaftung mit Gras als Inputmaterial für die Biogasanlage als Option zu betrachten.

Eine komplette Aufbereitung des Biogases zu Biomethan ist für dieses Konzept nicht zielführend, da wie zuvor beschrieben für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen nur noch für einen begrenzten Zeitraum und heute nur im Segment der Verstromung nach dem EEG eine Nachfrage zu auskömmlichen Preisen besteht. Als Alternative bietet sich eine Verstromung eines Teils des Biogases in einem BHKW vor Ort an. Hierfür ist für ein ökonomisch und ökologisch sinnvolles Konzept ein Wärmekunde erforderlich, wofür eine Platzierung der Biogasanlage im Gewerbegebiet (siehe Kapitel 3.2) von Neukirch erforderlich wäre, wo sich mindestens ein potenzieller Wärmeabnehmer befindet.

Nach diesem Konzept kann ein Teilstrom des Biogases auf Erdgasqualität aufbereitet und am Standort der Biogasanlage zur Vertankung angeboten werden. Die bilanzielle Teilung des Biogases



nach den eingesetzten Substraten ermöglicht eine gewinnoptimierte Aufteilung von Kraftstoff-Biogas aus Reststoffen und Biogas zur Verstromung aus nachwachsenden Rohstoffen und Reststoffen.

3.2 Potenzielle Standorte zur Biogaserzeugung

Als Standorte für eine Biogasanlage stehen zum einen eine Fläche auf dem Grundstück der Agrargemeinschaft Oberland GmbH und eine Fläche in einer geplanten Erweiterung des Gewerbegebietes im Osten der Gemeinde (siehe Abbildung 5) zur Verfügung.



Abbildung 5: Mögliche Standorte für die Biogasanlage zur Erzeugung des Biogases in Neukirch/Lausitz

Für den ersten Standort spricht, dass das Grundstück ohne weitere Kosten (Pacht oder Erwerb) zur Verfügung steht. Für den zweiten Standort im Gewerbegebiet sprechen:

- a) die bessere Erreichbarkeit bzw. Nähe zur Hauptstraße für Kunden, welche das Biogas als Kraftstoff nutzen
- b) die Nähe zu Industrie- und Gewerbeunternehmen als potenziellen Abnehmern von Abwärme (oder auch Strom) aus einem BHKW

3.3 Verfügbare Substrate

Für die Biogaserzeugung stehen folgende Substrate in einem Beschaffungsumkreis von maximal 15 km rund um die potenziellen Standorte für eine Biogasanlage in Neukirch/Lausitz zur Verfügung:

Neben der Nutzung der landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffe stehen optional Gras- und Maissilage für die Biogaserzeugung zur Verfügung. Der zu erwartende Methanertrag liegt in Summe jährlich bei knapp 1,73 Mio m³_{CH4}, was einer Energiemenge von ca. 19 Mio kWh_{Hs} auf den Brennwert bezogen und ca. 17 Mio kWh_{Hi} auf den Heizwert bezogen entspricht. Allein aus den Reststoffen wäre ein Methanertrag von jährlich 726.000 m³_{CH} zu erwarten, was einer Energiemenge von gut 8 Mio kWh_{Hs} auf den Brennwert bezogen und gut 7 Mio kWh_{Hi} auf den Heizwert bezogen entspricht. Aufgrund der geringen Einwohnerzahl und der daran geknüpften besonderen genehmigungs-



rechtlichen und technischen Anforderungen wurde kommunaler Bioabfall nach einer Prüfung als Einsatzsubstrat verworfen.

Tabelle 1: Verfügbare Substrate in Neukirch/Lausitz

Substrat	Menge in t _{FM} ³/Jahr	spez. Methanertrag in m ³ _{CH4} /t _{FM} ⁴	Methanertrag in m ³ _{CH4} /Jahr	Transport- entfernung in km zu Standort I	Transport- entfernung in km zu Standort II
Rindergülle	15.000	16,7	251.000	10	9
Rindermist	2.000	52,6	105.000	10	9
HTK ⁵	2.000	82,5	165.000	10	9
Grünschnitt	700	63,8	45.000	Ø 8,5	Ø 9
Getreide- abgang	500	320,2	160.000	O_e	03
Grassilage	10.000	100,2	1.002.000	03	03
Summe	30.200		1.728.000		

Die Lagerung der Substrate kann an beiden Standorten auf dafür zur Verfügung stehenden Lagerflächen (Feststoffe, z.B. Grassilage) und in einer Vorgrube zur Lagerung flüssiger Substrate (Gülle) erfolgen. Die Lagerung des Hühnertrockenkots (HTK) erfolgt in einer Lagerhalle zur Begrenzung der Geruchsemissionen. Am Standort I, dem Geländer der AG Oberland, wäre ggf. auch eine kostengünstigere Lagerung des HTK auf einem überdachten Lagerplatz möglich. Dies wäre aber im konkreten Fall mit der zuständigen Genehmigungsbehörde zu diskutieren.

3.4 Biogaserzeugung

Die Biogaserzeugung erfolgt in einer klassischen Biogasanlage zur Verwertung landwirtschaftlicher Substrate, da hier hauptsächlich landwirtschaftliche Substrate und zusätzlich kommunalen Reststoffe in Form von Grünschnitt verwendet werden. Getrennt erfasste kommunale Bioabfälle (Biotonne) können nicht genutzt werden, so dass kein entsprechendes aufwendiges Konzept (z.B. Hygienisierung, nachgeschaltete Kompostierung) zu dessen Verwertung erforderlich ist. Die Biogasanlage erfasst demzufolge folgende wesentlichen Einzelkomponenten:

- Vorgrube (Größe je nach Substratmengen)
- **Siloplatte** für die Lagerung fester Substrate (Konzept II: Grassilage)
- Fermenter (mit Isolierung und Tragluftdach, Größe je nach Substratmengen)
- Nachgärer (mit Isolierung und Tragluftdach, Größe je nach Substratmengen, 150 Tage Verweilzeit im gasdichten System)
- Gärrestlager (mit 9 Monate Lagerkapazität im Gesamtsystem)

³ t_{FM} = Tonnen Frischmasse5

⁴ nach KTBL und damit eher konservativ

⁵ HTK = Hühnertrockenkot

 $^{^{\}rm 6}$ unterschiedlich, aber die Transportkosten sind stets im Substratpreis inbegriffen



- Tragluftgebläse
- **Substrateinbringsystem** (für Feststoffe und Gülle; inkl. Antriebstechnik)
- Substratumwälzung (mechanisch oder hydraulisch)
- Pumpsystem
- Gassystem
- Substrat- und Gasleitungen
- Gasfackel
- Heizungsverteilung und Wärmeleitungen
- Mess- und Steuerungstechnik
- Peripherie

Für den Fall, dass kein Biogas vor Ort verstromt wird (Konzept II), ist zu berücksichtigen, dass keine BHKW-Abwärme zur Verfügung steht und eine Wärmeversorgung der Biogasanlage anderweitig sichergestellt werden muss. Dies kann entweder durch die Verbrennung eines Teilstromes des Biogases erfolgen oder durch eine Alternative aus erneuerbaren Energien (z.B. Holzpelletsheizung) basierenden Wärmequelle. Am Standort der Agrargenossenschaft existiert bereits eine manuelle Holzfeuerung, die für die zusätzliche Leistung aber umfangreich angepasst werden müsste. Es wird eine Teilverbrennung des Biogases zur Wärmeversorgung der Biogasanlage bevorzugt, da die Zusatzinvestitionen vergleichsweise gering ausfallen und eine Abhängigkeit von schwankenden Preisen am Holzpelletsmarkt vermieden wird.

3.5 Biogasreinigung

Sowohl für die Verwertung des Biogases vor Ort, als auch für dessen Einspeisung in das öffentliche Gasnetz muss das Biogas gereinigt werden. Dies umfasst im wesentlichen dessen Trocknung und die Reduzierung des Schwefelwasserstoff(H₂S)-gehaltes im Biogas. Letzteres kann durch verschiedene Verfahren und in zwei Teilschritten (Grob- und Feinentschwefelung) erfolgen. Als Grobentschwefelung bietet sich die sehr kostengünstige interne biologische Entschwefelung mittels Einblasung von Luft in den Gasraum der Fermenter an. Zu beachten ist, dass bei Nutzung des Biogases als Erdgassubstitut (d.h. Einspeisung in das Gasnetz oder Vertankung vor Ort) die Menge der Luftzugabe begrenzt ist, da eine Verdünnung des Biogases mit Sauerstoff (O₂) und insbesondere Stickstoff (N₂) die Folge ist, was wiederum eine Reduzierung des Brennwertes mit sich bringt. Da O₂ und N₂ nur schwer - und durch die herkömmlichen Gasaufbereitungsverfahren gar nicht - aus dem Biogas entfernt werden können, sind die Gehalte von vornherein zu limitieren. Das Limit entspricht dem rechnerischen Brennwert aus dem Gasgemisch nach der Biogasaufbereitung (d.h. im Wesentlichen CO₂-Abtrennung, vgl. folgendes Kapitel), welcher den Vorgaben des Gasnetzes und einer maximalen Zumischrate von Flüssiggas (6 %) entsprechen muss.

Als Alternative oder Ergänzung zur internen biologischen Grobentschwefelung bietet sich die Sulfidfällung durch Zugabe von Eisenverbindungen an. Da die Zugabe der Eisenverbindungen verbrauchsgebundene Kosten verursacht, die unabhängig von der Anlagengröße sind aber mit zunehmenden Schwefelfrachten steigen (siehe Abbildung 6), eignet sich dieses Verfahren besonders für kleine Biogasanlagen und/oder geringe Schwefelfrachten im Rohbiogas. Letzteres kann erreicht werden, indem das Verfahren mit einer internen biologischen Entschwefelung kombiniert wird. Alternative Verfahren (z.B. Biowäscher) sind mit relativ hohen Investitionen verbunden und sind daher



eher geeignet für größere Biogasanlagen. Mit der Grobentschwefelung kann der H₂S-Gehalt auf ca. 100 bis 150 ppm gesenkt werden. Die relativ kleinen Anlagengrößen in den Konzepten i) und ii) sowie der Nawaro-Anteil im Konzept iii) mit entsprechend geringeren Schwefelfrachten, spricht für ein Grobentschwefelungskonzept mittels Kombination aus interner biologischer Entschwefelung und Sulfidfällung.

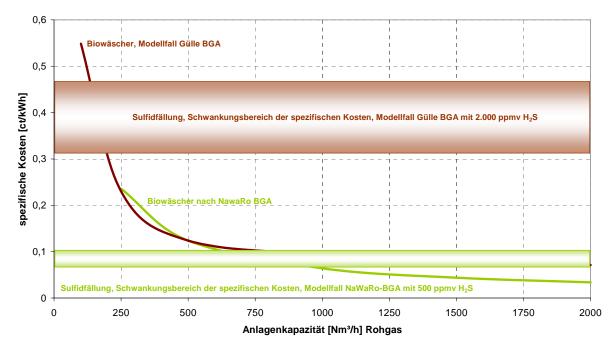


Abbildung 6: spezifische Kosten zur Biogas-Grobentschwefelung mittels Sulfidfällung und Biowäscher im Vergleich [Fraunhofer Umsicht 2009]

Für die Feinentschwefelung wird eine Entschwefelung mittels dotierter Aktivkohle eingesetzt. Damit werden die erforderlichen geringen H₂S-Gehalte von < 5 ppm für die Einspeisung des Biogases in das Gasnetz und deren Nutzung als Kraftstoff erreicht.

Das wasserdampfgesättigte Biogas muss außerdem getrocknet werden. Dies erfolgt meist mittels Kondensationstrocknung, die in einem ersten Schritt durch Abkühlung des Biogases erfolgt, indem die Biogasleitungen unterhalb der Erde verlegt werden, wo die Temperatur relativ konstant und niedrig ist. Eine weitere Trocknung des Biogases kann je nach Verfahren gleichzeitig mit der CO₂-Abscheidung (siehe folgendes Kapitel) oder vor- bzw. nachgeschaltet der CO₂-Entfernung erfolgen. Je nach Verfahren erfolgt dabei die Trocknung ab- oder adsorptiv. Eine der CO₂-Entfernung vor- oder nachgeschaltete Trocknung erfolgt i.d.R. ebenfalls mittels Kondensationstrocknung durch Kühlung des Biogases auf deutlich niedrigere Temperaturen.

3.6 Biogasaufbereitung

Für die Biogasaufbereitung stehen ebenfalls eine Reihe unterschiedlicher Verfahren zur Verfügung, die sich nach ihrem Grundprinzip entsprechend der Abbildung 7 unterteilen lassen. Für das hier zu bewertende Konzept ist in Bezug auf die Biogasaufbereitung besonders, dass relativ kleine Biogasmengen aufbereitet werden. Nicht alle Anbieter von Aufbereitungsverfahren bieten Anlagen mit entsprechend kleiner Aufbereitungskapazität an, einige Anbieter haben sich hingegen auf die kleineren Aufbereitungskapazitäten spezialisiert.



Des Weiteren könnte die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität im Falle einer nicht öffentlichen Nutzung des so erzeugten Biomethans auf eine geringere Gasqualität (insbesondere geringerer Methangehalt und höherer CO₂-Gehalt) erfolgen. Dies wäre aber tatsächlich nur dann möglich, wenn das Biomethan nicht für Dritte angeboten wird, also z.B. nur als Kraftstoff für den Antrieb der landwirtschaftlichen Maschinen der Agrargemeinschaft Oberland GmbH. Dies ist aber aus heutiger Sicht aufgrund der noch nicht kommerziell verfügbaren Traktorentechnik und der dann sehr geringen Absatzmengen nicht zielführend (siehe Kapitel 2).

