



DBFZ Report Nr. 20

KlimaCH4

Klimaeffekte von Biomethan

**Tanja Westerkamp, Torsten Reinelt, Katja Oehmichen,
Jens Ponitka, Karin Naumann**

Impressum / Anfahrt



Impressum

Herausgeber:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kontakt:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341 2434 - 133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 20

ISSN: 2197-4632

Bilder (Titel): Carsten Tilch, Torsten Reinelt (DBFZ)

DBFZ, Leipzig 2014

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM

Verantwortlich im Sinne des Presserechts:

Paul Trainer

Autoren des Berichts:

Tanja Westerkamp, Torsten Reinelt, Katja Oehmichen,
Jens Ponitka, Karin Naumann

Datum der Veröffentlichung:

28. November 2014

Anfahrt

... mit dem Zug:

Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle „Bautzner Straße“; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 100 m links.

... mit dem Auto:

Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft-Tankstelle links einfahren (siehe „... mit dem Zug“).

... mit der Straßenbahn

Linie 3/3E Richtung Taucha/Sommerfeld bis zur Haltestelle „Bautzner Straße“ (siehe „... mit dem Zug“).

KlimaCH4

Klimaeffekte von Biomethan

DBFZ Report Nr. 20

**Westerkamp, T., Reinelt, T., Oehmichen, K., Ponitka, J.,
Naumann, K.**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Herausgeber: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig



Autoren: **Dr. Tanja Westerkamp (Kapitel 1, 5)**
E-Mail: Tanja.Westerkamp@dbfz.de
Dipl.-Ing. (FH) Torsten Reinelt (Kapitel 1, 4, 5, 6)
E-Mail: Torsten.Reinelt@dbfz.de
Dipl.-Ing. Katja Oehmichen (Kapitel 1, 7)
E-Mail: Katja.Oehmichen@dbfz.de
Dipl.-Geogr. Jens Ponitka (Kapitel 1, 8)
E-Mail: Jens.Ponitka@dbfz.de

Projektleitung: **Dipl.-Ing. Karin Naumann (Kapitel 1, 0, 6)**
E-Mail: Karin.Naumann@dbfz.de

Diese Publikation zitieren als:

Westerkamp, T., Reinelt, T., Oehmichen, K., Ponitka, J., Naumann, K. (2014): KlimaCH4 - Klimaeffekte von Biomethan (DBFZ Report Nr. 20). DBFZ, Leipzig. ISSN 2197-4632

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft unter dem Förderkennzeichen 22009310 bzw. 10NR093 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Forschungspartner des DBFZ im Vorhaben KlimaCH4 war die E.ON Bioerdgas GmbH. Wir danken v.a. Herrn Dieter Wolf für die konstruktive Zusammenarbeit.

Weiterhin danken wir den Anlagenbetreibern für Ihre Unterstützung.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	XI
1 Zusammenfassung.....	1
2 Abstract	6
3 Einleitung Biomethan und Mobilität	11
4 Biomethantechnologie und emissionsrelevante Bauteile	14
5 Emissionsmessungen an Biomethananlagen.....	19
5.1 Kurzbeschreibung der untersuchten Anlagen	19
5.2 Charakteristik der beiden Messmethoden	20
5.3 Vor-Ort-Messungen.....	22
5.3.1 Methodik der Vor-Ort-Messungen	22
5.3.2 Ergebnisse der Vor-Ort-Messungen.....	33
5.3.3 Spezifische Untersuchungen zu Methanemissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen	58
5.4 Fernmessungen.....	73
5.4.1 Methodik des Fernmessverfahren	73
5.4.2 Ergebnisse der Fernmessmethodik.....	77
6 Emissionen an Gastankstellen	90
6.1 Technologie Erdgastankstellen und Emissionsrelevante Bauteile	90
6.2 Emissionsmessungen/-quantifizierung.....	91
6.2.1 Direkte Emissionen am Verdichter	91
6.2.2 Direkte Emissionen beim Tankvorgang.....	92
6.2.3 Indirekte Emissionen der Tankstelle	93
7 Ökologische Bewertung von Biomethan als Kraftstoff.....	97
7.1 Methodik für die Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040/14044	97
7.1.1 Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen	98
7.1.2 Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz.....	99
7.1.3 Wirkungsabschätzung	102
7.1.4 Auswertung.....	102
7.2 Ergebnisse der Wirkungsabschätzung	103
7.2.1 Treibhausgasemissionen	103
7.2.2 Bilanzierung der versauernd wirkenden Emissionen.....	119
7.2.3 Bilanzierung der eutrophierend wirkenden Emissionen	122
7.2.4 Bilanzierung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand.....	125
7.3 THG-Minderungspotential nach Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung	128
7.4 Das THG-Minderungspotential von Biomethan in verschiedenen Nutzungssektoren.....	132
8 Risiko- und Hemmnisanalyse	134
8.1 Hintergrund und Zielstellung.....	134
8.2 Methodik	134
8.2.1 Begriff Hemmnis und Risiko.....	134
8.2.2 Hemmnis- und Risikoanalyse.....	135

8.3	Ergebnisse.....	136
8.3.1	Potenzielle Hemmnisse und Risiken (Literaturrecherche).....	136
8.3.2	Befragung.....	142
8.3.3	Workshop	149
8.3.4	Lösungsansätze aus Akteurssicht	150
8.4	Schlussfolgerungen	153
	Literaturverzeichnis	157
A 1	THG-Emissionen der Anlage BMA I in g CO ₂ -Äq./MJ Biomethan.....	165
A 2	THG-Emissionen der Anlage BMA II in g CO ₂ -Äq./MJ Biomethan.....	166
A 3	THG-Emissionen der Anlage BMA III in g CO ₂ -Äq./MJ Biomethan	167

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Ergebnisse der Messungen direkter Methanemissionen an untersuchten Biomethananlagen	3
Table 2-1: Results of measurements of direct methane emissions at the examined biomethane plants.....	8
Tabelle 3-1: Anzahl Erdgastankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (GIBGAS, 2012; PETERS & WELLER, 2012).....	13
Tabelle 4-1: Relevante Emissionsquellen von Treibhausgasen an Biogasanlagen und deren Ursachen (REINELT & WESTERKAMP, 2014).....	17
Tabelle 5-1: Darstellung der wichtigsten Kenndaten der untersuchten Anlagen	20
Tabelle 5-2: Eingesetzte analytische Messverfahren	24
Tabelle 5-3: Kenndaten der verwendeten Messtechnik zur Volumenstrombestimmung	25
Tabelle 5-4: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA I.....	33
Tabelle 5-5: BMA I – MP I (September 2012, April 2013, Juli 2013).....	34
Tabelle 5-6: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA I	35
Tabelle 5-7: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA II.....	39
Tabelle 5-8: BMA II – MP I und MP II (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)	40
Tabelle 5-9: BMA II – MP III und MP IV (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)	41
Tabelle 5-10: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA II	41
Tabelle 5-11: BMA II – MP V (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen).....	45
Tabelle 5-12: Emissionsraten und –faktoren aller gemessenen nicht gasdichten Gärrestlager	49
Tabelle 5-13: Emissionsraten und –faktoren der größten Leckage an den Fermentern	51
Tabelle 5-14: Emissionsraten und –faktoren der gemessenen Nachgärer	51
Tabelle 5-15: Emissionsraten und –faktoren des Methanverlustes aus der BGAA.....	52
Tabelle 5-16: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA Îll	53
Tabelle 5-17: BMA III – MP I und MP II (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)	54
Tabelle 5-18: BMA III – MP III und MP IV (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen).....	54
Tabelle 5-19: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA III	55
Tabelle 5-20: Gemessene Emissionen der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter an BMA III	57
Tabelle 5-21: Am Markt verfügbare ÜUDS (geändert nach KUBE u. a., 2013)	59
Tabelle 5-22: Zusammenfassung aller registrierten Auslösungen in Remde (2013).....	63
Tabelle 5-23: Betriebsstörungen im Messzeitraum an Anlage B.....	72
Tabelle 5-24: Zusammenfassung der Emissionsmessung an Anlage B.....	73
Tabelle 5-25: Mittlere Emissionsrate der BMA I aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik	79

Tabelle 5-26: Mittlere Emissionsrate der BMA II aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik	84
Tabelle 5-27: Mittlere Emissionsrate der BMA III aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik	89
Tabelle 6-1: Ergebnisse der Einzelmessungen an den Verdichterstationen der Erdgastankstellen (ETS).....	92
Tabelle 7-1: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagen in Prozent je t FM.....	100
Tabelle 7-2: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2012 nach UBA (Icha, 2013)	105
Tabelle 7-3: Methodische Annahmen zur Berechnung des THG-Minderungspotenzials gemäß BiokraftNachV	128
Tabelle 8-1: Diskussion von Teilaspekten und zugehörigen Lösungsansätzen innerhalb des Expertenworkshops Biomethan am 23.09.2013	152
Tabelle 8-2: Auswahl von Publikationen und Informationsplattformen zu Biogas/Biomethan	154

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Entwicklung der globalen Produktionskapazität und Anlagenzahl für Biomethan bis 2013 (aus (Naumann u. a., 2014), geänderte Darstellung auf Basis von (biogaspartner, 2013; Fraunhofer IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ)	11
Abbildung 3-2: Anlagenbestand 2013 zur Produktion und Einspeisung von Biomethan (DBFZ gGMBH, 2014).....	12
Abbildung 3-3: Entwicklung Anzahl Erdgastankstellen in Deutschland (Daten: (PETERS & WELLER, 2012).....	13
Abbildung 5-1: Methanemission an einem Biogasanalytik-Container	23
Abbildung 5-2: Methanemission aus einer Leckage am Übergang des Foliendachs zur Behälterwand.....	23
Abbildung 5-3: Methanemission aus einer Leckage an der Anzeige für den Biogasfüllstand	23
Abbildung 5-4: Mit einem Windtunnel eingehauste Leckage am Foliendach eines Fermenters.....	26
Abbildung 5-5: links im Bild: schematische Darstellung der Methodik für nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager; rechts im Bild: Belüftungsschläuche und beheizter Probenahmeschlauch an der Öffnung zum Tauchmotorrührwerk	26
Abbildung 5-6: Messung der Methandiffusion in der Stützluft zweischaliger Biogasdächer	27
Abbildung 5-7: Schematische Darstellung der Messmethodik zur Quantifizierung austretender Methanemissionen aus ÜUDS	28
Abbildung 5-8: Rohraufsatz mit integriertem explosionsgeschützten Flügelradanemometer, installiert an ÜUDS der Anlage A.....	29
Abbildung 5-9: An einer ÜUDS der Anlage B installierter Rohraufsatz mit integriertem explosionsgeschützten Flügelrad- und Temperatursensor	30
Abbildung 5-10: Beitrag der Quelltypen Leckagen, Stützluft und BGAA zur Gesamtmethanemission in Messphase II (links) und Messphase III (rechts).....	35
Abbildung 5-11: Methanemissionen mit Quellzuordnung in MP II der BMA I	36
Abbildung 5-12: Methanemissionen mit Quellzuordnung in MP III der BMA I	37
Abbildung 5-13: Leckage am Übergang der Dachfolie zur Behälterwand eines Fermenters	37
Abbildung 5-14: Leckage an einem Mannloch eines Nachgärers	38
Abbildung 5-15: Gesamtbetrachtung von Leckagen an einem Nachgärer	38
Abbildung 5-16: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP I.....	42
Abbildung 5-17: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP II.....	43
Abbildung 5-18: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP IV.....	44
Abbildung 5-19: Bestimmung der Emissionskonzentration (Gleichgewichtskonzentration) aus der nicht gasdichten Gärrestlagerung	46
Abbildung 5-20: Einfluss von Rührintervallen auf die Methanemission.....	47
Abbildung 5-21: Einfluss von Rührintervallen auf die THG-Emission	48
Abbildung 5-22: Langzeitmessung eines nicht gasdichten Gärrestlagers	49

Abbildung 5-23: Konzentrationsverlauf der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter der BMA III	56
Abbildung 5-24: Langzeit-Konzentrationsverlauf der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter der BMA III	57
Abbildung 5-25: Art der ÜUDS an Biogasanlagen, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich, SCHEFTELOWITZ u. a., 2013).....	59
Abbildung 5-26: Häufigkeit des Auslösens von ÜUDS an Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Mehrfachnennungen möglich, SCHEFTELOWITZ u. a., 2014)	60
Abbildung 5-27: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 29.10.2012 infolge eines 3-stündigen Ausfalls aller verfügbaren BHKW (keine stationäre Fackel verfügbar)	61
Abbildung 5-28: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 02.11.2012 infolge eines 3-stündigen Ausfalls aller verfügbaren BHKW (keine stationäre Fackel verfügbar)	62
Abbildung 5-29: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 31.10. und 01.11.2012 mit unbekannter Ursache	64
Abbildung 5-30: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 01.11. und 02.11.2012 mit unbekannter Ursache	64
Abbildung 5-31: Entwicklung des Gesamtmethanvolumens und des täglich emittierten Methanvolumens im Messzeitraum	65
Abbildung 5-32: Dauer und emittiertes Methanvolumen von Überdruckereignissen; Einteilung in Ereignisklassen nach der Dauer der Ereignisse	66
Abbildung 5-33: Mittleres Methanemissionsvolumen der detektierten Ereignisdauern	67
Abbildung 5-34: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 02.07.2014	68
Abbildung 5-35: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 04.07.2014	69
Abbildung 5-36: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 17.07.2014	69
Abbildung 5-37: Überblick über den täglichen Methanverlust sowie die Anzahl registrierter Auslösungen, die BHKW-Auslastung und den theoretischen Methanertrag aus den zugeführten Substraten im Zeitraum Juni/Juli	70
Abbildung 5-38: Überblick über den täglichen Methanverlust sowie die Anzahl registrierter Auslösungen, die BHKW-Auslastung und den theoretischen Methanertrag aus den zugeführten Substraten im Zeitraum August.....	71
Abbildung 5-39: Temperaturkalibrierung des GasFinder CH4OP-1041 (Laserspektrometer für Methan) durchgeführt mit Prüfgasen am DBFZ, Verhältnis der gemessenen Konzentration in der Gasmesszelle zur Konzentration des Prüfgases aufgetragen über der Temperatur.....	75
Abbildung 5-40: Screenshot einer Simulation mit Windtrax.....	76
Abbildung 5-41: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus während der Messungen im April und Juli 2013. Die gestrichelten Linien stellen die Messpfade dar. (B: Biogasanlage; A: Aufbereitungsanlage; S: Silage)	78
Abbildung 5-42: Emissionsraten in Viertelstunden-Werten sortiert nach der Höhe der Methan-Emission	78

Abbildung 5-43: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus an der BMA III während der Messungen im März, Mai, Juni, September und Oktober 2013	80
Abbildung 5-44: Emissionsraten der mittels Fernmessmethode bestimmten 87 Viertelstundenintervalle bei Normalbetrieb sortiert nach Größenklassen der Emissionsrate in Bezug auf die Einspeiserate.....	83
Abbildung 5-45: Viertelstundenwerte der Messkampagnen dargestellt im Jahresverlauf	84
Abbildung 5-46: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus an der BMA III während der Messungen im März, April, Mai und September 2013. Die gestrichelten Linien stellen die Messpfade dar. (BGA: Biogasanlage). Die Lage der Wetterstation ist mit der gleichen Farbe kodiert wie die Windrichtung und Messstrecke. Umliegende Gebäude sind als graue Flächen dargestellt.	86
Abbildung 5-47: Emissionsraten der BMA III in Viertelstunden-Werten sortiert nach der Höhe der Methan-Emission	89
Abbildung 6-1: Schema einer Fastfill-Erdgastankstelle (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) & Verband der TÜV (VdTÜV), 2009).....	90
Abbildung 6-2: Verlauf der gemessenen Methankonzentration in der Abluft einer Verdichterstation einer Erdgastankstelle während einer Betriebsphase (Mai 2013; $V = 12.112 \pm 905 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$; $E = 476,2 \pm 119,7 \text{ g CH}_4 \text{ h}^{-1}$).....	92
Abbildung 6-3: Aus der Zapfpistole entweichendes Erdgas	93
Abbildung 6-4: Spezifischer Stromverbrauch entsprechend Gasnetz-Vordruck von 8 CNG-Tankstellen der e.on (Mittelwerte 2012)	94
Abbildung 6-5: Stromverbrauch entsprechend CNG-Absatz an 66 CNG-Tankstellen der e.on (Summenwerte 2012).....	95
Abbildung 6-6: Stündliche Tankmengen von 3 CNG-Tankstellen (Mittelwerte Oktober 2012 bis Januar 2013)	96
Abbildung 7-1: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14044 (ISO 14044).....	98
Abbildung 7-2: Systemgrenzen der Bilanzierung am Beispiel der BMA I.....	99
Abbildung 7-3: Beziehung zwischen dem Schritt des Auswertung und den anderen Ökobilanzphasen aus (ISO 14044)	103
Abbildung 7-4: Ergebnisse der Monte Carlo Simulation für die direkten Lachgasemissionen	105
Abbildung 7-5: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung für BMA I in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan.....	107
Abbildung 7-6: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA I in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	108
Abbildung 7-7: Treibhausgaspotential der gemessenen CH_4 -Emissionen der BMA I in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan.....	109
Abbildung 7-8: Gesamt THG-Emissionen der Biomethabereitstellung der BMA I in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan.....	110
Abbildung 7-9: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung der BMA II in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan.....	111
Abbildung 7-10: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA II in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	112
Abbildung 7-11: Treibhausgaspotential der gemessenen CH_4 -Emissionen der BMA II in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	113
Abbildung 7-12: Gesamt THG-Emissionen der Biomethabereitstellung der BMA II in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan.....	114

Abbildung 7-13: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung der BMA III in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	115
Abbildung 7-14: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA III in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	116
Abbildung 7-15: Treibhausgaspotential der gemessenen CH_4 -Emissionen der BMA III in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	117
Abbildung 7-16: Gesamt THG-Emissionen der Biomethanbereitstellung der BMA III in $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	118
Abbildung 7-17: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA I in $\text{gSO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	119
Abbildung 7-18: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA II in $\text{gSO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	120
Abbildung 7-19: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA III in $\text{gSO}_2\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	121
Abbildung 7-20: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA I in $\text{gPO}_4\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	122
Abbildung 7-21: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA II in $\text{gPO}_4\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	123
Abbildung 7-22: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA III in $\text{gPO}_4\text{-Äq./MJ}$ Biomethan	124
Abbildung 7-23: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA I in MJ/MJ Biomethan	125
Abbildung 7-24: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA II in MJ/MJ Biomethan	126
Abbildung 7-25: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA III in MJ/MJ Biomethan ...	127
Abbildung 7-26: THG-Minderungspotential des in BMA I erzeugten Biomethan.....	129
Abbildung 7-27: THG-Minderungspotential des in BMA II erzeugten Biomethan.....	130
Abbildung 7-28: THG Minderungspotential des in BMA III erzeugten Biomethan.....	131
Abbildung 7-29: THG Minderungseffekte durch den Einsatz von Biomethan in verschiedenen Nutzungsoptionen.....	133
Abbildung 8-1: Wichtigkeit der zukünftigen Rolle von Biomethan im Energiesystem (n=56)	143
Abbildung 8-2: Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan	143
Abbildung 8-3: Hemmende wirtschaftliche Rahmenbedingungen (n=56)	144
Abbildung 8-4: Zusammenfassende Einschätzung der Hemmnisse und Risiken von Biomethan in verschiedenen Bereichen (n=56)	148

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
ATEX	Atmosphäre explosive
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMA	Biomethananlage (Biogasanlage mit Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität)
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
C ₂ H ₂	Acetylen
CH ₄	Methan
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DIN	Deutsches Institut für Normung!!
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
ex-	explosions-
FID	Flammenionisationsdetektor
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)
GPS	Ganzpflanzensilage
GWP	Global Warming Potential (Treibhausgaspotenzial)
HTK	Hühnertrockenkot
IR	Infrarot
ISO	Internationale Organisation für Normung
KAS	Kalkammonsalpeter
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-

Abkürzung	Erklärung
	Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)
MP	Messphase
N ₂ O	Lachgas
Nabisy	staatliche Web-Anwendung Nachhaltige - Biomasse - Systeme
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
NH ₃	Ammoniak
RTO	Regenerative Thermische Oxidation
TDLAS	Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy
ÜUDS	Über-/Unterdrucksicherung

Formelzeichen	Erklärung	Einheit
α	Annuität	EUR/Bezugseinheit
C ₀	Kapitalwert	EUR
H _{u,BG}	unterer Heizwert von Biogas	MJ/m ³ i.N.
KEA	kumulierter Energieaufwand	MJ
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /s
C	Konzentration	ppm
C _i	Pfad-integrierte Konzentration	ppm·m
C _m	Pfad-gemittelte Konzentration	ppm
E	Emissionsmassenstrom	g h ⁻¹
EF	Emissionsfaktor	% CH ₄ ; g kWh _{el} ⁻¹
N	Stickstoff	

1 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes „Klimaeffekte einer Biomethanwirtschaft“ (KlimaCH4) wurden durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum zwei Methoden für **Messungen von direkten Treibhausgasemissionen** hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit und Vergleichbarkeit untersucht. Im Rahmen konkreter Messungen wurden die direkten Emissionen, v. a. von Methan, an drei Biogasanlagen mit Methanaufbereitung zur Einspeisung ins Erdgasnetz quantifiziert. Diese Untersuchungen erfolgten einerseits direkt vor Ort mittels Leckagesuche, Einhausungen und „Open Chamber“-Messungen, andererseits indirekt mittels optischer Fernmessungen mit Tunable Diode Laser Absorption Spectrometry (TDLAS) und Quelltermrückrechnung mittels inverser Ausbreitungsmodellierung.

Die Vor-Ort-Methode bietet dabei die Möglichkeit, die Einflüsse des Anlagenbetriebs auf die Emissionen bekannter diffuser Quellen zu untersuchen, u. a. durch den Abgleich des Betriebszustandes mit dem zeitlichem Verlauf der Emission einer bestimmten Quelle (z. B. erhöhte Methanfreisetzung aufgrund von Rührintervallen). Dies ist insbesondere für die Ableitung geeigneter Emissionsminderungsmaßnahmen von zentraler Bedeutung. Die Quantifizierung einzelner, diffuser Emissionsquellen ist messtechnisch gegebenenfalls nur sehr aufwendig umsetzbar. Der Aufwand ist in erheblichem Maße von der Bauweise und Größe der zu untersuchenden Biogasanlage abhängig. Um den Einfluss jahreszeitlich wechselnder Umgebungsbedingungen zu erfassen wurden wiederkehrende Emissionsmessungen realisiert.

Der Einsatz optischer Fernmesstechnik stellte sich als vorteilhafte Alternative zur Vor-Ort-Methode dar, da er insbesondere an großen Biogasanlagen bzw. Anlagen mit zahlreichen Einzelquellen den Zeitaufwand für die Emissionsmessungen erheblich reduzieren kann. Mit nur einem Messdurchgang können alle Emissionsquellen erfasst werden, ohne aufwendige Einzelmessungen. Zudem wird im Vergleich zur Vor-Ort-Methode die Emissionssituation der Gesamtanlage besser wiedergegeben, da alle Einzelquellen im identischen Zeitraum erfasst werden. Zudem kann mit der optischen Fernmessmethode aus dem zeitlichen Verlauf der pfadgemittelten Konzentrationen im Abgleich mit dem Anlagenbetrieb auf mögliche Ursachen für erhöhte Emissionen geschlossen werden. Dies ist vorwiegend bei Betriebsstörungen mit entsprechend hohen Emissionen der Fall.

Folgendes haben die Ergebnisse der Messungen und der anschließenden Auswertung gezeigt:

- **Beide Methoden sind zur Quantifizierung der Methanemissionen von Biogas/-methananlagen geeignet.** Insbesondere die Normalverteilung der Ergebnisse für die gasdicht ausgeführten Anlagen I und III haben gezeigt, dass die Werte für die gemessenen Anlagen plausibel und vergleichbar sind.
- Bei der **Vor-Ort-Methode** steigt mit der Größe der Anlage der Zeitaufwand und nicht immer sind Leckagen mit vertretbarem technischem Aufwand und Risiko erreichbar. Hingegen sind die Identifizierung der wesentlichen Emissionsquellen und ihre getrennte Betrachtung nur mit der Vor-Ort-Methode möglich. Bei kleinen Anlagen ist der Aufwand für die Leckagesuche und die Quantifizierungsmessungen geringer (Anzahl Behälter und Messstellen). Zudem werden die einzelnen Emissionsquellen der Anlage identifiziert, was besonders für Emissionsminderungsmaßnahmen relevant ist.

Beim Aufbau der Messstellen müssen die Vorgaben des Explosionsschutzes berücksichtigt werden. Diffuse Emissionen sind abhängig von den atmosphärischen Umgebungsbedingungen (Luftdruck,

Temperatur, Wind), welche durch die Einhausung von Emissionsquellen verändert werden und was sich wiederum auf die gemessene Emissionsrate auswirken kann. Zudem wird durch die Messung nur ein zeitlich begrenzter Ausschnitt der Emissionsquelle abgebildet. Durch wiederkehrende Emissionsmessungen im Jahresverlauf kann der Einfluss der Umgebungsbedingungen besser bewertet werden.

- Die **Fernmessmethode** liefert aussagekräftige Werte über die Gesamtemissionsrate der Anlagen und deren zeitliche Variabilität. Die Methode ist stark von den Windverhältnissen sowie von den topologischen und infrastrukturellen Gegebenheiten abhängig. Beispielsweise kann eine starke Zergliederung des umgebenden Geländes durch dichte Bebauung, Bewaldung oder bergiges Gelände die Nutzung der hier verwendeten Fernmessmethode stark einschränken oder verhindern. Bei zusätzlichen Emissionsquellen in direkter Nähe der zu untersuchenden Anlage sind die Abwindkonzentrationsmessungen der Fernmessmethode schwieriger umsetzbar (beispielsweise Tierhaltungsanlagen). Durch die Messung erfolgt kein Eingriff in den Anlagenbetrieb und die diffusen Emissionen werden nicht durch den Messaufbau beeinflusst. Hinsichtlich der genauen Eingrenzung der Emissionsquelle birgt der Einsatz optischer Fernmessmethoden gewisse Grenzen. Die Ermittlung der Gesamtemissionen erfolgt bei geeigneten Standortbedingungen mit vergleichsweise geringem Zeitaufwand.
- **Die Emissionsrate wurde bei allen drei Anlagen von der Fernmessmethode höher eingestuft als von der Vor-Ort-Methode.** Beide Methoden liefern für sich betrachtet aussagekräftige Ergebnisse. Sie bilden beide den gleichen Trend zwischen den Emissionen der verschiedenen Anlagen ab und liegen größtenteils im Rahmen der Messgenauigkeit nahe beieinander, sofern der Normalbetrieb der untersuchten Biogasanlagen betrachtet wird. Ein Vergleich von Emissionsraten zweier Anlagen, von denen eine mit der Vor-Ort-Methode und die andere mit der Fernmessmethode bestimmt wurden, wäre aufgrund der systematisch niedrigeren Einschätzung durch die Vor-Ort-Methode jedoch nicht gerechtfertigt.
- **Die direkten Methanemissionen im Normalbetrieb liegen für die untersuchten Anlagen unter den gängigen Literaturangaben.** Die Methanemissionen einer gasproduzierenden Anlage (ohne Emissionen der Gasverwertung und ohne offene/nicht gasdichte Gärrestlager) liegen demnach bei 1 % bezogen auf die Methanproduktion (GRONAUER & BACHMAIER, 2007; VOGT, 2007), für offene, nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager bei 2,5-15 % (FNR, 2005; VETTER & ARNOLD, 2010) bzw. 3,5 % (LIEBETRAU u. a., 2012), für die Biogasaufbereitung liegt die gesetzlich vorgegebene Höchstgrenze bei 0,2 % (GASNZV, 2010) und bei Tankstellen wird von 0,018 % (SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2009) ausgegangen.
- **Betriebsstörungen können einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtemissionshöhe einer Biogas- bzw. Biomethananlage haben.** Schon auf das Jahr bezogen geringe Ausfallzeiten der Biogasverwertung führen zu einem deutlichen Anstieg der Emissionen, insbesondere dann, wenn keine Fackel bereit steht (seit 01.01.2014 unzulässig nach EEG 2012) oder nicht in Betrieb genommen wird. Weiterhin hat sich gezeigt, dass bei dauerhaft hohen Füllständen der Gasspeicher ein Anspringen der Über-/Unterdrucksicherungen stark begünstigt wird. Ohne kontinuierliche Messungen kann der Einfluss von Emissionen während Betriebsstörungen auf die Jahresgesamtemissionsrate nur hochgerechnet und abgeschätzt werden. Insbesondere die kontinuierliche Messung von Emissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen stellt vor diesem Hintergrund eine vielversprechende Möglichkeit dar, um den Zusammenhang zwischen den Betriebsbedingungen von Biogasanlagen und den einhergehenden Emissionen abzubilden.

Bei der Auswahl der zu untersuchenden Anlagen wurde bewusst auf eine Vergleichbarkeit hinsichtlich der eingesetzten Aufbereitungstechnologie sowie des Inbetriebnahmezeitraumes geachtet, hinsichtlich ihrer Produktionskapazität unterscheiden sich die 3 Anlagen jedoch signifikant. Die Untersuchungsergebnisse (Tabelle 1-1) zeigen, dass die Emissionen der Anlagen dennoch nicht auf einem vergleichbaren Niveau liegen. Daher ist auch die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Anlagen mit bspw. alternativen Aufbereitungstechnologien oder gar den gesamten Anlagenbestand in Deutschland als äußerst eingeschränkt zu bewerten.

Tabelle 1-1: Ergebnisse der Messungen direkter Methanemissionen an untersuchten Biomethananlagen

	Vor-Ort-Methode				Fernmessmethode	
	MP-Ergebnis in % CH ₄		Unsicherheit in % CH ₄		Mittelwert in % CH ₄	Unsicherheit in % CH ₄
BMA I – MP II	0,12		0,02		0,51	0,21
BMA I – MP III	0,13		0,02			
BMA II – MP I	0,12 ¹	0,67 ²	0,03 ¹	0,30 ²	2,0	0,8
BMA II – MP II	0,96 ¹	1,29 ²	0,26 ¹	0,55 ²		
BMA II – MP III	0,22 ¹	-	0,05 ¹	-		
BMA II – MP IV	0,72 ¹	1,33 ²	0,22 ¹	0,66 ²		
BMA II – MP V	0,09 ¹	-	0,02 ¹	-		
BMA III – MP I	0,14		0,04		0,22	0,12
BMA III – MP II	0,13		0,03			
BMA III – MP III	0,05		0,01			
BMA III – MP IV	0,05		0,01			

¹ ... Aufsummierung nur tatsächlich gemessener Emissionsquellen

² ... Hochrechnung von gemessenen Emissionsfaktoren auf die Gesamtanlage

BMA = Biomethananlage; MP = Messperiode

In Ergänzung zu den Emissionsmessungen an den drei Biomethananlagen wurden an zwei landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Anlage A und B) Untersuchungen hinsichtlich **betriebsbedingten Methanemissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS)** durchgeführt. Hierzu wurde eine geeignete Messmethodik entwickelt. Aus der gemessenen ÜUDS emittierten über den gesamten Messzeitraum hinweg durchschnittlich 0,06 % CH₄ (0,1 g CH₄ kWh⁻¹, Anlage A) bzw. 3,9 % CH₄ (7,4 g CH₄ kWh⁻¹, Anlage B).

Ein weiterer klimarelevanter Abschnitt der Bereitstellungskette von Biomethan als Kraftstoff ist die Tankstelle, nach der Einspeisung des Biomethans, dem Transport durch das Erdgasnetz und die Ausspeisung aus demselben. **Direkte Methanemissionen an Erdgastankstellen** können während der Verdichtung des Gases auf die Druckniveaus der Vorratsbehälter sowie beim Abkoppeln nach Beendigung des Tankvorgangs auftreten. Beide Schritte wurden im Rahmen des Projektes ebenfalls untersucht und die direkten Emissionen so weit möglich quantifiziert. Bei einem störungsfreien Betrieb des Verdichters liegen die direkten Methanemissionen unterhalb der Nachweisgrenze, die berechneten direkten Emissionen infolge des Abkoppelns der Tankkupplung liegen bei 143,5 mg CO₂-Äquivalent je

Betankungsvorgang. Indirekte THG-Emissionen resultieren v. a. aus dem Strombedarf des Verdichters, dieser liegt näherungsweise bei 0,25 kWh/m³ Biomethan.

Für die **ökologische Bewertung von Biomethan** im Rahmen des Projektes wurden für die Einbeziehung der direkten Treibhausgasemissionen (THG) die Ergebnisse der Fernmessmethode herangezogen. Sie lieferte über alle betrachteten Biomethan-Anlagen ein vollständiges Bild über die Gesamtemissionen. Die Substratbereitstellung sowie der Transport im Erdgasnetz sind außerhalb der in diesem Projekt betrachteten Systemgrenzen für die durchgeführten Messungen, es wurde auf vorhandene Untersuchungsergebnisse Dritter sowie Literaturwerte zurückgegriffen. Im Übrigen erfolgte eine ökobilanzielle Bewertung des Biomethan well-to-tank¹ nach ISO 14040/-44. Die Treibhausgasemissionen des Biomethans der drei betrachteten Anlagenkonzepte liegen bei 14,3 g CO₂-Äq./MJ (CH₄ aus Reststoffen) und 23,7 bzw. 38,6 g CO₂-Äq./MJ gCO₂/MJ (CH₄ aus Anbaubiomasse). Entsprechend der Methode der Renewable Energy Directive bzw. der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung ergibt sich für den Kraftstoff Biomethan der drei Konzepte eine Treibhausgasreduzierung von 83 %, 74 % bzw. 54 % gegenüber der fossilen Referenz (83,8 g CO₂-Äq./MJ). Sie erreichen damit ausnahmslos die ab 2017 erforderliche spezifische Treibhausgasreduzierung von mindestens 50 %. Die Resultate der THG-Bilanzierung, der versauernden und eutrophierenden Wirkung sowie des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwandes zeigen ebenfalls deutlich, dass die Ergebnisse der ökologischen Bewertung ebenfalls substrat- und anlagenspezifisch und daher kaum übertragbar sind.

Begleitend zu den messtechnischen und ökobilanziellen Untersuchungen im Projekt wurde eine akteursbasierte **Risiko- und Hemmnis-Analyse** zur Ableitung relevanter Handlungsfelder und Lösungsansätzen für eine umfassendere Bereitstellung und Nutzung von Biomethan vorgenommen. Aufgrund der Vielzahl an Akteuren und beteiligten Branchen gibt es eine große Fülle an Hemmnissen und Risiken für die vergleichsweise junge Biomethanwirtschaft. Insbesondere Fragen der Wirtschaftlichkeit, der unklaren bzw. unbeständigen politischen Rahmenbedingungen, der geringen Nachfrage sowie Fragen der Akzeptanz von Biomethan bzw. auch Wissensdefizite werden von der Mehrheit der befragten Akteure im Rahmen der Untersuchungen als große Hemmnisse bzw. Risiken für den Bereich Biomethan angesehen. Die Untersuchungen weisen darauf hin, dass vor allem Fragen der Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten im Zusammenhang mit langfristig sicheren, insbesondere politischen, Rahmenbedingungen angemessen adressiert werden sollten, da diese ausschlaggebend für individuelle Akteursentscheidungen sind. Die **Wichtigkeit verlässlicher Rahmenbedingungen** (z. B. eindeutige gesetzliche Regelungen und verlässliche Förderbedingungen), sei es auf der Seite der Biomethanproduktion und Einspeisung als auch auf der Seite der Endnutzung (Märkte für Strom, Wärme, Kraftstoff), kann daher als wesentlicher Aspekt für die Ableitung von Handlungsempfehlungen herausgestellt werden.

Bei der Nutzung von Biomethan als Biokraftstoff muss die gesamte Bereitstellungskette von Biomethan ein **Zertifizierungsverfahren** durchlaufen. Dabei ist die Bewertung der THG-Minderung gegenüber der fossilen Referenz, neben anderen zu erfüllenden Kriterien, eine zwingende Voraussetzung für die Anrechnung des Biomethans auf die Biokraftstoffquote. Für den Nachweis des THG-Minderungspotentials des Biokraftstoffes gibt die BiokraftNachV verschiedene Optionen vor. Sie enthält

¹ Bereitstellung des Kraftstoffs im zum Tank inkl. aller Vorketten

zum einen in ihrer Anlage 2 eine Reihe von Standardwerten, in der EU RED auch Default Values genannt, für verschiedene Biokraftstofftechnologien und -rohstoffe. Diese Standardwerte können von Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis der Einhaltung der THG-Minderungsvorgaben verwendet werden, wenn die Biokraftstoffproduzenten keine eigenen Berechnungen anstellen wollen oder können. Derartige Standardwerte enthält die Verordnung jedoch nur für abfall- und güllebasiertes Biomethan. Für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen müssen die THG-Bilanzierung und das daraus resultierende THG-Minderungspotential anhand tatsächlicher Werte erfolgen, wofür die BiokraftNachV in Anlage 1 wiederum eine konkrete Methodik vorgibt. Diese gibt für diffuse Methanemissionen einen Pauschalwert von 1 % des produzierten Methans vor. Geringere Emissionsraten müssen anhand von Emissionsmessungen nachgewiesen werden. Die Vor-Ort-Methode und v. a. die Fernmessmethode sind grundsätzlich geeignet einen solchen Nachweis zu liefern.

Die **zukünftige Verwendung beider Methoden** kann einen wesentlichen Beitrag zur verbesserten Emissionsquantifizierung und damit der anschließenden –minimierung leisten. Mithilfe der Emissionsmessung über die Gesamtanlage kann der positive Effekt eines fachgerechten und störungsarmen Betriebsablaufes nachgewiesen werden. Die Quantifizierung der direkten Methanemissionen über die Gesamtanlage und die anschließende Detektion der einzelnen Leckagen vor Ort sind wesentliche Bausteine zur Vorbereitung von Effizienzverbesserungen. Die Messungen im Rahmen des Projektes „Klimaeffekte einer Biomethanwirtschaft“ konnten zeigen, dass insbesondere Leckagen und Störungen im Betriebsablauf zu erhöhten Emissionen führen. Durch gezielte Kontrollen lässt sich das Ausmaß der Defizite aufzeigen und reduzieren.

Die Bedeutung von Klimagasmessungen an Biogasanlagen hat mit dem Ausbau der Branche erheblich an Bedeutung gewonnen. Zahlreiche ökobilanzielle Betrachtungen gehen davon aus, dass die Bereitstellung von Energie aus Biogas bzw. Biomethan in hohem Maße von den verwendeten Substraten und vom Anlagenbetrieb abhängt. Während die Substratseite durch das Anlagenkonzept weitgehend fixiert ist, sind betriebliche Emissionen in einem sehr weiten Bereich skalierbar. Die aus dem Anlagenbetrieb resultierenden Emissionen wurden bisher mangels Datengrundlage weitgehend überschlägig abgeschätzt. Mit dem hier vorgestellten Ansatz können Messungen ohne Eingriff in den Anlagenbetrieb erfolgen und führen somit weder zu sicherheitstechnisch relevanten Fragestellungen noch zu wirtschaftlichen Beeinträchtigungen während der Messphase. Die Fernmessmethode muss dabei nicht gesondert auf ein technisches Anlagenkonzept eingerichtet werden und kann somit prinzipiell auch zur Beurteilung sonstiger Emissionsquellen beispielsweise industrieller Anlagen eingesetzt werden.

2 Abstract

Within the project “Climate effects of the biomethane economy” (KlimaCH4) the DBFZ investigated two methods for **measurements of direct greenhouse gas emissions** in respect to applicability and comparability. With specific measurements, the direct emissions (above all methane) were quantified at three biogas plants with methane treatment for feeding into the natural gas grid. The measurements were conducted on-site using detection of leaks and construction of enclosures for taking samples (open-chamber-method), but also indirectly by means of optical telemetering with tunable diode laser absorption spectroscopy (TDLAS) and inverse dispersion modeling.

The on-site method offers the possibility to investigate the effects of plant operation on the emissions of known diffuse sources, among others through comparison of the operating status with the chronological emission of a particular source (e. g. increased release of methane due to stirring intervals). This is of fundamental importance to the extrapolation of appropriate measures against emissions. It is very expensive to implement the metrological quantification of particular diffuse emission sources. The effort is significantly dependent on the design and size of the examined biogas plant. To capture the influence of seasonal changing environmental conditions recurring emission measurements were realized.

It turned out that the use of optical telemetering is an advantageous alternative to the on-site method, because it can significantly reduce the time required for emission measurements at large biogas plants and at plants with many individual sources. All emission sources can be detected with only one test passed, without expensive individual measurements. Additionally, compared to the on-site method, the emissions of the plant are better represented, since all individual sources are detected in the same period. Even with the optical telemetering can be concluded from the chronological path-averaged concentrations in comparison with the operating status to find possible causes of increased emissions. Principally, this is in case of malfunctions with correspondingly high emissions.

The measurements and the subsequent analysis have shown following results:

- **Both methods are suitable for quantification of methane emissions of biogas plants and methane plants.** Particularly, the normal distribution of the results of the gasproof operating plants I and III have shown that the measured values of the plants are plausible and consistent.
- With the **on-site method**, the time required increases with the size of the plant and not always leaks are reachable with acceptable technical complexity and risk. However, the identification of the main emission sources and their separate consideration is only possible with the on-site method. For small plants, the cost of leak detection and quantitation measurements is less (number of containers and measuring points). Additionally, the individual emission sources are identified, which is particularly relevant to reduce the emissions.

While setting-up measuring points, requirements for explosion protection have to be taken into account. Diffuse emissions are dependent on the ambient atmospheric conditions (such as air pressure, temperature, wind), which are changed by the enclosure of the emission sources and which, then again, can affect the measured emission rate. Besides, only a temporary section of the emission source is imaged by the measurement. Recurrent emission measurements during the year can help to better assess the influence of environmental conditions.

- **Optical telemetering** provides meaningful values over the total emission rate of the plants and their temporal variability. The method is highly dependent on wind conditions and the topological and infrastructural conditions. For example, a strong dissection of the surrounding terrain by dense buildings, forest areas or hills can severely limit or prevent the use of the method. If there are additional emission sources near to the examined plant (e. g. cattle shed), then it is more difficult to implement the measuring of downdraft concentration with optical telemetering. No ongoing operation in the plant and no diffuse emissions are affected by the measurement. With regard to the precise localization of the emission source, the use of optical telemetering involves certain limits. If the site conditions are suitable, the determination of the total emissions is carried out with relatively little expenditure of time.
- **At all three plants, the emission rate measured by optical telemetering was higher than measured with the on-site method.** Both methods yield meaningful results. As long as the normal operation of the investigated biogas plants is considered, both methods depict the same trend of the emissions of the several plants and are mostly – within the measurement accuracy – close to each other. A comparison of emission rates of two plants, one of them determined by the on-site method and the other by optical telemetering, would not be justified due to the systematically lower estimate by the on-site method.
- **In normal operation status of the investigated plants, the direct methane emissions are lower than the current references.** Methane emissions from a biogas producing plant (without emissions of gas utilization and without open/non-gasproof fermentation residue storage) are 1 % based on the methane production (GRONAUER UND BACHMAIER 2007; VOGT 2007), for open/non-gasproof covered fermentation residue storage at 2.5-15 % (FNR 2005; VETTER & ARNOLD 2010) and 3.5 % (LIEBETRAU u. A. 2012), for the biogas treatment is the legally prescribed limit at 0.2 % (GASNZV 2010) and at gas stations is assumed at 0.018 % (SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES 2009).
- **Malfunctions can have a significant impact on the total emission level of a biogas or biomethane plant.** Even low downtime of biogas utilization within a year lead to a significant increase in emissions, especially when no flare is available (since 2014/01/01 inadmissibly under EEG 2012) or not taken in operation. Furthermore, it has been found that starting of the overpressure/under-pressure valve is heavily favored by durable high fill level of the gas tanks. Without continuous measurements, the impact of emissions during malfunctions on the total annual emission rate can only be extrapolated and evaluated. Against this background, the continuous measurement of emissions from overpressure/under-pressure valves is a promising way to represent the relationship between the operating conditions of biogas plants and the resulting emissions.

The plants to be examined were selected on the comparability of the used treatment technology and the start-up period. But in terms of their production capacity the three plants differ significantly. The results show that the emissions from the plants are not at a comparable level. Therefore, the applicability of the results on plants with alternative treatment technologies or even the total installed capacity in Germany is to be assessed as extremely limited.

Table 2-1: Results of measurements of direct methane emissions at the examined biomethane plants

	On-side method				Optical telemetering	
	MP-Result in % CH ₄		Uncertainty in % CH ₄		Average in % CH ₄	Uncertainty in % CH ₄
BMA I – MP II	0.12		0.02		0.51	0.21
BMA I – MP III	0.13		0.02			
BMA II – MP I	0.12 ¹	0.67 ²	0.03 ¹	0.30 ²	2.0	0.8
BMA II – MP II	0.96 ¹	1.29 ²	0.26 ¹	0.55 ²		
BMA II – MP III	0.22 ¹	-	0.05 ¹	-		
BMA II – MP IV	0.72 ¹	1.33 ²	0.22 ¹	0.66 ²		
BMA II – MP V	0.09 ¹	-	0.02 ¹	-		
BMA III – MP I	0.14		0.04		0.22	0.12
BMA III – MP II	0.13		0.03			
BMA III – MP III	0.05		0.01			
BMA III – MP IV	0.05		0.01			

¹ ... Summation of only actually measured emission sources

² ... Extrapolation of measured emission factors on the overall system

BMA = biomethane plant; MP = Measurement Period

In addition to the emission measurements at the three biomethane plants, tests with regard to **operational methane emissions from overpressure/under-pressure valves (ÜUDS)** were carried out at two agriculture biogas plants (plant A and B). A suitable measurement methodology was developed for this purpose. Over the period emitted from the measured ÜUDS an average of 0.06 % CH₄ (0.1 g CH₄ kWh⁻¹, plant A) and 3.9 % CH₄ (7.4 g CH₄ kWh⁻¹, plant B).

Another climate-relevant portion of the delivery chain of biomethane as fuel is the filling station. **Direct methane emissions at filling stations** may occur during the compression of the gas on the pressure level of the reservoir and the uncoupling after the fuelling procedure. Both steps were also examined in the context of the project and the direct emissions were quantified so far as possible. In the case of trouble-free operation of the compressor, the direct methane emissions are below the detection limit. The calculated direct emissions due to the uncoupling are 143.5 mg CO₂-equivalent per refueling process. Indirect GHG-emissions result primarily from the electricity demand of the compressor, which is approximately 0.25 kWh/m³ biomethane.

For the **ecological assessment of biomethane** in the context of the project, the results of optical telemetering were used for the consideration of direct greenhouse gas emissions (GHG). Telemetering provided a complete picture of the total emissions for all considered biomethane plants. The substrate provision and transportation in the gas grid are outside the project's system boundaries for the measurements being made. It fell back on existing results by others and values from literature.

Additionally, there was a life cycle assessment review of biomethane well-to-tank² according to ISO 14040/-44. The greenhouse gas emissions of biomethane from the three considered plant concepts are from 14.3 g CO₂-eq./MJ (CH₄ from residues) to 23.7 and 38.6 g CO₂-eq./MJ (CH₄ from cultivated biomass). According to the method of the Renewable Energy Directive³, the biomethane as transport fuel meets a greenhouse gas reduction of 83 %, 74 % and 54 % compared to the fossil reference (83.8 g CO₂-eq./MJ). Thus it achieves the required GHG saving of at least 50 % from 2017. The results of the GHG-accounting, the effects of acidification and eutrophication as well as the cumulative non-renewable energy demand clearly show that the results of the environmental assessment are also very specific with regard to the substrate and the plant and therefore they are hardly transferable.

Accompanying the metrological and life cycle assessment studies in the project, an actor-based **risk and barrier analysis** was made to derive relevant fields of action and solutions for a more comprehensive provision and use of biomethane. Due to the multiplicity of actors and involved sectors, there are a lot of barriers and risks for the comparatively young biomethane economy. In the context of studies particularly issues of economy, of uncertain or unstable political conditions, the low demand and issues of acceptance of biomethane or knowledge gaps are considered by the majority of the interviewees as a major barrier or risk to biomethane. The studies indicate that especially issues of economic viability of biomethan projects related to long-term reliable political conditions should be adequately addressed, as there are crucial for individual actors decisions. The **importance of a reliable political framework** (e. g. clear legal rules and reliable funding conditions) is an essential aspect for the derivation of policy recommendations, on the side of production and feeding of biomethane as well as on the side of the end use (markets for electricity, heat, fuel).

With the use of biomethane as transport fuel, the entire supply chain of biomethane has to pass a **certification process**. The minimum GHG reduction compared to the fossil reference has to be met among other criteria if the biofuel shall be taken into account for the mandatory quota. In Annex 2 of the EU RED a number of so called Default Values for different biofuel technologies and feedstocks are defined. These Default Values can be used by biofuel producers to demonstrate compliance with GHG reduction targets but the directive contains such Default Values only for waste- and manure-based biomethane. For biomethane from renewable sources the GHG emissions and the resulting GHG reduction potential must be proved by actual values. Therefore the EU RED dictates a specific methodology in Appendix 1. The standard value for diffuse methane emissions is set at 1 % of the produced methane. Lower emission rates must be based on evidence of emission measurements. Both the on-site method and especially the optical telemetering are suitable to provide such proof.

² Provision of fuel to tank inclusive all upstream chains.

³ In Germany: Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

The **future use of both methods** can make a significant contribution to the improved quantification of emissions and to their subsequent minimization. Using emission measurement over the entire plant, the positive effect of a proper and trouble-free operation can be detected. The quantification of direct methane emissions over the entire plant and the subsequent detection of leaks are essential elements for the preparation of efficiency improvements. The measurements taken during the project “Klimaeffekte einer Biomethanwirtschaft” have shown that particular leaks and malfunctions cause increased emissions. The extent of deficits can be identified and reduced through targeted inspections.

The importance of climate gas measurements at biogas and biomethane plants has risen with the expansion of the industry. A lot of life cycle assessments assume that the effects highly dependent on the substrates used and on the operation conditions of the plant. While substrates are largely fixed by the plant design, operational emissions are scalable over a very wide area. So far the plant operation resulting emissions have been estimated roughly due to lack of available data. With the presented approach, measurements can be made during plant operation without intervention. Thus do not lead to safety-related issues or to economic disturbances during the measurements. Optical telemetering must not be set up separately on a technical plant concept and can be used also for evaluation of any other emission sources like e.g. industrial plants.

3 Einleitung Biomethan und Mobilität

Bestandsentwicklung Biomethanproduktion

Deutschland ist weltweit der größte Produzent von nicht-fossilem Methan. Hier wurde seit 2008 kontinuierlich eine Produktionskapazität von inzwischen etwa 1 Mrd. m³/a Biomethan aufgebaut, maßgeblich gefördert durch die Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, 2011). In den USA mit etwa 300 Tsd. m³/a Methan, wird traditionell v.a. Deponiegas aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. (IEA, 2013)

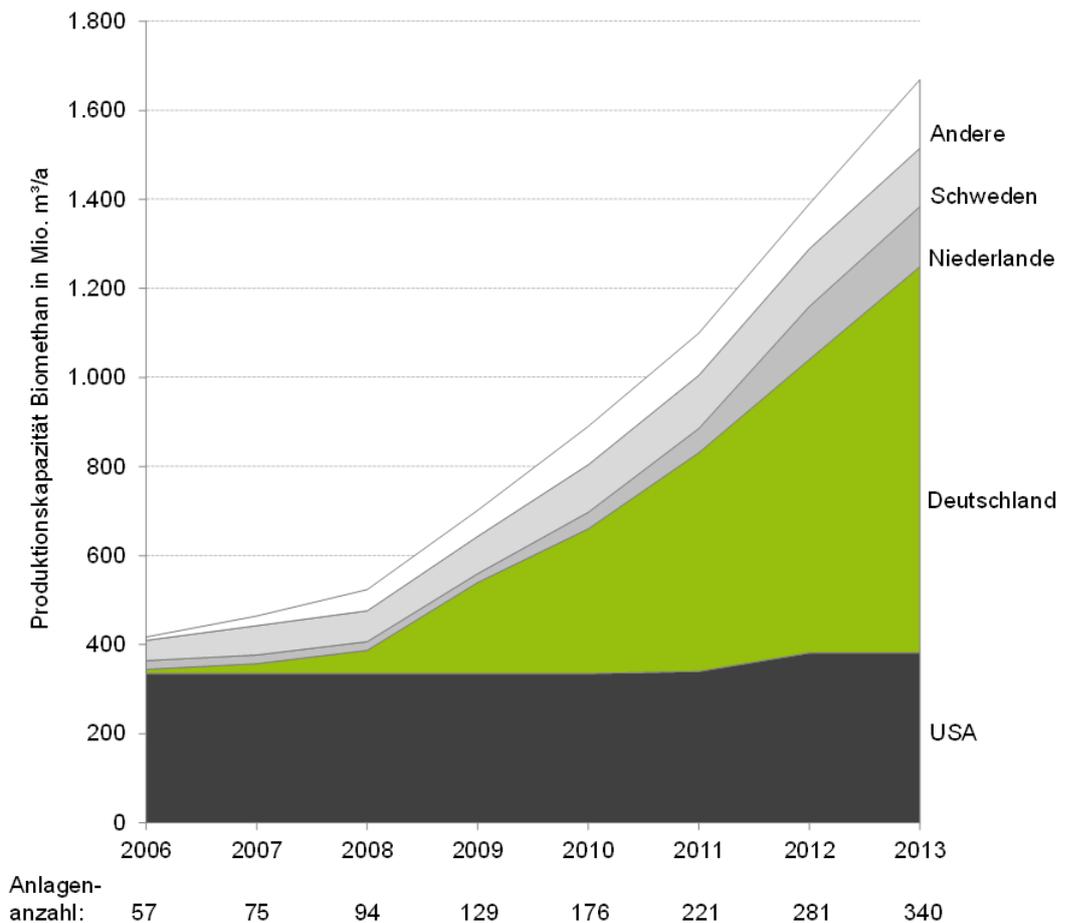


Abbildung 3-1: Entwicklung der globalen Produktionskapazität und Anlagenzahl für Biomethan bis 2013 (aus (Naumann u. a., 2014), geänderte Darstellung auf Basis von (biogaspartner, 2013; Fraunhofer IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ)

Die Anzahl der Anlagen in Deutschland ist von 14 im Jahr 2008 auf 154 im Jahr 2013 gestiegen. Auch die installierte Leistung hat sich im gleichen Zeitraum etwa verzehnfacht auf ca. 170 Tsd. m³/h Rohbiogas Aufbereitungskapazität. Die Kartendarstellung in Abbildung 3-2 zeigt eine Häufung insbesondere größerer Anlagen in den nordostdeutschen Bundesländern. Von den 154 Anlagen nutzen 50 eine Aminwäsche als Aufbereitungsverfahren, das entspricht etwa 32 % der Anlagen sowie 31 % der Aufbereitungskapazität. Gemeinsam mit der Druckwasserwäsche ist es die derzeit in Deutschland am häufigsten eingesetzte Aufbereitungstechnologie. (DBFZ GGMBH, 2014)

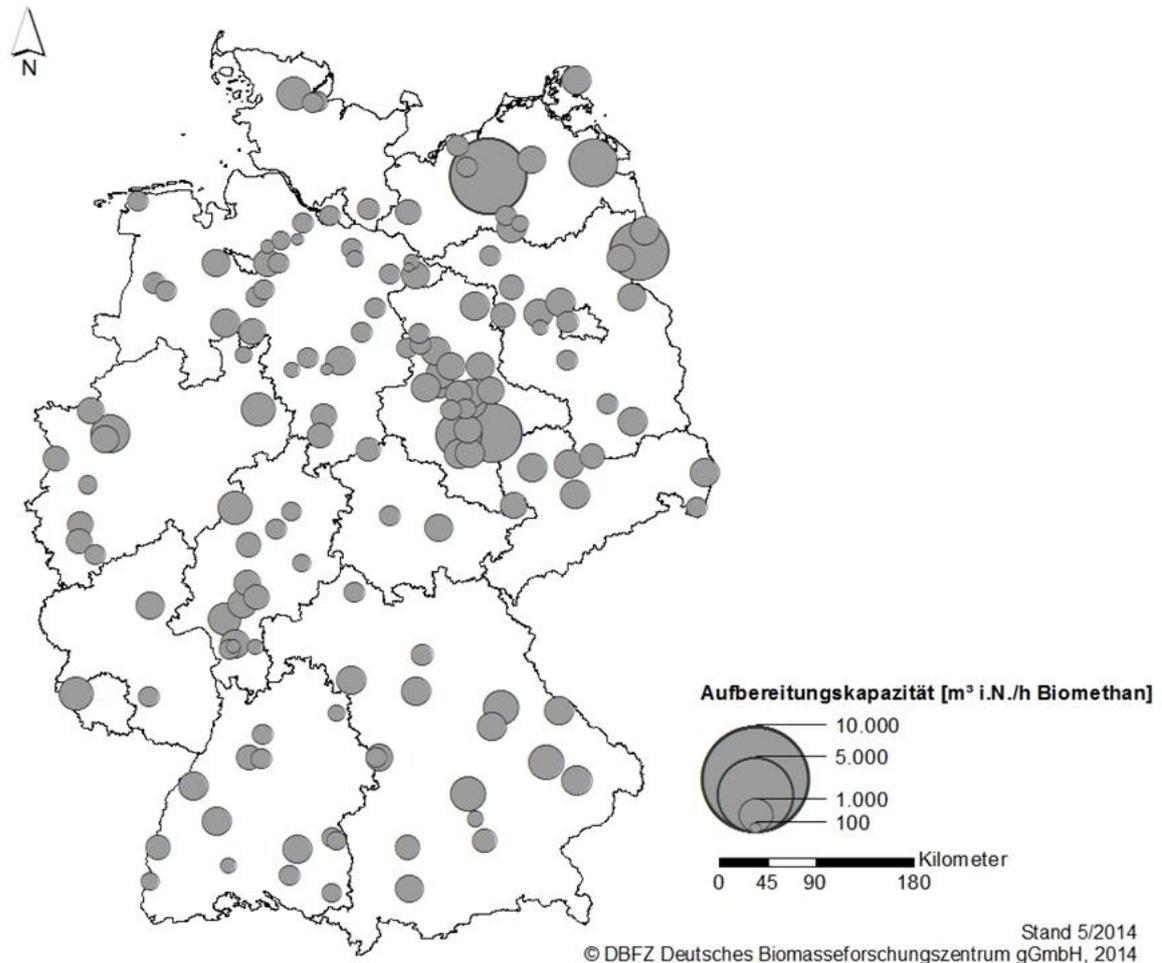


Abbildung 3-2: Anlagenbestand 2013 zur Produktion und Einspeisung von Biomethan (DBFZ gGmbH, 2014)

Im Rahmen des novellierten EEG mit Gültigkeit ab dem 01.08.2014 wurde der Gasaufbereitungs-Bonus (Anlage 1 EEG 2012) aufgehoben. Es ist daher zunächst nicht mit einem signifikanten Ausbau der Kapazitäten in den kommenden Jahren zu rechnen.

In 2012 wurden in Deutschland etwa 1,2 PJ Biomethan als Kraftstoff verwendet (BMF, 2013), was einer Menge von etwa 43 Mrd. m³ entspricht und etwa 11 % des eingesetzten Erdgaskraftstoffes substituiert.

Infrastrukturentwicklung Gasmobilität

Biomethan als Kraftstoff wird in Deutschland maßgeblich in Kombination mit Erdgas abgesetzt. Die Tankstelleninfrastruktur ist in den Jahren bis 2010 kontinuierlich gewachsen und stagniert seitdem bei etwa 900 CNG-Tankstellen (komprimiertes Erdgas/Biomethan) (vgl. Abbildung 3-3). Der Fachverband Biogas e. V. zählt in 2014 922 CNG-Tankstellen, an 329 davon kann Biomethan getankt werden (FACHVERBAND BIOGAS E.V., 2014).

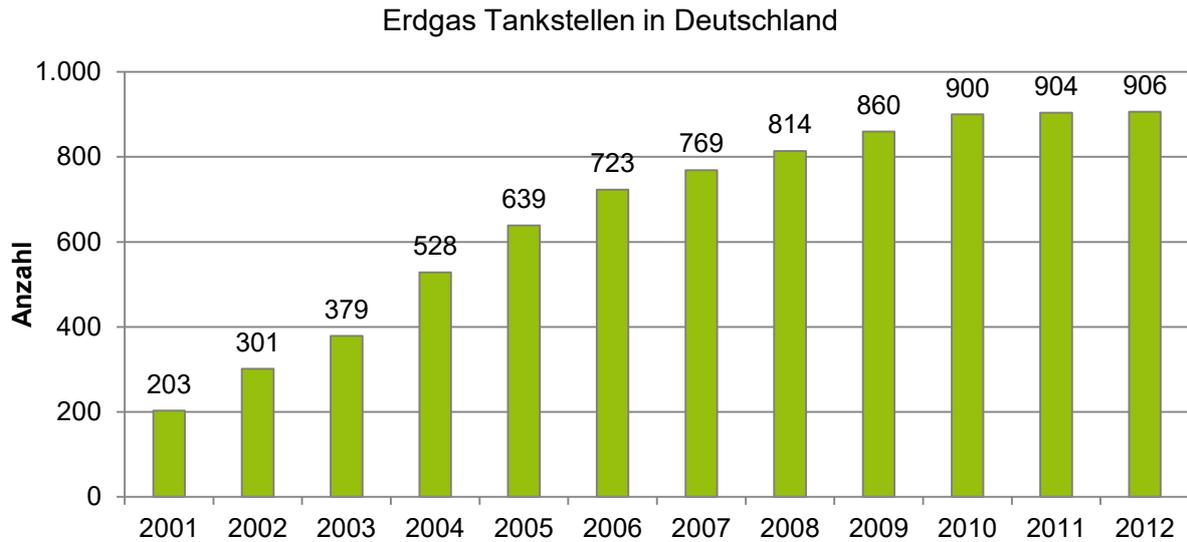


Abbildung 3-3: Entwicklung Anzahl Erdgastankstellen in Deutschland (Daten: (PETERS & WELLER, 2012))

Zum 01.01.2014 waren beim Kraftfahrzeugbundesamt etwa 79 Tsd. PKW mit Erdgasantrieb (einschließlich bivalent) angemeldet (KBA, 2014), gegenüber ca. 30 Tsd. Erdgas-PKW in 2006 ein deutlich stärkeres Wachstum als bei den Tankstellen im selben Zeitraum. Weiterhin werden ca. 16,6 Tsd. Nutzfahrzeuge, überwiegend solche mit einer Nutzlast < 1 t, sowie 1,7 Tsd. Busse mit Erdgas angetrieben. Auffällig ist auch der hohe Anteil gewerblicher Halter bei den Erdgas-PKW, welcher mit überdurchschnittlichen 27 % noch über dem Anteil bei Diesel-PKW liegt.

Im europäischen Vergleich wird deutlich, dass Deutschland mit Blick auf die Nutzung von Erdgas im Verkehrssektor eine deutliche Sonderrolle einnimmt. Tabelle 3-1 enthält eine Übersicht zu ausgewählten europäischen Ländern und deren Tankstelleninfrastruktur für Biomethan/Erdgas. In Schweden wird an einer Vielzahl von Standorten Biomethan, anders als in Deutschland, direkt von Erzeugungs- und Aufbereitungsanlagen in entsprechende Tankstellen gespeist.

Tabelle 3-1: Anzahl Erdgastankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (GIBGAS, 2012; PETERS & WELLER, 2012)

Land	Anzahl Tankstellen Biomethan/Erdgas
Deutschland	906
Schweden	130
Frankreich	35
Österreich	170
Schweiz	130
Niederlande	70
Norwegen	10
Großbritannien	2

4 Biomethantechnologie und emissionsrelevante Bauteile

Biogasanlagen mit Aufbereitung von Biogas zu Biomethan (im Bericht kurz als Biomethanlagen bezeichnet) unterscheiden sich i. d. R. nur geringfügig von Vor-Ort-Verstromungsanlagen. Die Biogasbereitstellungskette, d. h. Substratbeschaffung/-anbau, Beschickung, Fermentation, Gärrestlagerung und -aufbereitung sowie Biogaskonditionierung (H₂S-Entfernung, Gastrocknung) kommen an Biomethanlagen und Vor-Ort-Verstromungsanlagen in vergleichbarer Form zum Einsatz. Der wesentliche Unterschied besteht in der primären Gasverwertung. Während Vor-Ort-Verstromungsanlagen i. d. R. auf dem Anlagengelände stationär installierte Blockheizkraftwerke (BHKW) einsetzen, nutzen Biomethanlagen eine Biogasaufbereitungsanlage (BGAA), welche den im Biogas enthaltenen Kohlendioxidanteil abtrennen und den Methangehalt auf mehr als 90 % anhebt. Dieses Biomethan wird konditioniert um die Gasbeschaffenheit nach den DVGW-Arbeitsblättern G260/G262 zu erfüllen und anschließend über normalerweise redundant ausgelegte Hauptverdichter auf den jeweilig anliegenden Erdgasnetzdruck verdichtet.

Aus Sicht der Emissionsproblematik (Messung und Vermeidung) bestehen demnach nur geringe Unterschiede zwischen Biomethanlagen und Vor-Ort-Verstromungsanlagen. Im Folgenden werden kurz die wesentlichen Emissionsquellen im Betrieb einer Biomethananlage gelistet und erläutert.

Substratlagerung

Nach Stand 2012 nutzen ca. 50 % der existierenden Biomethanlagen ausschließlich Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo), 30 % einen Gülle-NawaRo-Mix und die verbleibenden Anlagen organische Reststoffe.

Je nach eingesetzter Substratart unterscheidet sich die Höhe potenzieller THG-Emissionen sehr stark voneinander. Bei ausschließlicher NawaRo-Nutzung erfolgt die Substratlagerung meistens in befahrbaren Fahrsilos. Bei der dort gelagerten Silage treten nur sehr geringfügige bzw. vernachlässigbare THG-Emissionen auf.

Wirtschaftsdünger für die Vergärung in Biogasanlagen werden meistens in nicht gasdichten Vorgruben oder Vorlagebehältern gelagert. Dabei treten Methanemissionen durch den gelagerten Wirtschaftsdünger auf. Rührvorgänge zur Homogenisierung können zur sprunghaften Freisetzung von Methanemissionen führen.

Beschickung

Die THG-Emissionen aus der Beschickung sind ebenfalls abhängig von den genutzten Substraten. Bei der ausschließlichen Nutzung von NawaRo's werden i. d. R. Feststoffbeschicker mit Förderschnecken eingesetzt. Die Förderschnecken sind in die Gärflüssigkeit eingetaucht und transportieren die Silage direkt hinein. Sofern der Füllstand der Gärflüssigkeit nicht ausreichend ist um die Schnecke zu tauchen, kann über diese Biogas aus dem Gärbehälter austreten, woraus Methanemissionen resultieren können.

Bei der Verwendung von Gülle-NawaRo-Mischungen kommen z. B. Anmischbehälter zum Einsatz. In diesen werden üblicherweise flüssige Wirtschaftsdünger bzw. Rezirkulat mit Feststoffen vermischt und

homogenisiert. Während der dafür notwendigen Durchmischung werden besonders bei Einsatz von Rezikulat gewöhnlich erhöhte Mengen an Methanemissionen freigesetzt.