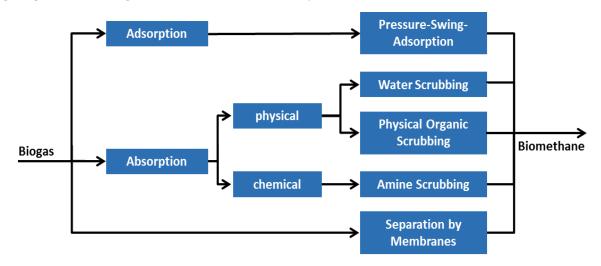


Abbildung 7: Verfahren zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität durch Entfernung von CO2

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass eine Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zur Erfüllung der Anforderungen an die Gasqualität a) bei Vertankung des Biogases vor Ort oder b) zur Einspeisung in das öffentliche Gasnetz mit den heutigen am Markt verfügbaren Technologien möglich ist. Aufgrund der teilweise noch geringen Praxiserfahrungen mit der Anlagentechnik für die vergleichsweise kleinen Aufbereitungskapazitäten ist eine konservative Betrachtungsweise in Bezug auf die Anlagenverfügbarkeit und den Aufwand für dessen Wartung und Instandhaltung ratsam.

3.7 Verdichtung und Speicherung

Sowohl zur direkten Vertankung als auch zur Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz muss das Gas verdichtet werden, es sei denn, das Gasnetz wird bei einem niedrigeren Druck betrieben, als der Ausgangsdruck aus der Biogasaufbereitungsanlage.

Die Auswahl der Verdichter zur Verdichtung des Biogasstroms erfolgt in Abhängigkeit des Fördervolumenstroms und des Enddrucks der Verdichtung. Im Falle der direkten Vertankung des Biogases muss dies auf einen Druck von 250 bis 300 bar verdichtet werden. Dies ermöglicht die kompakte Speicherung des Biogases in Hochdruckflaschen und die schnelle Vertankung an der Zapfsäule. Im Falle der Einspeisung des Biogases in das örtliche Gasnetz, muss dies auf den Druck der örtlichen Gasleitung von bis zu 16 bar verdichtet werden. Abbildung 8 zeigt die Einsatzbereiche verschiedener Verdichterbauarten.

Für die Verdichtung des Biogases auf 250-300 bar (Vor-Ort-Vertankung) ist eine zweistufige Verdichtung mit Verwendung eines Hubkolbenverdichters in der zweiten Stufe erforderlich.



Um eine Verunreinigung des Biogases durch Schmieröl zu vermeiden, werden Verdichter meist trocken ausgeführt. Dies hat allerdings die Nachteile eines vergleichsweise hohen Methanverlustes, eines höheren Verschleißes sowie eines vergleichsweise geringen Wirkungsgrades. [Urban 2010]

Hinsichtlich der Verdichtung des Biogases spielt die Redundanz eine wichtige Rolle, da Verdichter relativ störungsanfällig sind und Wartungen häufig mehre Tage in Anspruch nehmen können, u.a. aufgrund der Beschaffung von Ersatzteilen.

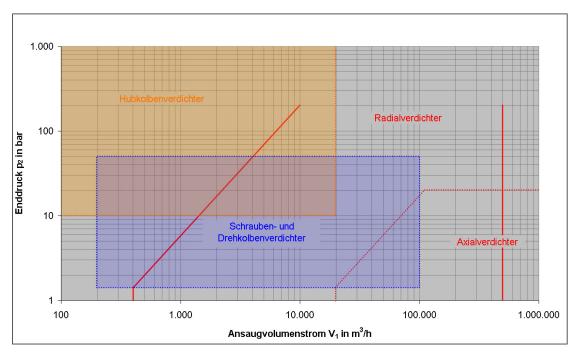


Abbildung 8: Einsatzbereiche verschiedener Verdichterbauarten, [aus Urban 2010, nach Cerbe 2008]

Bei der Vor-Ort-Vertankung ist eine Zwischenspeicherung des Biogases essentiell, da die Abnahme diskontinuierlich erfolgt, während die Produktion abgesehen von leichten Schwankungen und Stillstandzeiten aufgrund technischer Ausfälle und Wartungsarbeiten quasi kontinuierlich erfolgt. Die Speicherung erfolgt in Hochdruckflaschen (siehe Abbildung 9).



Abbildung 9: Speicherung von Biomethan oder CNG in zu dessen Vertankung (Quelle: http://www.greenfill.eu/impressions.php)



3.8 Vertankung

Die Vertankung des Biogases kann entweder an einer autarken Zapfsäule direkt in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage erfolgen, oder an einer integrierten Zapfsäule in einer bestehenden öffentlichen Tankstelle. Letzteres ist nur dann möglich, wenn das Biogas zunächst in das öffentliche Gasnetz eingespeist wird, da es keine Tankstelle gibt, die nahe genug an einem der beiden potenziellen Standort liegt, um über eine Biogasleistung das Biogas zur Tankstelle zu fördern. Bei Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz wäre dann eine virtuelle Nutzung des Biogases an allen Gastankstellen in Deutschland und unter Umständen auch in weiteren Ländern möglich. Dies ist das gängige Konzept zur Erzeugung und Nutzung von Biogas als Kraftstoff in Deutschland heute. Zu berücksichtigen ist, dass sich die Füllkupplungen für LKW und Busse von denen für PKW unterscheiden. Sollen also sowohl PKW, als auch LKW und Busse das Biogas tanken können, ist eine sogenannte Kombi-Zapfsäule notwendig (siehe Abbildung 10).





Abbildung 10: Autarke (links) und in eine Tankstelle eingebundene Kombi-Zapfsäule für PKW und LKW bzw. Busse (rechts) (Quelle: http://www.greenfill.eu/impressions.php)

4 Fahrzeugtechnik für die Nutzung von Biogas als Kraftstoff

Biogas kann in allen Fahrzeugen eingesetzt werden, welche mit verdichtetem Erdgas als Kraftstoff fahren. Auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) ersetzt dabei 1 zu 1 das Erdgas. CNG7-Fahrzeuge werden mit hochverdichtetem Erdgas bzw. Biomethan (ca. 200 Bar) als Kraftstoff betrieben.

4.1 CNG-Fahrzeugtechnik⁸

Es gibt eine Vielzahl von Serienfahrzeugen sowohl im PKW-Bereich als auch im Bereich der leichten LKW für CNG auf dem deutschen Automobilmarkt. Die Fahrzeugpalette wird derzeit regelmäßig erweitert, auch wenn der Absatz derzeit stagniert. Die Motorentechnik ist bei den Serienfahrzeugen auf CNG aus Erdgas und Biomethan optimiert.

Herausforderung für die Fahrzeuggestaltung ist dabei die Lagerung des Kraftstoffes, der eine geringere Dichte aufweist als Diesel oder Benzin. Je nach Automobilhersteller und Modell sind die dafür erforderlichen Druckflaschen an unterschiedlichen Stellen im Fahrzeug installiert:

⁷ CNG = Compressed Natural Gas

⁸ Informationsquelle: http://www.gibgas.de/Fahrzeuge/



- a) unterflur, die Gasflaschen liegen unter dem Fahrzeugboden oder sind in die Bodengruppe des Fahrzeuges integriert
- b) unterhalb der Kofferraumabdeckung
- c) im Kofferraum bzw. auf der Ladefläche des Fahrzeuges.



Abbildung 11: VW Touran 1.4 TSI EcoFuel: Beispiel Aufbau Erdgasanlage im Fahrzeug (Quelle: VW)

Es existieren verschiedene Antriebskonzepte für CNG-Fahrzeuge. Die Motoren für die Nutzung von CNG sind dabei Benzin-Otto-Motoren, die auf den Einsatz von CNG optimiert wurden. Ein Einsatz von Benzin als Alternativkraftstoff ist häufig möglich. Als Antriebskonzepte werden unterschieden:

- a) <u>bivalente Antriebe</u>: Ein Betrieb mit Erdgas/Biomethan und Benzin ist möglich. Es ist zusätzlich ein Benzintank mit mehr als 15 Liter Fassungsvermögen installiert und der Motor kann mit beiden Kraftstoffen betrieben werden. Mit diesem Konzept sind die größten Reichweiten möglich und auch in Regionen mit geringer Gastankstellendichte ist ein Nachtanken möglich.
- b) <u>Monovalente Antriebe</u>: Ein Betrieb ist allein mit CNG möglich. Dies spart Platz und Kosten bei der Fahrzeugherstellung.
- c) monovalentes Fahrzeug mit Benzinnottank; auch als Monovalent Plus oder Quasi-Monovalent bekannt: Der Motor ist für den alleinigen CNG-Betrieb vorgesehen. Der Benzintank ist eine Notreserve und ist auf 15 Liter begrenzt. Der Motor muss allerdings so ausgerüstet sein, dass er auch mit Benzin betrieben werden kann.

Die Unterschiede eines CNG-Fahrzeuges im Vergleich zum Benzinfahrzeug bestehen im Wesentlichen in:

- einem zweiten Tankstutzen für das Befüllen der Erdgasbehälter
- einem Druckminderer zur Reduzierung des Gasdrucks vor dem Einblasen in die Zylinder
- einer modifizierten Elektronik für den dualen (CNG/Benzin) Betrieb
- im Fall eines bivalenten Betriebes in einem zusätzlichen Umstellschalter und einer zweiten Anzeige für den Gasantrieb



- den zusätzlichen Erdgasbehältern (Stahltanks oder Aluminium-Kunststoff-Tanks) mit Magnetventilen.
- Einer angepassten Zünd- und Motoreinstellung / -konfiguration für den CNG-Betrieb

Die Magnetventile sind dabei nur für den Schadensfall vorgesehen. für ein gezieltes Abblasen oder bei Hitze für ein kontrolliertes Abbrennen des Erdgases. Die Motorelektronik erkennt automatisch, wenn der Erdgastank leer gefahren ist und schaltet dann während der Fahrt auf den Benzinantrieb um.

4.2 CNG-Fahrzeugmodelle

Fahrzeuge werden mittlerweile von fast allen namentlichen Autoherstellern und in allen Größenklassen angeboten. Im PKW-Bereich gibt es ein umfangreiches Angebot an CNG-Fahrzeugen der Hersteller Audi, Fiat, Mercedes-Benz, Opel, Seat, Skoda und VW.9 Kastenwagen und Kleintransporter werden als CNG-Fahrzeuge von Fiat, Iveco, Mercedes-Benz, VW und Opel angeboten.10 Bei den LKW sind Iveco, Scania, Renault und Mercedes Benz derzeit die einzigen Anbieter. Der Merceds-Benz Econic ist ein häufig als Müllfahrzeug eingesetztes Modell. Busse, welche mit CNG betrieben werden können, bietet ebenfalls Mercedes-Benz, Iveco, Scania und darüber hinaus der polnische Bushersteller Solaris an.¹¹

Die Entwicklung von mit Erdgas bzw. Biogas betriebenen Traktoren verfolgen zurzeit mehrere Hersteller, u.a. Valtra, Deutz-Fahr, Steyr und New Holland. Keines der Unternehmen bietet aber bislang ein mit Gas betriebenes Serienmodell an. Das Unternehmen New Holland führte im letzten Jahr umfangreiche Praxistests mit einem eigens auf den Betrieb mit Erdgas bzw. Biomethan entwickelten Traktor durch. Während die 1. Generation der New Holland Methangastraktoren noch einen zweiten Treibstoff brauchte, fährt die neue Generation ausschließlich mit CNG (Erdgas oder Biomethan). Im modifizierten Motor werden viele Teile des Standarddieseltraktors verwenden. Geändert wurde die Fremdzündung am Motor und der Kraftstoffvorrat. Statt Dieseltank umfasst das Fahrzeug neun Gastanks mit 300 Liter Volumen (52 kg). Damit sind die Voraussetzungen für eine Serienproduktion geschaffen, denn die CNG-Traktoren können mit denselben Getriebevarianten, Hydraulikkomponenten und Optionen wie Fronthydraulik, Frontzapfwelle und Frontlader ausgestattet werden. Dies bringt außerdem Vorteile bei der Wartung und Ersatzteilversorgung mit sich. Der Schlepper verfügt über 179 PS (132 kW) und 740 Nm Drehmoment. New Holland hat angekündigt, den Schlepper ab 2018 serienmäßig am Markt anzubieten. ¹²

4.3 Umrüstung auf CNG-Betrieb¹³

In Deutschland sind Umrüstungen auf CNG-Betrieb sehr selten. Eine Umrüstung kommt insbesondere für Ottomotoren in Frage. Sie ist technisch einfach und sicher realisierbar und kann von einem qualifizierten Fachbetrieb durchgeführt werden. Anscheinend werden Motoren mit Benzindirekteinspritzung nicht umgerüstet, dies soll sich aber zukünftig ändern. Die Kosten für eine Umrüstung sind stark vom Fahrzeug abhängig und liegen im Bereich von 3.000 Euro bis 5.000 €. Für

⁹ alle Modelle sind hier aufgelistet: https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahrzeuge und https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahrzeuge

¹⁰ http://www.gibgas.de/Fahrzeuge/Nutzfahrzeuge

http://www.gibgas.de/Fahrzeuge/Busse%20und%20LKW

¹² aus: https://www.erdgas.info/artikel/mobilitaet/detail/2016/new-holland-methangastraktor-im-testbetrieb/

¹³Wesentliche Informationsquelle: https://www.greengear.de/erdgas-cng-umruesten/



Dieselmotoren ist eine Umrüstung aufgrund des vollkommen anderen Zündprinzips nur mit sehr großem Aufwand möglich und wird allgemein als unwirtschaftlich dargestellt.

Die besondere Herausforderung einer Umrüstung liegt im Erlöschen der Herstellergarantie auf den Motor, je nach Hersteller ggf. auch auf Antriebsteile. Dies lässt sich aber durch Abschluss einer Zusatzversicherung kompensieren.

Die Umrüstung eines Ottomotors auf CNG-Betrieb umfasst das Zuleitungssystem zum Saugrohr, das Motormanagement sowie eine Änderung des Ventiltriebs. Damit wird dem Verschleiß an den Ventilsitzringen und der stärkeren thermischen Belastung der Auslassventile gegengesteuert. Vorteil ist, dass der Weiterbetrieb mit Benzin möglich sein kann, was den Aktionsradius erheblich vergrößert. Zusätzlich muss natürlich der Gastank verbaut werden. Diese sind aus speziellem Kunststoff hergestellt und werden unter Flur oder im Kofferraum verbaut. Komplexe Sicherheitsvorrichtungen sorgen im Fall eines Unfalls für die reibungslose Funktion des Tanks sowie des Zuleitungssystems.

Die Umrüstung muss sowohl vom TÜV abgenommen werden als auch einer sogenannten Gas-Systemeinbau-Prüfung (GSP) unterzogen werden. Diese wird von Sachverständigen gegen eine Gebühr von ca. 100 € durchgeführt. Die technischen Einrichtungen für die Nachrüstung sollten der Norm ECE-R 115 genügen, damit bedürfen sie dann keiner zusätzlichen Einzelabnahme. Sofern diese Prüfungen erfolgen wird die Umrüstung abschließend der Zulassungsbehörde gemeldet sowie in Kraftfahrzeugschein eingetragen.

4.4 Wartung von CNG-Fahrzeugen

Es gibt nicht viele Besonderheiten bei der Wartung von CNG-Fahrzeugen. Wesentlich ist hier der Tank und die Gasanlagen. Daher ist Bestandteil jeder Hauptuntersuchung sowie nach jedem Unfall eine Gas-Anlagen-Prüfung. Die Kosten sind mit 20 Euro bis 30 € überschaubar. Gastanks aus Stahl (heute nicht mehr verbaut und nach Druckbehälterverordnung zugelassen) müssen alle fünf Jahre (ggf. alle zehn Jahre bei Unterbringung an einem korrosionsgeschützten Ort im Auto) einer Tankprüfung unterzogen werden. Neuere Composite-Tanks mussten bis 2006 je nach Fahrzeugtyp alle 3 bis 5 Jahre geprüft werden. Die Prüfung erforderte einen Tankausbau und kostete bis zu 600 €. Seit 2006 werden alle Druckbehälter nach ECE R110 gefertigt und geprüft. Nach der zweiundvierzigste Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften (42. StVRÄndV) gilt die Zulassung dann für 15 bis 20 Jahre, wodurch eine regelmäßige Druckbehälterprüfung nicht mehr notwendig ist. Eine einfache prüfung auf Dichtheit und Korrosion wird ohne wesentliche Mehrkosten im Rahmen der HU durchgeführt.

Mit den von üblichen Maschinen abweichenden Motorkonzepten sind insbesondere für Busse und LKW höhere Wartungskosten als bei Dieselmotoren verbunden. Das Motoröl muss statt nach 60.000 km bereits nach 30.000 oder 45.000 km gewechselt werden und teurere Öle sind zu verwenden. Da die Zündung mit A Platin-Iridium Zündkerzen erfolgt, sind auch diese teurer. Zusätzlich sind nur bei der Gastechnik vorhandene Hochdruckfilter und Hochdruckschläuche regelmäßig zu wechseln. Positiv wirkt sich jedoch der Wegfall der Gasdruckbehälterprüfung nach 5 oder 10 Jahren aus (s.o.). Erst nach 20 Jahren müssen die Behälter getauscht werden, was jedoch die Nutzungsdauer eines Busses bzw. LKW übersteigt. Auf der anderen Seite muss beim Dieselbus und -LKW ein regelmäßiges Reinigen des PM-Kats eingeplant werden bzw. ein Wechsel des Filters nach mindestens der Hälfte der Nutzungsdauer. [Schaarschmidt 2013]



5 Regulatorische Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die wesentlichen Rahmenbedingungen zur Erzeugung und Nutzung nach den hier untersuchten Konzepten beschrieben.

5.1 Rahmenbedingungen zur Verwertung des Biogases als Kraftstoff

5.1.1 Einspeisung in das Gasnetz:

Für die Einspeisung in das Gasnetz gelten insbesondere Bedingungen an die Qualität des eingespeisten Biomethans. Diese betreffen Grenzwerte der verschiedenen Gaskomponenten und den brenntechnischen Kenndaten (Brennwert und Wobbeindex - siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Anforderungen an die Gasbeschaffenheit von Biogas zu dessen Netzeinspeisung [FNR 2014]

Parameter	Einheit	Grenzwerte L-Gasnetze	Grenzwerte H-Gasnetze
CH ₄	Mol%	≥ 90	≥ 95
CO ₂	Mol%	≤ 10	≤ 5
H ₂ S	mg/m³	5 (ku	rzzeitig 10)
O ₂	%	in trockenen Verteilungsnetzen	3, in feuchten Verteilungsnetzen 0,5
H ₂		keine expl	iziten Vorgaben
Wassergehalt	mg/m³	bis Netzdruck 10 bar ≤ 200,	bei Netzdruck größer 10 bar ≤ 50
Wobbeindex (Ws,N)	kWh/m³	10,5–13,0	12,8–15,7
Brennwert (H _{S,N})*	kWh/m³	8,	4–13,1
* maximal zulässige Abweichung vom netzspezifischen Abrechnungsbrennwert laut G 685: 2 %			

Die konkreten Vorgaben sind über einen Verweis in der Gasnetzzugangsverordnung auf die DVGW-Arbeitsblätter (insbesondere G260, G262 und G685) festgeschrieben. Durch die Aufbereitung und Konditionierung des Biomethans vor dessen Einspeisung in das Gasnetz sind diese Grenzwerte einzuhalten.

5.1.2 Kraftstoff-DIN 51624:

Für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff gelten nach der DIN 51624 Anforderungen an die Gasqualität, welche im Falle einer Nutzung des Biomethans als Kraftstoff einzuhalten sind - bei vorheriger Einspeisung in das öffentliche Gasnetz zusätzlich zu den zuvor genannten Grenzwerten. Im Vergleich zu den Vorgaben der DVGW-Arbeitsblätter definiert die DIN 51624 einen strengeren Wasserstoff-Grenzwert (max. 2 %). Der Sauerstoffgrenzwert entspricht dem DVGW-Arbeitsblatt 260 (max. 3 %). Die geforderte Methanzahl von 80 % ist i.d.R. problemlos einzuhalten. Nur bei einer zu hohen LPG-Beimischung (zur Anhebung des Brennwertes), könnte die Methanzahl zu stark abgesenkt werden. Daher ist auf eine möglichst geringe LPG-Zugabe zu achten. Zusätzlich sollte möglichst wenig Öl in das Biomethan geraten, auch wenn es hierfür noch keine konkreten Grenzwerte gibt. Dies kann der Verdichtung in Öl-freien Verdichtern erreicht werden. [FNR 2014]



5.1.3 Steuerreduzierung für CNG und Bio-CNG:

Nach dem Energiesteuergesetz ist der Steuersatz für Erdgas und Biomethan bei dessen Verwendung als Kraftstoff von 31,80 €/MWh auf 13,90 €/MWh reduziert. Diese Steuerreduzierung lief 2018 aus, wurde aber am 16. Juni 2017 durch einen Beschluss im Bundesrat bis 2026 verlängert¹⁴.

"Der Entwurf sieht im Wesentlichen vor, die Steuerbegünstigung für Erdgas (CNG/LNG) fortzuführen. Die Steuerbegünstigung für CNG/LNG wird bis Ende 2026 verlängert, verringert sich aber sukzessive ab 2024.":

- a) bis zum 31. Dezember 2023 13,90 €/MWh
- b) vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 18,38 €/MWh
- c) vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 22,85 €/MWh
- d) vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2026 27,33 €/MWh.

5.1.4 Treibhausgasminderungsquote für Biomethan:

Alle Unternehmen, welche Kraftstoffe in Deutschland in den Verkehr bringen, müssen eine Quote zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen erfüllen. Diese Quote war bis Ende 2014 auf Biokraftstoffe beschränkt und auf den Energiegehalt bezogen. Seit 2015 bezieht Sie sich auf die Einsparung von Treibhausgasen und kann auch durch weitere Optionen erfüllt werden. Diese Quote hat einen Marktwert, so dass alle Optionen und damit auch Biomethan in Abhängigkeit seiner THG-Einsparpotenziale einen Wert zusätzlich zum Wert des reinen Kraftstoffes haben. Dabei gilt, je höher das spezifische THG-Einsparpotenzial des Kraftstoffes, desto höher der erzielbare Erlös im Rahmen der Vermarktung der Quote. Für die Berechnung Quotenwertes von Biomethan kann der Erlös für Biodiesel gegenüber Diesel als Referenz verwendet werden. Durch Multiplikation mit dem Verhältnis der THG-Einsparungen von Biomethan und Biodiesel errechnet sich der Quotenwert für das Biomethan:



Abbildung 12: Berechnung des Quotenwertes im Rahmen der THG-Einsparquote, [Elek 2014]

Dabei ist zu berücksichtigen, dass Biomethan sehr unterschiedliche THG-Einsparwerte aufweisen kann, insbesondere in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate. I.d.R. weist Biomethan aus Reststoffen geringere THG-Emissionen auf, als Biomethan aus Anbaubiomasse. Damit können mittels Biomethan aus Reststoffen vergleichsweise höhere Erlöse über die THG-Quote erzielt werden. Zur Bestimmung der THG-Vermeidungen eines jeden Kraftstoffes können Standartwerte entsprechend der Renewable Energy Directive verwendet werden, oder durch entsprechend durch unabhängige Institutionen nachgewiesene reale THG-Werte verwendet werden. Abbildung 13 zeigt die THG- Einsparungen verschiedener Biokraftstoffe in den Jahren 2013-2015. Der Wert für Biomethan kann als Durchschnittswert für Biomethan aus Reststoffen (gut 84 % in 2015) verwendet werden, da nahezu

.

¹⁴ Gesetzentwurf auf der Seite der Bundesfinanzministerium eingesehen [zuletzt am 31.07.2017 aufgerufen]. "Gesetzentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes"



ausschließlich Biomethan als Reststoffen als Kraftstoff verwendet wurde. Für Biomethan aus tierischen Exkrementen könnte dieser Wert in Abhängigkeit der konkreten Rahmenbedingungen im Projekt (z.B. Gärrestlagerabdeckung) noch höher liegen, da z.B. bei der Biomethanerzeugung aus Bioabfällen aufgrund des logistischen Aufwand die THG-Emissionen höher ausfallen. Biodiesel (FAME) weist in 2015 ein Einsparpotenzial von gut 70 % auf, mit einer deutlichen Verbesserung im Vergleich zu den Vorjahren. Die höheren Einsparpotenziale in 2015 sind damit begründet, dass die Hersteller zusätzliche Anstrengungen getätigt haben, um die THG-Emissionen senken, um so einen höheren Wert im Rahmen der Quotenvermarktung erzielen zu können.

90,00% 80,00% 70,00% 60,00% 50,00% 40,00% Bioethanol Biomethan Biomethanol FAME HVO Pflanzenöl

■ Einsparung 2014

Emissionseinsparung der Biokraftstoffe nach Kraftstoffart

Abbildung 13: Emissionseinsparungen verschiedener Biokraftstoffe nach dem Erfahrungsbericht der BLE, Quelle: [BLE 2016]

■ Einsparung 2015

Der allgemeine Preis der THG-Quote ist bestimmt durch das Angebot und die Nachfrage am Quotenmarkt. Letzteres wird insbesondere durch die vom Gesetzgeber vorgegebene Höhe der zu erreichenden Quote vorgegeben. Diese steigt sukzessive an von 3,5 % in 2015 auf 4 % in 2017 und 6 % in 2020 an. Demzufolge ist mit einer höheren Nachfrage von Kraftstoffen zur Erreichung dieser Quote ab 2017 und insbesondere ab 2020 zu rechnen.

Des Weiteren hat die EU-Kommission vorgegeben, dass der Anteil der konventionellen Biokraftstoffe (auf Energiepflanzen basierende) sukzessive zu begrenzen ist und der Anteil von Biokraftstoffen der 2. Generation (aus Rest- und Abfallstoffen sowie "Non-Food-Biomasse") zu erhöhen ist. Eine Umsetzung dieser Vorgabe wurde vor kurzem durch eine Überarbeitung der 28. BImSchV auf Bundesebene umgesetzt. Demnach wird ab 2020 eine (energetische) Unterquote von Biokraftstoffen der 2.