Fermentation

Bei der Fermentation können THG- bzw. Methanemissionen nur in Form von Leckagen, der Methandiffusion durch die Biogasspeicherfolie sowie durch betriebsbedingte Emissionen aus ÜUDS (vgl. Kapitel 5.3.3) auftreten.

Gärrestlagerung

Bei der Gärrestlagerung ist zwischen gasdicht abgedeckten und nicht gasdicht abgedeckten bzw. offenen Gärrestlagern zu unterscheiden.

Bei gasdichten Lagern treten THG- bzw. Methanemissionen analog zu Fermentern und Nachgärern nur in Form von Leckagen, der Methandiffusion durch die Biogasspeicherfolie sowie betriebsbedingten Emissionen aus ÜUDS auf.

Bei nicht gasdichten bzw. offenen Gärrestlagern treten Restgasemissionen auf, die diffus an die Atmosphäre abgegeben werden. Die tatsächlich im Jahresverlauf emittierenden THG-Emissionen sind sehr stark von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig:

- Prozessführung (z. B. resultierendes Methanpotenzial des Gärrestes, Temperatur der Vergärungsstufe, Verweilzeit)
- Eingesetztes Substrat
- Wetterverhältnisse (Außentemperatur, Windverhältnisse)
- die Temperatur im Gärrestlager
- der Füllstand des Gärrestlagers
- Schwimmdeckenbildungen

Über-/Unterdrucksicherungen

Alle gasdichten Behälter und Gasspeicher einer Biogasanlage müssen mit mindestens einer (ÜUDS) ausgestattet sein (SVLFG, 2013). Diese vermeiden unzulässige Betriebsdrücke und damit einhergehende Beschädigungen der Anlagentechnik. ÜUDS sind als Sicherheitseinrichtungen konzipiert, die nur auslösen sollen, sofern bei einer schwerwiegenden Betriebsstörung wie einem Ausfall der Gasabnahme bzw. Gasverwertungseinrichtung alle sonstigen druckreduzierenden Maßnahmen scheitern, wie z. B.

- prozessinterne Maßnahmen (z. B. ausreichenden Puffer im Gasspeicher vorhalten, Reduzierung der Substratzufuhr)
- Betrieb der sekundären Gasverbrauchseinrichtung (Fackel)

Das Auslösen von ÜUDS sollte nur im absoluten Ausnahmefall auftreten, da nur dann ein ökologisch und ökonomisch effizienter Betrieb von Biogasanlagen gewährleistet ist. Eine verlässliche Einschätzung der Methanemissionen aus ÜUDS ist sehr schwierig, da es sich dabei um eine Emissionsquelle mit nahezu völlig unbekanntem Zeitverhalten handelt. Der verbaute ÜUDS-Typ hat dabei eher geringen Einfluss auf die entweichenden Methanemissionen, ausgenommen die Emissionen, die aufgrund fehlerhafter Wartung resultieren. Im Wesentlichen sind entweichende Methanemissionen aus ÜUDS von der technischen Auslegung und den kritischen Betriebszuständen der Anlage abhängig. Hinsichtlich der Anlagentechnik spielen vor allem die Kapazität der Gasspeicher, die Verfügbarkeit einer sekundären Gasverbrauchseinrichtung (seit 01.01.2014 verpflichtend nach EEG 2012) sowie deren Regelung (manuell oder automatisch startend in Abhängigkeit des Betriebsdruckes) eine relevante Rolle. Kritische Betriebszustände können u. a. im Ein-/Abfahrbetrieb, im Ausfall der primären Gasverwertung (BHKW bzw. Biogasaufbereitungsanlage oder Hauptverdichter bei Biomethananlagen), einem zu hohen Gasspeicherfüllstand (> 80 %) im Normalbetrieb, Wetterumschwünge (z. B. plötzliche Veränderungen von Luftdruck/Temperatur), eine flexibilisierte Substratzufuhr bzw. Änderungen der Substratzusammensetzung sowie in den Rührvorgängen bestehen.

Gärrestaufbereitung

Die wesentlichen Formen der Gärrestaufbereitung umfassen folgende Optionen:

- Fest-Flüssig-Separation
- Gärresttrocknung
- Stripping

Laut SCHEFTELOWITZ u. a. (2013) setzen ca. ein Viertel der befragten Biogasanlagen eine Gärrestseparation ein und davon ca. zwei Drittel eine Fest-Flüssig-Separation. THG-Emissionen treten während des Separationsprozesses in Form von Methan und während der offenen Lagerung des festen Gärrückstandes in Form von Ammoniak auf (LIEBETRAU u. a., 2012).

Beim Einsatz von Gärrückstandstrocknungen entstehen verfahrensbedingt hohe Staub-, Geruchs- und NH₃-Emissionen, daher sollten diese nicht ohne eine entsprechende Abluftreinigung betrieben werden.

Biogasaufbereitungsanlage

In der BGAA erfolgt die Abscheidung des Kohlendioxidanteils im Biogas zur Bereitstellung des einspeisefähigen Biomethans. Auf dem Markt haben sich dazu verschiedene Verfahren durchgesetzt, im Wesentlichen die Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption und die Aminwäsche. Die Aufbereitungsverfahren unterscheiden sich hauptsächlich durch die Wahl des jeweiligen Adsorptions- bzw. Absorptionsmittels und der dadurch notwendigen Art der Regeneration.

Physikalisch bedingt ist im abgetrennten Kohlendioxidstrom auch eine geringe Menge Methan enthalten (Methanverlust), der je nach Aufbereitungsverfahren unterschiedlich hoch ausfallen kann (BAUER u. a., 2013). Dieser ist über eine geeignete Abgasnachbehandlung zu minimieren. Stand der Technik bilden derzeit FLOX-Brenner (FLOX...Flammlose Oxidation) und Regenerative Thermische Oxidationen (RTO). Die Aminwäsche ist derzeit die einzige Aufbereitungstechnologie die ohne nachgeschaltete Abgasnachbehandlung einen Methanverlust kleiner als 0,1 % bezogen auf den

Methananteil im Rohgas realisieren kann. Diese Form der Aufbereitung war an allen gemessenen Biomethananlagen installiert.

Hauptverdichter

Am Hauptverdichter erfolgt die Kompression des konditionierten Biomethans auf Netzdruck. Aufgrund der je nach Netz sehr hohen Drücke (bis 25 bar) können Methanemissionen durch Leckagen auftreten. Diese werden im Falle des Auftretens über die Belüftung der Verdichter an die Atmosphäre abgegeben. Um eine kontinuierliche Verdichtung des einzuspeisenden Gases zu gewährleisten, sind die Hauptverdichter i. d. R. redundant ausgeführt. Bei Wartungsarbeiten eines Verdichters wird auf den jeweils anderen umgeschaltet. Dabei wird der Restdruck im System über ein Überdruckventil abgebaut, die zweite mögliche Form von Methanemissionen aus den Hauptverdichtern.

Zusammenfassung

Alle emissionsrelevanten Anlagenteile sind in Tabelle 4-1 nach Emissionsquelle, möglichen Ursachen sowie der Emissionsart (stationär, diffus) zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 4-1: Relevante Emissionsquellen von Treibhausgasen an Biogasanlagen und deren Ursachen (REINELT & WESTERKAMP, 2014)

Emissionsquelle	Ursache von Emissionen	Art der Emission
BHKW/BGAA/ Hauptverdichter	<ul style="list-style-type: none"> - Motoreinstellung - Gaskonditionierung 	<ul style="list-style-type: none"> - stationär (geführte Emission über Abgasrohr) - abhängig vom Wartungszustand der Anlage
	<ul style="list-style-type: none"> - Leckagen 	<ul style="list-style-type: none"> - diffus - abhängig vom Wartungszustand der Anlage
ÜUDS	<ul style="list-style-type: none"> - Füllstand der Sperrflüssigkeit - Frostschutzmittel unter Berücksichtigung der Änderung des Ansprechdrucks 	<ul style="list-style-type: none"> - diffus - abhängig vom Wartungszustand der Anlage
	<ul style="list-style-type: none"> - Auslegung der Gasspeicher (Verfügbarkeit einer sekundären Gasverbrauchseinrichtung → Notfackel) 	<ul style="list-style-type: none"> - diffus - abhängig vom Stand der Technik bzw. der Auslegung der Anlage
	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall Gasabnahme - Ausfall/Wartung Hauptverdichter (Biomethan) - Gasspeicherfüllstand im Regelbetrieb - Fahrweise (flexible Gasbildung) - Wetter (Änderung von Temperatur/ Druck) 	<ul style="list-style-type: none"> - diffus - abhängig vom Betriebszustand der Anlage

Emissionsquelle	Ursache von Emissionen	Art der Emission
Nicht gasdichte/ offene Gärrest- lagerung	- Baujahr der Anlage in Verbindung mit den bis dato gültigen Regelungen des EEG/BlmSchG und sonstiger Regelwerke	- diffus - abhängig vom Stand der Technik bzw. der Auslegung der Anlage
	- Substrate - Verweilzeiten - Rührintervalle - Jahreszeit (Temperatureinfluss) - Füllstand - Schwimmschichten	- diffus - abhängig vom Betriebszustand der Anlage
Undichtigkeiten	- Leckagen z. B. Folienrisse mangelnde Einfettung von Seildurchführungen	- diffus - abhängig vom Wartungs- zustand der Anlage
	- Materialermüdung - Unsachgemäße Installation	- diffus - abhängig vom Stand der Technik bzw. der Auslegung der Anlage
Beschickungs- systeme	- nicht gasdichte Ausführung/ Bauart bei Nutzung von Vorgruben, Mischbehältern, Rezirkulaten	- diffus - abhängig vom Stand der Technik bzw. der Auslegung der Anlage
	- zu niedriger Füllstand des Gärmaterials im Fermenter → Emission über die Schrägförderschnecke des Feststoffbeschickers	- diffus - abhängig vom Betriebszustand der Anlage
Gärrestauf- bereitung	- Betrieb der Separationseinheit	- diffus - abhängig vom Stand der Technik bzw. der Auslegung der Anlage
	- offene Lagerung der Separationsrückstände (fest/flüssig)	- diffus - abhängig vom Betriebszustand der Anlage

5 Emissionsmessungen an Biomethananlagen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden zwei unterschiedliche Messmethoden angewendet. Die Vor-Ort-Methodik kam bereits in einem früheren Vorhaben (LIEBETRAU u. a., 2012) zum Einsatz und basiert auf der Bestimmung möglichst aller Einzelquellen der zu untersuchenden Anlage, die zur Gesamtemission aufsummiert werden. Die Fernmessmethodik bestimmt die Gaskonzentration im Abwind einer Anlage sowie die atmosphärischen Umgebungsbedingungen und berechnet die Gesamtemissionen der Anlage anhand eines stochastischen Simulationsmodelles. Die gemessenen Anlagen und die genutzten Methoden werden im Folgenden näher beschrieben.

5.1 Kurzbeschreibung der untersuchten Anlagen

Bei allen Anlagen handelt es sich um Nassvergärungsanlagen. Anlage 1 und 2 setzen nachwachsende Rohstoffe (maßgeblich Mais) ein und Anlage 3 setzt Reststoffe ein.

Biomethananlage I:

Anlage 1 betreibt zwei Vergärungsstufen (ca. 90 d Verweilzeit) und lagert die entstehenden Gärreste in gasdichten, in das Gasspeichersystem eingebundenen Gärrestlagern. Der Substrateintrag wird über Feststoffdosierer mit Schrägförderschnecken gewährleistet. Durch Lufteintrag in den Kopfraum der Gasspeicher wird das Rohbiogas biologisch grobentschwefelt und durch einen Aktivkohlefilter feinent Schwefelt. Die Kohlendioxidabtrennung in der BGAA erfolgt durch eine drucklose Aminwäsche. Der Wärmebedarf für die Aufbereitung wird über einen Holzhackschnitzel gefeuerten Heizkessel gedeckt. Im Normalbetrieb werden ca. 500 – 600 m³_{i, N}·h⁻¹ Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist.

Biomethananlage II:

Anlage 2 betreibt in mehreren Linien grundlegend nur eine Vergärungsstufe (ca. 100 d Verweilzeit) und lagert die Gärreste in nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagern. Jedoch wurde ein Viertel aller Gärrestlager nachträglich gasdicht abgedeckt und diese dienen für jeweils einen Hauptfermenter als zweite Vergärungsstufe. Der Substrateintrag wird analog zu Anlage 1 realisiert. Die Grobentschwefelung erfolgt hingegen durch Zugabe von Eisen-(III)-chlorid. Die Kohlendioxidabtrennung wird analog zu Anlage 1 betrieben. Die Gärreste werden je nach Bedarf einer Fest-Flüssig-Separation unterzogen. Im Normalbetrieb werden bis zu ca. 1800 m³_{i, N}·h⁻¹ in das Erdgasnetz eingespeist.

Biomethananlage III:

Anlage 3 betreibt ebenfalls eine Vergärungsstufe (ca. 15 - 40 d Verweilzeit) in mehreren Linien und lagert die Gärreste in gasdicht abgedeckten Gärrestlagern. Der Substrateintrag erfolgt über Kreiselpumpen. Die Grobentschwefelung wird extern durch einen biologischen Wäscher durchgeführt. Aus den Gärresten wird je nach Bedarf ein mineralischer Dünger abgetrennt. Die Kohlendioxidabtrennung wird analog zu Anlage 1 und 2 betrieben. Allerdings wird die Abluft aus der Schwefelwasserstoff- und Kohlendioxidentfernung zusätzlich noch in einer Regenerativen Thermischen

Oxidation (RTO) nachbehandelt. Im Normalbetrieb werden ca. 1500 – 2500 m³_{i.N.} h⁻¹ in das Erdgasnetz eingespeist.

Die wichtigsten Kenndaten der Anlagen sind zusammenfassend in Tabelle 5-1 dargestellt.

Tabelle 5-1: Darstellung der wichtigsten Kenndaten der untersuchten Anlagen

BMA	Verfahren	Temp.-niveau	Leistung [m ³ CH ₄ h ⁻¹] (Normalbetrieb)	Substrate	Verweilzeit [d] (ohne Gärrestlager)	Gärrestlager	BGAA
I	Nassvergärung	Meso-phil	500 – 600	NawaRo	90	gasdicht	Aminwäsche
II			1.800	NawaRo	100	nicht gasdicht	
III			1.500 – 2.500	Reststoffe	15 – 40	gasdicht	

5.2 Charakteristik der beiden Messmethoden

Die Vor-Ort-Methode bietet die Möglichkeit, die Einflüsse des Anlagenbetriebs auf die Emissionen bestimmter diffuser Quellen zu untersuchen, u. a. durch den Abgleich des Betriebszustandes mit dem zeitlichem Verlauf der Emission einer bestimmten Quelle (z. B. erhöhte Methanfreisetzung aufgrund von Rührintervallen). Dies ist insbesondere für die Ableitung geeigneter Emissionsminderungsmaßnahmen von zentraler Bedeutung. So wird sichergestellt, dass die Maßnahmen sinnvoll auf die entsprechende Anlagenkonfiguration abgestimmt werden können. Die Messung einzelner, diffuser Emissionsquellen ist messtechnisch nur sehr aufwendig umsetzbar, da die betreffenden Quellen zunächst zu identifizieren sind und anschließend je nach Lage und Form der Emissionsquelle eine angepasste Messstelle eingerichtet werden muss. Erst dann kann die eigentliche Quantifizierung erfolgen. Mit Zunahme der Anlagengröße wird es also immer schwieriger alle Emissionsquellen mit einem vertretbaren Kosten- und Zeitaufwand zu quantifizieren. Dies ist auch in erheblichem Maße von der Bauweise der zu untersuchenden Biogasanlage abhängig, da z. B. die ausreichende Verfügbarkeit von Bühnen nicht auf jeder Anlage gegeben ist. Außerdem muss beim Aufbau der Messstellen die Vorgaben des Explosionsschutzes berücksichtigt werden. Es ist außerdem zu beachten, dass diffuse Emissionen sehr abhängig von den atmosphärischen Umgebungsbedingungen (Luftdruck, Temperatur, Wind) sind. Durch die Einhausung von Emissionsquellen werden diese Bedingungen verändert, was sich auch auf die gemessene Emissionsrate auswirken kann. Zudem wird durch die Messung nur ein zeitlich begrenzter Ausschnitt der Emissionsquelle abgebildet, die unter anderen Bedingungen und zu einem anderen Zeitpunkt ein entsprechend anderes Emissionsverhalten zeigen kann. Darin zeigt sich auch die Bedeutung wiederkehrender Emissionsmessungen über die verschiedenen Jahreszeiten hinweg, um diesen Einfluss besser abschätzen zu können.

Der Einsatz optischer Fernmesstechnik stellt eine sinnvolle Alternative zur Vor-Ort-Methode dar, die insbesondere an großen Biogasanlagen bzw. Anlagen mit zahlreichen Einzelquellen den Zeitaufwand für die Emissionsmessungen erheblich reduzieren kann, da mit nur einem Messdurchgang alle Emissionsquellen, ohne aufwendige Einzelmessungen, erfasst werden können. Ebenfalls wird so im Vergleich zur erstgenannten Methode ein besseres Abbild der gesamten Emissionssituation der Anlage erreicht, da alle Einzelquellen im gleichen Zeitraum erfasst werden. Auch mit der optischen Fernmessmethode kann aus dem zeitlichen Verlauf der pfadgemittelten Konzentrationen im Abgleich

mit dem Anlagenbetrieb auf mögliche Ursachen für erhöhte Emissionen geschlossen werden. I. d. R. kann dies jedoch nur für charakteristische Betriebsstörungen mit entsprechend hohen Emissionen erreicht werden. Ein weiterer großer Vorteil optischer Fernmessmethoden besteht darin, dass durch die Messung kein Eingriff in den Anlagenbetrieb erfolgt und insbesondere die atmosphärischen Umgebungsbedingungen unbeeinflusst bleiben, so dass keine systematische Beeinflussung diffuser Emissionen gegeben ist. Je nach Ursache der gemessenen Methanemissionen birgt auch der Einsatz optischer Fernmessmethoden gewisse Grenzen, insbesondere bei der Ableitung geeigneter Emissionsminderungsmaßnahmen. Entweicht z. B. der überwiegende Anteil der Methanemission aus diffusen Leckagen an der Anlagentechnik, können diese nur über eine Leckagesuche vor Ort

identifiziert werden, um Wartungs- bzw. Reparaturmaßnahmen einzuleiten.

5.3 Vor-Ort-Messungen

5.3.1 Methodik der Vor-Ort-Messungen

Die Vor-Ort-Methodik besteht grundlegend aus zwei Arbeitsschritten. Zunächst erfolgt eine Erstbegehung der Anlage zur Identifizierung der Einzelquellen. Diese sind zunächst hinsichtlich ihres zeitlichen Auftretens und der resultierenden Emissionsstärke weitgehend unbekannt. Sie können jedoch hinsichtlich ihrer örtlichen Lage z. T. bestimmt sein (z. B. nicht gasdichte Gärrestlager, Methanverlust aus der BGAA, ÜUDS), während diffuse Leckagen an der Anlagentechnik dies hingegen i. d. R. nicht sind. Solche Undichtigkeiten müssen also zunächst an der gasführenden Anlagentechnik identifiziert werden. Dazu wurden neben einer bildgebenden Infrarot-(IR)-Kamera, auch ein tragbarer methansensitiver Laser und ein Biogasmonitor eingesetzt.

An den einzelnen Emissionsquellen muss im zweiten Schritt eine angepasste Messstelle eingerichtet werden. Generell basieren diese Messstellen darauf, dass ein Frischluft-Volumenstrom angelegt wird, die THG-Emissionen sich mit der zugeführten Frischluft vermischen und anschließend in der Abluft die Messung der Gaskonzentration und des Volumenstroms erfolgen kann.

Die einzelnen Emissionsraten werden anschließend zur Gesamtemission der Anlage aufsummiert. Die im Rahmen der Vor-Ort-Methode genutzten Messtechniken und -methoden werden im Folgenden beschrieben.

Identifikation von Emissionsquellen

Neben bekannten Emissionsquellen wie dem Methanverlust aus der BGAA oder diffusen Emissionen aus der nicht gasdichten Gärrestlagerung können auch diffuse Undichtigkeiten an der Anlagentechnik auftreten. Da deren Anzahl und Lage nicht bekannt sind, müssen diese im Rahmen einer Anlagenbegehung detektiert werden. An den untersuchten Biomethananlagen wurde dies konsequenterweise über methansensitive Messsysteme realisiert. Die Begehungen erfolgten unter Nutzung drei verschiedener Messsysteme. Als primäre Messtechnik wurde eine bildgebende IR-Kamera (GF 320, FLIR, Wilsonville, USA) eingesetzt. Hierbei handelt es sich um ein passives IR-System, welches im IR-Wellenlängenbereich von 3,2 – 3,4 μm arbeitet, in welchem auch Methan ein Absorptionsmaximum besitzt. Eine ausführliche technische Beschreibung der Kamera und des Messprinzips kann SCHREIER (2011) entnommen werden. Abbildung 5-4 bis Abbildung 5-6 zeigen beispielhaft einige Aufnahmen von diffusen Methanemissionen. Zur Plausibilitätsprüfung der visualisierten Methanemissionen und ergänzenden Suche nach Undichtigkeiten (insbesondere an BMA III) wurden ein tragbares Methanlaserhandgerät (laser methane mini gen2, Growcon, Großbritannien) sowie ein tragbarer Biogasmonitor (BM 2000, Ansyco, Karlsruhe, Deutschland) eingesetzt. Das Laserhandgerät arbeitet nach demselben Messprinzip wie die Lasermesstechnik der Fernmessmethodik.

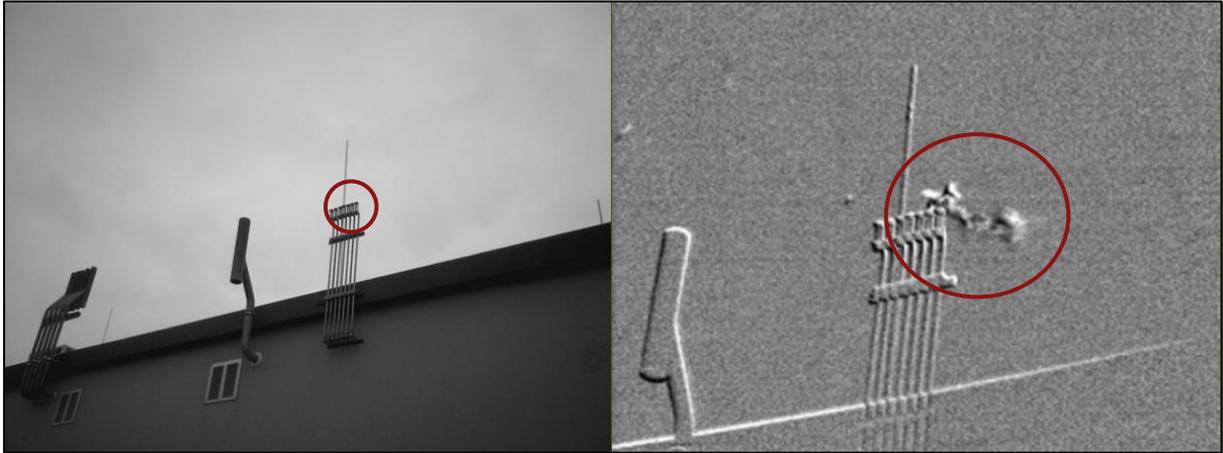


Abbildung 5-1: Methanemission an einem Biogasanalytik-Container

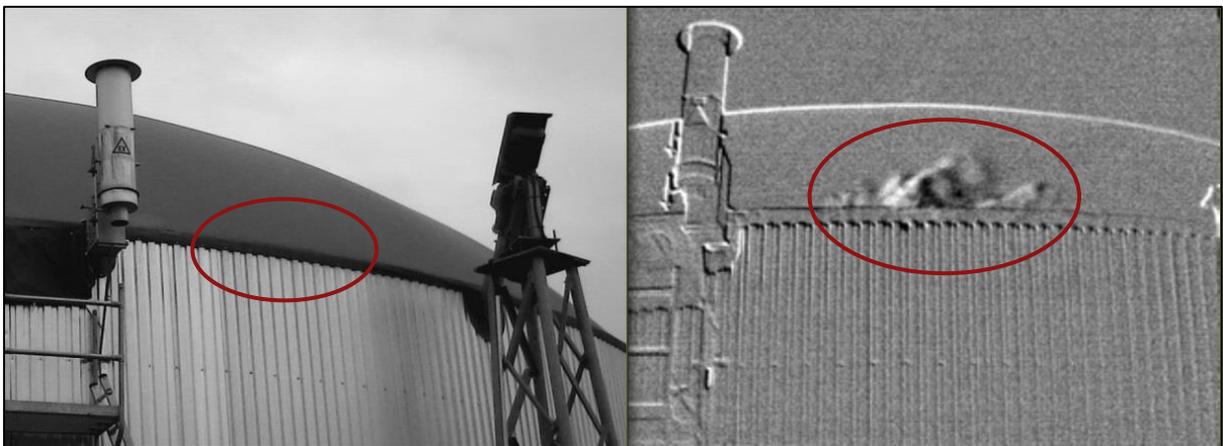


Abbildung 5-2: Methanemission aus einer Leckage am Übergang des Foliendachs zur Behälterwand



Abbildung 5-3: Methanemission aus einer Leckage an der Anzeige für den Biogasfüllstand

Quantifizierung von Emissionsquellen - Gasanalytik

Analytisch wurden die direkt wirksamen Treibhausgase Methan und Lachgas sowie das indirekt wirksame Treibhausgas Ammoniak bestimmt. Die dazu genutzten Methoden sind in Tabelle 5-2 zusammengefasst.

Tabelle 5-2: Eingesetzte analytische Messverfahren

Gas	Probenahme	Messverfahren	Messtechnik	Norm
Methan (CH ₄)	auf < 10 mbar Absolutdruck evakuierte Glasgefäße (Vials)	GC-Verfahren mit Autosampler und FID/ECD	Analyse am Agilent 7890A GC System	VDI 2466 Blatt 1 (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2008)
Lachgas (N ₂ O)				VDI 2469 Blatt 2 (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 2005)
Ammoniak (NH ₃)	Desaga-Pumpe und 2 Waschflaschen	Nasschemisches Verfahren mit Schwefelsäure	photometrische Analyse im Labor mit Nessler- Methode	VDI 2461 Blatt 2 (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 1976) VDI 3496 Blatt 1 (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE, 1982)

Quantifizierung von Emissionsquellen - Volumenstrommessung

Die Volumenstrommessungen wurden mit einem Flügelradanemometer (testo 416, Fa. Testo, Lenzkirch, Deutschland) durchgeführt und die ermittelten Strömungsgeschwindigkeiten auf die innere Querschnittsfläche der Belüftungskanäle bezogen. Begleitend dazu wurden Temperatur und relative Luftfeuchte (GMH 3350, Fa. Greisinger, Regenstauf, Deutschland), Luftdruck (BM 2000, Fa. Ansyco, Karlsruhe, Deutschland) bestimmt. Der Volumenstrom im Normzustand wurde nach folgender Gleichung berechnet:

$$\dot{V}_{i.N.} = \frac{\left(p_{\text{Luft}} - \left(\left(\frac{rF}{100} \right) \cdot 10^{7,19621 - \frac{1730,63}{233,426 + \vartheta}} \right) \right) \cdot 273,15 \text{ K}}{101,325 \text{ kPa} \cdot (273,15 + \vartheta) \text{ K}} \cdot \dot{V}_{\text{mess}}$$

$\dot{V}_{i.N.}$... Volumenstrom im Normzustand	(m ³ _{i.N.} h ⁻¹)
\dot{V}_{mess}	... Volumenstrom im Betriebszustand	(m ³ h ⁻¹)
p_{Luft}	... Luftdruck	(kPa)
ϑ	... Temperatur	(°C)
rF	... relative Luftfeuchte	(%)

Tabelle 5-3: Kenndaten der verwendeten Messtechnik zur Volumenstrombestimmung

	Messbereich	Messgenauigkeit	Einsatzbedingungen
MiniAir64 Macro	0,2 – 20 m s ⁻¹	± (1 % vom Endwert + 1,5 % vom Messwert)	-10 – +80 °C
testo 416	0,6 – 40 m s ⁻¹	± (0,2 m s ⁻¹ + 1,5 % vom Messwert)	-20 – +50 °C
GMH 3350 mit TFS 0100E Sonde	0 – 120 °C 0 – 100 % r. F.	± 0,5 °C ± 2,5 % r. F.	-25 ... +60 °C (Handgriff und Elektronik) -40 ... +120 °C (Sensor-kopf und Sondenrohr)
BM 2000 Luftdrucksensor	90 – 110 kPa	± 0,5 kPa	0 – +40 °C

Quantifizierung von Emissionsquellen – Berechnung der Emissionsraten

Durch die Messung des Volumenstroms und der Massenkonzentration des Zielgases kann dessen Emissionsrate über Formel 1 berechnet werden:

$$E = \frac{c \cdot \dot{V}}{1000}$$

Formel 1

E	Emissionsmassenstrom	g h ⁻¹
c	Massenkonzentration	mg m ⁻³
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ h ⁻¹

Quantifizierung von Emissionsquellen – methodische Umsetzung

Quantifizierung diffuser Undichtigkeiten

Diffuse Undichtigkeiten an der Anlagentechnik wurden durch einen an die Situation angepassten Windtunnel gemessen. Dazu erfolgte die Einhausung einer Leckage mit einem Folienkörper, der über einen Zu- und Abluftkanal verfügte. Der Windtunnel wurde mit einem Niederdruckventilator saugseitig belüftet. Der Volumenstrom wurde nach Möglichkeit so eingestellt, dass sich die Methankonzentration unterhalb von 20 % der unteren Explosionsgrenze von Methan (ca. 0,9 Vol.-%) befindet. Die Messung der Gaskonzentration und des Volumenstroms erfolgten in der Abluft. Die Messmethode ist schematisch und in realisiertem Zustand in Abbildung 5-7 im Falle einer Undichtigkeit am Foliendach eines Fermenters dargestellt.

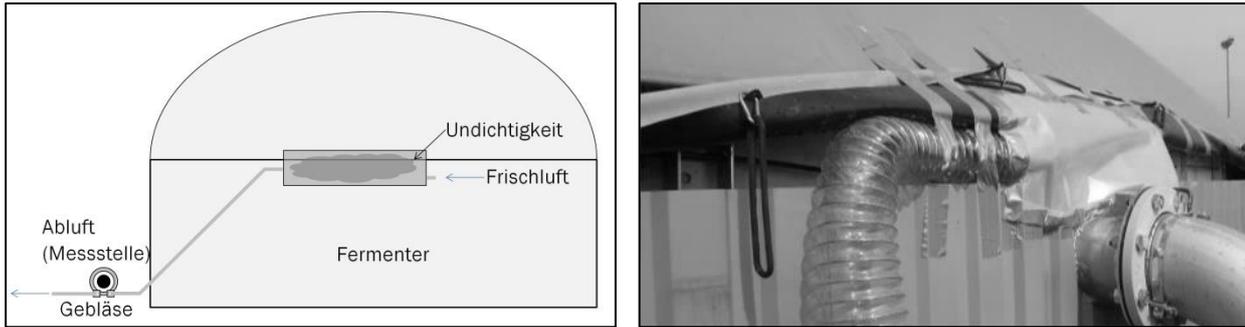


Abbildung 5-4: Mit einem Windtunnel eingehauste Leckage am Foliendach eines Fermenters

Weitere Undichtigkeiten, die mit Hilfe dieser Methodik quantifiziert wurden, lagen z. B. an undichten Seildurchführungen, an der Anzeige des Biogasfüllstandes eines Fermenters (vgl. Abbildung 5-6), einem Auslassventil am Biogasanalysecontainer vor (vgl. Abbildung 5-5).

Quantifizierung nicht gasdichter Gärrestlager

Da die Gärrestoberfläche der nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlager nicht für offene/geschlossene Hauben zugänglich war, wurden die Emissionen mit der in LIEBETRAU u. a. (2013) eingesetzten Methodik bestimmt. Dazu wird der gesamte Kopfraum des Gärrestlagers über einen bestimmten Zeitraum belüftet. Dadurch wird der mit THG-Emissionen aufkonzentrierte Kopfraum des Lagertanks mit Frischluft ausgetauscht und anschließend die Gaskonzentration in der Abluft bestimmt. Die Belüftungsrate lag bei 250 bis 300 m³ h⁻¹. Die Belüftungsdauer richtete sich nach dem Gärrestlagerfüllstand, da hiervon das auszutauschende Luftvolumen abhing. Die Methodik ist in Abbildung 5-8 dargestellt.

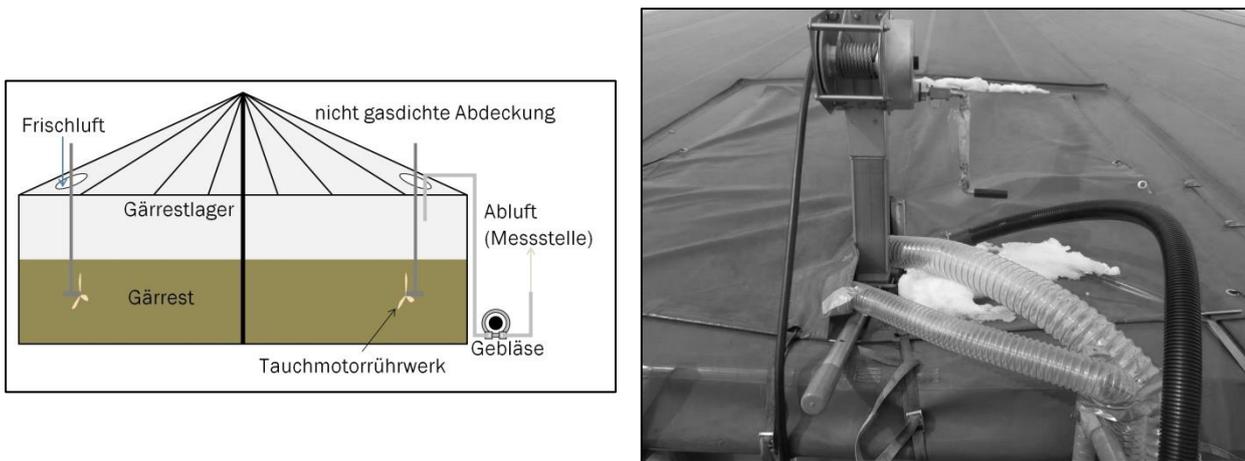


Abbildung 5-5: links im Bild: schematische Darstellung der Methodik für nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager; rechts im Bild: Belüftungsschläuche und beheizter Probenahmeschlauch an der Öffnung zum Tauchmotorrührwerk

Quantifizierung der Tragluftdachdiffusion

Die Messung der Methandiffusion aus zweischaligen Stützluftdächern fand direkt im Abluftkanal der Stützluft statt. Dort erfolgte die Konzentrations- und Volumenstrommessung. Die Methodik ist in Abbildung 5-9 dargestellt.

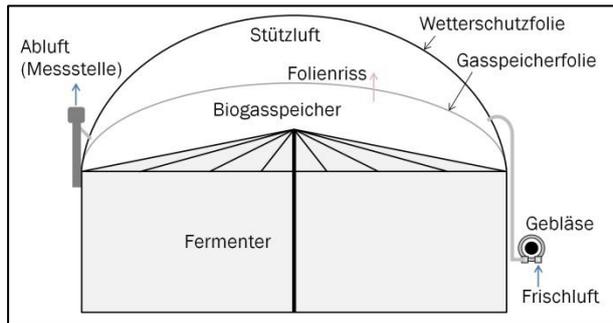


Abbildung 5-6: Messung der Methandiffusion in der Stützluft zweischaliger Biogasdächer

Quantifizierung stationärer bzw. geführter Emissionsquellen

An stationären Emissionsquellen (abgetrennter Kohlendioxidstrom der BGAA) wurden die Methankonzentrationen an allen Anlagen in einem Teilstrom des Abgases gemessen. Die Bestimmung des Volumenstroms erfolgte an Anlage 3 messtechnisch mittels Flügelradanemometer, an Anlage 2 rechnerisch unter Nutzung der Betriebsdaten des Anlagenbetreibers und an Anlage 1 unter Angabe des anlagenseitig vorhandenen Turbinenradzählers.

Über-/Unterdrucksicherungen

Eine messtechnische Erfassung der Methanemissionen aus den Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS) wurde auf den untersuchten Biomethananlagen nicht durchgeführt, da hierzu ein konstruktiver Eingriff an der ÜUDS notwendig gewesen wäre. Daher wurde eine messtechnische Fassung an einer Fremdanlage installiert bei der die ÜUDS so ausgeführt ist, dass keine Veränderungen an der Sicherung selbst durchgeführt werden mussten. Dazu wurde ein Typ ausgewählt, der ein frei abblasendes Rohr aufweist, um die in Abbildung 5-10 schematisch dargestellte Methodik anwenden zu können.

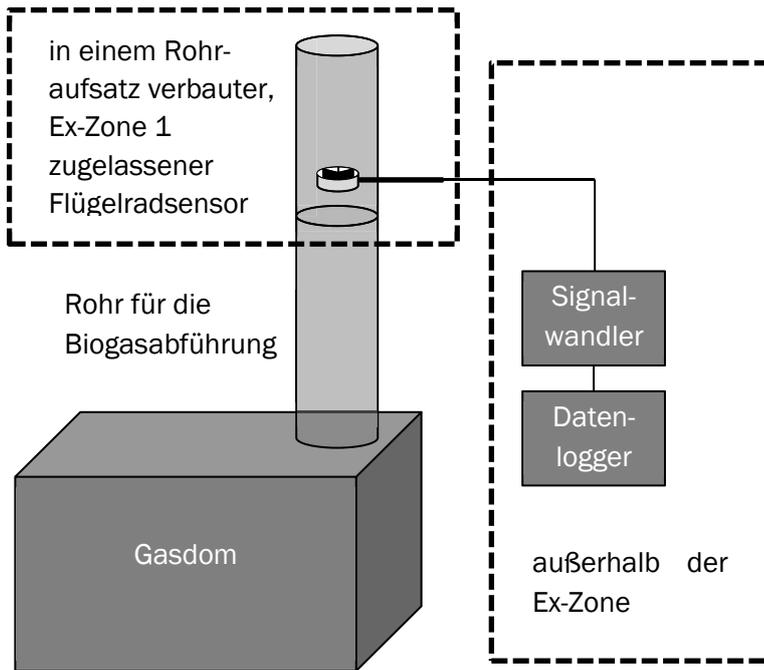


Abbildung 5-7: Schematische Darstellung der Messmethodik zur Quantifizierung austretender Methanemissionen aus ÜUDS

Im Projektverlauf wurden an zwei landwirtschaftlichen Biogasanlagen Untersuchungen hinsichtlich der entweichenden Methanmengen durchgeführt. An Anlage A umfasste der betrachtete Versuchszeitraum insgesamt 106 d und an der Anlage B insgesamt 66 d.

Zur Quantifizierung der entweichenden Methanemissionen wurde ein explosionsgeschützter Flügelradsensor (MiniAir64 Macro, Fa. Schiltknecht Messtechnik AG, Gossau/ZH, Schweiz) eingesetzt (vgl. Tabelle 5-3).

An Anlage A wurde das Flügelradanemometer im unteren Teil eines PVC-Rohres ($d_{\text{innen}} = 150 \text{ mm}$) positioniert (vgl. Abbildung 5-11). Löst die ÜUDS aus, so wird durch das Anemometer die Strömungsgeschwindigkeit des entweichenden Biogases registriert. Damit konnten sowohl das temporäre Auftreten als auch die Volumenströme des Biogases bestimmt werden. Die Strömungsgeschwindigkeiten wurden mit einem Datenlogger aufgezeichnet (LogTrans16-GPRS, Fa. Umwelt- und Ingenieurtechnik GmbH Dresden, Dresden, Deutschland). Für die Parametrierung des Sensors wurde die zugehörige Software SENSOlog in der Version 5.15 verwendet. Zum Abgleich der Ereignisse mit den gesammelten Datensätzen wurde dem Personal der Biogasanlage eine Liste übergeben, in der sie besondere Vorkommnisse, wie z. B. BHKW Ausfälle, zu vermerken hatten. Zur Berechnung des austretenden Methanmassenstroms wurden folgende Annahmen getroffen:

- Methankonzentration im Biogas anhand der Gasanalyse der Biogasanlage (54 % CH_4 , einmalige Messung vor dem Eintritt in das BHKW)
- Biogastemperatur 40 °C
- Biogas wasserdampfgesättigt (r. F. 100 %, Annahme)
- Luftdruck anhand der nächstgelegenen Wetterstation

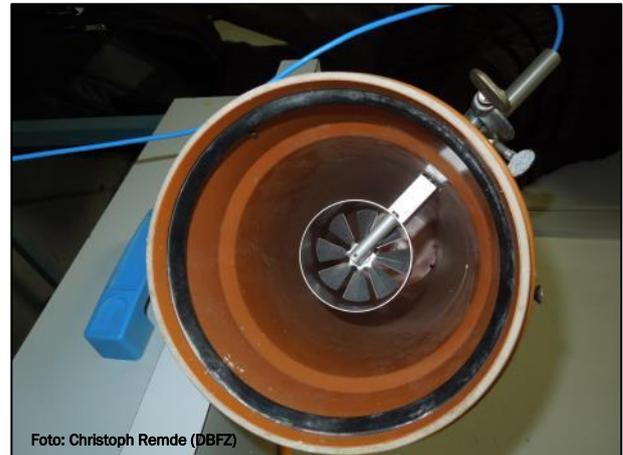
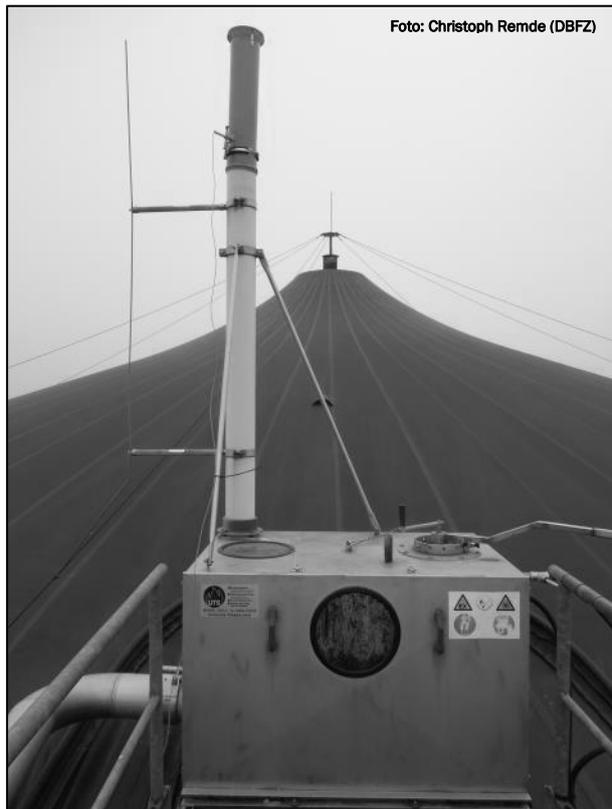


Abbildung 5-8: Rohraufsatz mit integriertem explosionsgeschütztem Flügelradanemometer, installiert an ÜUDS der Anlage A

Im Rahmen der Versuchsphase an Anlage A wurden einige Optimierungspotenziale am Versuchsaufbau identifiziert. Diese umfassen im Wesentlichen folgende Punkte:

- direkte Verbindung des Gasdomes der ÜUDS mit einem Wartungsschacht und einem daran anhängenden Tauchmotorrührwerk
→ durch periodisch aktive Tauchmotorrührwerke übertragen sich Vibrationen auf den Abgaskamin der ÜUDS und erzeugen ein Fehlsignal am Flügelradsensor
- keine Verfügbarkeit wichtiger Betriebsdaten (insbesondere Differenzdrücke des gasführenden Systems)
→ da Über- und Unterdrücke über den Abgaskamin der ÜUDS ausgeglichen werden, konnte so nicht mit letzter Sicherheit festgestellt werden, ob es sich um Über- oder Unterdruckereignisse handelte
- keine kontinuierliche Klimadatenerfassung (Temperatur, Luftdruck, relative Luftfeuchte)

Daher wurde zur Optimierung des Messaufbaus eine zweite Messung an einer anderen landwirtschaftlichen Biogasanlage (Anlage B) initiiert. Zunächst wurden dazu Kriterien festgelegt, die eine Anlage für eine Methanemissionsmessung unbedingt erfüllen sollte.

Diese umfassten im Wesentlichen folgende zwei übergeordnete Punkte:

- Art der ÜUDS
 - separater Über-/Unterdruckausgleich
 - Aufwand für Einbau der Messtechnik
 - kein Anbindung zu Rührwerken oder sonstigen Überträgern von Vibrationen
- Betriebsdaten
 - Aufzeichnung und möglicher Zugriff auf Betriebsdrücke und Biogasfüllstände
 - Einblick in das Betriebstagebuch (Substrate, Beschickungsintervalle Betriebsstörungen)
 - BHKW-Betriebszustand (Leistung/Auslastung)

Nachdem die Auswahl der Anlage erfolgte, wurde zusätzlich zum Flügelradanemometer ein explosionsgeschützter Temperatursensor (GTF 103-Ex; Fa. Greisinger, Regenstauf, Deutschland) beschafft und mit in den Messaufbau integriert. Zudem konnte direkt an der ÜUDS stichprobenhaft die Methankonzentration im Fermenter bestimmt werden. Der Messaufbau ist in Abbildung 5-12 dargestellt.



In der Überdrucksicherung installierte Auslöseerfassung

- Installation im Abblaserohr der Überdrucksicherung
- Temperatur- und Flügelradsensor (Ex-Zone 1)
- Messung des entweichenden Biogasnormvolumenstroms
- stichprobenhafte Messung der Methankonzentration im Fermenter
- kontinuierliche Erfassung, der
 - entweichenden Biogasmengen
 - Dauer der Auslösezeiträume
- Integration der Ansprechkurven → entweichendes Gesamtvolumen an Methan

Abbildung 5-9: An einer ÜUDS der Anlage B installierter Rohraufsatz mit integriertem explosionsgeschützten Flügelrad- und Temperatursensor

Neben der Aufzeichnung der Auslösungen an der ÜUDS wurde ein Klimadatenlogger (SD 700, Fa. Extech Instruments, Nashua, USA) auf dem Anlagengelände platziert, um die Temperatur- und Luftdruckschwankungen im Tagesverlauf zu registrieren. Zur Berechnung des austretenden Methanmassenstroms wurden folgende Daten herangezogen:

- Methankonzentration im Biogas anhand einer stichprobenartigen Gasanalyse mit dem Biogasmonitor BM 2000 (50 % CH₄, dreimalige Messung direkt an der betrachteten ÜUDS)
- Biogastemperatur gemäß installierten, ex-geschützten Temperatursensor
- Biogas wasserdampfgesättigt (r. F. 100 %, Annahme)
- Luftdruck anhand Klimadatenlogger

Quantifizierung von Emissionsquellen – Emissionsfaktoren

Da die gemessenen Massenströme nur eine begrenzte Aussagekraft über die tatsächlichen Methanemissionen einer Biogasanlage haben, müssen diese in Relation zur betrachteten Anlage gebracht werden.

Im Fall der betrachteten Biomethananlagen wurde das tatsächlich eingespeiste Biomethanvolumen als Bezugspunkt ausgewählt, da dies den nutzbaren Energieträger darstellt. Für jede Messphase wurde vom Betreiber das eingespeiste Biomethanvolumen zur Verfügung gestellt. In Verbindung mit der Zeitdauer wurde nach Formel 2 der durchschnittliche Biomethanvolumenstrom der jeweiligen Messphase bestimmt.

$$\dot{V} = \frac{V_{CH_4}}{t_{MP}} \quad \text{Formel 2}$$

\dot{V}	mittlerer Biomethanvolumenstrom	m ⁻³ h ⁻¹
V_{CH_4}	eingespeistes Biomethanvolumen	m ⁻³ i. N. (tr.)
t_{MP}	Dauer der Messphase	h

Der Methanemissionsfaktor wurde nach Formel 3 in % CH₄-Verlust ausgedrückt.

$$EF_{CH_4} = \frac{E_{CH_4}}{\rho_{CH_4} \cdot \dot{V}} \cdot 100 \quad \text{Formel 3}$$

EF_{CH_4}	Methanemissionsfaktor	% CH ₄
E_{CH_4}	Methanemissionsmassenstrom	g h ⁻¹
ρ_{CH_4}	Dichte Methan	g m ⁻³
\dot{V}	mittlerer Biomethanvolumenstrom	m ⁻³ h ⁻¹

Die Ammoniak und Lachgasemissionsfaktoren wurden nach Formel 4 in g m⁻³ CH₄ ausgedrückt.

$$EF_{NH_3/N_2O} = \frac{E_{NH_3/N_2O}}{\dot{V}} \quad \text{Formel 4}$$

EF_{NH_3/N_2O}	Methanemissionsfaktor	g m ⁻³ CH ₄
E_{NH_3/N_2O}	Methanemissionsmassenstrom	g h ⁻¹
\dot{V}	mittlerer Biomethanvolumenstrom	m ⁻³ h ⁻¹

Das Kohlendioxidäquivalent wurde im Sinne der Vergleichbarkeit mit denselben Treibhausgaspotenzialen wie in LIEBETRAU u. a. (2012) nach Formel 5 berechnet. Dabei wird Ammoniak als indirekt wirksames Treibhausgas berücksichtigt, von dessen emittierenden Massenstrom angenommen wird, dass 1 % in der Atmosphäre in Lachgas umgewandelt wird (MOSIER u. a., 1998).

$$EF_{\text{CO2-eq}} = \frac{(E_{\text{CH}_4} \cdot \text{GWP}_{\text{CH}_4}) + (E_{\text{N}_2\text{O}} \cdot \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}) + (E_{\text{NH}_3} \cdot \text{GWP}_{\text{NH}_3})}{\dot{V}} \quad \text{Formel 5}$$

E	Emissionsmassenstrom	g h^{-1}
GWP	Treibhausgaspotenzial	
	($\text{CH}_4 = 25$; $\text{N}_2\text{O} = 298$; $\text{NH}_3 \approx 3$)	
\dot{V}	mittlerer Biomethanvolumenstrom	$\text{m}^3 \text{h}^{-1}$

Messunsicherheit der Vor-Ort-Methode

Die wesentliche Messunsicherheit der Vor-Ort-Methode ist systematisch bedingt. Mit zunehmender Anlagengröße wird es immer schwieriger alle Emissionsquellen vollständig zu identifizieren und zu quantifizieren. Da Biomethananlagen aufgrund der spezifischen Biogasaufbereitungskosten i. d. R. als vergleichsweise große Anlagen konzipiert sind, ist eine Anwendung der Vor-Ort-Methode auf solchen Anlagen deutlich komplexer und aufwendiger als auf einer 500 kW Standard-Vor-Ort-Verstromungsanlage. Insbesondere an BMA II konnten aufgrund der sehr hohen Anzahl von Emissionsquellen (Leckagen, nicht gasdichte Gärrestlager, häufig aktive ÜUDS, Fest-Flüssig-Separation, Methanverlust der Biogasaufbereitungsanlage) nur stichprobenhafte Messungen an vereinzelt Emissionsquellen durchgeführt werden. Aufgrund der nicht vollständig durchführbaren Messungen ist demnach nur eine sehr begrenzte Aussage zur Gesamtemissionsrate dieser Anlage auf Basis der Vor-Ort-Methode möglich. Diese systematische Messunsicherheit bildet den entscheidenden Faktor für die Gesamtunsicherheit der Vor-Ort-Methode. Daher wurden die Ergebnisse der einzelnen Messphasen nicht gemittelt, sondern einzeln dargestellt.

Die angegebenen Messunsicherheiten beziehen sich auf den Größtfehler der Einzelmessungen. Anhand der Berechnung des Emissionsmassenstroms gehen nach Formel 6 die Unsicherheiten der Konzentrationsmessung und der Volumstrommessung ein.

$$\Delta E = \left| \frac{\dot{V}}{1000} \right| \cdot \Delta c + \left| \frac{c}{1000} \right| \cdot \Delta \dot{V} \quad \text{Formel 6}$$

ΔE	Messunsicherheit Emissionsmassenstrom	g h^{-1}
c	Massenkonzentration	mg m^{-3}
\dot{V}	Volumenstrom	$\text{m}^3 \text{h}^{-1}$
Δc	Messunsicherheit Massenkonzentration	mg m^{-3}
$\Delta \dot{V}$	Messunsicherheit Volumenstrom	$\text{m}^3 \text{h}^{-1}$

Als Unsicherheiten werden die herstellerseitig angegebenen Messgerätefehler der verwendeten Messtechnik und der Vertrauensbereich der gemessenen Messreihen für die Berechnung angesetzt.

5.3.2 Ergebnisse der Vor-Ort-Messungen

Biomethananlage I

Qualitative Betrachtung durch die Anlagenbegehung

Im Verlauf jeder Messphase wurde zunächst immer eine Anlagenbegehung zur Identifizierung der zu messenden, diffusen Leckagen durchgeführt. Dabei konnten über alle Messphasen hinweg folgende, kleine Undichtigkeiten festgestellt werden:

- zwei Leckagen am Übergang des Foliendachs zur Behälterwand
- eine Leckage an der Füllstandsanzeige eines Biogasspeichers (vgl. Abbildung 5-6)
- drei nicht ausreichend eingefettete Seildurchführungen
- über ein Überdruckventil emittierender Biogasteilstrom aus dem Container der Biogas-analytik.

Die dabei gemessenen Konzentrationen lassen aufgrund der unbekanntem Volumenströme jedoch keine Rückschlüsse auf den Umfang der Emissionen zu.

Die örtlich bekannten Emissionsquellen umfassten folgende Messstellen:

- CO₂-Abgasstrom der BGAA
- Methandiffusion durch die Stützluftdächer der gasdichten Behälter
- offener Container für die Gärrestabholung
- ÜUDS

Umfang der Quantifizierungsmessungen

Bei BMA I handelte es sich um die mit Abstand kleinste Biomethananlage (vgl. Abschnitt 5.1). Daher konnten bei dieser Anlage die meisten gefundenen Emissionsquellen auch quantifiziert werden. Einen Überblick darüber gibt Tabelle 5-4.

Tabelle 5-4: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA I

Komponente	potenzielle Emissionsquelle	messtechnische Fassung		
		MP I	MP II	MP III
Fermenter	Leckagen	gemessen: - 1x Übergang Behälterwand zur Dachfolie - 1x Seildurchführung nicht gemessen: - 1x Seildurchführung	gemessen: - 2x Übergang Behälterwand zur Dachfolie	gemessen: - 1x Übergang Behälterwand zur Dachfolie - 1x Seildurchführung
	Methandiffusion der Stützluft	keine messtechnische Fassung	alle Stützluftstutzen gemessen	

Komponente	potenzielle Emissionsquelle	messtechnische Fassung		
		MP I	MP II	MP III
	ÜUDS	keine messtechnische Fassung		
Gärrestlager (gasdicht)	Leckagen		nicht gemessen: - 1x Seildurchführung	gemessen: - 1x an der Füllstandsmessung des Gasspeichers
	Methandiffusion der Stützluft	keine messtechnische Fassung	alle Stützluftstutzen gemessen	
	ÜUDS	keine messtechnische Fassung		
Gärrestcontainer	diffus emittierend	gemessen durch Einhausung des Containers		
Biogasheizkessel	Methanschlepp im Abgas	gemessen (nicht nachweisbar)	keine messtechnische Fassung	
Biogasanalyse	Biogasstrom aus Analysecontainer; emittierend aus Überdruckventil	keine messtechnische Fassung		gemessen am Überdruckventil
BGAA	Methanverlust im Kohlendioxidstrom	keine messtechnische Fassung	Methankonzentration im Abluftkanal gemessen	
Verdichterstation	diffuse Methanverluste bei der Verdichtung	qualitativ nicht nachweisbar	keine messtechnische Fassung	
	Methanverluste durch Überdruckventil im Wartungsfall	keine messtechnische Fassung		

Ergebnisse der Emissionsmessungen

Die Ergebnisse der insgesamt drei Messphasen an BMA I sind in Tabelle 5-5 dargestellt. Mit der Vor-Ort-Methode waren über alle Messungen hinweg nur sehr geringe THG-Emissionen und diese nahezu vollständig in Form von Methan nachweisbar.

Tabelle 5-5: BMA I – MP I (September 2012, April 2013, Juli 2013)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄			EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄			EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄			EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄			
	Messphase	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Fermenter		0,01*	0,02	0,01	nn	nn	nn	nn	nn	nn	1,7	3,0	2,6
Gärrestlager (gasdicht)		nn*	0,03	0,02	nn	nn	nn	nn	nn	nn	nn	4,8	3,6
Gärrestcontainer (offen)		< 0,01	< 0,01	< 0,01	nn	nn	nn	< 0,01	< 0,01	nn	< 0,1	0,2	0,1

Komponente Messphase	EF CH ₄ % CH ₄			EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄			EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄			EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Biogasheizkessel	nn	ng	ng	nn	ng	ng	nn	ng	ng	nn	ng	ng
Biogasanalyse	ng	ng	0,02	ng	ng	nn	ng	ng	nn	ng	ng	2,9
BGAA	ng	0,07	0,08	ng	ng	nn	ng	ng	nn	ng	13,2	13,7
Gesamtemission	0,01	0,12	0,13	nn	nn	nn	< 0,01	< 0,01	nn	1,7	21	22,8

ng = nicht gemessen; nn = nicht nachweisbar; * = ohne Berücksichtigung der Stützluftdiffusion

Tabelle 5-6: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA I

Messphase	Biomethaneinspeisung m ³ h ⁻¹ i. N. CH ₄
I	600
II	527
III	564

Methanemissionen waren im Wesentlichen auf den Methanverlust im abgetrennten CO₂-Strom der BGAA, einem aus der Biogasanalyse an die Atmosphäre abgeführten Biogasteilstrom (vgl. Abbildung 5-6) und kleineren Leckagen sowie der Methandiffusion aus den Stützluftdächern der gasdichten Behälter. Einen Überblick über die Verteilung der Methanemissionen aus den einzelnen Quelltypen gibt Abbildung 5-13.

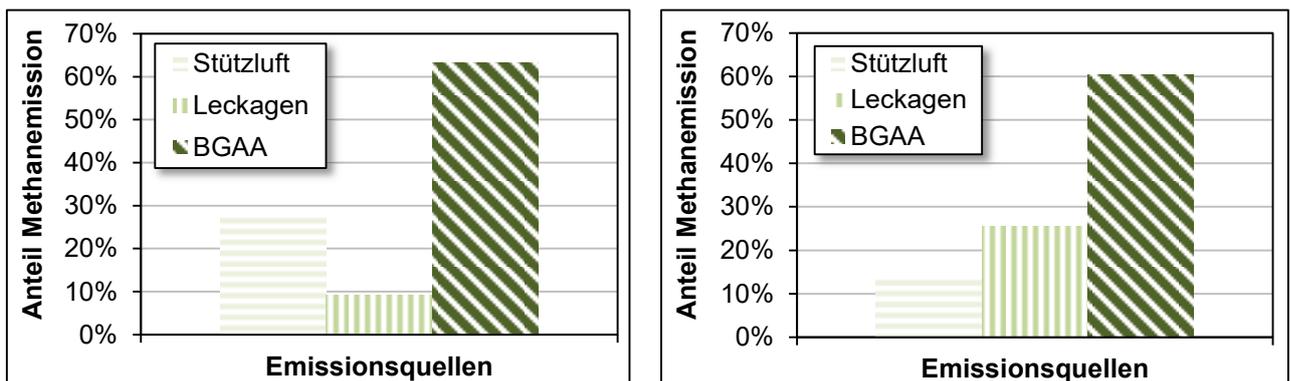


Abbildung 5-10: Beitrag der Quelltypen Leckagen, Stützluft und BGAA zur Gesamtmethanemission in Messphase II (links) und Messphase III (rechts)

Der Methanverlust aus der BGAA erzeugt demnach ca. 60 % der mit der Vor-Ort-Methode gemessenen Methanemissionen. Dies entspricht einen absoluten Methanverlust in Höhe von 0,07 – 0,08 % CH₄. Während der ersten Messphase konnten die Vor-Ort-Messungen nur durch eine Person durchgeführt werden, so dass keine vollständige Emissionsmessung der Anlage erfolgte. Der Methanverlust aus der BGAA blieb in dieser Messphase daher auch unberücksichtigt, da an der Messstelle zwar ein stationärer Flammionisationsdetektor installiert war, dieser lieferte jedoch keine plausiblen Messergebnisse,

weshalb die Komponente BGAA in Tabelle 5-5 für Messphase I als nicht gemessen gewertet wurde. Da es sich bei der BGAA um eine drucklose Aminwäsche handelt, die Technologie mit den zurzeit geringsten Methanverlusten (Herstellerangabe: Methanverlust < 0,1 % CH₄), fallen die sonstigen diffusen Methanemission der Anlagentechnik entsprechend gering aus. Die diffusen Methanverluste aus Undichtigkeiten haben in der zweiten bzw. dritten Messphase jeweils 9 bzw. 26 % Anteil an der Gesamtmethanemission und die Stützluftdiffusion 28 bzw. 14 %. Die Methanemissionen aus der Biogasanalyse wurden erst im Rahmen der dritten Messphase identifiziert und daher in den ersten beiden Messphasen ebenfalls nicht gemessen. Im Abgas des Biogasheizkessels konnten keine Methanemissionen nachgewiesen werden. Es konnten keine Lachgasemissionen und sehr geringe Ammoniakemissionen nur am offenen Gärrestcontainer der Anlage nachgewiesen werden. In Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15 sind die Ergebnisse der zweiten und dritten Messphase (vgl. Tabelle 5-5) hinsichtlich der gemessenen Methanemissionen grafisch dargestellt. Neben dem Emissionsfaktor für Methan sind auch die zugehörigen Massenströme samt Messunsicherheit (Konzentrations- und Volumenstrommessung) dargestellt.

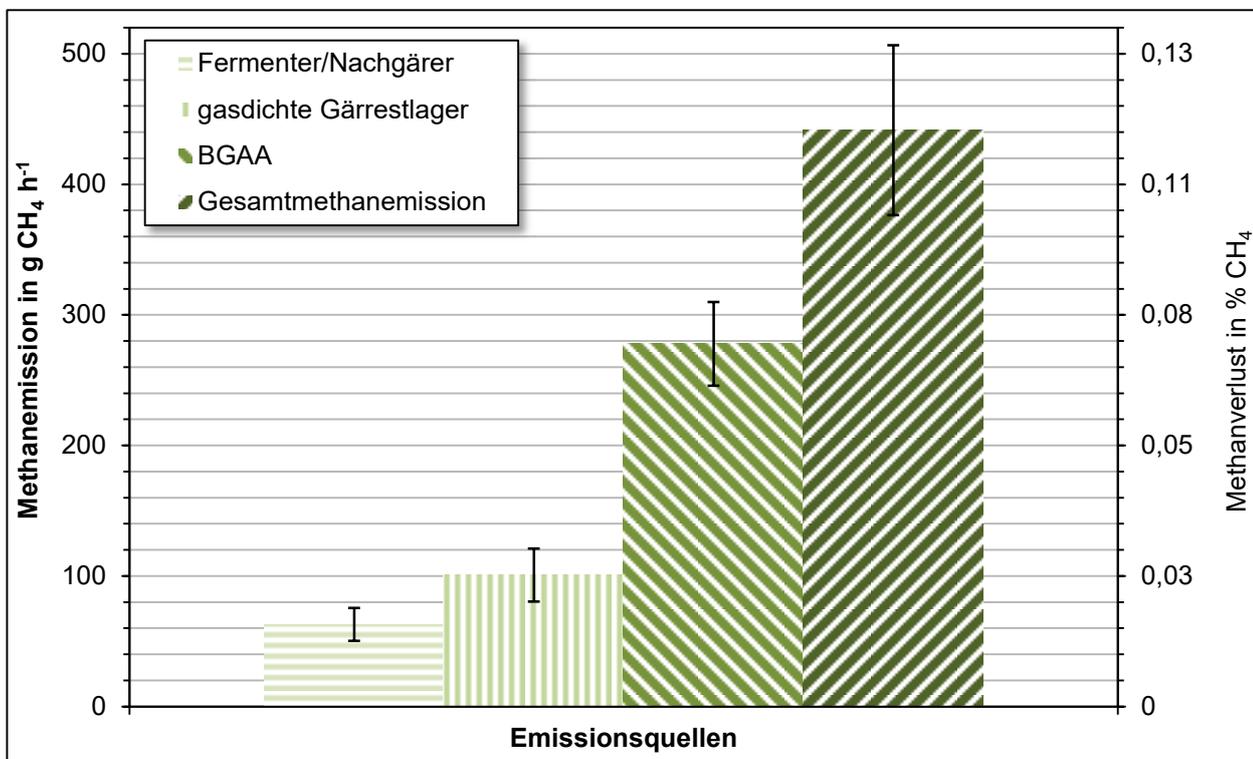


Abbildung 5-11: Methanemissionen mit Quellzuordnung in MP II der BMA I

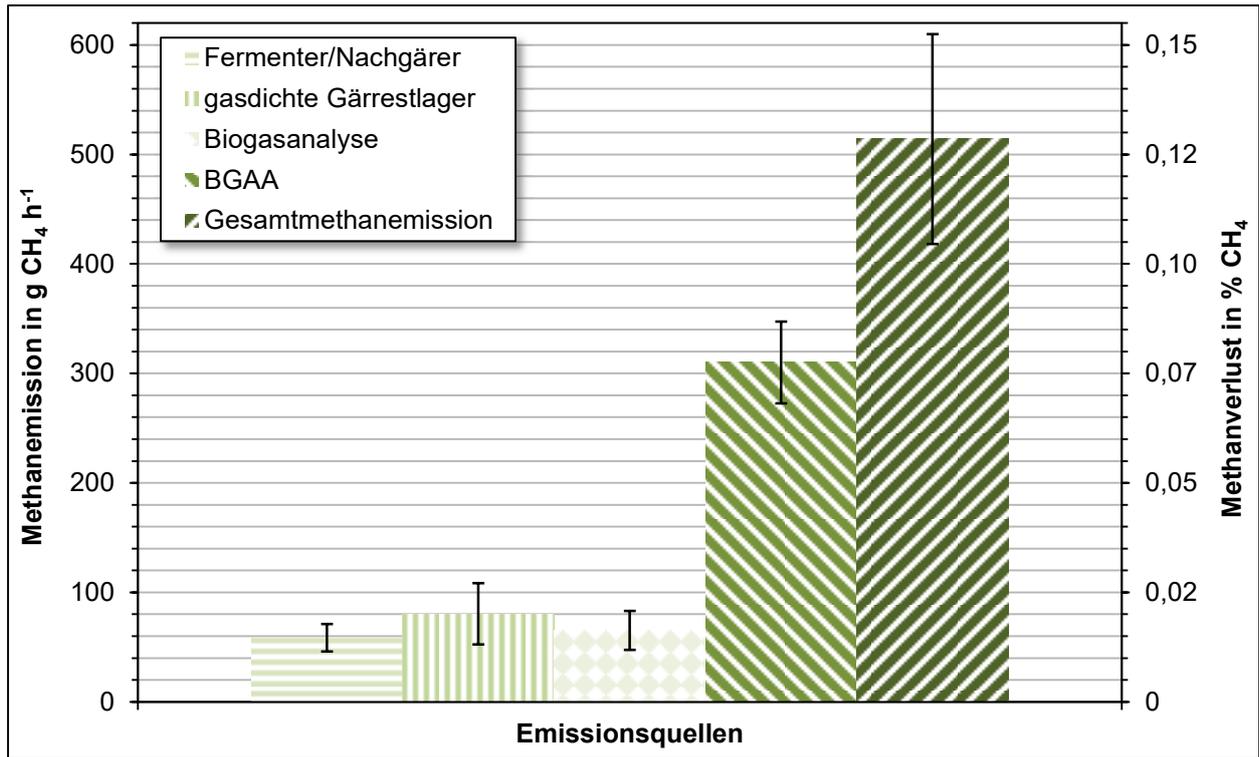


Abbildung 5-12: Methanemissionen mit Quellzuordnung in MP III der BMA I

Biomethananlage II

Qualitative Betrachtung durch die Anlagenbegehung

Im Verlauf jeder Messphase wurde zunächst immer eine Anlagenbegehung zur Identifizierung der zu messenden, diffusen Leckagen durchgeführt. Dabei konnten über alle Messphasen hinweg folgende Leckagen festgestellt werden:

- eine schwerwiegende und drei geringfügige Leckagen am Übergang des Foliendachs zur Behälterwand an den Fermentern (vgl.