■ Einsparung 2013



Generation ab 2020 eingeführt. Diese startet mit einem relativ geringen Wert von 0,05 % (entspricht 312 GWh und steigt bis 2015 auf 0,5 % an [Edel 2017]. Da Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen einer der wenigen Biokraftstoffe ist, welcher der Definition zur Erfüllung der Unterquote entspricht und das Potenzial anderer die Definition erfüllender Biokraftstoffe (z.B. Biodiesel aus Altfetten) deutlich begrenzt ist, könnte ab 2020 und insbesondere ab 2025 durch die Unterquote eine besondere Nachfrage an Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen entstehen. Heute lässt sich aber kaum vorhersagen, wie groß der Effekt auf den Erlös für diese Biomethan innerhalb der Quote sein wird.

5.2 Rahmenbedingungen zur Strom- und Wärmebereitstellung aus Biogas

5.2.1 75-kW Güllekleinanlagen nach EEG 2017

Die Einspeisevergütung für Güllekleinanalgen wird im Gegensatz zu NaWaRo-Analgen weiterhin für Neuanlagen laut EEG 2014 gewährt. In dem ersten Halbjahr 2017 beträgt sie 23,14 ct/kWh¹⁵. Die Einspeisevergütung wird eine Degression von 0,5% im Halbjahr aufweisen.

Eine weitere Regelung, die aus dem EEG 2014 Verwendung findet, ist die Reduktion der Förderung für Anlagen, die keine Direktvermarktung betrieben, um 0,2 ct/kWh.¹⁶

Für den Erhalt der EEG-Vergütung für Güllekleinanlagen müssen folgende Rahmenbedingungen eingehalten werden:

- max. installierte Leistung des BHKW: 75 kW_{el}
- mindestens 80 % Einsatz von Gülle und Mist (ausgenommen Hühnertrockenkot)
- Stromproduktion am Ort der Biogasproduktion (kein Satelliten-BHKW)
- mind. 150 Tage Verweilzeit im gasdichtem System

5.2.2 Ausschreibungen für Strom aus Biomasse nach EEG 2017

Während die Phase der Ausschreibungen beginnt, wird die Förderung im 2017 für Neuanlagen auf 14,88 ct/kWh sowie für Bestandsanlagen auf 16,9 ct/kWh begrenzt. Danach wird die jährliche Degression 1% betragen. ¹⁷

6 Betriebswirtschaftliche Bewertung

Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung und Nutzung von Biogas aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen als Kraftstoff aus zwei Perspektiven bewertet:

- 1. Bereitstellung des Kraftstoffs, des Biomethans und/oder des Stroms und der Wärme aus Biogas durch die Agrargemeinschaft Oberland GmbH
- 2. Nutzung des Biomethans als Kraftstoff und /oder der BHKW-Abwärme durch die potenziellen Kunden

¹⁵ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) - §44 Vergärung von Gülle

¹⁶ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., https://bioenergie.fnr.de/eeg_2017/ [zuletzt aufgerufen am 31.07.2017]

¹⁷ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) - §39f Abs. 5



Die Betrachtung aus Sicht der Agrargemeinschaft Oberland GmbH dient als Grundlage für eine Investitionsentscheidung. Die Perspektive potenzieller Kunden soll den Nutzen für den Kunden und den Einfluss verschiedener Faktoren hierauf deutlich machen. Für beide Perspektiven werden die Einflüsse der wichtigsten Faktoren anhand einer Sensitivitätsbetrachtung analysiert.

Die Schnittstelle der beiden Perspektiven ist im Falle der Bereitstellung und Nutzung des Biogases als Kraftstoff der Biomethanpreis an der Zapfsäule, wobei sämtliche Abgaben und Steuern zu berücksichtigen sind. Dieser entspricht üblicherweise dem Preis für CNG, da die Kunden bislang keine Bereitschaft zeigen, einen Aufpreis für das Biomethan als Kraftstoff im Vergleich zum fossilen CNG zu zahlen. Der Preis für CNG liegt zurzeit durchschnittlich bei 1,10 €/kg brutto (inkl. Mineralölsteuer für Erdgas als Kraftstoff und der Mehrwertsteuer) und damit bei 0,74 €/kg netto.

Auf der Seite des Verkäufers können Zusatzerlöse über die Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote (ehemals Biokraftstoffquote) erwirtschaftet werden und zusätzlich die biogene Eigenschaft des Biomethans zur besseren Vermarktung des Kraftstoffes an die Endkunden genutzt werden.

Die Zahlungsbereitschaft für die BHKW-Abwärme ist sehr abhängig vom Einzelfall und richtet sich i.d.R. nach der alternativ verfügbaren Wärmeversorgung und dem Wärmepreis. Bis zum Abschluss des Vorhabens konnten keine abschließend belastbaren Aussagen der potenziellen Wärmekunden am Standort II (Gewerbegebiet) eingeholt werden. Daher wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit 4 ct/kWh_{th} ein zunächst konservativer Wert als spezifischer Wärmeerlös für den Verkauf der Wärme an Dritte gewählt. Für die Nutzung der Abwärme aus der Güllekleinanlage in den eigenen Betriebsgebäuden der AG Oberland GmbH werden 6 ct/kWh_{th} als Wärmeerlös angerechnet.

6.1 Wirtschaftlichkeit aus der Erzeuger-Perspektive

Im Folgenden werden die drei ausgewählten Konzepte für die Biogaserzeugung und -nutzung in Neukirch-Lausitz aus der Sicht der Agrargemeinschaft Oberland GmbH als potenzieller Betreiber der Biogasanlage sowie der Anlagen zur Bereitstellung der Endenergien (Biomethan, Kraftstoff und/oder Strom und Wärme) ökonomisch bewertet. Die ausführlichen Ergebnisse und getroffenen Annahmen sind in den Anhängen 1 bis 4 und 8 aufgeführt. Grundsätzlich erfolgte eine Aufteilung der Kosten für die Biogaserzeugung und -reinigung bei Aufteilung des erzeugten Biogases in mehrere Nutzungspfade entsprechend der in die einzelnen Nutzungspfade aufgeteilten Biogasmengen. Dies kann unter Umständen zu dem Ergebnis führen, dass einer der Nutzungspfade unwirtschaftlich ist, aber beide zusammen ein wirtschaftliches Gesamtergebnis liefern. Im Anschluss an die Darstellung der Ergebnisse unter den getroffenen Annahmen erfolgt eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Ergebnisse in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussfaktoren. Damit kann zum einen bewertet werden, wie hoch das Risiko eines abweichenden Ergebnisses aufgrund sich ändernder Rahmenbedingungen oder Kosten ist und zum anderen die Chancen herausgearbeitet werden, welche sich aufgrund möglicher positiver Änderungen der Rahmenbedingungen ergeben könnten.

6.1.1 Konzept I - Vor-Ort-Tankstelle & Güllekleinanlage mit Strom- und Wärmebereitstellung

Abbildung 14 zeigt die jährlichen Kosten und Erlöse für die Bereitstellung und Nutzung des Biogases als Kraftstoff nach dem Konzept i). Unter den getroffenen Annahmen decken die potenziellen Erlöse aus



dem Verkauf des Biogases als Kraftstoff und der zusätzlichen Vermarktung der THG-Minderungsquote die Bereitstellungskosten nicht. Das jährliche Defizit beträgt ca. -65.000 €.

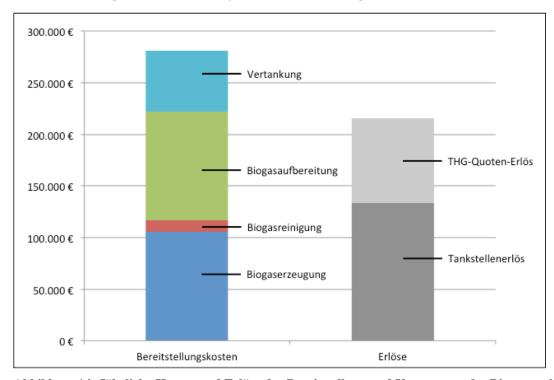


Abbildung 14: Jährliche Kosten und Erlöse der Bereitstellung und Verwertung des Biogases als Kraftstoff im Konzept I

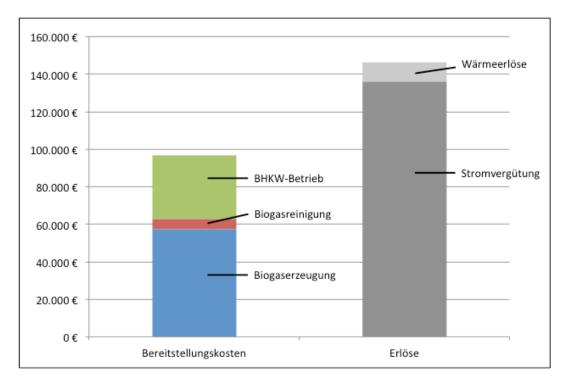


Abbildung 15: Jährliche Kosten und Erlöse der Bereitstellung und Verwertung von Strom und Wärme aus Biogas im Konzept I



Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Bereitstellung von Strom und Wärme nach dem Konzept I führt hingegen zu einem positivem Ergebnis (siehe Abbildung 15). Unter den getroffenen Annahmen kann dabei ein jährlicher Überschuss von knapp +50.000 € erwirtschaftet werden. Dieses positive Ergebnis resultiert u.a. aus der Tatsache, dass die Biogaserzeugung im Vergleich zu üblichen Güllekleinanlagen vergleichsweise günstig ausfällt, da durch die größere Anlagenkapazität für eine zusätzliche Bereitstellung von Biogas für den Kraftstoffpfad Kostendegressionen ausgenutzt werden können.

Allerdings gleicht dieses positive Ergebnis im Pfad der Strom- und Wärmebereitstellung das Defizit im Kraftstoffpfad nicht aus, so dass das betriebswirtschaftliche Ergebnis für dieses Konzept insgesamt negativ ausfällt.

6.1.2 Konzept II - Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz

Hinsichtlich des zweiten Konzeptes kann die Wirtschaftlichkeit zum einen bezüglich der Biomethanbereitstellungskosten frei Gasnetz und zum anderen die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff frei Tankstelle über den Umweg des Gasnetzes bewertet werden.

Die Bereitstellungskosten für das Biomethan frei Gasnetz betragen unter den getroffenen Annahmen 8,60 €ct/kWh_{Hs} (siehe Anhang 4). Dabei entfallen gut 56 % der Kosten auf die Biogaserzeugung, ca. 40 % auf die Biogasreinigung und -aufbereitung sowie ca. 4 % auf die Einspeisung in das Gasnetz. Der relativ hohe Anteil der Kosten für die Biogasreinigung und -aufbereitung begründet sich in der auch bei Nutzung aller verfügbaren Reststoffe noch vergleichsweise kleinen Aufbereitungskapazität von ca. 150 m³/h Rohbiogas. Mit 3,3 ct/kWh_{Hs} liegen die Kosten für die Biogasreinigung und -aufbereitung deutlich über denen von typischen Biogasaufbereitungsanlagen mit Aufbereitungskapazitäten von über 500 m³/ Rohbiogas (max. 2 ct/kWh_{Hs}).

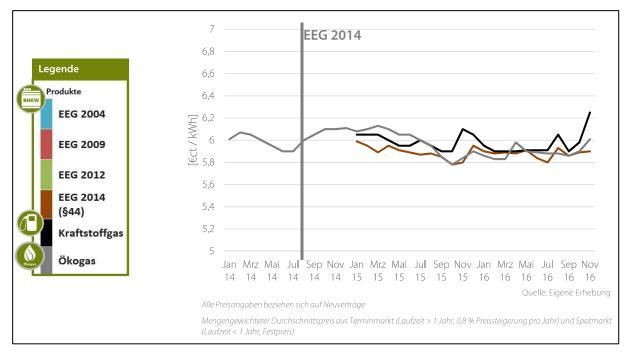


Abbildung 16: Entwicklung der Handelspreise für Biomethan aus Reststoffen nach [Sendfeld 2016]



Der Vergleich der Bereitstellungskosten mit den potenziellen Erlösen am Biomethanmarkt (siehe Abbildung 16) zeigt, dass auch dieses Konzept kein positives betriebswirtschaftliches Ergebnis verspricht. Der Unterschied ist hier mit mehr ca. 2,5 ct/kWh_{HS} so groß, dass selbst positivere Rahmenbedingungen im Vergleich zu den hier angenommenen das Ergebnis kaum ins Positive wenden können.

Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Verwertung des Biogases als Kraftstoff an einer eigens betriebenen Tankstelle und der Durchleitung des Biomethans über das öffentliche Gasnetz zeigt Abbildung 17.

Die Wirtschaftlichkeit unterscheidet sich nur geringfügig vom Fall der direkten Vertankung vor Ort (ohne Gasnetzdurchleitung), da die Einsparungen durch geringere Aufbereitungskosten (größere Aufbereitungskapazität) und geringere Speichervolumen an der Tankstelle (Gasnetz als Speicher nutzbar), durch die Zusatzkosten aufgrund der Netznutzung (Investzuschuss für die Einspeisung und Netznutzungsentgelte bei der Ausspeisung) im wesentlichen ausgeglichen werden. Somit ergibt sich auch hier ein jährliches Defizit von ca. -56.000 €.

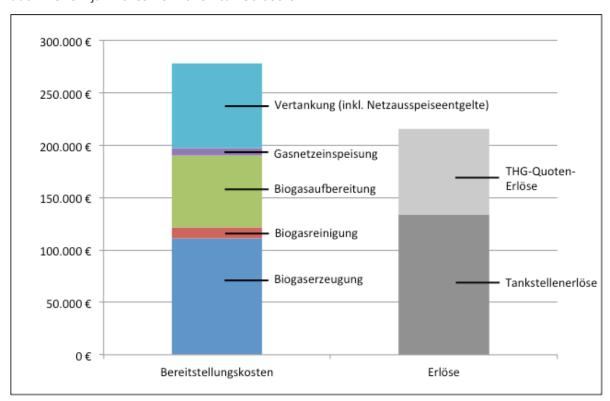


Abbildung 17: Jährliche Kosten und Erlöse der Bereitstellung und Verwertung des Biogases als Kraftstoff im Konzept ii) (Gasnetzeinspeisung)

6.1.3 Konzept III - Vor-Ort-Tankstelle & 750 kW_{el} - BHKW mit Strom- und Wärmebereitstellung:

Die Kosten der Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas unterscheiden sich auch in diesem Konzept kaum von den anderen. Die Kostendegressionen aufgrund der größeren Biogaserzeugungsanlage werden durch das vergleichsweise teurere Substrat (Grassilage) wieder aufgehoben. So stehen auch hier jährliche Kosten von ca. 280.000 € Einnahmen von gut 215.000 € gegenüber. Damit beträgt das jährliche Defizit für die Kraftstoffbreitstellung ca. -65.000 €.



Die Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biogas nach dem Konzept iii) führt zu einem unter den getroffenen Annahmen positivem jährlichen Ergebnis von gut +57.000 €. Allerdings ist dieser Überschuss zum einen nicht ausreichend, um das Defizit im Kraftstoffpfad auszugleichen und zum andern im Verhältnis zu den insgesamt anfallenden Kosten in Höhe von 870.000 € im Jahr sehr gering und daher vergleichsweise stark risikobehaftet.

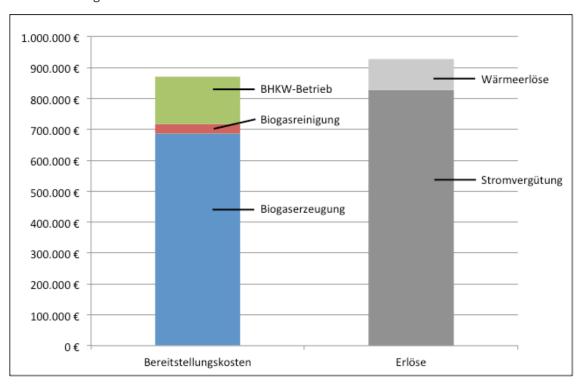


Abbildung 18: Jährliche Kosten und Erlöse der Bereitstellung und Verwertung von Strom und Wärme aus Biogas im Konzept iii)

6.2 Wirtschaftlichkeit aus der Nutzer-Perspektive

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit aus der Perspektive der potenziellen Abnehmer des Biogases als Kraftstoff dargestellt. Dabei wird zwischen den in Kapitel 2 aufgeführten Kundengruppen unterschieden (Privatpersonen - PKW, Unternehmen - LKW, ÖPNV - Busse). Eine wirtschaftliche Betrachtung für den Antrieb von Traktoren mit Bio-CNG ist aufgrund der noch nicht verfügbaren Informationen über Kaufpreise und Wartungskosten für CNG-Traktoren zum aktuellen Stand nicht möglich. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei anhand eines Vergleichs zum Fahrzeugbetrieb mit den konventionellen Kraftstoffen Diesel und Benzin bewertet.

6.2.1 Wirtschaftlichkeit der Bio-CNG-Nutzung für PKW

Bezüglich der Nutzung von Bio-CNG in PKW muss zwischen zwei Varianten unterschieden werden:

- 1. Neuanschaffung
- 2. Umrüstung eines Diesel-PKW auf CNG-Betrieb

Die Wirtschaftlichkeit im Falle einer **Neuanschaffung** wird beispielhaft an einem Kleinwagen (VW Eco Up) und eines Kastenwagen (Opel Combo CNG) dargestellt. Auf der Negativseite stehen aus der Perspektive des CNG-Fahrzeugs jeweils die höheren Anschaffungskosten. Dem gegenüber stehen die geringeren Kraftstoffkosten.



Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen die Kosten und Verbrauchswerte der Fahrzeuge und die sich in Abhängigkeit der jährlichen Fahrleistung draus errechnete Zeit zur Gegenfinanzierung der höheren Anschaffungskosten des jeweiligen CNG-Fahrzeugs. Gegenüber der Benzinfahrzeuge rechnen sich die Mehrkosten beider Fahrzeuge bei 15.000 km Fahrleistung im Jahr schon ab knapp 6 Jahren und bei einer Fahrleistung von 20.000 km bereits ab gut 4 Jahren.

Im Vergleich zum Diesel-Fahrzeug (Opel Combo CDTI) ist der Vorteil bei den Kraftstoffkosten wesentlich geringer und damit die Amortisationszeit deutlich höher. Bei 20.000 km Fahrleistung im Jahr beträgt sie noch gut 5 Jahre.

Tabelle 3: Wirtschaftlichkeit eines VW Eco Up und WV Up im Vergleich

	VW Eco Up (CNG)	VW Up (Benzin)
Anschaffungswert	12.950 €	9.975 €
Verbrauch ¹⁸	2,9 kg _{CNG} /100 km	4,7 Liter Benzin / 100 km
Kraftstoffpreis	1,10 €/kg	1,40 € /Liter
Amortisation der höheren Anschaffungskosten bei:		CNG gegenüber Benzin:
10.000 km/Jahr		8,8 Jahre
15.000 km/Jahr		5,9 Jahre
20.000 km/Jahr		4,4 Jahre

Tabelle 4: Wirtschaftlichkeit eines Opel Combo mit CNG-, Benzin-, und Dieselantrieb im Vergleich

	Opel Combo CNG	Opel Combo Turbo	Opel Combo CDTI
Anschaffungswert	24.800 €	20.650 €	23.215 €
Verbrauch	4,9 kg _{CNG} /100 km	7,3 Benzin / 100 km	5,5 Diesel / 100 km
Kraftstoffpreis	1,10 €/kg	1,40 € /Liter	1,25 € /Liter
Amortisation der höheren			
Anschaffungskosten bei:		CNG gegenüber Benzin:	CNG gegenüber Diesel:
10.000 km/Jahr		8,6 Jahre	10,7 Jahre
15.000 km/Jahr		5,7 Jahre	7,1 Jahre
20.000 km/Jahr		4,3 Jahre	5,3 Jahre

Ausschlaggebend für die Vergleichsrechnung sind zum einen die Kraftstoffpreise und deren Entwicklung sowie der Verbrauch der Fahrzeuge. Bezüglich der Kraftstoffpreise wurde jeweils der durchschnittliche Wert der letzten 10 Jahre angenommen. Wenn man berücksichtigt, dass die Preise für CNG in den letzten Jahren weniger stark angestiegen sind als die für Benzin und Dieselkraftstoffe und Experten von einem ähnlichen Trend für die Zukunft ausgehen, ist dies eher eine konservative Betrachtungsweise aus Sicht von (Bio-)CNG gegenüber Benzin und Diesel.

¹⁸ Die Verbrauchswerte entsprechen den Angaben der Hersteller. Im Fall von Benzin- und Dieselfahrzeugen ist diesbezüglich stets eine Spanne angegeben. Hier wurde der Mittelwert des spezifischen Verbrauchs laut Herstellerangaben angesetzt.



Im Falle der **Umrüstung eines Diesel-PKW auf CNG-Betrieb** entstehen Kosten nach [Green Gear 2017] von 3.000 bis 5.000 €, je nach Fahrzeugmodell. Damit liegen die Kosten für die Umrüstung in im gleichen Bereich, wie die Mehrkosten beim Neukauf eines CNG-Fahrzeugs gegenüber den Alternativen Diesel- oder Benzin-PKW. Unter den in Tabelle 3 und Tabelle 4 dargestellten Rahmenbedingungen ergeben sich entsprechend ähnliche Anforderungen an die Amortisationszeit in Abhängigkeit der individuellen Fahrleistungen der Fahrzeugeigentümer.

6.2.2 Wirtschaftlichkeit der Bio-CNG-Nutzung für Busse im ÖPNV

Die Wirtschaftlichkeit von CNG-Bussen im Vergleich zu Diesel-Bussen im ÖPNV wurde von Schaarschmidt ausführlich in [Schaarschmidt 2013] betrachtet. In einer statischen Betrachtung der kapital-, betriebs- und verbrauchgebundenen Kosten sowie der Emissionskosten kommt Schaarschmidt auf nahezu gleiche Jahreskosten für CNG- und Dieselbetriebene Busse. Würde man von höheren Preissteigerungen für Dieselkraftstoff im Vergleich zu CNG bzw. Bio-CNG ausgehen, hätten CNG betriebene Busse einen wirtschaftlichen Vorteil. Bei einer Preissteigerung von 6 % p.a. für Dieselkraftstoff und 4 % p.a. für CNG, würde sich laut Schaarschmidt 2012 ein Euro-VI-CNG-Bus gegenüber eines Diesel-Pendants nach sieben Jahren bereits amortisieren und über einen Betrachtungszeitraum von 13 Jahren ca. 100.000 weniger Kosten verursachen.

Dem zugrunde liegen auf der einen Seite die höheren Anschaffungskosten von ca. 33.000 €, zusätzlichen jährlichen Wartungskosten bei 60.000 km jährlicher Fahrleistung in Höhe von 1.200 € und zusätzliche Personalkosten von ca. 600 € für längere Tankzeiten für CNG. Auf der anderen Seite können jährlich ca. 5.000 € Kraftstoffkosten (bei 39 kg CNG auf 100 km bzw. 39 Liter Diesel auf 100kmond 0,89 €/kg bzw. 1,13 €/Liter Netto-Kraftstoffpreise) und ca. 600 € Emissionskosten eingespart werden. Letztere lassen sich nach Verordnung nach der Vergabe öffentlicher Aufträge anrechnen.

6.2.3 Wirtschaftlichkeit der Bio-CNG-Nutzung für LKW

Die Bio-CNG-Nutzung in LKW stellt sich betriebswirtschaftlich ähnlich dar, wie im Fall von Bussen. Den höheren Anschaffungskosten (ca. 30.000 €) sowie Service- und Reparaturkosten stehen die Einsparungen bei den Kraftstoffkosten gegenüber. Unter den Annahmen eines CNG-Preises vom 0,86 €/kg und eines Dieselpreises von 1,23 €/Liter sowie eines Ad-Blue-Preises von 62 ct/Liter, wurde bei einer Jahresfahrleistung von 60.000 km in [Schwarz 2012] ein betriebswirtschaftlicher Vorteil für einen mit CNG betriebenen Stralis-LKW im Vergleich zum mit Diesel betriebenen Stralis-LKW in Höhe von ca. 4.000 € im Jahr berechnet. Der Berechnung wurden die im Praxistest ermittelten Spritverbräuche zu Grunde gelegt. Legt man Kraftstoffpreise zugrunde, die der langfristigen Entwicklung über die letzten 10 Jahre entsprechen (CNG: 1,10 €/kg; Diesel: 1,25 €/Liter), fällt das Ergebnis negativ für die CNG-Variante aus. Die jährlichen Kosten sind dann im Vergleich zu der Diesel-Variante um 2.000 € höher.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass ähnlich wie bei CNG-Bussen die Betriebswirtschaftlichkeit von CNG- und Diesel-LKW sehr nah beieinander sind. Ausschlaggebend sind die Entwicklungen der Kraftstoffpreise. Für den Zeitraum nach 2026 wäre ohne eine Fortführung der Steuerreduzierung für Erdgas als Kraftstoff eine Konkurrenzfähigkeit der CNG-Fahrzeuge nicht mehr ohne weiteres gegeben. Aufgrund der derzeit viel diskutierten Abschaffung von Diesel- und Benzinfahrzeugen wird sich die Konkurrenzsituation aber aller Voraussicht nach bis dahin ohnehin stark verändern.



7 Bewertung von Risiken und Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden die Risiken bei Umsetzung der verschiedenen Konzepte analysiert. Dabei werden zunächst die wirtschaftlichen Risiken auf Grundlage einer Sensitivitätsanalyse einer Bewertung unterzogen und anschließend weitere Risiken diskutiert. Zum Schluss werden die Handlungsempfehlungen formuliert.

7.1 Wirtschaftliche Risiken - Sensitivität der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse

Im Folgenden wird dargestellt, wie groß der Einfluss verschiedener Faktoren auf das betriebswirtschaftliche Gesamtergebnis der untersuchten Konzepte ist. Die Analyse reduziert sich auf die Konzepte I und III, da das Konzept II (Gasnetzeinspeisung) in jedem Fall unwirtschaftlich ist (vgl. Kapitel 6.1).

Die Senstitivitätsanalyse wurde für alle Faktoren, welche einen Einfluss auf die Ergebnisse haben durchgeführt. Danach wurden diejenigen Faktoren, welche einen vergleichsweise marginalen Einfluss haben, aussortiert, so dass nur die wesentlichen Faktoren im Folgenden dargestellt und diskutiert werden. Es wurden Abweichungen von bis zu +/- 25 % vom Ausgangswert betrachtet, wobei für einzelnen Faktoren die Betrachtung auf geringere Abweichungen eingeschränkt wurde, da höhere Abweichungen unrealistisch bzw. nicht möglich sind (z.B. höhere Stromerlöse als maximaler Wert im Rahmen der Ausschreibungen für Strom aus Biomasse nach dem EEG 2017). Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in den Anhängen 5 bis 7 graphisch dargestellt.