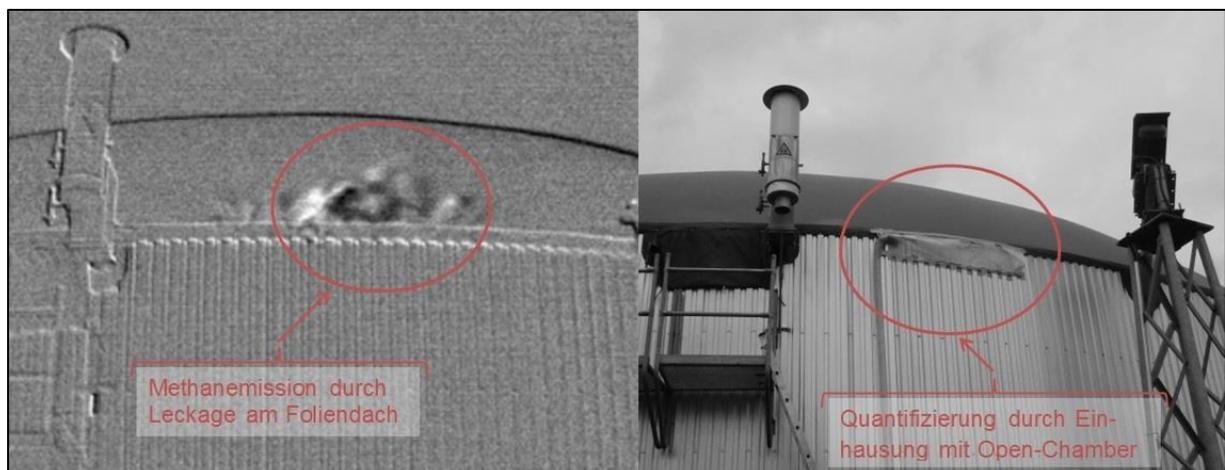


Abbildung 5-13: Leckage am Übergang der Dachfolie zur Behälterwand eines Fermenters

- mehrere (nicht abzählbar), z. T. schwerwiegende Leckagen am Übergang des Foliendachs zur Behälterwand an allen Nachgärern sowie eine Leckage an der Dachspitze eines Nachgärers
- zwei Leckagen an den Mannlöchern der Nachgärer

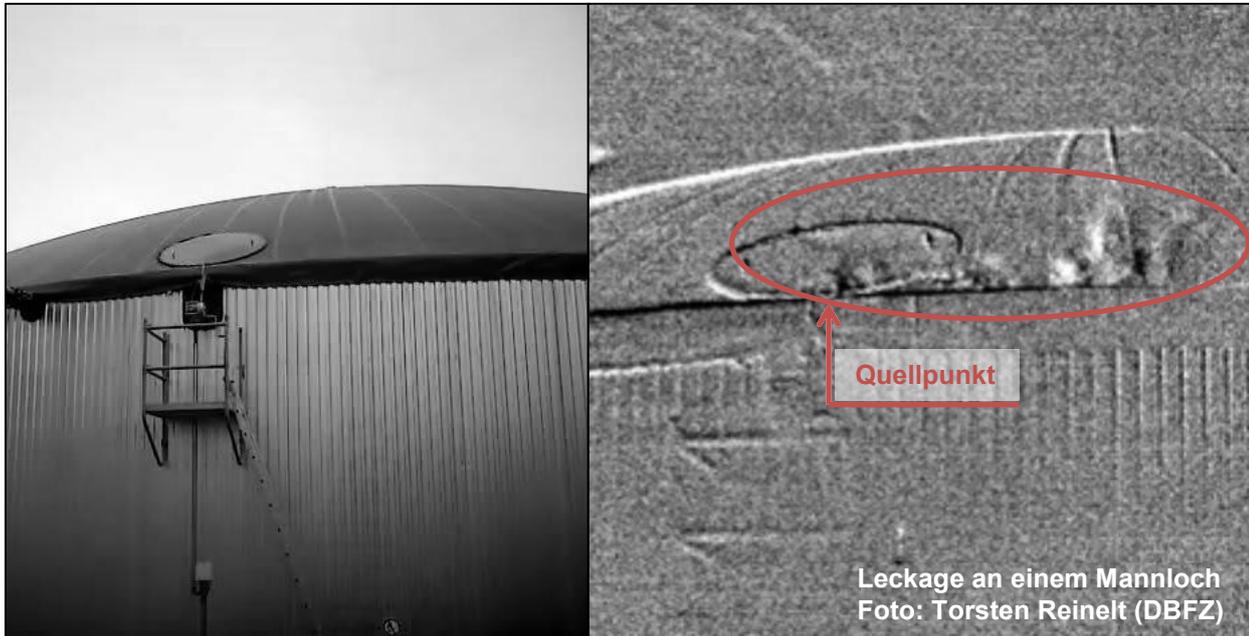


Abbildung 5-14: Leckage an einem Mannloch eines Nachgärers



Abbildung 5-15: Gesamt betrachtung von Leckagen an einem Nachgärer

- nicht ausreichend eingefettete Seildurchführungen (nicht abzählbar)
- über ein Überdruckventil emittierender Biogasteilstrom aus dem Container der Biogas-analytik (vgl. Abbildung 5-4)

Die örtlich bekannten Emissionsquellen umfassten folgende Messstellen:

- CO₂-Abgasstrom der BGAA
- Methandiffusion durch die Stützluftdächer der gasdichten Behälter
- Betrieb der Gärrestseparation und Lagerung des festen Gärückstandes

- Nicht gasdichte Gärrestlager und Vorlagebehälter (zur Lagerung der Flüssigphase aus der Gärrestseparation)
- ÜUDS

Umfang der Quantifizierungsmessungen

Bei BMA II handelte es sich hinsichtlich der Anlagenleistung um die zweitgrößte Biomethananlage (vgl. Abschnitt 5.1). Allerdings verlangte die Anlage aufgrund der eingesetzten Anlagentechnik (zahlreiche Fermenter/Nachgärer, nicht gasdichte Gärrestlager) und des Emissionszustandes (zahlreiche Leckagen) die umfangreichsten Quantifizierungsmessungen. Außerdem sind die Gärrestlager nicht gasdicht abgedeckt und Fest-Flüssig-Separationseinheiten mit nicht gasdichten Lagerbehältern für die abgetrennte Flüssigphase installiert. Daraus ergibt sich eine vergleichsweise hohe Anzahl potenzieller Emissionsquellen. Daher konnte BMA II mit der Vor-Ort-Methode nicht vollständig untersucht werden. Einen Überblick über den Umfang der durchgeführten Messungen gibt Tabelle 5-7.

Tabelle 5-7: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA II

Komponente	potenzielle Emissionsquelle	messtechnische Fassung				
		MP I	MP II	MP III	MP IV	MP V
Fermenter	Leckagen	- keine messtechnische Fassung	gemessen: - 1x Übergang Behälterwand zur Dachfolie			- keine messtechnische Fassung
	Methandiffusion der Stützluft	- 2 Stützluftstutzen gemessen	keine messtechnische Fassung, da vernachlässigbare THG-Emissionen (ggf. abschätzbar durch Berechnung)			
	Über-/Unterdruck-sicherung	keine messtechnische Fassung				
Nachgärer	Leckagen	gemessen: 2x Übergang Behälterwand zur Dachfolie	gemessen: - 2x an offener ÜUDS	keine messtechnische Fassung	gemessen: - 2x an offener ÜUDS	keine messtechnische Fassung
	ÜUDS	keine messtechnische Fassung				
Gärrestlager (nicht gasdicht)	diffus emittierend	gemessen: - 6x an Rührwerksführung	gemessen: - 4x an Rührwerksführung	gemessen: - 6x an Rührwerksführung	gemessen: - 4x an Rührwerksführung	gemessen: - 1x an Rührwerksführung
Vorlagebehälter (nicht gasdicht)	diffus emittierend	keine messtechnische Fassung, da dort nur Lagerung der abgetrennten Flüssigphase aus der Gärrestseparation erfolgte und die THG-Emissionen als vernachlässigbar gering bewertet wurden				
Fest- Flüssig-Separation	Separator im Betriebszustand	keine messtechnische Fassung, da THG-Emissionen im Vergleich zu den restlichen Gesamtemissionen der Anlage als vernachlässigbar gering				

Komponente	potenzielle Emissionsquelle	messtechnische Fassung				
		MP I	MP II	MP III	MP IV	MP V
	abgetrennter Feststoff	bewertet wurden				
	Flüssigphase in nicht gasdichten Vorlagebehältern					
Biogasanalyse	Biogasstrom aus Analysecontainer; emittierend aus Überdruckventil	keine messtechnische Fassung				- gemessen am Überdruckventil
BGAA	Methanverlust im Kohlendioxidstrom	Methankonzentration im Abluftkanal gemessen	keine messtechnische Fassung	Methankonzentration im Abluftkanal gemessen		
Verdichterstation	diffuse Methanverluste bei der Verdichtung	keine messtechnische Fassung				- gemessen am Abluftkanal des Verdichters
	Methanverluste durch Überdruckventil im Wartungsfall	keine messtechnische Fassung				

Im Rahmen der ersten Begehungen im Jahr 2012 wurde ersichtlich, dass der hauptsächliche Anteil der THG-Emissionen aus Undichtigkeiten der Fermenter und Nachgärer sowie den nicht gasdichten Gärrestlagern entweicht. Daher wurde sich im Rahmen der Vor-Ort-Messungen auf diese Emissionsquellen konzentriert um einen bestmöglichen Vergleich der Ergebnisse mit den Fernmessungen zu ermöglichen. Die Gärrestseparation wurde im Verlauf der Emissionsmessphase nur sehr unspezifisch eingesetzt und daher vernachlässigt. Laut Betreiberangaben wurden die beiden größten Undichtigkeiten an den Fermentern inzwischen durch Reparaturarbeiten behoben. Mit der Vor-Ort-Methode war über die einzelnen Messphasen hinweg eine jahreszeitliche Schwankung der THG-Emissionen nachweisbar. Tabelle 5-7 bis Tabelle 5-9 geben die resultierenden Emissionsfaktoren bezogen auf die in der jeweiligen Messphase eingespeiste Biomethanmenge an.

Tabelle 5-8: BMA II – MP I und MP II (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄		EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Fermenter/ Nachgärer	0,05	0,69	nn	nn	ng	ng	8,9	124,4
Gärrestlager (nicht gasdicht)	0,03	0,23	nn	< 0,01	0,05	0,1	5,8	43,6

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄		EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄	
BGAA	0,04	0,04	nn	nn	< 0,01	0,02	7,1	7,0
Gesamt- emission	0,12	0,96	nn	< 0,01	0,05	0,12	21,9	175,1

Tabelle 5-9: BMA II – MP III und MP IV (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄		EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄	
	III	IV	III	IV	III	IV	III	IV
Fermenter/ Nachgärer	0,03	0,64	nn	nn	ng	ng	5,6	114,6
Gärrestlager (nicht gasdicht)	0,19	0,03	0,04	< 0,01	0,06	0,04	46,7	8,1
BGAA	ng	0,05	ng	nn	ng	0,05	ng	9,7
Gesamt- emission	0,22	0,72	0,04	< 0,01	0,06	0,1	52,3	132,4

Dabei wurden nur die tatsächlich durchgeführten Messungen an den einzelnen Anlagenkomponenten aufsummiert. Anhand der gemessenen Emissionsfaktoren und unter Anwendung bestimmter Annahmen wurden die Methanemissionen der Anlagenkomponenten auf die Gesamtanlage hochgerechnet. Die daraus folgenden Resultate samt Messunsicherheiten sind in Abbildung 5-19 bis Abbildung 5-21 dargestellt. Bei der Interpretation der Emissionsfaktoren ist zu beachten, dass in den einzelnen Messphasen unterschiedlich viele Emissionsquellen erfasst wurden und auch die eingespeisten Biomethanmengen leichten Schwankungen unterlagen. Diese sind in Tabelle 5-9 zusammengefasst.

Tabelle 5-10: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA II

Messphase	Biomethaneinspeisung m ³ h ⁻¹ i. N. CH ₄
I	1.670
II	1.690
III	1.700
IV	1.870
V	1.870

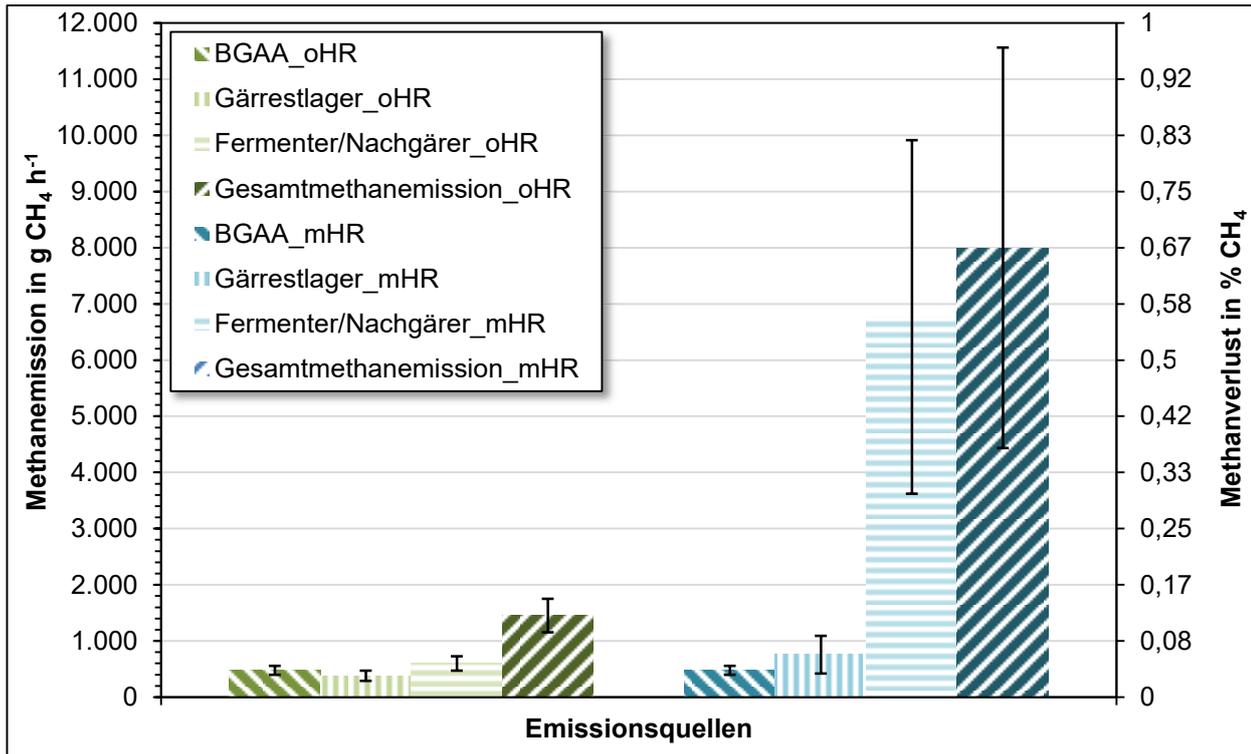


Abbildung 5-16: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP I

Die Ergebnisse der Vor-Ort-Methode für die Messphase I im März 2013 sind in Abbildung 5-19 mit und ohne Hochrechnung der Ergebnisse dargestellt. Zu diesem Zeitpunkt herrschte ein nachhaltiger Wintereinbruch, verbunden mit Temperaturen um die 0 °C und Schneefall. Alle Gärrestlager waren in diesem Zeitraum vollständig befüllt. Da nur ein Teil der Anlage aus messtechnischer und zeitlicher Sicht für die Vor-Ort-Methode zugänglich war, ist eine Hochrechnung der Messergebnisse auf die Gesamtmethanemission der Anlage notwendig. An jeweils der Hälfte der Gärrestlager und der Nachgärer wurden Emissionsmessungen durchgeführt und die Ergebnisse gemittelt. Im Falle der Gärrestlager wurde der Mittelwert auf die verbleibenden Behälter hochgerechnet. Bei den Nachgärern wurde anhand der durchgeführten Messungen eine spezifische Methanemission bezogen auf einen Meter Dachumfang berechnet. Anhand der Visualisierung der Methanemissionen mit Hilfe einer Infrarotgaskamera wurde der emissionsaktive Umfang der Nachgärer abgeschätzt (Annahme: 25 % Unsicherheit der Abschätzung) und mit der gemessenen, spezifischen Methanemission hochgerechnet. Daraus ergibt sich eine sehr hohe Ergebnisunsicherheit für die Gesamtmethanemission von gerundet 45 %. Als Emissionsfaktoren resultieren anhand der Hochrechnung 0,04 % CH₄-Verlust für die BGAA, 0,06 % CH₄-Verlust für die Gärrestlager und 0,56 % CH₄-Verlust für die Fermenter/Nachgärer und damit 0,66 % CH₄-Verlust für die Gesamtanlage (vgl. Abbildung 5-19).

Die Ergebnisse der Messphase II aus dem Mai 2013 sind in Abbildung 5-20 dargestellt.

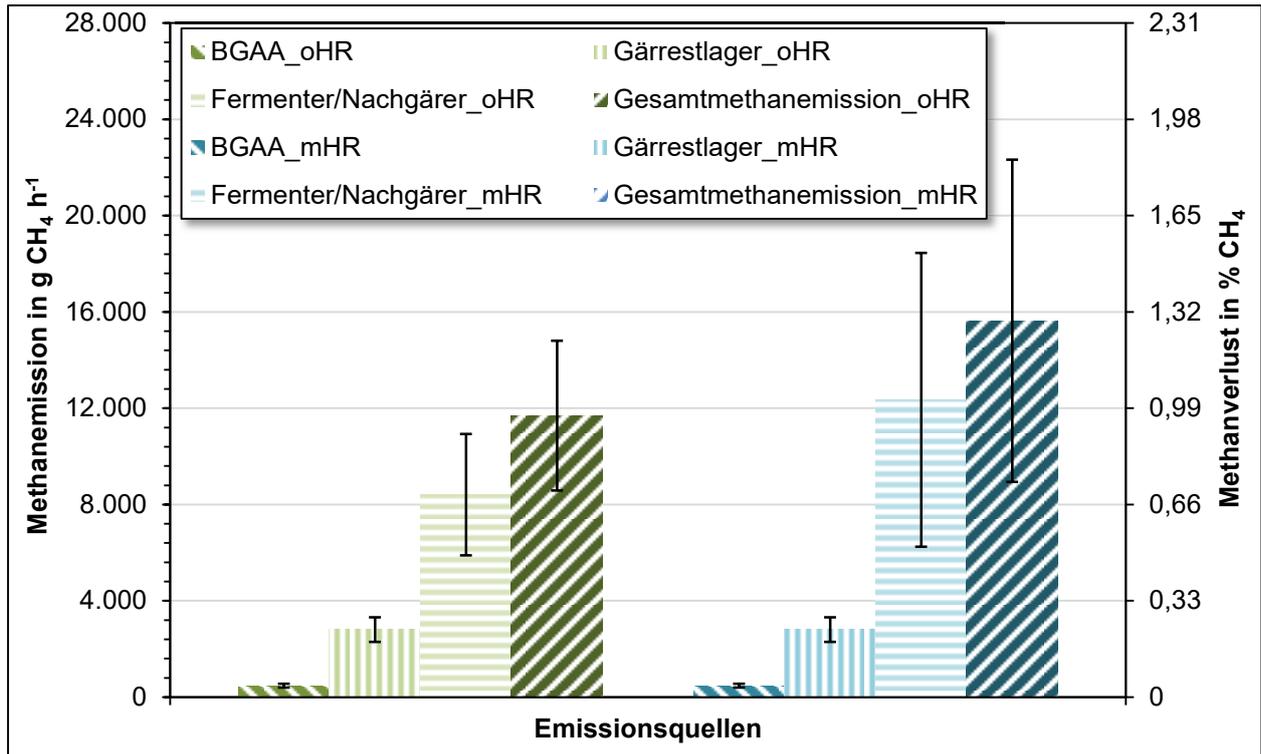


Abbildung 5-17: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP II

In Messphase II steigen die gemessenen Emissionen im Vergleich zur ersten Messphase deutlich. Zum Zeitpunkt der Messungen herrschten sommerliche Temperaturen um die 15 – 25 °C und weitgehender Sonnenschein. Zwischen gemessenen Methanemissionen und der Hochrechnung ist nur ein vergleichsweise geringer Unterschied auszumachen. Die dafür wesentlichen Ursachen umfassen folgende Punkte:

Es konnte keine Hochrechnung der „leeren“ Gärrestlager (Lager sind nicht vollständig geleert, ein geringer Füllstand ist immer vorhanden entsprechend der Höhe des Abpumpventils) durchgeführt werden, da nur die im Messzeitraum vier gefüllten Gärrestlager messtechnisch erfasst wurden. Daher können die Emissionen der verbliebenen, leeren Gärrestlager nicht hochgerechnet werden.

Drei Viertel der Nachgärer wurden aufgrund von Wartungszwecken als nicht gasdichte Gärrestlager betrieben, d. h. es erfolgte die Abtrennung vom Gassystem und die Wasservorlage aus der ÜUDS wurde entfernt, so dass die gesamte Methanemission an dieser Stelle erfolgte. An zwei Nachgärern wurde nach Möglichkeit eine Einhausung an der ÜUDS vorgenommen und die Emissionen teilweise quantifiziert. Methodisch wurden die Methanemissionen dabei unterschätzt, da der genutzte, abgeschützte Ventilator keinen ausreichend hohen Volumenstrom erzeugte, um die gesamten Emissionen abzusaugen. Die Emissionsraten der gemessenen Nachgärer wurden gemittelt und auf diejenigen Nachgärer hochgerechnet, die ebenfalls als nicht gasdichte Gärrestlager betrieben wurden. Die Unsicherheit der Hochrechnung wurde mit 20 % abgeschätzt.

In Messphase III (Juni 2013) waren die ÜUDS der Nachgärer wieder geschlossen, so dass die Methanemissionen aus den Leckagen der Nachgärer austraten. Da aus organisatorischen Gründen in dieser Messphase die Hebebühne nur einmal zur Verfügung stand, konnten nur die Methanemissionen

der größten Leckage an den Fermentern und insgesamt sechs Gärrestlager gemessen werden. Die resultierenden Emissionsfaktoren sind in Tabelle 5-8 dargestellt. Es wird daher für Messphase III auf die Hochrechnung der Methanemissionen verzichtet.

Die Ergebnisse der Messphase IV aus dem September 2013 sind in Abbildung 5-21 dargestellt.

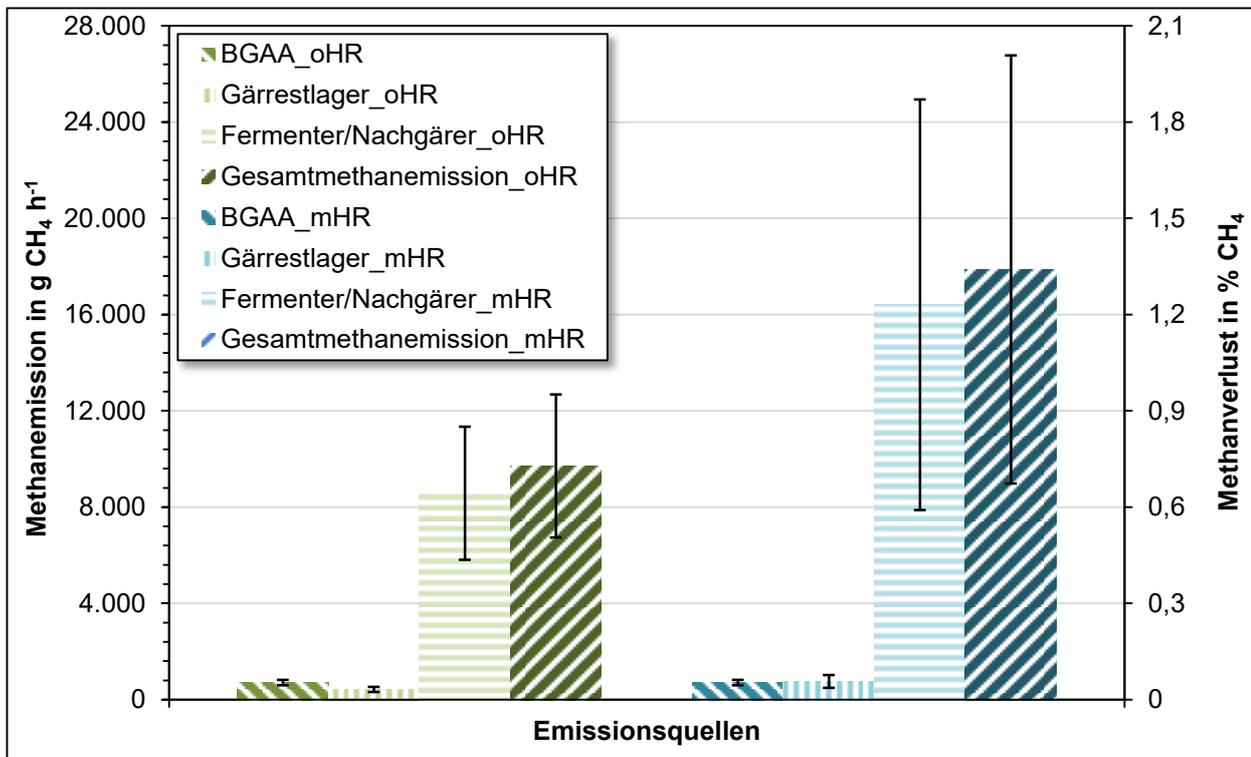


Abbildung 5-18: Mit Vor-Ort-Methode gemessene Emissionen (links) und mit Emissionsfaktoren hochgerechnete Emissionen (rechts) der MP IV

In Messphase IV sind die gemessenen Emissionen im Vergleich zur ersten Messphase ebenfalls sehr hoch. Zum Zeitpunkt der Messungen herrschten sommerliche Temperaturen um die 15 – 30 °C und weitgehender Sonnenschein. Nur ein Gärrestlager war teilweise gefüllt, alle anderen leer. In dieser Messphase war wieder eine Hochrechnung der gemessenen Emissionsfaktoren möglich.

Ein Gärrestlager war zu ca. 15 % gefüllt und alle weiteren leer. Von den leeren Gärrestlagern konnten insgesamt drei Stück gemessen werden. Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren wurden gemittelt und auf die anderen leeren Gärrestlager hochgerechnet.

Alle Nachgärer waren während dieser Messphase vom Gassystem abgetrennt und die Wasservorlage wurde aus der ÜUDS entfernt, so dass die gesamten THG-Emissionen aus den Nachgärern wieder an dieser Stelle freigesetzt wurden. An zwei Nachgärern wurden wieder Quantifizierungsmessungen durchgeführt, die Emissionsraten gemittelt und auf die verbliebenen Nachgärer hochgerechnet. Auch hier wurde die Unsicherheit der Hochrechnung mit 20 % abgeschätzt.

In Messphase V wurden unter anderem die verbliebenen Emissionsquellen quantifiziert, die während der sonstigen Messphasen nicht berücksichtigt wurden (Biogasanalyse, Hauptverdichter). Außerdem

wurde eine Langzeituntersuchung an dem einzigen gefüllten Gärrestlager durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-11: BMA II – MP V (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄	EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄	EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄	EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄
Gärrestlager (nicht gasdicht)	0,03	0,01	0,01	9,6
Biogasanalyse	<0,01	nn	ng	0,9
Aminwäsche	0,05	nn	0,05	9,1
Hauptverdichter	<0,01	nn	ng	0,6
Gesamtemission	0,08	0,01	0,06	20,2

Betrachtung einzelner Emissionsquellen

Nicht gasdichte Gärrestlager:

Bei der Emissionsmessung nicht gasdichter Gärrestlager wird über einen möglichst langen Zeitraum das Kopfvolumen der Lagerbehälter mit Frischluft belüftet, um die aufkonzentrierte Gasphase unterhalb des Daches mit Frischluft auszutauschen und die tatsächliche Emissionskonzentration zu bestimmen. Dieses Messprinzip ist in Abbildung 5-22 grafisch dargestellt. Dort ist zu erkennen, dass die Methankonzentration nach Beginn der Belüftung kontinuierlich sinkt und ab ca. 13:00 Uhr konstant bleibt. Diese Konzentration wurde dann für die Berechnung der Emissionsrate angesetzt. Die Dauer der Belüftungszeit hängt dabei insbesondere vom vorliegenden Gärrestfüllstand ab. Je höher dieser ist, desto weniger Kopfvolumen muss mit Frischluft ausgetauscht werden. Dies ist auch relevant für die Messung der Ammoniakkonzentration. Da diese nasschemisch und diskontinuierlich gemessen wurde, musste diese nach Möglichkeit am Ende des Belüftungszeitraums gemessen werden (vgl. Abbildung 5-23).

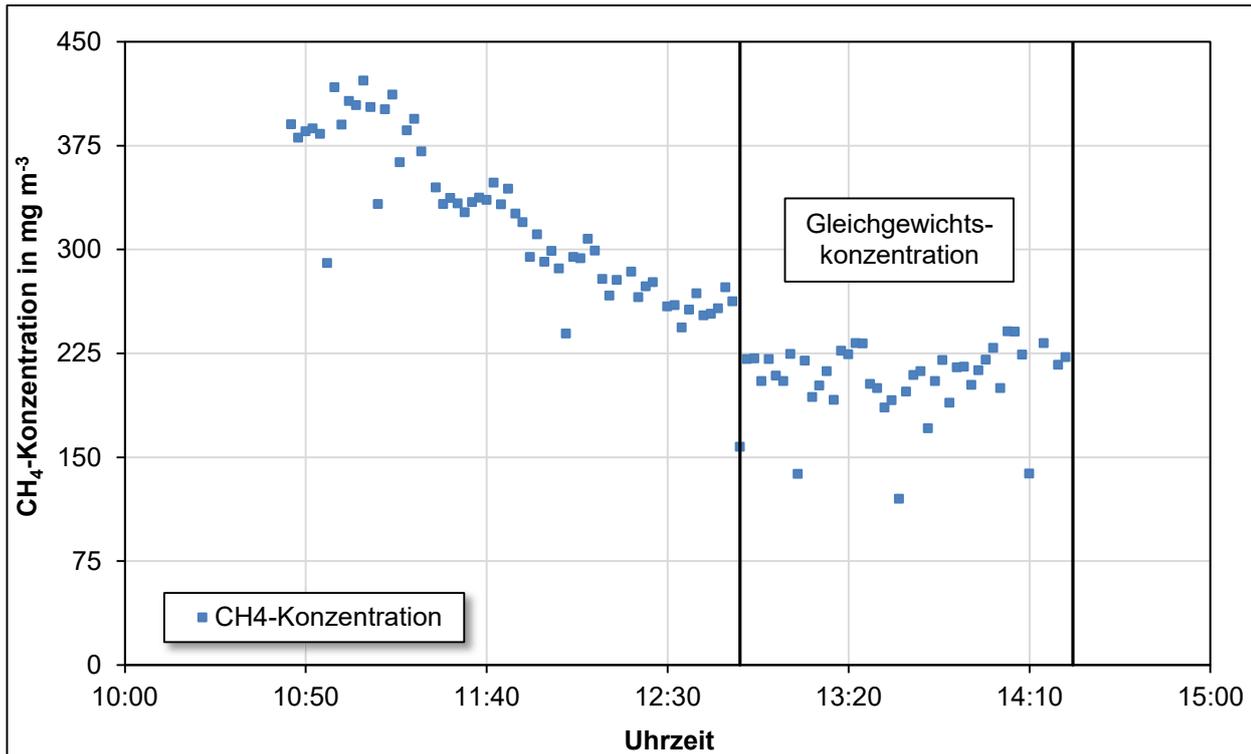


Abbildung 5-19: Bestimmung der Emissionskonzentration (Gleichgewichtskonzentration) aus der nicht gasdichten Gärrestlagerung

Um der zunehmenden Bildung von Schwimmschichten entgegenzuwirken, wird der Gärrest in unregelmäßigen Intervallen und Abständen aufgerührt, wodurch es kurzzeitig zu einer erhöhten Methanfreisetzung kommt. Das ist sowohl in Abbildung 5-23 und Abbildung 5-24 zu erkennen.