7.1.1 Vor-Ort-Tankstelle & Güllekleinanlage mit Strom- und Wärmebereitstellung

Wesentliche Einflussfaktoren auf das betriebswirtschaftliche Gesamtergebnis vom Konzept I sind:

- Gesamtinvestitionen in die Anlagen
- Abschreibungszeitraum
- Zins für das aufgenommene Fremdkapital
- Wartungskosten
- Tankstellenpreis für CNG (brutto)
- Erlöse aus der Vermarktung der THG-Minderungsquote

Wesentlich geringeren Einfluss auf das Gesamtergebnis haben folgende Faktoren:

- Substratkosten (da hier gering, hauptsächlich tierische Exkremente)
- Transportkosten
- Personalkosten zur Anlagenbetreuung
- Strompreis für den bezogenen Eigenstrom
- erzielbarer Wärmeerlös (nur geringe Wärmemengen nutzbar)
- Stromvergütung (da durch EEG definiert und damit nicht variabel)

Anhang 5 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für das Konzept I. Auf der Kostenseite haben insbesondere die Gesamtinvestitionen und der Abschreibungszeitraum einen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Ausgehend von einem Abschreibungszeitraum von 15 Jahren würde eine Erhöhung des Abschreibungszeitraums die jährlichen Kosten um ca. 35.000 € senken und damit allein bereits zu einem positivem Gesamtergebnis führen. Während eine Nutzung des Biogases zur Stromerzeugung



mit Erhalt der EEG-Vergütung garantiert für 20 Jahre dies rechtfertigen würde, sprechen die Rahmenbedingungen am CNG-Markt nicht dafür. Zum einen gilt der reduzierte Steuersatz für CNG nur bis 2026 und zum anderen ist die Entwicklung des CNG-Marktes generell und des Marktes für die THG-Minderungsquote heute noch mit sehr vielen Unsicherheiten für die Zukunft verbunden (siehe Kapitel 5.1). Hier wäre also vielmehr eine Reduzierung des Abschreibungszeitraums auf 10 Jahre ratsam. Eine Abschreibung der Biogasaufbereitungsanlage und der CNG-Tankstelle in nur 10 anstatt 20 Jahren würde ca. 25.000 € Mehrkosten im Jahr bedeuten.

Gleichzeitig ist zu erwarten, dass die THG-Quotenpreise speziell für Bio-CNG aus Reststoffen aufgrund der ab 2020 eingeführten und stetig steigenden Unterquote von Biokraftstoffen der zweiten Generation ab 2020 steigen werden (vgl. Kapitel 5.1). Heute ist aber noch nicht absehbar, wie sich dieser Effekt quantitativ auf die Quotenpreise auswirken wird. Aufgrund der generellen Abkehr von flüssigen fossilen Kraftstoffen (insbesondere Diesel) wegen der hohen Emissionswerte (insbesondere Stickoxide, Feinstaub) kann ebenfalls davon ausgegangen werden, dass eine Förderung von CNG und Bio-CNG aufgrund der deutlich niedrigeren Emissionswerte auch nach 2026 fortgeführt wird bzw. die Konkurrenzfähigkeit von CNG bzw. Bio-CNG am Kraftstoffmarkt weiter bestehen bleibt. Dies gilt insbesondere für die Mobilitätsbereiche (Schwerlasttransport) in denen die Elektromobilität an seine technischen und ökonomischen Grenzen stößt.

Durch einen geringeren Zinssatz für das erforderliche Fremdkapitel ließen sich die jährlichen Kosten positiv beeinflussen. Je Prozentpunkt könnten jährlich ca. 10.000 € eingespart werden.

Da auch die Wartungskosten einen relevanten Einfluss auf das Gesamtergebnis haben, wurden diese insbesondere in Bezug auf die Biogasaufbereitungsanlage, bezüglich der in dem hier kleinen Maßstab noch relativ wenige Praxiserfahrungen bestehen, relativ konservativ angesetzt.

Unterm Strich bleibt ein relativ hohes Risiko auf der Einnahmenseite im Kraftstoffnutzungspfad und ein unter den getroffenen Annahmen bereits negatives betriebswirtschaftliches Ergebnis, welches sich nur durch eine geringere Verzinsung des Fremdkapitals und einer heute noch nicht quantifizierbaren positiven Entwicklung des Quotenmarktes für Bio-CNG aus Reststoffen zum Positiven wenden könnte.

7.1.2 Vor-Ort-Tankstelle & 750 kWel-BHKW mit Strom- und Wärmebereitstellung:

Wesentliche Einflussfaktoren auf das betriebswirtschaftliche Gesamtergebnis vom Konzept III sind:

- Gesamtinvestitionen in die Anlagen
- Abschreibungszeitraum
- Zins für das aufgenommene Fremdkapital
- Substratkosten
- Stromvergütung
- Erzielbarer Wärmepreis

Wesentlich geringeren Einfluss auf das Gesamtergebnis haben folgende Faktoren:

- Transportkosten
- Personalkosten zur Anlagenbetreuung
- Strompreis für den bezogenen Eigenstrom
- Wartungskosten



- Tankstellenpreis f
 ür CNG (brutto)
- Erlöse aus der Vermarktung der THG-Minderungsquote

Anhang 6 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für das Konzept III. Auch hier haben auf der Kostenseite insbesondere die Gesamtinvestitionen und der Abschreibungszeitraum einen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Da eine größere Menge Substrate (Grassilage) eingesetzt wird, welche Kosten verursachen, haben die Kosten der Substrate hier einen relevanten Einfluss auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis. Dieser Einfluss macht sich in der Praxis nicht nur durch den Substratpreis sondern ebenso durch die Ausnutzung, also den Gasertrag bemerkbar. Somit stecken in diesem Faktor gleich mehrere Einflussfaktoren, die insbesondere auch durch die Betriebsführung der Anlagen beeinflussbar sind: Biomasseverluste bei dessen Transport und Lagerung, Gasertrag, Gasverluste (durch Leckagen, Betrieb der Aggregate im Teillastbereich oder Abfackeln/Abblasen von Gas aufgrund des Ausfalls von Gasverwertungskapazitäten).

Auch die Zinsaufwendungen für das Fremdkapital haben Auswirkungen auf das Ergebnis und stellen ein gut kalkulierbares Risiko dar.

Auf der Erlösseite fallen die Einnahmen aus der Strom- und Wärmeerzeugung deutlich stärker ins Gewicht im Vergleich zu den Erlösen der Biogasverwertung als Kraftstoff. Letztere spielen aufgrund des vergleichsweise kleinen Anteils, welcher hier als Kraftstoff genutzt wird, eine eher untergeordnete Rolle. Die Sensitivitätsanalyse der Strom- und Wärmeerlöse zeigt, dass durch eine Abweichung der Stromerlöse um +/- 0,5 ct/kWh_{el} oder einem erzielbaren Wärmeerlös von +/- 1 ct/kWh_{th} das Ergebnis um je +/- 25.000 € beeinflussbar ist. Aus Sicht der Autoren scheint es möglich, mit den potenziellen Wärmekunden einen Wärmepreis von 5 ct/kWh_{th} auszuhandeln, wobei hier zunächst ein konservativer Erlös von 4 ct/kWh_{th} angesetzt wurde. Stromseitig stellt ein Erlös von 14,5 ct/kWh_{el} die Obergrenze dar, da der Zuschuss für an den Ausschreibungen für Strom aus Biomasse nach dem EEG 2017 auf 14,88 ct/kWh_{el} in 2017 mit einer jährlichen Degression von 1 % begrenzt ist. In 2019 wären dies 14,58 ct/kWh_{el}. Abzuwarten gilt, wie hoch die Preisgebote ausfallen. Die Frist für die erste Versteigerung von Strom aus Biomasse endet am 1. September 2017. Da das Potenzial zur Stromerzeugung in neuen Biomasseanlagen zu diesen geringen Stromerlösen von Expertenseite als gering eingeschätzt wird, werden aber Preise oberhalb von 14 ct/kWh_{el} erwartet.

Unter dem Strich lässt sich das knapp negative Gesamtergebnis insbesondere durch geschickte Verhandlungen in Bezug auf den erzielbaren Wärmeerlös positiv wenden. Gleichzeitig können weitere im Voraus beeinflussbare Faktoren, wie der Zinssatz für das Fremdkapital und der Gebotspreis für den erzeugten Strom zusätzliche Sicherheit schaffen. Bei einem hohen Gebotspreis besteht dann allerdings das Risiko, den Zuschlag nicht zu erhalten, was mit einer Fehlinvestition in die erforderlichen Vorleistungen (Genehmigungsplanung) einhergehen würde.

Da unter dem Konzept III die Erzeugung von Strom und Wärme aus dem Biogas für sich allein genommen als einziges ein positives betriebswirtschaftliches Ergebnis erzielt (siehe Kapitel 6.1), wird dies noch einmal gesondert in Bezug auf die Sensitivität der Einflussfaktoren betrachtet.

Anhang 7 zeigt die Auswertung der Sensitivitätsanalyse der reinen Strom- und Wärmebereitstellung nach dem Konzept III. Wenn man hierbei berücksichtigt, dass der Zuschlag für den Strom im Rahmen der Ausschreibung nach dem EEG 2017 für 20 Jahre garantiert ist, wäre es denkbar, den Abschreibungszeitraum von 15 auf 20 Jahre zu verlängern. Dadurch würde das Ergebnis um knapp



60.000 € auf dann 115.000 € jährlichen Überschuss gesteigert werden. Mit Rücksicht darauf, dass von den wesentlichen Einflussfaktoren nur die Gesamtinvestitionen und die Substratkosten (bzw. die Anlageneffizienz) mit einem Risiko vor Baubeginn behaftet sind, würde erst bei um je 25% höheren Investitionen bzw. jährlichen Substratkosten das betriebswirtschaftliche Ergebnis knapp negativ ausfallen (ca. -10.000 €/Jahr). Damit kann das wirtschaftliche Gesamtrisiko dieser Variante als relativ gering bewertet werden.

7.2 Weitere Risiken

Neben den rein wirtschaftlichen Risiken sind weitere Risiken zu berücksichtigen, die den Erfolg einer Umsetzung des Konzeptes zur Biogaserzeugung und Nutzung in Neukirch beeinflussen können. In Tabelle 5sind die wichtigsten Risiken und Möglichkeiten, diese möglichst gering zu halten, aufgelistet.

Tabelle 5: Risiken und Möglichkeiten zu dessen Vermeidung und Beschränkung

	Risiken	Möglichkeiten zur Vermeidung/Beschränkung
1. Substratar Exkremen	usfall (insb. tierische te):	langfristige Planung der Zulieferer/Landwirte einbeziehenalternative Bezugsquellen einplanen
2. Ausfall voi	n Anlagentechnik	 Versicherungen abschließen Ersatzteile vorhalten Anlagenauslastung und Ersatzinvestitionen in Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigen
3. Preissteig	erungen	 Preissteigerungen im Kraftstoffmarkt eher positiv für CNG zu erwarten, daher statische Betrachtung diesbezüglich eher konservativ dynamische Kostenkalkulation für ein konkret ausgewähltes Konzept und auf Basis konkreter Preisangebote; dabei konservative Preissteigerungsraten wählen Verträge mit Wärmekunden mit Preissteigerung abschließen
4. Wegfall vo Kraftstoffi	on Kunden (insb. markt)	 im Falle der Kraftstoffabnahme von Großkunden Schließung langfristiger Verträge oder Beteiligung am Projekt (z.B. Tankstelle) Kraftstoff (anteilig) im eigenen Unternehmen verwenden langfristige Verträge mit Wärmekunden
5. Preisverfa Quote	ll CNG und/oder	 Aufgrund der im Kapitel 5.1 erläuterten Rahmenbedingungen unwahrscheinlich Konservativer Ansatz in Wirtschaftlichkeitsrechnung gewählt
	politischer edingungen	 Entwicklungen stetig beobachten, um möglichst frühzeitig reagieren zu können im Bezug auf Biomethan als Kraftstoff eher positive Entwicklungen zu erwarten (siehe Kapitel 5.1) Bei Anteiliger Verstromung des Biogases Sicherheit der Vergütungsgarantie nach dem EEG bzw. Erhalt des Zuschlags bei Teilnahme an einer Versteigerung



7.3 Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf den Ergebnissen insbesondere in Bezug auf den Absatz für das Biogas als Kraftstoff und der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Konzepte werden im Folgenden die Handlungsempfehlungen zur Umsetzung einer Biogaserzeugung und Nutzung als Kraftstoff in Neukirch formuliert.

Auf Grundlage der aktuellen Rahmenbedingungen und der darunter wirtschaftlich schwer darstellbaren Bereitstellung und Nutzung des Biogases als Kraftstoff empfiehlt sich eine anfängliche Umsetzung mit dem Ziel der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas und einer Konzeptgestaltung, die eine spätere Erweiterung um eine Kraftstoffnutzung zulässt. Dies impliziert insbesondere den Bau einer Biogasanlage, welche die Kapazität für eine entsprechend zusätzliche Biogasmenge bereitstellt.