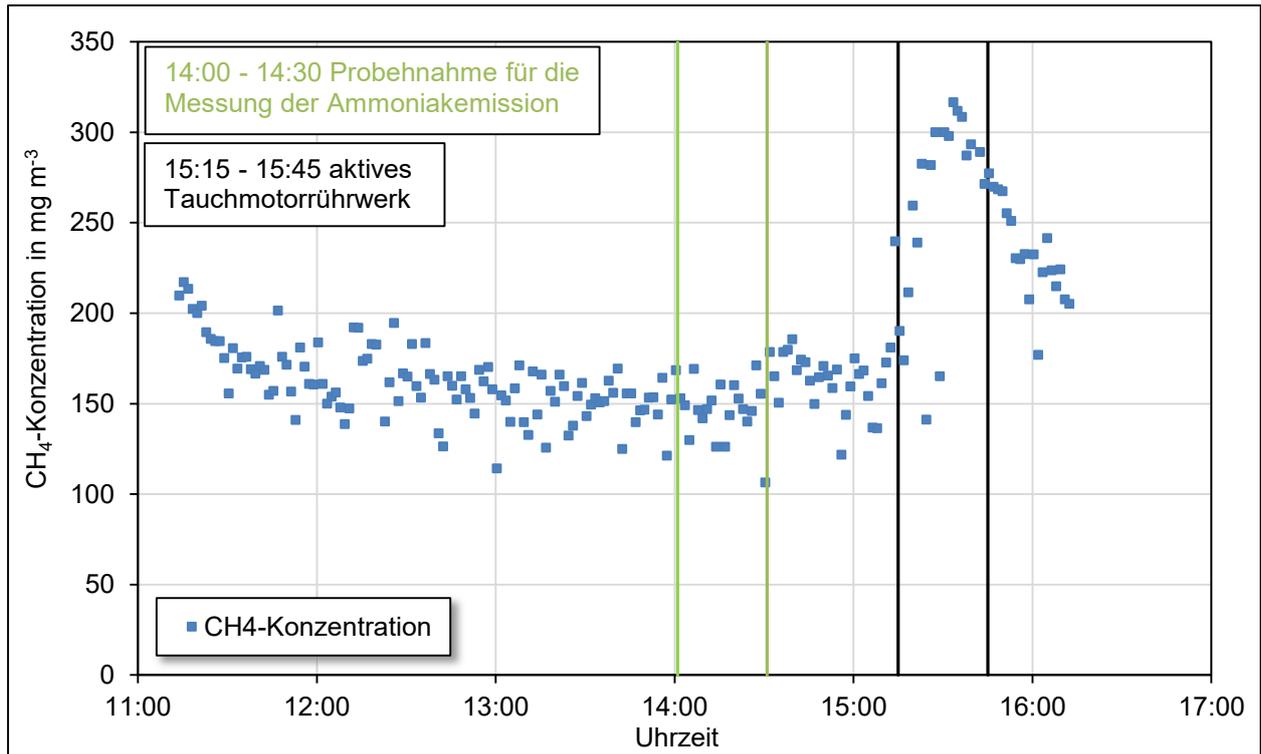


Abbildung 5-20: Einfluss von Rührintervallen auf die Methanemission

Da weder die Zeitpunkte noch die Häufigkeit dieser Rührintervalle abgeschätzt werden kann, ist die freigesetzte Menge Methan nicht quantifizierbar. In Abbildung 5-24 wird das unterschiedliche Emissionsverhalten von Methan und Lachgas sichtbar. Dort ist zu erkennen, dass nach dem Aufrühren des Gärrestes die Methankonzentration steigt, die Lachgaskonzentration jedoch stabil bleibt.

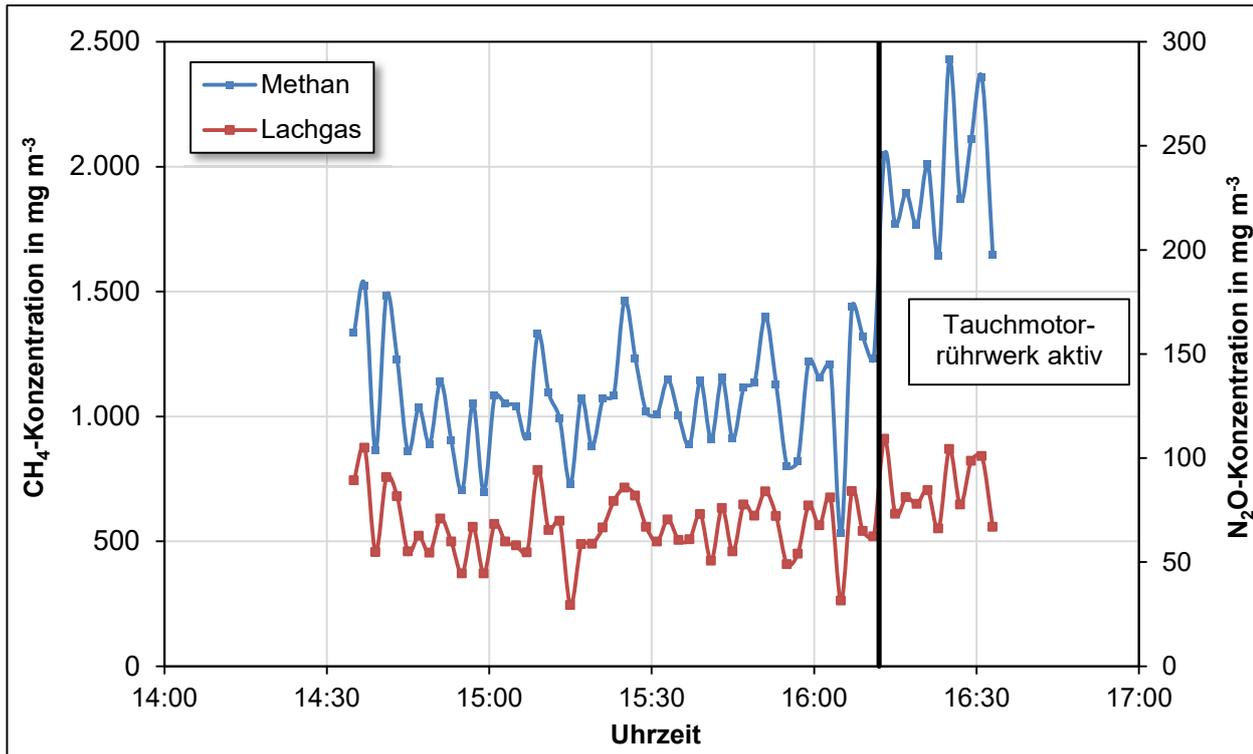


Abbildung 5-21: Einfluss von Rührintervallen auf die THG-Emission

Zum Teil war bei den Emissionsmessungen an nicht gasdichten Gärrestlagern zu beobachten, dass die Konzentration über den Messzeitraum hinweg angestiegen ist. Prinzipiell sind zwei Ursachen dafür denkbar. Zum einen könnte möglicherweise durch den angelegten Volumenstrom und dem damit verbundenen Unterdruck eine erhöhte Freisetzung von THG-Emissionen induziert worden sein. Andererseits ist auch möglich, dass zwischen den einzelnen Konzentrationsmessungen es zu Füllstandsänderungen gekommen ist und dadurch höhere Konzentrationen gemessen wurden.

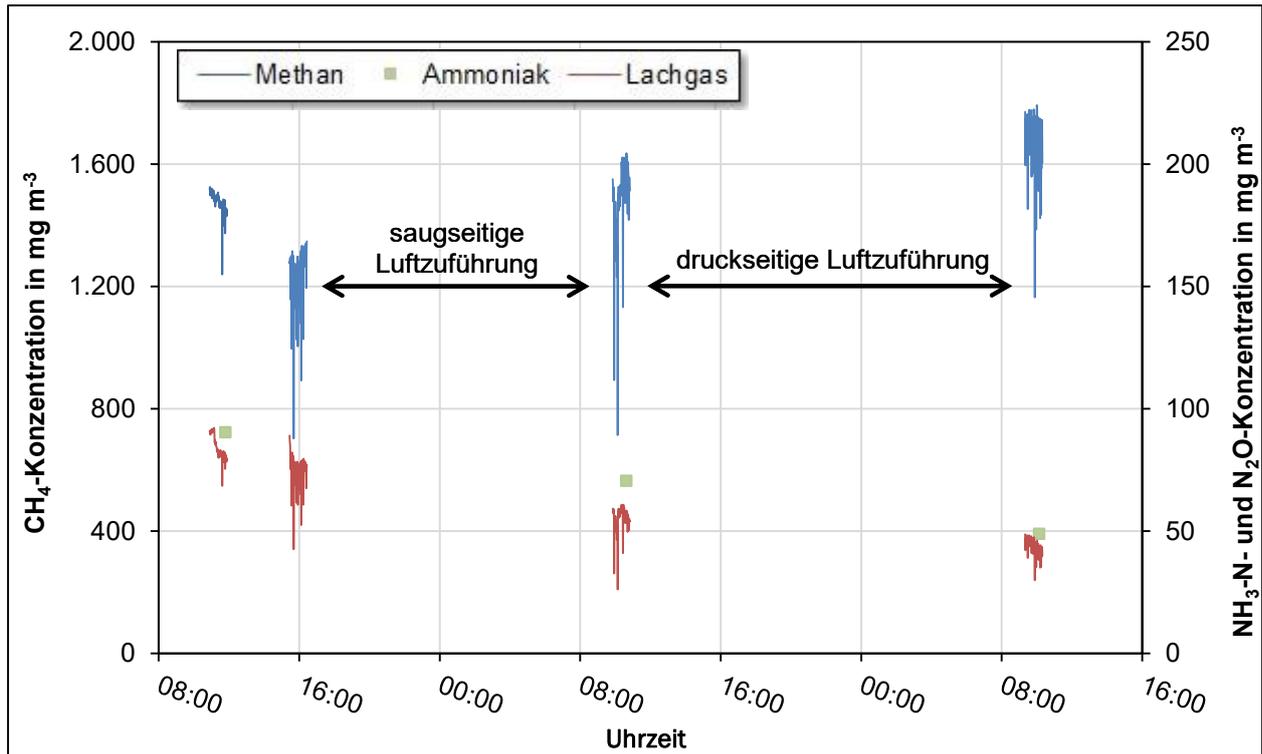


Abbildung 5-22: Langzeitmessung eines nicht gasdichten Gärrestlagers

Zur Überprüfung wurde in Messphase V eine Langzeitmessung an einem Gärrestlager durchgeführt, dessen Ergebnis in Abbildung 5-25 dargestellt ist. In Phase I wurde das Gärrestlager wie bei allen anderen Messungen auch saugseitig belüftet, d. h. aus dem Kopfvolumen des Gärrestlagers wurde mittels Gebläse abgesaugt und Frischluft über alle anderen Öffnungen hereingezogen. In Phase II hingegen wurde Frischluft in das Gärrestlager hereingedrückt. Nach beiden Phasen war eine Konzentrationserhöhung um ca. 260 sowie 200 mg m^{-3} festzustellen. Dies spricht dafür, dass die Methodik auch saugseitig ausgeführt werden kann und dass Änderungen der Konzentration vermutlich eher auf unterschiedliche Füllstände zurückzuführen sind.

Tabelle 5-12: Emissionsraten und -faktoren aller gemessenen nicht gasdichten Gärrestlager

Messphase + Gärrestlager Nr.	Lufttemperatur + Füllstand (geschätzt)	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen		
		E in g h^{-1}	ΔE in %	EF in % CH_4
I + 1	-2 - 2°C + 100 %	40	21,3	< 0,01
I + 3		0	20,4	< 0,01
I + 6		59	18,5	< 0,01
I + 8		73	21,9	0,01
I + 11		67	20,8	0,01
I + 12		139	30	0,01
II + 2		15 - 25°C + 25 %	12	19,5
II + 3*	15 - 25°C + 25 %	33	20,8	< 0,01

Messphase + Gärrestlager Nr.	Lufttemperatur + Füllstand (geschätzt)	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen		
		E in g h ⁻¹	ΔE in %	EF in % CH ₄
II + 4	15 - 25 °C + 10 %	518	18,9	0,04
II + 5*	15 - 25 °C + 40 %	2.247	18,1	0,19
III + 1	15 - 20 °C + 15 %	348	18,1	0,03
III + 2*	15 - 20 °C + 25 %	171	22,8	0,01
III + 3	15 - 20 °C + 30 %	57	19,2	< 0,01
III + 4	15 - 20 °C + 100 %	457	22,3	0,04
III + 5	15 - 20 °C + 90 %	316	23,5	0,03
III + 11	15 - 20 °C + 90 %	1.003	21,5	0,08
IV + 1*	15 - 30 °C + 15 %	299	25,2	0,02
IV + 2*	15 - 30 °C + 0 %	21	20,8	< 0,01
IV + 3	15 - 30 °C + 0 %	55	20,1	< 0,01
IV + 4	15 - 30 °C + 0 %	49	21,1	< 0,01
V + 4*	15 - 18 °C + 15 %	460	18,3	0,03

*...Erhöhung der CH₄-Emissionskonzentration am Ende des Belüftungszeitraumes

Aus den Daten geht natürlich deutlich die starke Abhängigkeit der Gärrestlageremissionen von den verschiedensten Faktoren hervor, u. a. der Luft- und Gärrestlagertemperatur, dem Füllstand sowie der Verweilzeit. Aufgrund der sehr starken Schwankungen der gemessenen Methanemissionen kann aus den vorliegenden Daten kein Jahresemissionsfaktor für die nicht gasdichten Gärrestlager der BMA II abgeleitet werden. Neben Methanemissionen waren im Einzelfall auch Ammoniak- und Lachgasemissionen an den nicht gasdichten Gärrestlagern nachweisbar. Diese Emissionen waren jedoch vernachlässigbar gering (vgl. Tabelle 5-7 und Tabelle 5-8). Für derartig diffuse Quellen wie offene oder nicht gasdichte Gärrestlager ist voraussichtlich ein eigenes Messprogramm an verschiedenen Anlagen notwendig.

Leckagen an den Fermentern:

Insgesamt traten an den Fermentern der BMA II vier Leckagen auf. Die größte (vgl. Abbildung 5-16) wurde über alle Messphasen hinweg dreimal gemessen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-11 dargestellt. Die Messung in Messphase IV wurde zeitgleich mit einer auslösenden Überdrucksicherung durchgeführt, so dass während dieser Messung vom maximalen Betriebsdruck im Fermenter und damit auch einer erhöhten Methanemission ausgegangen werden kann.

Tabelle 5-13: Emissionsraten und -faktoren der größten Leckage an den Fermentern

Messphase	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen			Mittelwert \pm Standardabweichung	
	E in g h ⁻¹	ΔE in %	EF in % CH ₄	E in g h ⁻¹	EF in % CH ₄
II	528	20,8	0,04	549 \pm 180	0,04 \pm 0,01
III	380	22,3	0,03		
IV	739	19,4	0,06		

An den verbleibenden Fermenter-Leckagen wurden keine Quantifizierungsmessungen durchgeführt. Anhand der Aufnahmen der Infrarotgaskamera ist jedoch eindeutig zu erkennen, dass es sich um deutlich kleinere Leckage handelte. Laut Betreiber wurden nach Beendigung der Messphasen die Leckagen an den Fermentern inzwischen allesamt repariert. Eine Prüfung hinsichtlich des Erfolgs der Wartungsmaßnahmen fand im Untersuchungszeitraum nicht mehr statt.

Leckagen an den Nachgärern:

Die hochgerechneten Emissionsraten und -faktoren der Nachgärer sind in Tabelle 5-12 dargestellt.

Tabelle 5-14: Emissionsraten und -faktoren der gemessenen Nachgärer

Messphase + Nachgärer Nr.	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen			Mittelwert \pm Standardabweichung	
	E in g h ⁻¹	ΔE in %	EF in % CH ₄	E in g h ⁻¹	EF in % CH ₄
I + 2 ¹	1.586	46,6	0,13	3.152 \pm 1.146	0,25 \pm 0,09
I + 3 ¹	1.586		0,13		
I + 4 ¹	3.173		0,26		
II + 2 ²	3.577	33,1	0,3		
II + 4 ²	4.304	28,7	0,36		
IV + 2 ²	4.298	30,1	0,26		
IV + 3 ²	3.539	36,2	0,32		

1...Hochrechnung der Emissionen anhand einer längenspezifischen Emissionsrate und Abschätzung der vorhandenen Leckagen anhand der Videos der Infrarotgaskamera

2...Messung der Emissionen an der geöffneten Überdrucksicherung

Methodisch wurden die gemessenen Methanemissionen der Nachgärer an der ÜUDS vermutlich unterschätzt, da es im eingehausten Zustand mit Hilfe der Infrarotgaskamera erkennbar war, dass der angelegte Gebläsevolumenstrom nicht ausgereicht hat, um die entweichenden Emissionen vollständig zu fassen.

Methanverlust aus der BGAA:

Mit dem mittleren CH₄-Verlust in Höhe von 0,045 % CH₄ werden die Vorgaben zum maximalen Methanverlust der BGAA aus der GasNZV eingehalten (vgl. Tabelle 5-15).

Tabelle 5-15: Emissionsraten und -faktoren des Methanverlustes aus der BGAA

Messphase	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen			Mittelwert ± Standardabweichung	
	E in g/h	ΔE in %	EF in % CH ₄	E in g h ⁻¹	EF in % CH ₄
I	476	17,0	0,04	580 ± 123	0,045 ± 0,007
II	472	16,6	0,04		
IV	708	15,5	0,05		
V	664	17,7	0,05		

Biomethananlage III

Qualitative Betrachtung durch die Anlagenbegehung

Im Verlauf jeder Messphase wurde zunächst eine Anlagenbegehung zur Identifizierung der zu messenden, diffusen Leckagen durchgeführt. Dabei konnten über alle Messphasen hinweg folgende Leckagen festgestellt werden:

- Leckagen auf dem Betondach von vier Fermentern. Die Anzahl und die Zeiträume des Auftretens unterlagen im Zeitraum der Messungen hohen zeitlichen Schwankungen
 - An vier Fermentern konnten an bis zu drei Messstellen lokale Methankonzentrationen größer als 1 Vol.-% sowie teilweise diffus geringere Konzentrationen nachgewiesen werden.
 - An zwei Fermentern konnten keine Leckagen nachgewiesen werden
- Am Gasverteilungssystem, dem Hauptverdichter und den gasdichten Gärrestlagern konnten keine Leckagen detektiert werden.

Die örtlich bekannten Emissionsquellen umfassten folgende Messstellen:

- Abgasstrom aus der RTO

Umfang der Quantifizierungsmessungen

Bei BMA III handelte es sich hinsichtlich der Anlagenleistung um die größte Biomethananlage (vgl. Abschnitt 5.1). Aufgrund der durchgehend gasdichten Anlagenkonfiguration und der kompakten Bauweise beschränkten sich die zu messenden Emissionsquellen auf die RTO und im Dachbereich der Fermenter befindliche Leckagen. Tabelle 5-13 gibt einen Überblick über die möglichen THG-Emissionsquellen der BMA III und welche messtechnisch mit der Vor-Ort-Methode erfasst werden konnten.

Tabelle 5-16: Darstellung möglicher und tatsächlich mit der Vor-Ort-Methode gemessener Emissionsquellen an der BMA ÌII

Komponente	potenzielle Emissionsquelle	messtechnische Fassung			
		MP I	MP II	MP III	MP IV
Fermenter	Leckagen	gemessen: - in unterschiedlicher Anzahl an 4 Fermentern - 2 Fermenter nicht nachweisbar		gemessen: - in unterschiedlicher Anzahl an 3 Fermentern - 2 Fermenter nicht nachweisbar nicht gemessen: - 1 Fermenter	
Gärrestlager (gasdicht)	Leckagen	- qualitative Analyse → nicht nachweisbar			
Gärrestverladung	diffus emittierend	- nicht nachweisbar			
Biogasanalyse	Biogasstrom aus Analysecontainer; emittierend aus Überdruckventil	keine messtechnische Fassung			qualitativ nicht nachweisbar
RTO	Methanverlust im Kohlendioxidstrom	Methankonzentration im Abluftkanal gemessen	keine messtechnische Fassung		
Verdichterstation	diffuse Methanverluste bei der Verdichtung	qualitativ nicht nachweisbar	keine messtechnische Fassung		
	Methanverluste durch Überdruckventil im Wartungsfall	keine messtechnische Fassung			

Im Rahmen der ersten Begehungen im Jahr 2012 wurde ersichtlich, dass der hauptsächliche Anteil der THG-Emissionen aus den Undichtigkeiten an den Betondächern der Hauptfermenter und der geführten Abgasemission aus der RTO entweicht. Daher wurde sich im Rahmen der Vor-Ort-Messungen auf diese Emissionsquellen konzentriert um einen bestmöglichen Vergleich der Ergebnisse mit den Fernmessungen zu ermöglichen. Mit der Vor-Ort-Methode war über die einzelnen Messphasen hinweg keine jahreszeitliche Schwankung der THG-Emissionen nachweisbar. Tabelle 5-7 bis Tabelle 5-9 geben die resultierenden Emissionsfaktoren bezogen auf die in der jeweiligen Messphase eingespeiste Biomethanmenge an. Die entsprechenden Emissionsfaktoren sind in Tabelle 5-14 und Tabelle 5-15 dargestellt.

Tabelle 5-17: BMA III – MP I und MP II (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄		EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Fermenter/ Nachgärer	0,12	0,13	nn	nn	nn	nn	21,1	22,8
Gärrestlager (gasdicht)	nn	nn	nn	nn	nn	nn	nn	nn
RTO	0,02	ng	nn	ng	< 0,01	ng	4,2	ng
Gesamt- emission	0,14	0,13	nn	nn	< 0,01	nn	25,3	22,8

Tabelle 5-18: BMA III – MP III und MP IV (nur tatsächlich gemessene Emissionsquellen)

Komponente	EF CH ₄ % CH ₄		EF N ₂ O g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF NH ₃ -N g m ³ _{i.N.} CH ₄		EF CO ₂ -Äquiv. g m ³ _{i.N.} CH ₄	
	III	IV	III	IV	III	IV	III	IV
Fermenter/ Nachgärer	0,05	0,05	nn	nn	nn	nn	8,1	8,9
Gärrestlager (gasdicht)	nn	nn	nn	nn	nn	nn	nn	nn
RTO	ng	ng	ng	ng	ng	ng	ng	ng
Gesamt- emission	0,05	0,05	ng	ng	ng	ng	8,1	8,9

Die gemessene Gesamtmethanemission bewegt sich im Bereich von 0,05 bis 0,14 % CH₄. Bei den Emissionsfaktoren sind dabei folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Nur in Messphase I konnten alle relevanten Messstellen quantifiziert werden (vier Fermenter und das Abgas aus der RTO).
- In Messphase II bis IV war die RTO für Emissionsmessungen nicht zugänglich.
- In Messphase III und IV konnten Leckagen an einem Fermenter (von insgesamt vier Fermentern mit Leckagen) aus Zeitgründen nicht gemessen werden
- In Messphase IV wurde der Betriebsdruck der Fermenter von durchschnittlich 35 – 40 mbar auf 15 mbar abgesenkt. Dadurch kam es zu einem deutlichen Absinken der gemessenen Emissionsraten. Hier zeigte sich sehr deutlich die Abhängigkeit der Methanemissionen vom Betriebsdruck)

- Die vergleichsweise starken Schwankungen der Biomethaneinspeisung im Jahresverlauf (vgl. Tabelle 5-16) sind bei der Interpretation der Emissionsfaktoren zu berücksichtigen. Bei einer angenommenen konstanten Emissionsrate einer Leckage sinkt deren Emissionsfaktor bei einer Erhöhung der Biomethaneinspeisung und umgekehrt.

Tabelle 5-19: durchschnittliche Biomethaneinspeisung während der einzelnen Messphasen an BMA III

Messphase	Biomethaneinspeisung $\text{m}^3 \text{h}^{-1} \text{ i. N. CH}_4$
I	1.540
II	2.080
III	2.645
IV	1.250

Betrachtung einzelner Emissionsquellen

Fermenter:

Die Fermenter waren im Vergleich zu den anderen beiden Anlagen als stehende Fermenter mit Betondach ausgeführt. Im Dachbereich wurden mehrere Stellen erhöhter Methankonzentrationen gefunden, an denen die Emission in die Atmosphäre erfolgte. Vermutlich wanderte Biogas durch Mikrorisse an den Stahlbetonfermentern unter der Verkleidung an die Austrittsstellen. An diesen Stellen lagen hinter der Verkleidung häufig große Hohlräume vor, weshalb die Leckagen z. T. über längere Zeit belüftet werden mussten bevor sich ein Gleichgewichtszustand eingestellt hat. Dies ist in Abbildung 5-24 dargestellt.

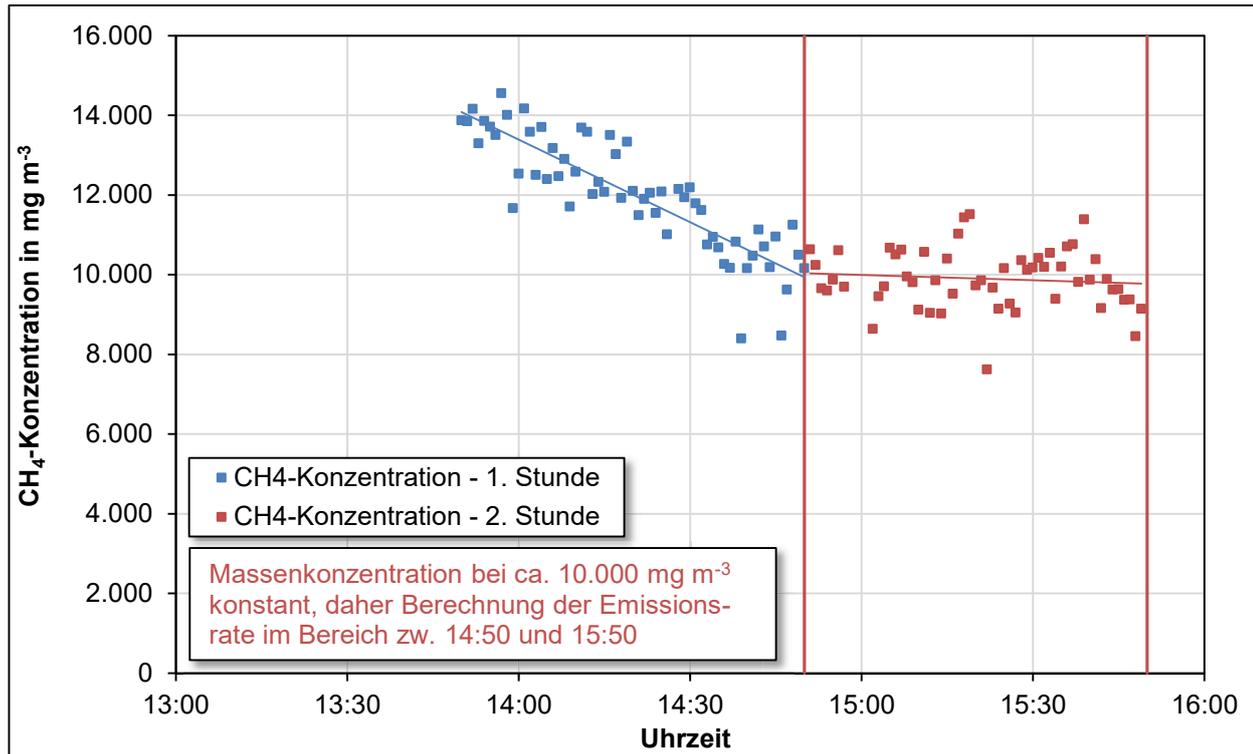


Abbildung 5-23: Konzentrationsverlauf der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter der BMA III

Zudem war zu beobachten, dass das Auftreten der Leckagen oft sehr großen zeitlichen Schwankungen unterlag, die mit der Vor-Ort-Methode nicht hinreichend darstellbar sind. Zur Veranschaulichung dessen ist in Abbildung 5-25 eine Langzeitmessung an der größten Leckage dargestellt. Für die Berechnung der Emissionsfaktoren wurde von der Maximalemission ausgegangen.

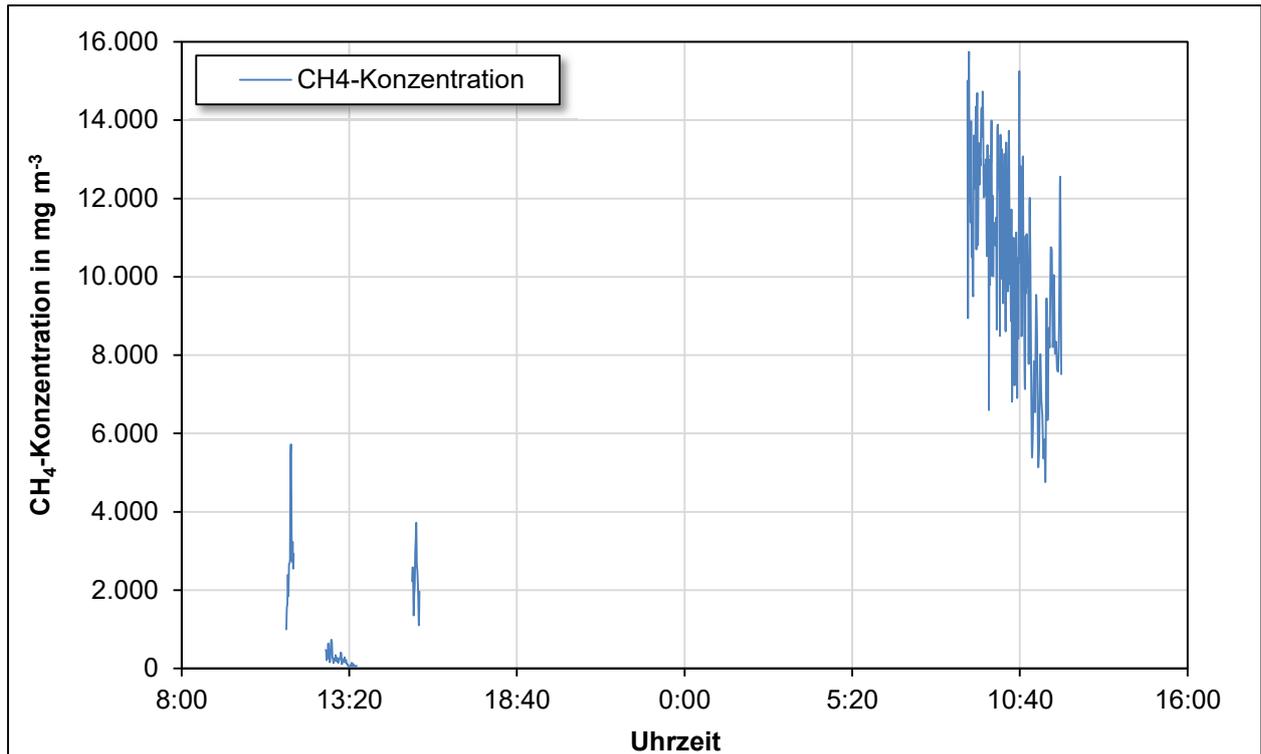


Abbildung 5-24: Langzeit-Konzentrationsverlauf der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter der BMA III

Der Betriebsdruck bewegte sich im Rahmen der ersten drei Messphasen im Schnitt zwischen 40 – 43 mbar. Im Jahr 2013 wurden an der BMA III zwecks Anlagenerweiterung zudem neue Fermenter in Betrieb genommen und noch vor Beginn der Messphase IV in das Gassystem eingebunden. Da die neu gebauten Fermenter mit einem niedrigeren Betriebsdruckniveau arbeiten, wurde der Betriebsdruck der bestehenden Fermenter auf ein einheitliches Niveau von ca. 14 mbar herabgesetzt. Dadurch sanken die mit der Vor-Ort-Methode gemessenen Methanemissionen deutlich im Vergleich zu den vorangegangenen Messphasen. Zur Veranschaulichung sind in Tabelle 5-20 die gemessenen Methanemissionen der größten aufgefundenen Leckage im Dachbereich der Fermenter dargestellt. Ammoniak- und Lachgasemissionen konnten mit der Vor-Ort-Methode nicht nachgewiesen werden.

Tabelle 5-20: Gemessene Emissionen der größten Leckage im Dachbereich der Hauptfermenter an BMA III

Messphase	Emissionsraten/-faktoren der einzelnen Messphasen			Mittelwert ± Standardabweichung	
	E in g h ⁻¹	ΔE in %	EF in % CH ₄	E in g h ⁻¹	EF in % CH ₄
I	769	23,1	0,07	727 ± 71	0,05 ± 0,02
II	766	23,9	0,05		
III	645	19,4	0,03		
IV	185	30,8	0,02		

Gärrestabgabestation:

Zur Validierung möglicher Emissionen aus der Gärrestabgabe an die Lastkraftwagen für den Austrag des Gärrestes auf den Feldern wurde ein Versuch durchgeführt. Dafür wurde ein kleiner Windtunnel aufgebaut und mit frischem, hygienisierten Gärrest befüllt und der Windtunnel wurde anschließend

belüftet. Am Ein- und Ausgang des Windtunnels wurde die Gaskonzentration gemessen. Zwischen Emissions- und Hintergrundkonzentration wurde keine Differenz gemessen, d. h. bei der Gärrestabgabe an LKW entstehen keine diffusen Methanemissionen.

RTO:

Die RTO wurde nur in Messphase I untersucht. Dieser werden die Abgasströme aus der H₂S-Entfernung und der BGAA zugeführt. Da die RTO somit das „End of pipe“-System der Anlage bildet, war eine zusätzliche Messung direkt an der BGAA nicht notwendig. Mit einem gemessenen CH₄-Verlust in Höhe von 0,02 % CH₄ werden die Vorgaben zum maximalen Methanverlust der BGAA aus der GasNZV eingehalten.

5.3.3 Spezifische Untersuchungen zu Methanemissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen

Wie unter Abschnitt 5.2 beschrieben, wurden an zwei verschiedenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen spezifische Untersuchungen zu Methanemissionen aus ÜUDS durchgeführt. Die Untersuchungen an Anlage A erfolgten im Rahmen einer Diplomarbeit (REMDE, 2013). Neben den eigentlichen Untersuchungen an der Praxisanlage wurden im Rahmen dieser Arbeit außerdem ausgewählte Anlagenbetreiber zu folgenden Komplexen befragt:

- Welches Funktionsprinzip wird für Überdrucksicherungen auf Ihrer Anlage verwendet?
- Ist eine messtechnische Erfassung der Auslösung der Überdrucksicherung installiert?
- Wie häufig treten Überdruckfälle durchschnittlich an der Anlage auf?
- Welche Dauer haben diese Ereignisse (mehrere Antworten möglich)?
- Gibt es Erkenntnisse über prozessbezogene Ursachen für die Überdruckereignisse (mehrere Antworten möglich)?