Da die Wirtschaftlichkeit nach dem Konzept III am ehesten gegeben ist, sollte dieses Konzept zunächst verfolgt werden. Das grundsätzliche Interesse an der Wärmeabnahme ist seitens eines Großkunden am Standort II im Gewerbegebiet vorhanden, ein konkreter Wärmepreis konnte aber noch nicht ausgehandelt werden. Dies sollte als nächstes geschehen. Des Weiteren sollte mit der Gemeinde Neukirch konkret über den potenziellen Standort der Biogasanlage im Gewerbegebiet verhandelt werden, um hier Planungssicherheit zu schaffen. Als Vorbereitung an der Teilnahme an Ausschreibungen für Strom aus Biomasse sollten die Genehmigungen (u.a. nach BImSchG und Baurecht) vorbereitet werden und im Falle positiver Gespräche mit dem potenziellen Wärmekunden und der Gemeinde beantragt werden. Des Weiteren sind Gespräche mit potenziellen Geldgebern über die Rahmenbedingungen eines Darlehens (Zins und Abschreibungszeitraum) zu führen. Nachdem auch diese Gespräche geführt wurden, können die Wirtschaftlichkeitsrechnungen auf die dann konkreten Parameter (Wärmeerlös, Finanzierungsparameter) angepasst werden. Sollten diese Parameter nicht schlechter ausfallen, als bislang angenommen, kann ein konkretes Angebot zur Teilnahme an den Ausschreibungen für Strom aus Biomasse in 2018 vorbereitet werden. Parallel sollten die Ergebnisse (insbesondere Gebotshöchstwert) der ersten Ausschreibung für Strom aus Biomasse in 2017 beobachtet werden. Auch die Gespräche mit den potenziellen Kunden für das Biogas als Kraftstoff sollten fortgeführt werden (z.B. Beteiligung an einer CNG-Tankstelle mit regionalem Mehrwert). Insbesondere sollte mit dem Betreiber des öffentlichen Nahverkehrs ab dem Frühjahr 2018 erneut das Gespräch gesucht werden. Um einen Einfluss auf die Ausschreibungsbedingungen für den ÖPNV zu nehmen, sollten Gespräche mit der Landesregierung (z.B. durch den Bürgermeister) geführt werden, um zukünftig die Option CNG bzw. Bio-CNG mit den entsprechend positiven Umweltwirkungen nicht auszuschließen.

Um die Option der Kraftstoffnutzung weiter zu verfolgen, sollten darüber hinaus folgende Entwicklungen stetig verfolgt werden:

- Entwicklungen des CNG-Marktes im Allgemeinen (z.B. Fahrzeuganzahl und Tankstellenanzahl: https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/; Informationen aus der Branche - z.B. Biogaspartnerschaft der dena über das IBKE)
- Einführungen bzw. Änderungen regulatorischer Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen aus Diesel- und Benzinfahrzeugen und deren Auswirkungen auf (Bio-)CNG als Kraftstoff
- Auswirkungen der Unterquote für Biokraftstoffe der zweiten Generation auf die Quoten-Erlöse für Biomethan aus Reststoffen
- kommerzielle Verfügbarkeit von CNG-Traktoren (insb. New Holland)



Alternativ zu Umsetzung nach dem Konzept III (z.B. erfolglose Verhandlungen mit dem potentiellen Wärmekunden), wäre auch eine stufenweise Umsetzung des Konzepte I denkbar, indem zunächst eine Gülle-Kleinanlage am Standort I (Betriebsgeländer der AG Oberland) errichtet wird und die zusätzliche Produktion und Nutzung von Biogas als Kraftstoff in Abhängigkeit der Entwicklungen auf später verschoben wird.



8 Literaturverzeichnis

ASUE 2011	ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW-Kenndaten 2011, Juli 2011
BLE 2016	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2015 – Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn September 2016
Cerbe 2008	Cerbe, G.: Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung, 7. Aufl., Carl Hanser Verlag, München; Wien, 2008
Edel 2017	Edel, M. (dena): Biomethan: kurz- und langfristige Lösung für die Verkehrswende. Handout. Berlin 2017
Elek 2014	Elek, Z.: Biomethan – Erzeugung, Handel, Beratung, Präsentation von Landwärme GmbH im Rahmen "biogaspartner" – die Konferenz (von dena), Dezember 2014
Energiforsk 2016	Hoyer, K., Hulteberg, C., Svensson, M. Jernberg, J. und Nørregard: Biogas Upgrading - Technical Review ISBN 978-91-7673-275-5, 2016
FNR 2013	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): Leitfaden Biogas - von der Gewinnung zur Nutzung, Gülzow, 2013
FNR 2014	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Gülzow, 2014
Fraunhofer Umsicht 2009	Fraunhofer Umsicht: Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt Biogaseinspiesung. Unter Mitarbeit von Urban, W., Lohmann, H., Girod, K. Fraunhofer Institut für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Band 4. Leipzig, Oberhausen 2009
GreenGear 2017	https://www.greengear.de/erdgas-cng-umruesten/ [zuletzt aufgerufen am 31.07.2017]
Schaarschmidt 2013	Schaarschmidt, M.: Erdgas im ÖPNV – Stand und Perspektiven, Berlin , August 2013
Schwarz 2012	Schwarz, A.: Der Preis entscheidet. KFZ-Anzeiger 13/2012. Krefeld 2012
Sendfeld 2016	Sendfeld, P.: Wie lange reicht das Biomethan? Von Arcanum Energy, Präsentation im Rahmen "biogaspartner" – die Konferenz (von dena), Dezember 2016
Smith 2014	Smith, M. und Gonzales, J.: Costs Associated With Compressed Natural Gas Vehicle Fueling Infrastructure, September 2014
Urban 2010	Urban, W.: "Gasnetze der Zukunft", Leipzig; Braunschweig; Oberhausen, 2010



Anhang 1: Kosten der Biogaserzeugung für die drei betrachteten Konzepte

		75-kW-Gülleanlage + Vor-Ort-Tankstelle	Gasnetz- einspeisung	750 kW BHKW + Vor-Ort-Tankstelle	Einheit
		Kosten für die Bioga	serzeugung		
	Anlagengröße				
	Rohgas	77	154	363	m³/h
	Biomethan	42	83	193	m³/h
	instal. elektr. Leistung	162	332	807	kWel
	Energie	4.035.963	8.071.927	18.674.990	kWhнs/а
	Substrate				
	Rindergülle	7.200	15.000	15.000	t _{FM} /Jahr
	Rindermist	2.000	2.000	2.000	t _{FM} /Jahr
	Hühnertrockenkot	1.100	2.000	2.000	t _{ғм} /Jahr
	Grünschnitt	700	700	700	t _{ғм} /Jahr
	Getreideabgang	0	500	500	t _{FM} /Jahr
8	Grassilage	0	0	10.000	t _{FM} /Jahr
BioBgaserzeugung	Gesamtinvest BGA	971.849 €	1.661.281	3.067.109	Euro
BioBg	kapitalgebundene Kosten (Abschreibung und Zinsen)	93.945 €	160.591 €	296.487 €	Euro/Jahr
	verbrauchsgebundene Kosten				
	Substratkosten	-14.000 €	48.500 €	268.500 €	Euro/Jahr
	Transportkosten	26.250€	38.250€	38.250€	Euro/Jahr
	Kosten Eigenstrom	19.865 €	40.748 €	91.916 €	Euro/Jahr
	betriebsgebundene Kosten				
	Wartung und Ersatzinvest.	14.578 €	24.919€	46.007 €	Euro/Jahr
	Personal	15.000 €	20.000 €	35.000 €	Euro/Jahr
	Sonstige	7.500 €	10.000 €	20.000€	Euro/Jahr
	Summe jährlicher Kosten für die Biogaserzeugung	163.138 €	343.008 €	796.160 €	Euro/Jahr
	spez. Rohgaskosten	4,04	4,25	4,26	€ct/kWh _{Hs}



Anhang 2: Kosten der Biogasreinigung, -aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz

		75-kW-Gülleanlage + Vor-Ort-Tankstelle	Gasnetz- einspeisung	750 kW BHKW + Vor-Ort-Tankstelle	Einheit
Gasreinigung (Vortrocknung und Grobentschwefelung)		16.144 €	32.288 €	37.352€	Euro/Jahr
		0,40	0,40	0,20	€ct/kWh _{Hs}
	Kosten für	g auf Erdgasqu	alität		
	Anlagengröße				
	Aufbereitungskapazität	50	154	50	m ³ _{RG} /h
	Auslastung	8000	8000	8000	h/Jahr
	Bemessungsleistung (Rohgas)	46	141	46	m³ _{RG} /h
	Biomethan (inkl. 0,5 % Methanschlupf)	25	76	25	m3/h
	Energie	2.303.064	7.093.436	2.303.064	kWhнs/a
Biogasaufbereitung	Gesamtinvest Biogasaufber.	500.000€	924.000	500.000	Euro
ogasaufk	kapitalgebundene Kosten (Abschreibung und Zinsen)	48.333€	89.320€	48.333€	Euro/Jahr
Bic	verbrauchsgebundene Kosten				
	Stromkosten	20.457€	63.006 €	20.457 €	Euro/Jahr
	Betriebsmittel (Aktivkohle)	1.500 €	3.000€	1.500€	Euro/Jahr
	betriebsgebundene Kosten				
	Wartung und Ersatzinvest.	30.000€	50.000€	30.000€	Euro/Jahr
	Personal	5.000€	5.000€	5.000€	Euro/Jahr
	Summe Kosten zur Gasaufbereitung	105.290 €	210.326 €	105.290 €	Euro/Jahr
	spez. Aufbereitungskosten	4,57	2,97	4,57	€ct/kWh _{Hs}
	tzeinspeisung (nur Investanteil		24.167€		Euro/Jahr
des Eir	nspeisers = 250.000 €)		0,34		€ct/kWh _{Hs}



Anhang 3: Kosten des CNG-Tankstellenbetriebs und der Strom- und Wärmebereitstellung

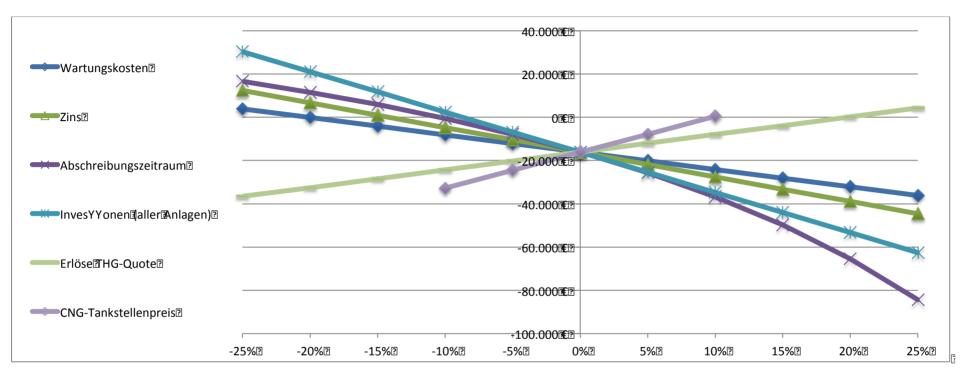
		75-kW-Gülleanlage + Vor-Ort-Tankstelle	Gasnetz- einspeisung	750 kW BHKW + Vor-Ort-Tankstelle	Einheit
	Kos	ten für den CNG-Tank	stellenbetrieb		
	Anlagengröße				
		25	25	25	m³ _{BM} /h
	Kapazität	15	15	15	t/Monat
	Energie	2.303.064	2.303.064	2.303.064	kWhнs/a
elle	Gesamtinvest Tankstelle (inkl. HD-Verdichter, Speicherung und Zapfsäule)	300.000 €	230.000€	300.000	Euro
CNG-Tankstelle	kapitalgebundene Kosten (Abschreibung und Zinsen)	29.000€	29.000€	29.000	Euro/Jahr
Ž	verbrauchsgebundene Kosten				
	Stromkosten	13.015€	13.015 €	13.015	Euro/Jahr
	betriebsgebundene Kosten				
	Wartung und Erstzinvest.	17.500€	17.500 €	17.500	Euro/Jahr
	Netzausspeiseentgelte		21.418€		Euro/Jahr
	Summe jährliche Kosten für den Tankstellenbetrieb	59.515€	80.933€	59.515	Euro/Jahr
	spez. Kosten Vertankung	2,58	3,51	2,58	
		0,34	0,46	0,34	€ct/kg
		ie Strom- und Wärmeb	ereitstellung i	im BHKW	I
	Anlagengröße			==0	
	instal. elektr. Leistung	75		750	kW _{el}
	Strommenge	600.000		5.913.698	kWh _{el} /a
	Wärmemenge (erzeugt)	584.615		6.054.500	kWh _{th} /a
	verfügbare Wärme (nach Eigenbedarf BGA)	169.737		4.134.799	kWh _{th} /a
BHKW-Betrieb	Gesamtinvest BHKW (inkl. Trafo, Wärmeanbindung, etc.)	127.500 €		958.000	Euro
ВНКМ	kapitalgebundene Kosten (Abschreibung und Zinsen)	12.325€		92.607€	Euro/Jahr
	verbrauchsgebundene Kosten				
	Stromkosten	3.600 €		0€	Euro/Jahr
	betriebsgebundene Kosten				
	Wartung und Erstzinvest.	18.000€		59.137 €	Euro/Jahr
	Summe jährliche Kosten für den BHKW-Betrieb	33.925€		151.744 €	Euro/Jahr
	spez. Kosten BHKW-Betrieb	5,65		2,57	€ct/kWh _{el}