Insgesamt wurden für die Betreiberbefragung 90 Anlagen angeschrieben und 33 Fragebögen beantwortet (Rücklaufquote 36 %). Die Auswertung der beantworteten Fragebögen ergibt folgende Kernthesen:

- An Biogasanlagen werden im Wesentlichen hydraulische (Wasserschloss) und hydraulisch gewichtsbelastete (Wassertasse) ÜUDS eingesetzt. Rein mechanische ÜUDS finden nur in geringem Maße Anwendung (i. d. R. auf Betondächern).
- 10 % bzw. 40 % der befragten Anlagenbetreiber geben an, dass ihre ÜUDS mindestens einmal in der Woche bzw. einmal im Monat ansprechen.
- Gut die Hälfte der Überdruckereignisse soll dabei eine Länge zwischen 5 und 60 min haben.
- Aus Sicht von Anlagenbetreibern wird als Hauptursache für das Auslösen von ÜUDS der Ausfall der Gasabnahme gesehen. Klassisches Beispiel besteht im Ausfall des BHKW's bzw. im Spezialfall einer Biomethananlage im Ausfall der BGAA.
- Eine messtechnische Ausstattung zur Registrierung der Auslösungen von ÜUDS ist nur an 3 % der befragten Anlagen installiert.

Aus diesen Daten wurden im weiteren Projektverlauf zwei ausgewählte Fragestellungen in das EEG-Monitoring überführt und zwar die Art der installierten ÜUDS sowie der Häufigkeiten von Überdruckereignissen. Deren Ergebnisse werden in Abbildung 5-26 und Abbildung 5-27 dargestellt.

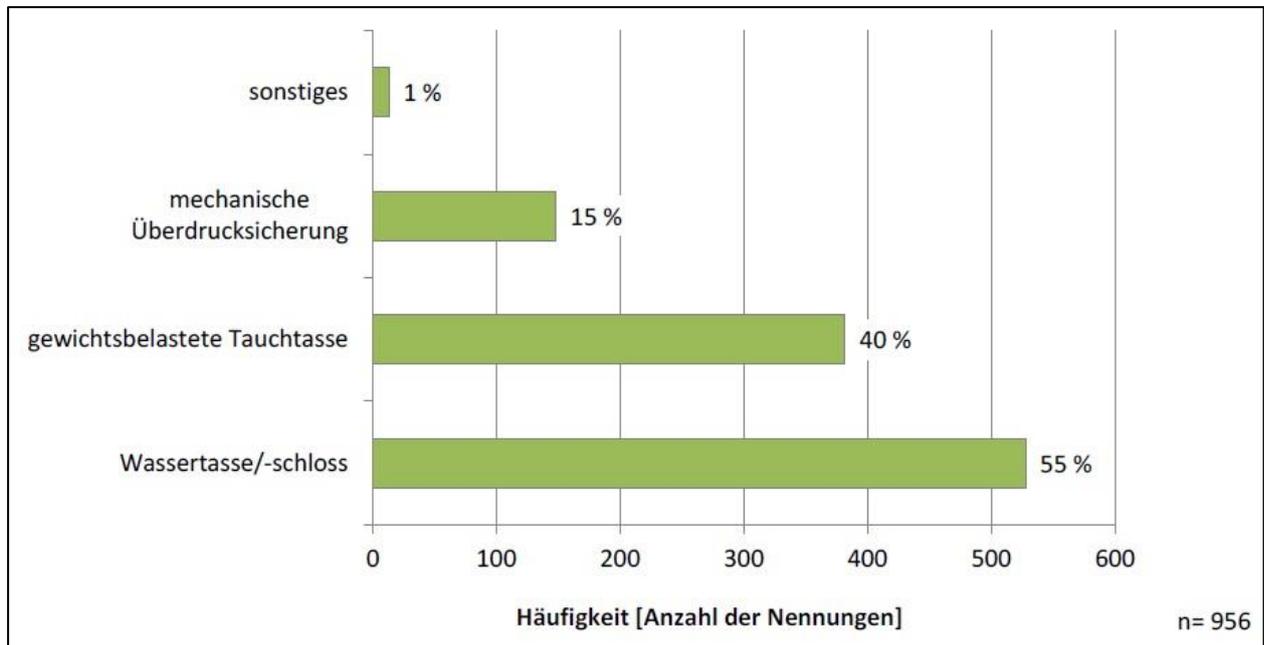


Abbildung 5-25: Art der ÜUDS an Biogasanlagen, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich, SCHEFFELOWITZ u. a., 2013)

Auf dem Markt haben sich im Wesentlichen drei Typen von ÜUDS durchgesetzt, die hydraulische (Wasserschloss, 55 %), die hydraulisch gewichtsbelastete (Wassertasse, 40 %) und die mechanische ÜUDS (15 %). Diese werden zusammenfassend in Tabelle 5-21 dargestellt.

Tabelle 5-21: Am Markt verfügbare ÜUDS (geändert nach KUBE u. a., 2013)

	hydraulische ÜUDS (Wasserschloss)	hydraulisch gewichtsbelastete ÜUDS (Tauchtasse)	mechanische ÜUDS
Druckausgleich	Ausgleich von Über- und Unterdrücken		nur Über- oder Unterdruck
Ansprechdruck (bei Überdruck)	i. d. R. bis ~ 5 mbar		> 10 mbar
Funktion	durch eingestellte Höhe der Wassersäule; Verhältnis von Über-/Unterdruckeinstellung durch Geometrie der ÜUDS vorgegeben	durch Gewichtsscheiben auf der Tauchtasse, Über- und Unterdruck individuell einstellbar	durch Gewichtsscheiben auf der Druckklappe; durch Einstellung einer Federkraft; Berstscheibe als Notfalleinrichtung
Frostschutz	Zugabe von Frostschutzmittel (Glykol) → Berücksichtigung des Kondensatanfalles und damit einhergehender Verdünnung des Frostschutzmittels, elektrische Begleitheizung		Einbau im Gasweg, elektrische Begleitheizung

	hydraulische ÜUDS (Wasserschloss)	hydraulisch gewichtsbelastete ÜUDS (Tauchtasse)	mechanische ÜUDS
Wartung	Kontrolle des Füllstandes der Sperrflüssigkeit bzw. des Frostschutzmittels		i. d. R. wartungsfrei
bevorzugter Dachtyp	Foliendächer (vereinzelt Betondächer)	Foliendächer	Betondächer
Häufigkeit im Anlagenbestand	55 %	40 %	15 %
Angaben auf Basis des EEG-Monitorings 2013 → ca. 950 ausgewertete Fragebögen, Mehrfachnennungen möglich, (SCHEFTELOWITZ u. a., 2013)			

Dass Methanemissionen aus ÜUDS im Praxisbetrieb ein Problem darstellen können, zeigt die in Abbildung 1 dargestellte Betreiberbefragung von Biogasanlagen im Rahmen des EEG-Monitorings (SCHEFTELOWITZ u. a., 2014). Unabhängig von der Leistungsklasse lösen bei etwa einem Fünftel der befragten Anlagen ÜUDS mindestens einmal im Monat aus und stellen somit eine nicht zu vernachlässigende Methanemissionsquelle dar. Dabei ist zu beachten, dass es sich um keine messbaren oder verifizierbaren Ergebnisse handelt, sondern lediglich um eine qualitative Einschätzung der Anlagenbetreiber.

Wie sich die Emissionssituation – insbesondere bezüglich der emittierten Mengen an Methan – im Praxisbetrieb tatsächlich darstellt, ist weitgehend unklar, da bisher nur wenige Erfahrungen aus Praxismessungen existieren.

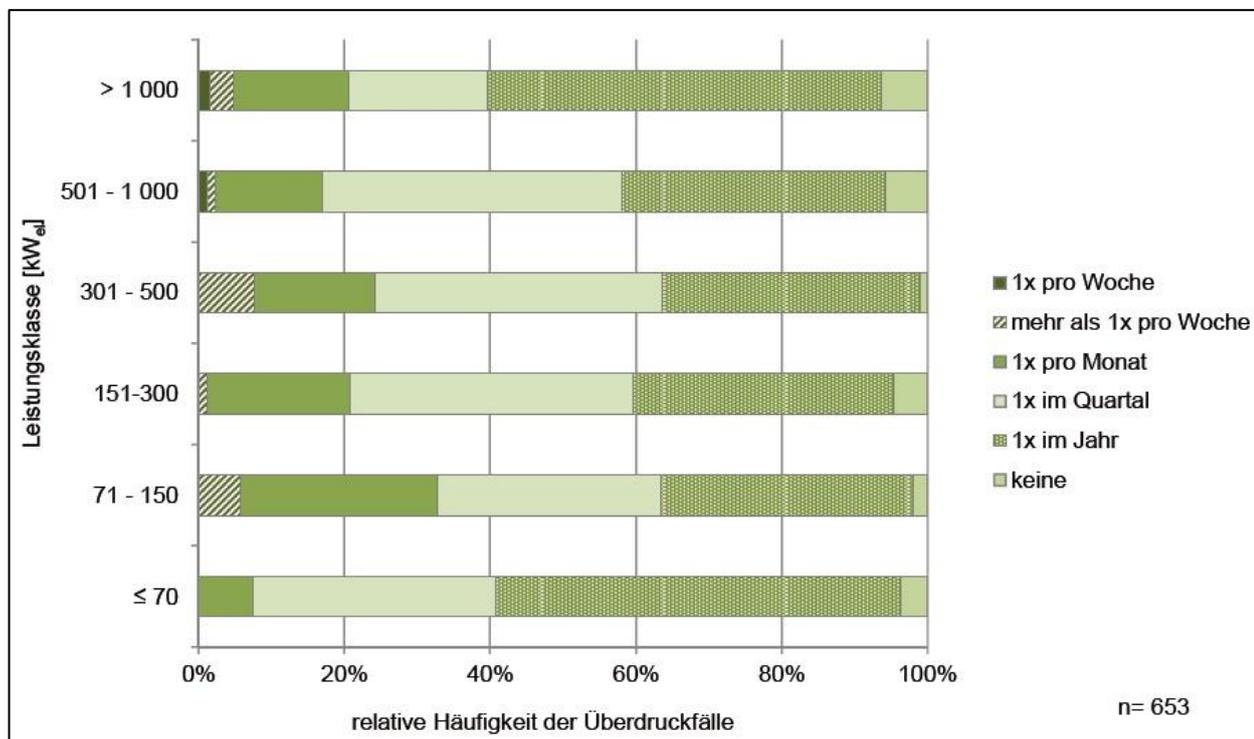


Abbildung 5-26: Häufigkeit des Auslösens von ÜUDS an Biogasanlagen in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Mehrfachnennungen möglich, SCHEFTELOWITZ u. a., 2014)

Emissionen aus ÜUDS an Anlage A

Auslösungen durch Ausfall der Gasabnahme

Entsprechend der Betreiberumfrage kann als häufigste Ursache der Ausfall der primären Gasverwertung betrachtet werden. Anlage A zeigte im Untersuchungszeitraum mehrere charakteristische Ansprechkurven, die auf einen Ausfall der BHKW's zurückzuführen waren. In Abbildung 5-26 ist das längste registrierte Auslösen einer ÜUDS infolge eines BHKW-Ausfalls dargestellt. Durch das Ereignis emittierten insgesamt ca. 145 m³_{i. N.} Methan und es dauerte insgesamt 101 min und begann 15 min nach Eintritt des Ausfalls, endete jedoch schon mehr als eine Stunde vor der Wiederinbetriebnahme der primären Gasverwertung.

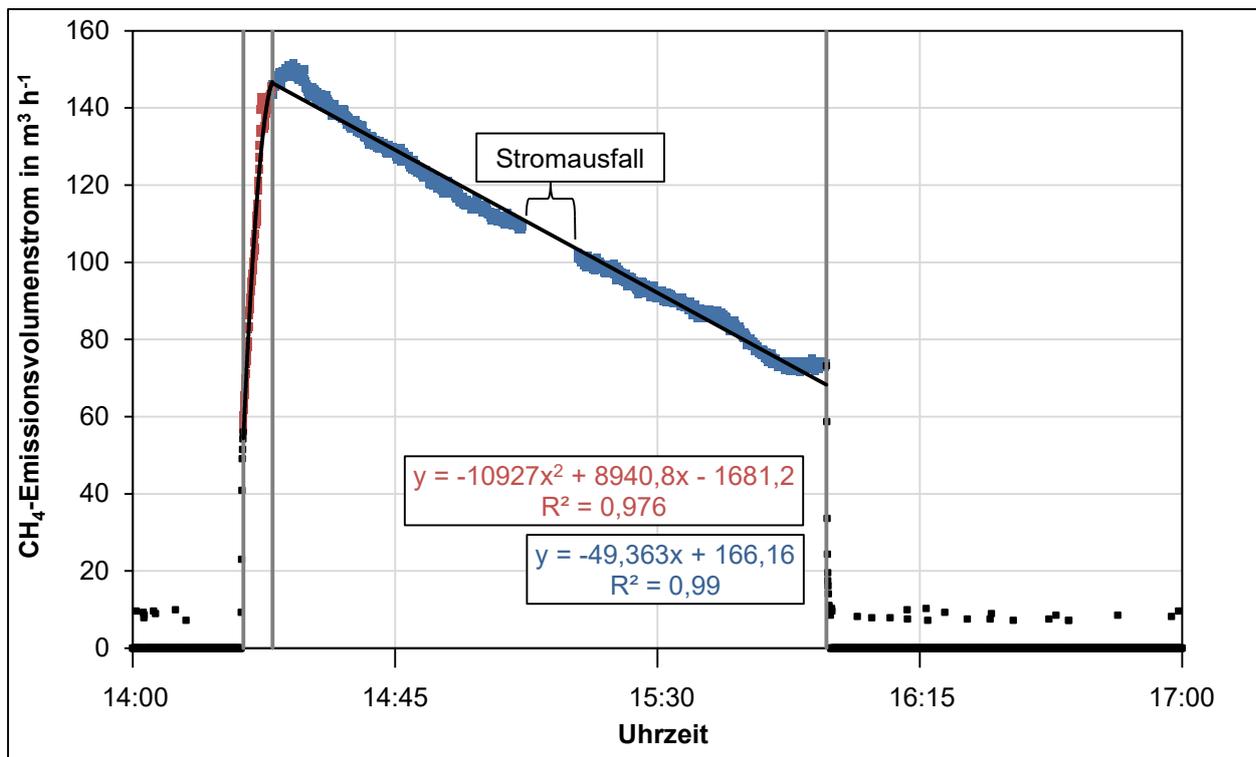


Abbildung 5-27: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 29.10.2012 infolge eines 3-stündigen Ausfalls aller verfügbaren BHKW (keine stationäre Fackel verfügbar)

Das verzögerte Ansprechen der ÜUDS ist sehr wahrscheinlich durch noch freie Kapazitäten im Gasspeicher zu erklären. Das „vorzeitige“ Enden des Auslösens ist nicht mit Sicherheit zu klären. Da an den Nachgärern jeweils zwei ÜUDS installiert sind, ist u. a. der Austritt des Biogases durch die zweite ÜUDS denkbar. Dies kann durch unterschiedliche lokale Druckverhältnisse und dem zunehmend entleerten Gasspeicher begründet sein oder durch einen geringeren Ansprechdruck anderer ÜUDS. Die unterschiedlichen Auslösedrücke könnten dabei durch Schwefelablagerungen am Trennblech der ÜUDS verursacht worden sein.

Das dargestellte Auslösen ist ein typischer, aber nach Stand der Technik vermeidbarer Fall. Die Anlage verfügte im Messzeitraum über keine stationäre Fackel, die die Verbrennung der Biogasüberschussproduktion sicherstellen konnte. Mit dem EEG 2012 wurde für alle Bestandsanlagen mit dem Stichtag 01.01.2014 die verpflichtende Bereitstellung einer sekundären

Gasverbrauchseinrichtung beschlossen. Diese wird meist in Form einer stationären Notfackel realisiert, kann aber auch durch ein sekundäres BHKW oder einen Biogas-Heizkessel gewährleistet werden. Derartige Betriebsstörungen wie der Ausfall der primären Gasverwertung sollten damit theoretisch nicht mehr zu derartigen Methanemissionen wie in Abbildung 5-26 führen. Ein zweites Auslösen, dass auf einen BHKW-Ausfall zurückzuführen war, ist in Abbildung 5-27 dargestellt. Dabei konnte für drei Auslösungen im kurzen Abstand ein Austritt von 41,2 m³_{i.N.} Methan registriert werden. Die erste Auslösung dauerte dabei 11 min, die zweite 2 min und die dritte 12 min.

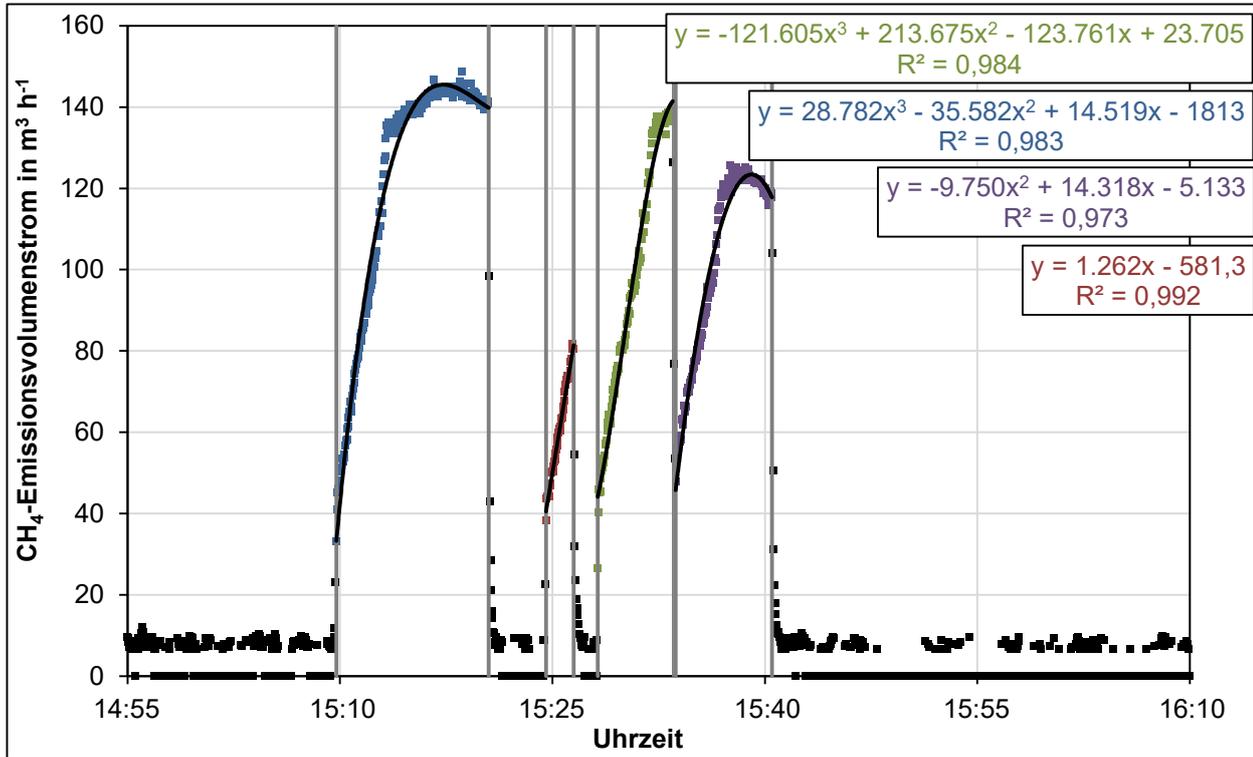


Abbildung 5-28: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 02.11.2012 infolge eines 3-stündigen Ausfalls aller verfügbaren BHKW (keine stationäre Fackel verfügbar)

Auslösungen mit unbekannter Ursache

Neben den ÜUDS-Auslösungen, die eindeutig einem Ausfall der Gasabnahme zugeordnet werden konnten, traten auch Überdruckereignisse auf, deren Ursache nicht zu klären war. Zwei Beispiele dafür sind in Abbildung 5-28 und Abbildung 5-29 dargestellt. Aus den dort dargestellten insgesamt 147 registrierten Ereignissen mit Zeitdauern zwischen 0 und 6 min emittierten insgesamt ca. 555 m³_{i.N.} Methan. Von Seiten der Anlagenmitarbeiter wurde die Vermutung angestellt, dass die BHKW nicht schnell genug nachregeln konnten. Alle weiteren Auslösungen der gemessenen ÜUDS sind in Tabelle 5-17 zusammengefasst.

Tabelle 5-22: Zusammenfassung aller registrierten Auslösungen in Remde (2013)

Zeitraum Auslöseereignis	Anzahl Ereignisse	Ereignisdauer(min)		Emittiertes Methanvolumen (m ³ _{i.N. tr.})		Ursache
		Gesamt	Spanne	Gesamt	Spanne	
27.10.2012 (02:21 Uhr – 02:33 Uhr)	2	7	5; 2	9,3	2,1; 7,2	BHKW-Ausfall
29.10.2012 (14:18 Uhr – 15:58 Uhr)	1	101		145,2		
02.11.2012 (15:09 Uhr – 15:40 Uhr)	3	25,1	2 – 12,3	38,4	1,8 – 18,9	
31.10.2012 (23:07 Uhr) – 01.11.2012 (07:26 Uhr)	62	231,3	0,3 – 6	269,4	0,1 – 8,3	unbekannt
01.11.2012 (10:21 Uhr – 13:45 Uhr)	17	49,7	0,4 – 5,7	53,8	0,1 – 7,7	
01.11.2012 (18:59 Uhr) – 02.11.2012 (07:29 Uhr)	68	223,2	0,4 – 5,8	231,5	0,2 – 7,3	
03.11.12 14:41 -15:08	3	10,6	1,8 – 5,4	17,5	2,3 – 9,6	
04.11.12 05:23 – 06:35	3	6,7	1,1 – 3,6	8,4	1,3 – 4,7	
08.01.13. 23:26 -0:05	1	25,2	7,6; 17,6	10,7	2,6; 8	
09.01.13 00:26 - 00:40	1	13,6		6,8		

In Summe emittierten im Messzeitraum unter Anwendung der beschriebenen Annahmen und ohne Berücksichtigung des Fehlsignals bei registrierten Auslösungen rund 791 m³ Methan. Bezogen auf den Messzeitraum von 106 d, ergibt sich eine mittlere Methanemission aus der gemessenen ÜUDS von 0,3 m³ h⁻¹.

Unter Annahme der vollen Anlagenleistung von 1.875 kW_{el}, einem Wirkungsgrad der BHKW's von 38 % und einem Heizwert von Methan in Höhe von 10 kWh m⁻³ ergibt sich eine durchschnittliche Methanproduktion der Anlage von rund 490 m³ h⁻¹. In Bezug auf die Methanproduktion resultiert demnach ein Methanverlust aus der gemessenen ÜUDS in Höhe von 0,06 % CH₄ bzw. 0,12 g CH₄ kWh_{el}⁻¹.

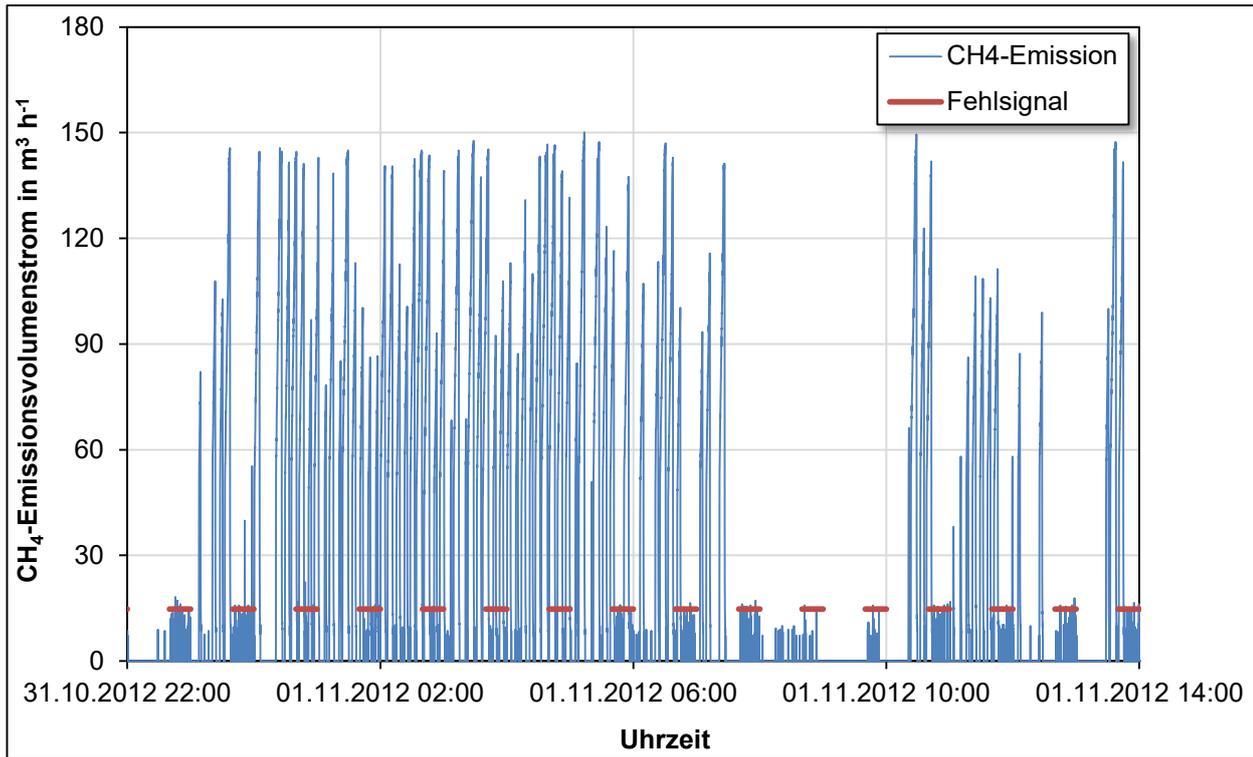


Abbildung 5-29: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 31.10. und 01.11.2012 mit unbekannter Ursache

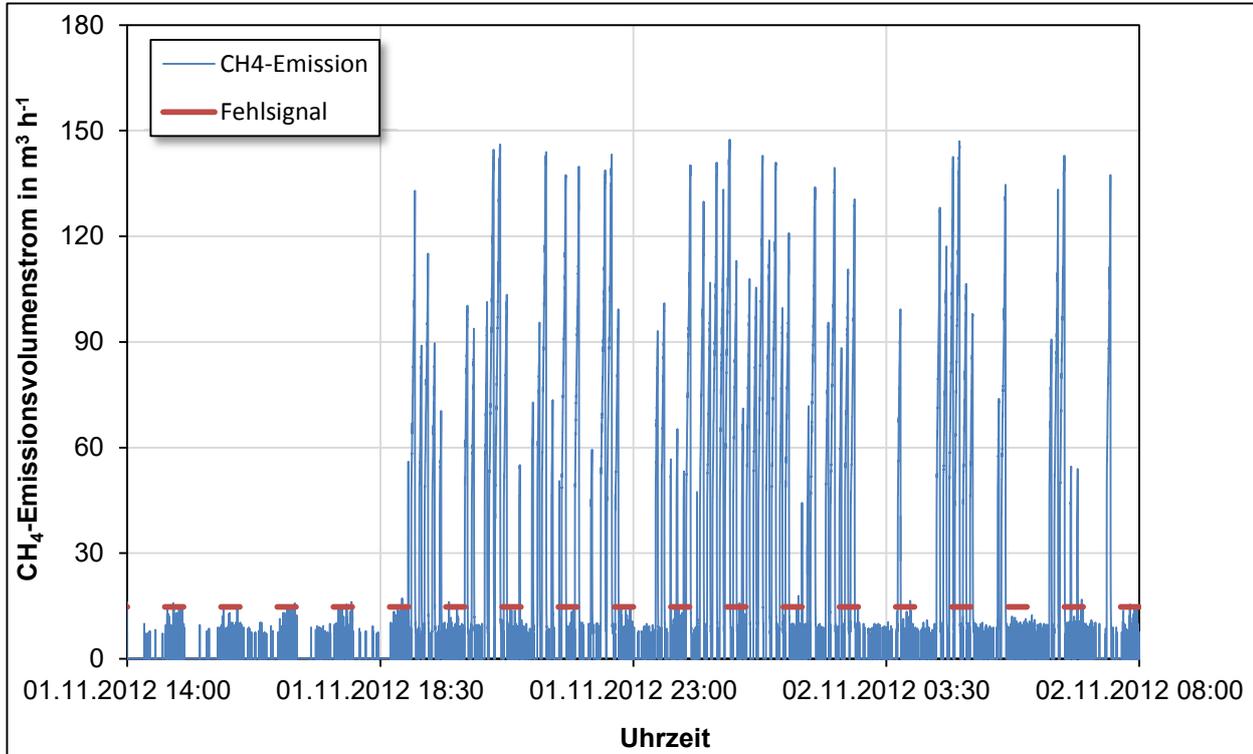


Abbildung 5-30: Auslösen der ÜUDS am Nachgärer 1 (2. Stufe) der Anlage A am 01.11. und 02.11.2012 mit unbekannter Ursache

Emissionen aus ÜUDS an Anlage B

An Anlage B erfolgten die Emissionsmessungen an der ÜUDS des Fermenters (1. Stufe). Die Entwicklung der Methanemissionen in diesem Zeitraum ist in Abbildung 5-30 dargestellt.

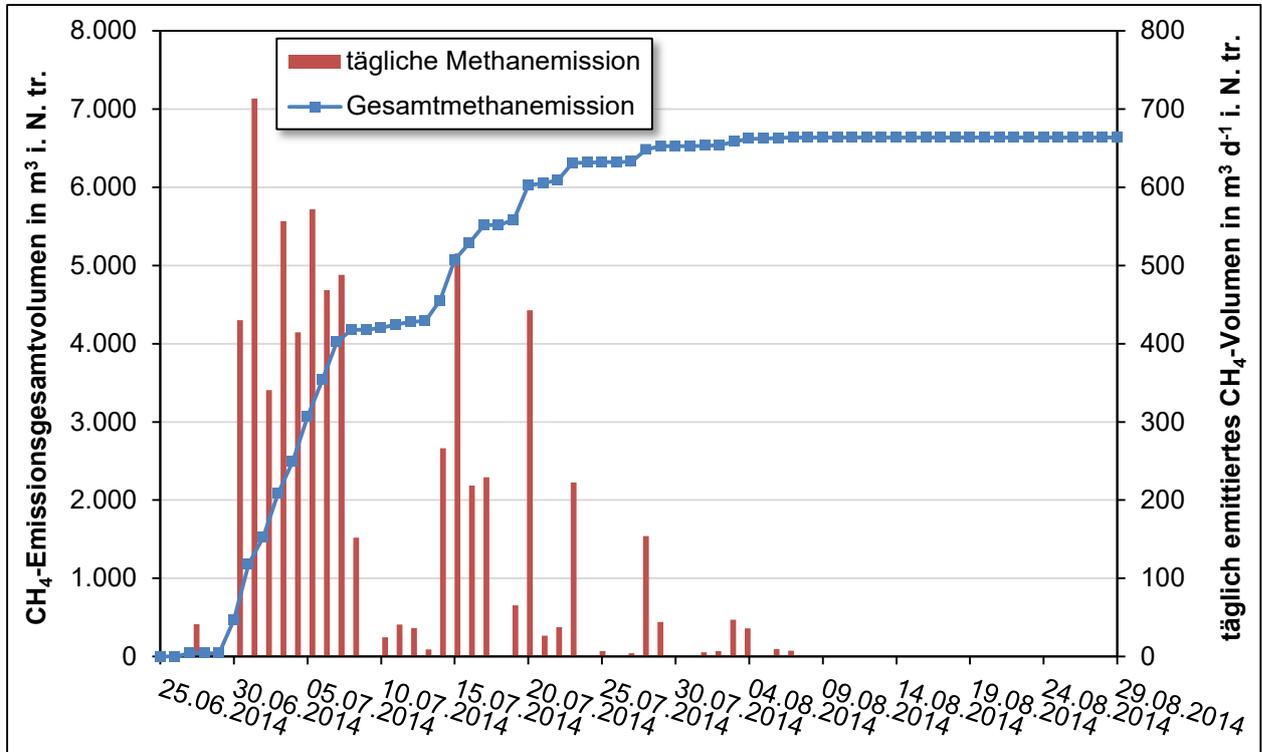


Abbildung 5-31: Entwicklung des Gesamtmethanvolumens und des täglich emittierten Methanvolumens im Messzeitraum

Der größte Teil der gemessenen Methanemissionen entweicht im Monat Juli. Im Monat August hingegen wächst die Gesamtmethanemission nur noch marginal. Werden die einzelnen Auslösungen in Ereignisklassen hinsichtlich ihrer Dauer eingeteilt, so ergibt sich das in Abbildung 5-31 dargestellte Bild. Daraus geht deutlich hervor, dass insbesondere die sehr lang andauernden Auslösungen (> 60 min) einen entscheidenden Anteil an den austretenden Gesamtmethanemissionen haben. Die Anzahl der Ereignisse in den Klassen > 60 min entspricht weniger als 8 % aller registrierten Ereignisse, ist aber für 60 % der gemessenen Gesamtmethanemission verantwortlich. Daran wird der Wert eines gut ausgestalteten Gasmanagements und einer automatisch startenden sekundären Gasverbrauchseinrichtung besonders deutlich. Anlage B verfügt zwar über eine Notfackel, die jedoch nur manuell gezündet werden kann und auch nur über zwei Schaltzustände verfügt (0 und 100 % Verbrennungsleistung). Auslöseereignisse > 60 min sollten mit Hilfe einer Notfackel vermieden werden können.