Anhang 4: Zusammenfassung der Kosten und potentiellen Erlöse

		75-kW- Gülleanlage + Vor- Ort-Tankstelle	Gasnetz- einspeisung	750 kW BHKW + Vor-Ort- Tankstelle	Einheit
		Kraftstoffbereitste	llung		
_	Kosten Biogaserzeugung	105.934 €	111.366 €	109.664 €	Euro/Jahr
ster	Kosten Biogasreinigung	10.483€	10.483 €	5.145 €	Euro/Jahr
sko	Kosten Biogasaufbereitung	105.290 €	68.288€	105.290 €	Euro/Jahr
Bun	Kosten Gasnetzeinspeisung		6.895 €		Euro/Jahr
stell	Kosten Vertankung	59.515€	74.166 €	59.515€	Euro/Jahr
Bereitstellungskosten	Summe Bereitstellungskosten Bio-CNG	281.221 €	271.413 €	279.613€	Euro/Jahr
	spez. Kosten Bio-CNG	1,59	1,53	1,58	€/kg
	Verkauf Tankstelle	133.861 €	133.861 €	133.861 €	Euro/Jahr
Erlöse	Biokraftstoffquote	81.743 €	81.743 €	81.743 €	Euro/Jahr
Erlö	Summe Erlöse Bio-CNG	215.603 €	215.603 €	215.603 €	Euro/Jahr
	spez. Erlöse Bio-CNG	1,22	1,22	1,22	€/kg
Ergebnis	Jahresergebnis	-65.618 €	-55.595 €	-64.010€	Euro/Jahr
Erge	spez. Ergebnis	-0,37	-0,31	-0,36	€/kg
	Stron	n- und Wärmebereits	tellung		
	Kosten Biogaserzeugung	57.204 €		686.496 €	Euro/Jahr
Bereitstellungs- kosten	Kosten Biogasreinigung	5.661 €		32.205 €	Euro/Jahr
itstellu kosten	Kosten Biogasaufbereitung	0€		0€	Euro/Jahr
eitst kos	Kosten BHKW	33.925 €		151.744 €	Euro/Jahr
Ber	Summe Strombereitstellung	96.790 €		870.918 €	Euro/Jahr
	spez. Strombereitstellung	16,13 €		14,72 €	€ct/kWh _{el}
	EEG-Vergütung Strom	136.077 €		827.918€	Euro/Jahr
Erlöse	Wärmeerlöse	10.184 €		100.000 €	Euro/Jahr
핕	Summe Erlöse Bio-CNG	146.261 €		927.918€	Euro/Jahr
	spez. Erlöse Strom & Wärme	24,38 €		15,69 €	€ct/kWh _{el}
Ergebnis	Jahresergebnis	49.471 €		57.472 €	Euro/Jahr
Erg	spez. Ergebnis	8,25		0,97	€ct/kWh _{el}
	В	iomethanbereitstellu	ıng		
. <u>.</u>	Kosten Biogaserzeugung		343.008 €		Euro/Jahr
Bereitstellungs- kosten	Kosten Biogasreinigung		32.288 €		Euro/Jahr
itstellu kosten	Kosten Biogasaufbereitung		210.326 €		Euro/Jahr
eits	Kosten Gasnetzeinspeisung		24.167 €		Euro/Jahr
Ber	Summe Biomethanbereitstellung		609.788 €		Euro/Jahr
	spez. Biomethanbereitstellung		8,60		€ct/kWh _{Hs}

Anhang 5: Sensitivität - Konzept I / Gesamtergebnis



Wartungskosten in €/Jahr	60.058€	64.062 €	68.066 €	72.070 €	76.074 €	80.078 €	84.082 €	88.086 €	92.089 €	96.093 €	100.097€
Zins in % p.a.	3,0 %	3,6 %	4,2 %	4,8 %	5,4 %	6,0 %	6,6 %	7,2 %	7,8 %	8,4 %	9,0 %
Abschreibungszeitraum in Jahren	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10
Investitionen (aller Anlagen)	1.424.512 €	1.519.480 €	1.614.447 €	1.709.415 €	1.804.382 €	1.899.349 €	1.994.317 €	2.089.284 €	2.184.252 €	2.279.219€	2.374.187 €
Erlöse aus THG-Quote in €/MWh	26,62	28,39	30,17	31,94	33,72	35,49	37,27	39,04	40,82	42,59	44,37
CNG-Preis (Tankstelle, brutto) in €/kg				0,99	1,05	1,10	1,16	1,21			

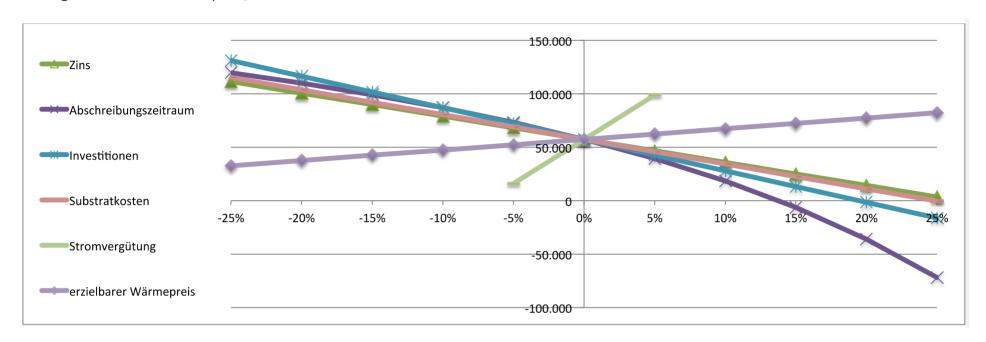


Anhang 6: Sensitivität - Konzept III / Gesamtergebnis





Anhang 7: Sensitivität - Konzept III / nur Strom und Wärme



Zins in % p.a.	3,0 %	3,6 %	4,2 %	4,8 %	5,4 %	6,0 %	6,6 %	7,2 %	7,8 %	8,4 %	9,0 %
Abschreibungszeitraum in Jahren	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10
Investitionen (aller Anlagen)	3.018.832 €	3.220.087 €	3.421.343 €	3.622.598 €	3.823.853 €	4.025.109€	4.226.364 €	4.427.620 €	4.628.875 €	4.830.131 €	5.031.386 €
Substratskosten in €/Jahr	201.375 €	214.800€	228.225€	241.650€	255.075€	268.500€	281.925 €	295.350€	308.775€	322.200€	335.625€
Stromvergütung in €ct/kWh _{el}					13,30	14,00	14,70				
Erzielbarer Wärmepreis in ct/kWh _{th}	3,00	3,20	3,40	3,60	3,80	4,00	4,20	4,40	4,60	4,80	5,00

Anhang 8: Annahmen und Quellen für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
201	S	Substrate	
Methanertrag Rindergülle Rindermist Hühnertrockenkot Grünschnitt Grassilage	19 53 83 52 97	m ³ Methan je Tonne Frischmasse	Mittelwerte aus KTBL-Rechner und Richtpreisangeboten
Getreideabgang	287		
Transportkosten Rindergülle Rindermist und HTK	1,8 3	€ je Tonne Frischmasse	eigene Annahmen
	kapitalge	bundene Koster	1
Investitionen Biogasanlage (ohne BHKW)			
Güllekleinanlage + VO-Tankstelle (160 kWel-äqu.)	6.000		
Gasnetzeinspeisung (330 kWel-äqu.)	5.000	€/kWel äqu.	Richtpreisangebote und Abgleich mit spez. Werten nach FNR 2013
750 kW-BHKW + VO-Tankstelle (800 kWel-äqu.)	3.800		
Investitionen Biogasaufbereitung			
50 m ³ /h Rohbiogas	10.000	€ je m³/h	Richtpreisangebote und Abgleich mit
160 m ³ /h Rohbiogas	6.000	Rohbiogas	Energiforsk 2016
Investition CNG-Tankstelle			
25 m³/h bzw. 15 t/Monat CNG	475	€/(kg/Tag)	Richtpreisangebote und Abgleich mit Harkelrod
zusätzliche Speicher für 72 Stunden (2.200 m3 bei 250 bar)	70.000	€	Richtpreisangebot
Investitionen BHKW			
75 kWel-BHKW 750 kWel-BHKW (doppelte Überbauung)	1.700 633	€/kWel	ASUE 2011 plus Kosten für hydraul. Einbindung aufgrund eigener Erfahrungswerte
Zins für Fremdkapital	6	% p.a.	eigene Annahme in Absprache mit AG Oberland
Abschreibungszeitraum	15	Jahre	eigene Annahme in Absprache mit AG Oberland



	betriebsgebundene Kosten					
Wartung und Erstzinvestitionen						
Biogasanlage	1,5	% vom Invest				
Biogasaufbereitung						
50 m ³ /h Rohgas	30.000	€/Jahr	Durchschnitt aus			
160 m ³ /h Rohgas	50.000	€/Jahr	Richtpreisangeboten			
CNG-Tankstelle	17.500	€/Jahr	Harkelrod und Richtpreisangebote			
BHKW						
75 kWel-BHKW	3	% vom Invest	ASUE 2011			
750 kWel-BHKW	1	% vom Invest	ASUE 2011			
Personal						
spezifischer Stundenlohn (AG-Brutto)	25	€	eigene Annahme			
Zeitaufwand						
Biogasanlage- Konzept I	2,5					
Biogasanlage Konzept II	3,0					
Biogasanlage Konzept III	6,0	Stunden/Tag	eigene Annahmen			
Biogasaufbereitung	1,0	Sturiderly rag	eigene Amaimen			
CNG-Station und BHKW in	_					
Wartung inbegriffen						
	1	Erlöse				
			Biodieselpreis SME und FAME ¹⁹			
Preisdifferenz Biodiesel und Diesel	30,0	€/MWh	European Diesel 10 ppm Barges FOB Rdam (Platts) Futures ²⁰			
CNG-Tankstellenpreis	1,10	€/kg	eigene Annahme			
Wärmeerlös						
Nutzung in eigenen Betriebsgebäuden	6	ct/kWh _{th}	eigene Annahmen			
Verkauf an Dritten	4					

 $[\]frac{19}{\text{https://www.neste.com/en/corporate-info/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame}}{\text{http://www.cmegroup.com/trading/energy/refined-products/european-gasoil-10-ppm-rotterdam-barges-prices-sme-fame}}$

²⁰ <u>http://www.cmegroup.com/trading/energy/refined-products/european-gasoil-10-ppm-rotterdam-barges-calendar-swap.html</u>



Anhang 9: Gesprächsprotokolle mit potenziellen Abnehmern des Biogases als Kraftstoff



Unternehmen:

Eingetragen beim Amtsgericht Dresden unter HRB 20491 Geschäftsführer: Matthias Ahrens

> Naundorfer Straße 13 01904 Neukirch/Lausitz

Tel.: (035 951) 3 15 26 Fax: (035 951) 3 15 59

Gesprächsprotokoll mit Speditionsunternehmen über das Projekt:

"Durchführbarkeitsstudie Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz für eine lokale Nutzung und Kreislaufschließung"

Wir teilen dem o. g. Unternehmen mit, welchen Umfang bzw. welches Vorhaben wir mit dieser Studie verfolgen.

Als Gesprächsziel ist voraussichtlich eine Entscheidung, ob für das Unternehmen bei Anschaffung neuer Fahrzeuge und einem wirtschaftlichen Vorteil des Treibstoffverbrauchs in Zukunft eine Abnahme des Biogases denkbar wäre.

Unter welchen Voraussetzungen würden Sie einen LKW umrüsten:

 $\hfill \square$ bei gleichem Biogas-Preis wie Diesel und Ad-Blue

⊠ Biogas-Preis günstiger als Diesel und Ad-Blue

06.07.17

(Ort, Datum)



(Unterschrift, Stempel Unternehmen)





Unternehmen:	Eingetragen beim Amtsgericht Dresden unter HRB 20491 Geschäftsführer: Matthias Ahrens
	Naundorfer Straße 13 01904 Neukirch/Lausitz
	Tel.: (035 951) 3 15 26 Fax: (035 951) 3 15 59
Gesprächsprotokoll mit Spedition	sunternehmen über das Projekt:
"Durchführbarkeitsstudie Biogas als Kraftstof Reststoffen in Neukirch/Lausitz für eine lo	
Wir teilen dem o.g. Unternehmen mit, welchen Umfaverfolgen.	ang bzw. welches Vorhaben wir mit dieser Studie
Als Gesprächsziel ist voraussichtlich eine Entscheidt neuer Fahrzeuge und einem wirtschaftlichen Vorteil Abnahme des Biogases denkbar wäre.	
Unter den jetzigen Voraussetzungen ist es in naher in state in sta	Tanken in Neukirch/Lausitz Preis Vin List che Uhrzeit (ca.): 24 St in den
۷۷e۱ Wie ist das jährliche Tankverhalten in dem Unterneh	
」 in jedem Monat gleich	
Wenn nicht, in welchen Monaten befinden sich die p	rozentualen Tankspitzen und wann wird im Jahr Floren 1956 – 106 wen jer
Durchschnittlicher Jahresverbrauch (Diesel):	. 300 000 like
Unter welchen Voraussetzungen würden Sie einen L	.KW umrüsten:
☐ bei gleichem Biogas-Preis wie Diesel und	d Ad-Blue
⊠ Biogas-Preis günstiger als Diesel und Ad	-Blue
06.07.2017	
(Ort, Datum)	