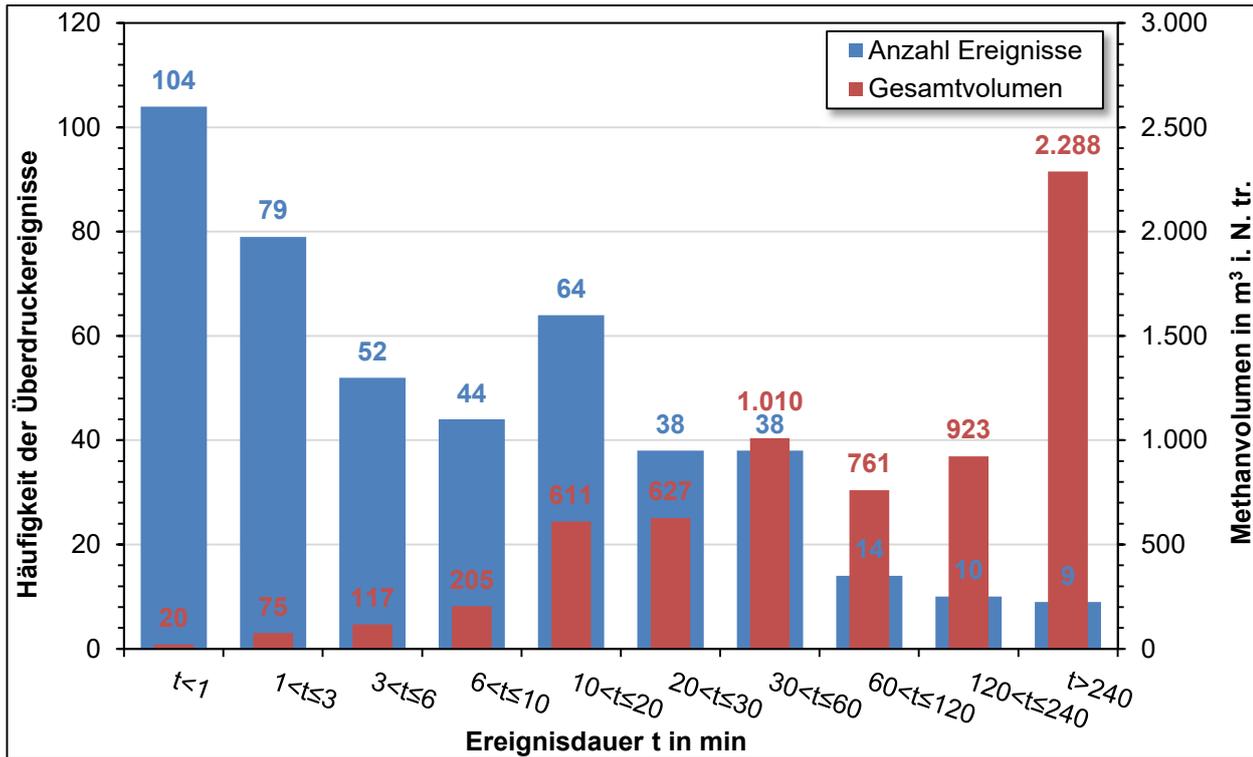


Abbildung 5-32: Dauer und emittiertes Methanvolumen von Überdruckereignissen; Einteilung in Ereignisklassen nach der Dauer der Ereignisse

In Abbildung 5-32 wurde das mittlere Emissionsvolumen jeder Ereignisklasse in Abhängigkeit der Dauer der Ereignisse dargestellt. Es ergibt sich ein exponentieller Zusammenhang, wodurch noch einmal die Bedeutung der Vermeidung von lang andauerndem Auslösen einer ÜUDS verdeutlicht wird.

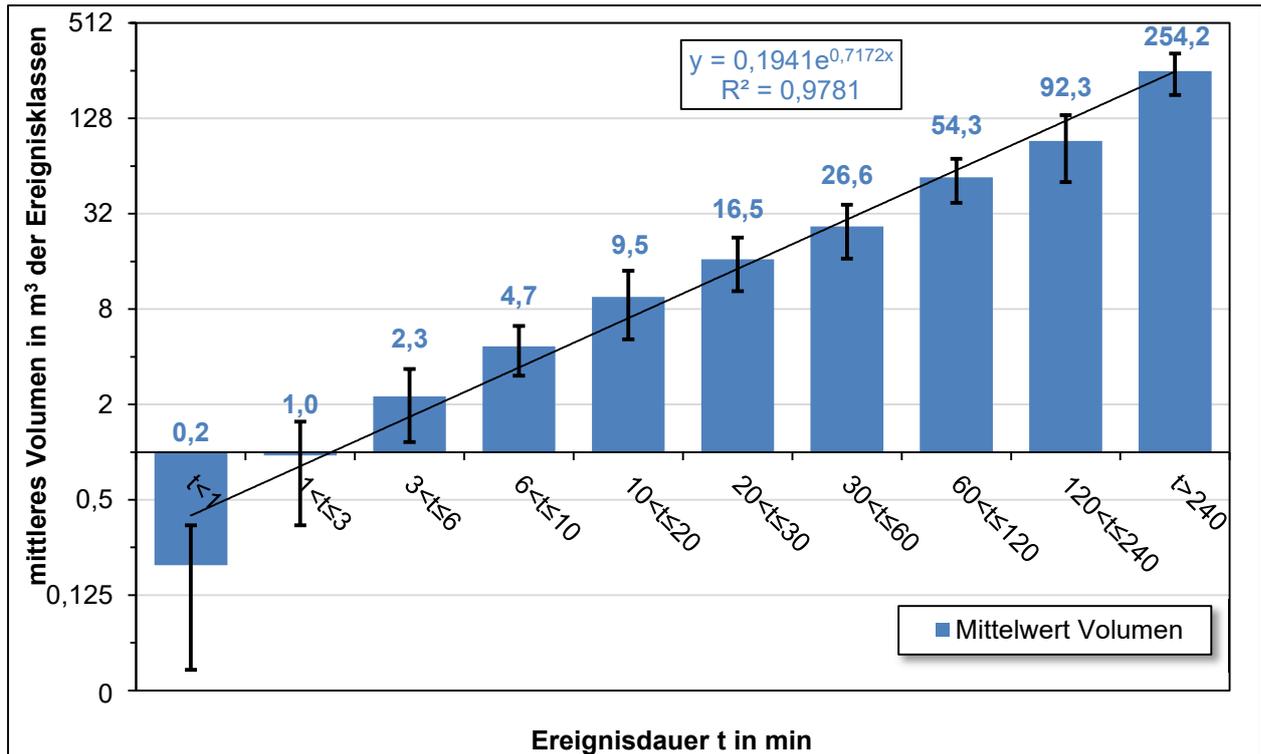


Abbildung 5-33: Mittleres Methanemissionsvolumen der detektierten Ereignisdauern

Einfluss der atmosphärischen Umgebungsbedingungen

In Abbildung 5-33 ist beispielhaft ein Tagesgang der gemessenen ÜUDS dargestellt. Es wurden zum einen die Strömungsgeschwindigkeit (schwarze Linie) und die Temperatur (rote Linie) des abblasenden Biogases im Abgaskanal der ÜUDS gemessen sowie die Lufttemperatur (gelbe Linie) und der Luftdruck (grüne Linie). In der Abbildung ist sehr gut die Übereinstimmung zwischen den Daten des Anemometers sowie der gemessenen Biogastemperatur. Sowohl bei Beginn als auch beim Ende eines Auslöseereignisses ist die Flanke der ansteigenden bzw. abfallenden Biogastemperatur erkennbar. Die Höhe der Flanken ist dabei von der Tageszeit bzw. der Umgebungstemperatur abhängig, da der Sensor im Abgaskanal durch die Umgebungstemperatur beeinflusst wird. Anhand der Abbildung wird auch sehr deutlich wie diffus das Zeitverhalten der Methanemissionen aus ÜUDS in der Praxis sein kann. Die Methanemissionen am 02.07.2014 sind zwar hauptsächlich durch einen bestimmten Betriebszustand verursacht (vgl. Tabelle 5-18), aber Abbildung 5-33 gibt auch einen Hinweis auf den möglichen Einfluss schneller Luftdruckänderungen. Ca. 18:30 Uhr bis zum Ende des Tages erhöht sich der Luftdruck um 3,3 mbar. Gleichzeitig tritt ca. 20:00 das Ende des Auslösens der ÜUDS ein.

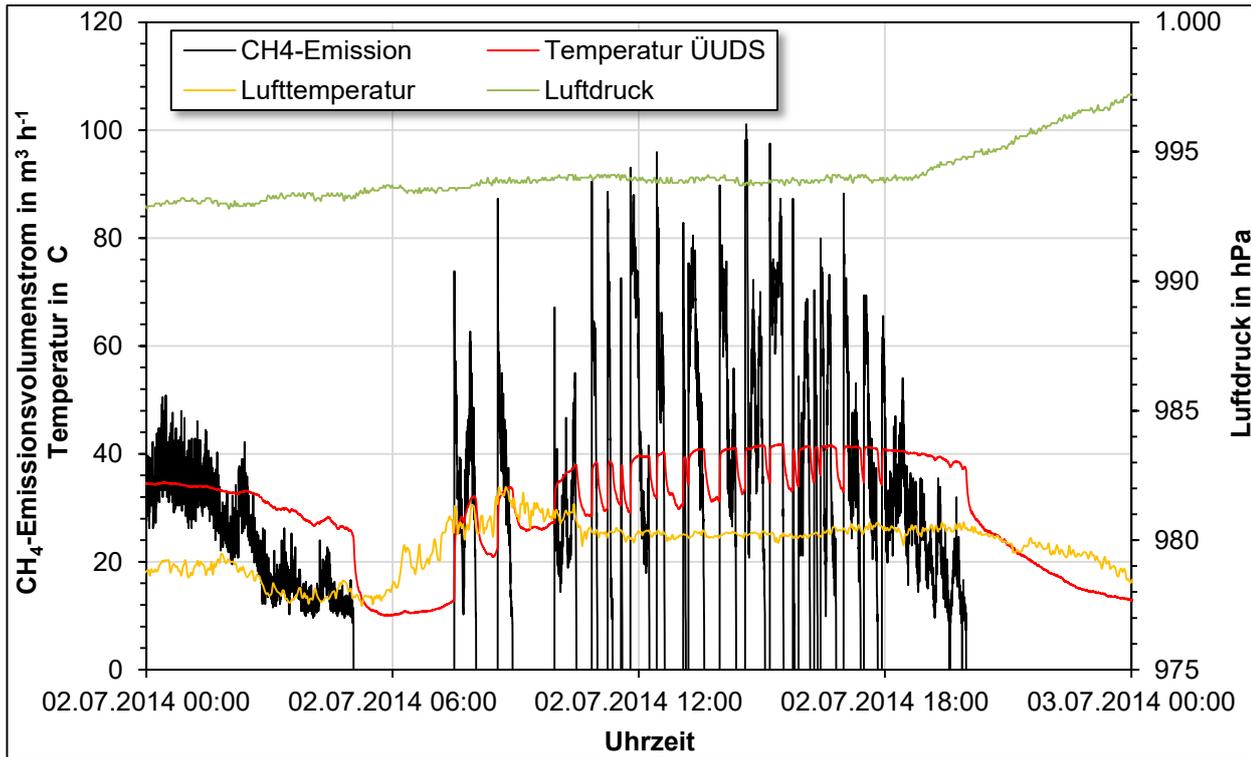


Abbildung 5-34: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 02.07.2014

In Abbildung 5-34 wird der gegenteilige Effekt deutlich, d. h. ein rasches Fallen des Luftdruckes. Abbildung 5-34 zeigt außerdem den möglichen Einfluss sich erhöhender Umgebungstemperaturen auf die Methanemissionen aus ÜUDS. Ab 06:20 Uhr bis 13:00 Uhr ist ein kontinuierliches Ansprechen der ÜUDS und anschließend zahlreiche kurze Auslösezeiträume zu verzeichnen. Aus Abbildung 5-34 geht deutlich das kontinuierliche Sinken des Luftdruckes hervor, der im Tagesverlauf um insgesamt 13 mbar abfällt. Dies entspricht dem Vierfachen des an der ÜUDS eingestellten Differenzdruckes von 3,2 mbar. Zudem ist nach 06:00 Uhr ein starker Anstieg der Lufttemperatur zu verzeichnen, welcher auf den Sonnenaufgang und die damit einhergehende direkte Sonneneinstrahlung auf den Temperatursensor zurückzuführen ist. Da das Fermenterdach ebenfalls dieser direkten Einstrahlung ausgesetzt ist, kommt es auch zur Erwärmung des gespeicherten Biogases.

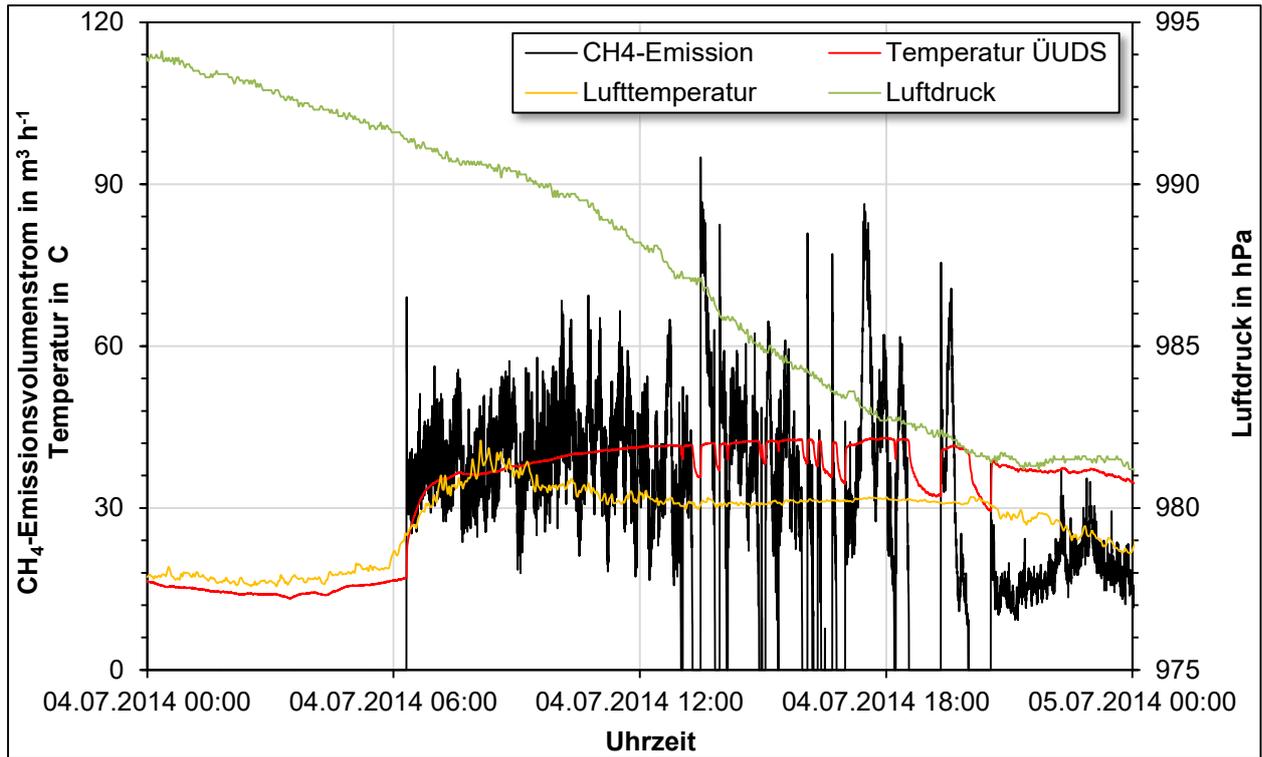


Abbildung 5-35: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 04.07.2014

Auch Abbildung 5-35 zeigt nochmals das mögliche Auslösen von ÜUDS nach Sonnenaufgang. Zusätzlich wurden informativ für die einzelnen Auslösungen die integrierten Methanvolumina dargestellt.

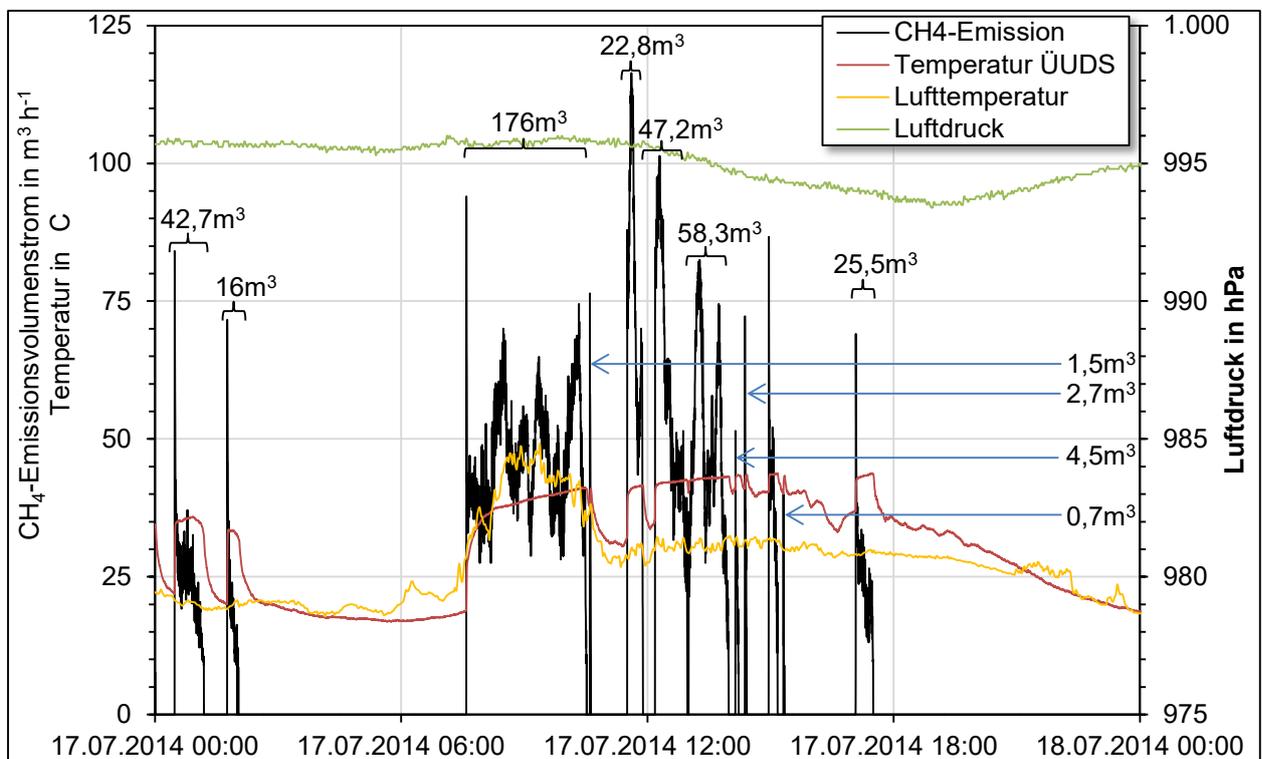


Abbildung 5-36: Tagesgang der ÜUDS am Hauptfermenter (1. Stufe) der Anlage B am 17.07.2014

Einfluss von Betriebsstörungen

In Abbildung 5-38 und Abbildung 5-39 wird ein Überblick hinsichtlich emittierter Methanvolumina, der Anzahl registrierter Auslösungen, der BHKW-Auslastung und dem theoretischen Methanertrag der zugeführten Substrate über den gesamten Messzeitraum gegeben. Der theoretische Methanertrag (grüne Linie) ist im Sinne einer geeigneten Darstellung mit dem Faktor 5 zu multiplizieren, d. h. es werden nicht ca. 500 m³ d⁻¹ sondern tatsächlich rund 2.500 m³ d⁻¹ Methan produziert.

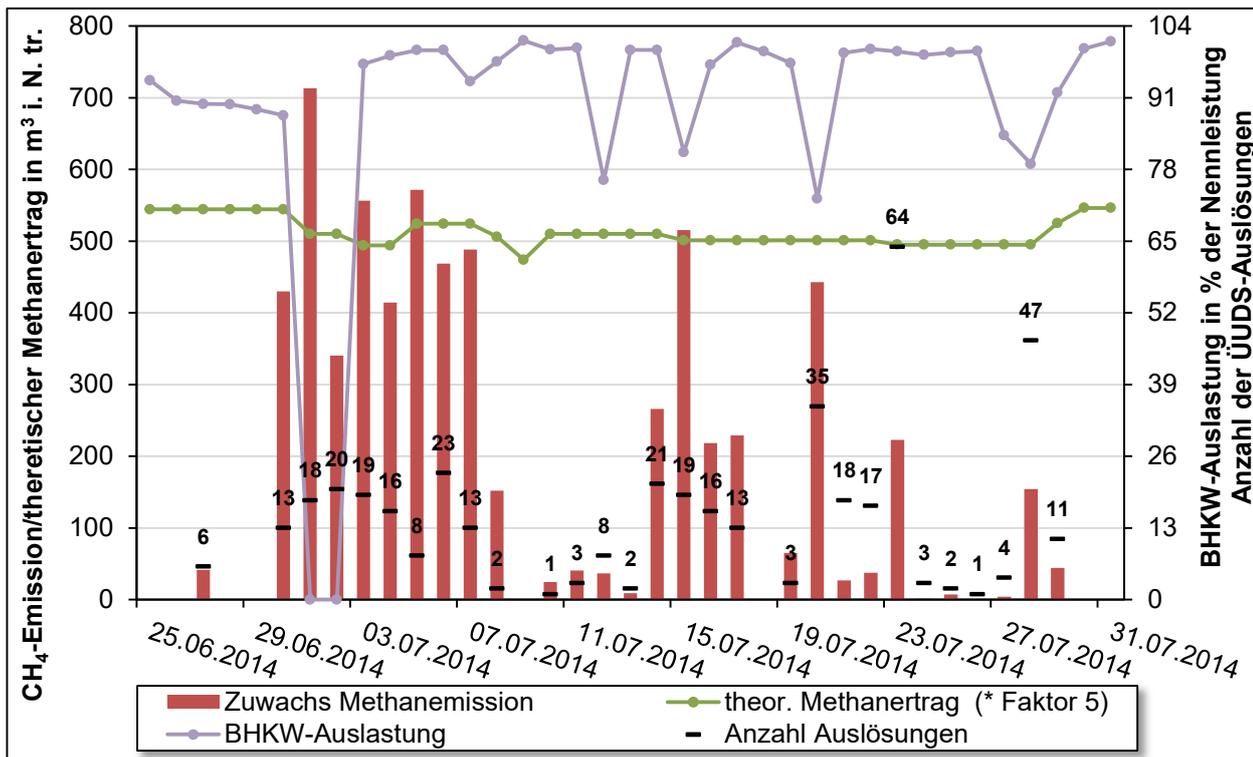


Abbildung 5-37: Überblick über den täglichen Methanverlust sowie die Anzahl registrierter Auslösungen, die BHKW-Auslastung und den theoretischen Methanertrag aus den zugeführten Substraten im Zeitraum Juni/Juli

Aus Abbildung 5-38 geht zunächst nochmal deutlich hervor, dass die Anzahl von Auslösungen nur geringen Einfluss auf den resultierenden Methanverlust aus einer ÜUDS hat. Entscheidend für die Höhe sind vielmehr die Dauer der Ereignisse und der durchschnittlich entweichende Volumenstrom. Infolge einer reduzierten Leistung der Anlage B, aufgrund von Wartungsarbeiten im Juni, wurde die Anlage bis 08.07.2014 mit 24 Fütterungen pro Tag wieder an den Normalbetrieb herangeführt um anschließend auf die üblichen 17 Fütterungen pro Tag umzustellen. Beim Vergleich der BHKW-Leistung (Angabe in % der installierten Nennleistung) und dem Methanverlust ist zu erkennen, dass ein Leistungsabfall oft zu Auslösungen der ÜUDS führt. Eine Korrelation zwischen BHKW-Auslastung und der Methanemission aus der ÜUDS kann jedoch nicht hergestellt werden. In Tabelle 5-19 sind die im Messzeitraum aufgetretenen Betriebsstörungen zusammenfassend dargestellt. Im Vorfeld des Messzeitraumes wurden am Gärrestendlager intensive Wartungen (u. a. Rührwerkstausch) durchgeführt. Dabei mussten die beiden BHKW-Motoren gedrosselt werden, da der Fermenter die Schwankungen in der Gasproduktion nicht ausgleichen konnte, so dass starke Druckschwankungen resultierten. Nach Beendigung der Wartungsarbeiten wurde der Fermenter mit stündlichen Fütterungsintervallen wieder hochgefahren. Da nach Abschluss der Wartungen am 30.06.2014 der Gasspeicher des Gärrestlagers Luft enthielt, erfolgte eine Spülung mit Biogas aus dem Fermenter. Infolge dessen konnte dem BHKW

zwei Tage lang kein motortaugliches Biogas zur Verfügung gestellt werden, weshalb es zur vollständigen Abschaltung der primären Gasverwertung kam. Daher erfolgte in diesem Zeitraum die manuelle Zündung der stationären Biogasfackel. Aus Abbildung 5-37 lassen sich für den Zeitraum 30.06. bis 07.07.2014 insgesamt 130 Auslöseereignisse zählen. Insgesamt emittierten damit in diesem Zeitraum 3.983 m³ CH₄ i. N. (tr.). Dies entspricht nahezu zwei Drittel des gesamten Methanverlustes im Messzeitraum Juni/Juli. Die Ursache hierfür liegen im Wesentlichen an der zwischenzeitlichen Abschaltung der primären Gasverwertung, wobei zu vermuten ist, dass entweder die Notfackel nicht über ausreichend Verbrennungsleistung verfügt oder das Gasmanagement der Anlage nicht gewährleisten kann, dass zwischen den Gasspeichern und der (sekundären) Gasverwertung ein ausreichend schneller Gasaustausch realisiert werden kann, der Druckunterschiede schnell genug ausgleicht bevor die ÜUDS anspringt. Zudem wurde ab 04.07.2014 die Substratzufuhr wieder erhöht. Erschwerend kamen die Wetterbedingungen am 04.07.2014 hinzu (vgl. Abbildung 5-35). Die Methanemission aus der ÜUDS wurde durch eine sehr warme Umgebungstemperatur, zwischenzeitlich starke Sonneneinstrahlung und einem rasch abfallenden Luftdruck begünstigt. Ab 07.07.2014 wurde die Substratzufuhr wieder etwas zurückgefahren, so dass ab 08.07.2014 das Ansprechen der ÜUDS deutlich reduziert wurde. Bis zum Ende des Monats Juli folgten wiederholte Einbrüche der BHKW-Nennleistung, die auf Überhitzung der Motoren oder Wartungen zurückzuführen waren. Infolge dessen wurde wiederholt ein häufiges Auslösen der ÜUDS registriert. In den Zeiträumen einbrechender BHKW-Leistung erfolgte kein Zünden der Biogasfackel. Da diese laut Betreiberaussage nur über zwei Schaltzustände verfügt (Aus, Volllast) wurde vermutlich befürchtet der primären Gasverwertung zu viel Biogas zu entziehen. Der Vielzahl von Auslöseereignissen bei Volllastbetrieb der primären Gasverwertung kann keine eindeutige Ursache zugeordnet werden. Möglicherweise benötigt der Übergang des Gasmanagements in den Normalbetrieb nach einer Betriebsstörung einen gewissen Zeitraum, in welchem es noch zu wiederholtem Auslösen der ÜUDS kommen kann.

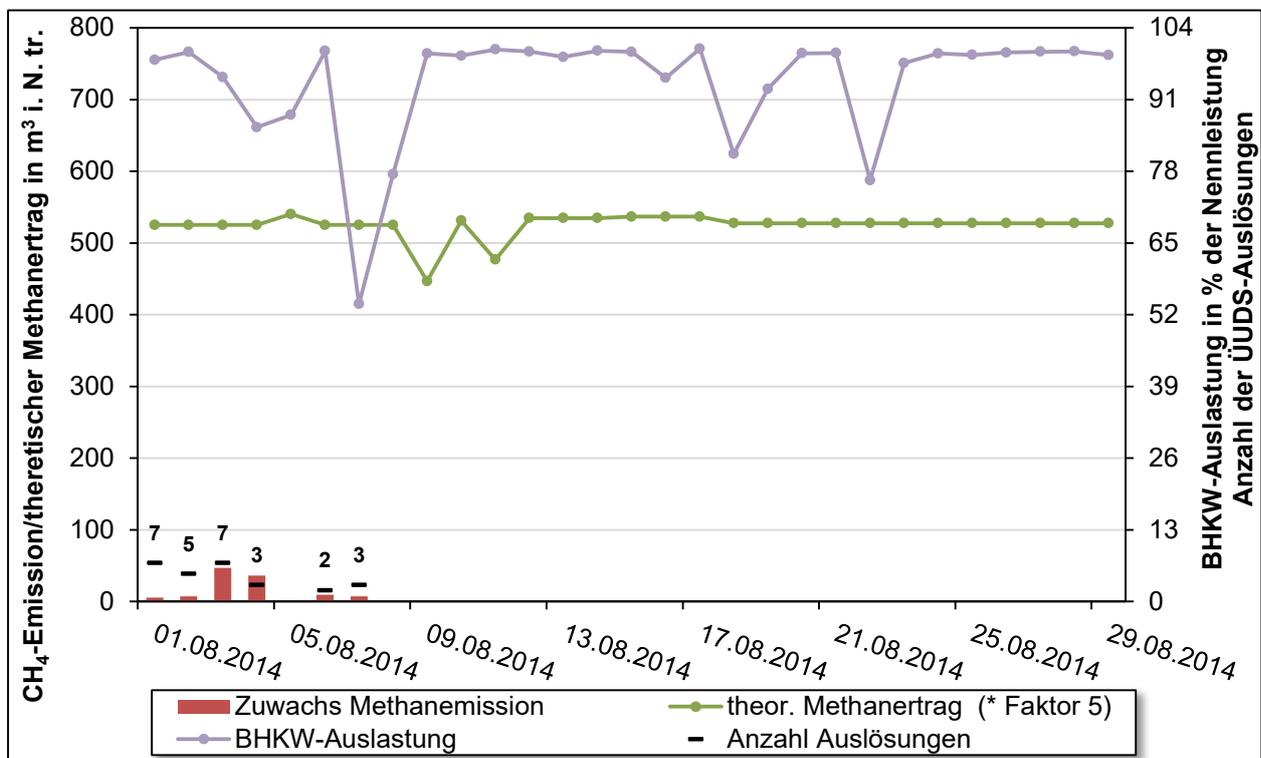


Abbildung 5-38: Überblick über den täglichen Methanverlust sowie die Anzahl registrierter Auslösungen, die BHKW-Auslastung und den theoretischen Methanertrag aus den zugeführten Substraten im Zeitraum August

Im Monat August sind die Methanemissionen aus der gemessenen ÜUDS im Vergleich zu den Monaten Juni/Juli deutlich gesunken (vgl. Abbildung 5-37). Es konnten in diesem Zeitraum insgesamt nur 27 Auslöseereignisse registriert werden. Der gemessene Methanverlust beträgt nur 1,7 % des gesamten Methanverlustes über den vollständigen Messzeitraum. Die wenigen registrierten Auslösungen sind auf eine reduzierte BHKW-Leistung aufgrund von Wartungen und Störungen durch technische Defekte zurückzuführen. Die sonstigen Leistungsabfälle führten nicht zu einem Auslösen der ÜUDS, da der Gasspeicher vermutlich noch ausreichende Kapazitäten aufwies. Am 07.08 kam es wieder zu einem technischen Defekt im BHKW I was zu dessen Abschaltung führte. In Abbildung 5-37 ist auch der resultierende Leistungseinbruch auf fast 50 % zu erkennen. Auch hier kam es zu geringen Auslöseereignissen mit Methanemissionen. Der Defekt wurde am 08.08. behoben. Zwei weitere Ereignisse listet das Betriebstagebuch für den 18.08. und 19.08.2014 auf. Hier zeigt sich zwar der Leistungseinbruch durch die Störung an einem elektronischen Bauteil des BHKW I, allerdings ist kein Auslösen der ÜUDS zu beobachten. Abschließend ist zu beobachten, dass Anlage B im Monat August endgültig wieder in den Normalbetrieb übergegangen ist, so dass nach dem 08.08.2014 zu keinen weiteren Überdruckereignissen gekommen ist.

Tabelle 5-23: Betriebsstörungen im Messzeitraum an Anlage B

Datum	Art der Betriebsstörung	Ursache
08.06.2014	Wartung BHKW 1	
09.06.2014	Wartung BHKW 2	
15.06. - 20.06.2014	Drosslung BHKW 1	Am gasdichten Gärrestlager wurden Reparaturen durchgeführt und ein defektes Rührwerk getauscht. Die Motoren mussten gedrosselt werden, da der Fermenter die Schwankungen der Biogasproduktion nicht ausgleichen konnte und somit hohe Druckschwankungen aufgetreten sind.
21.06. - 30.06.2014	Drosslung BHKW 2	
01.07.2014	Vollständige Abschaltung der BHKW's, Volllastbetrieb der Biogasfackel,	Endlager wurde mit Biogas aus dem Fermenter gespült um die Luftatmosphäre aus dem Gasspeicher des gasdicht abgedeckten Gärrestlagers aus zu schleusen
02.07.2014		
15.07. - 31.07.2014	Drosslung der BHKW-Leistung	Überhitzung der BHKW's
12.07.2014	Wartung BHKW 2	
16.07.2014	Wartung BHKW 1	
04.08.2014	Große Wartung BHKW 2	
05.08.2014	Störung BHKW 1	Überhitzung durch technischen Defekt
07.08.2014	Abschaltung BHKW 1	technischer Defekt
08.08.2014	Reparatur BHKW 1	technischer Defekt
18.08.2014	Drosslung BHKW 1	Störung Elektronikbauteil
19.08.2014	Wartung BHKW 1+2	

Anhand der gemessenen Methanemissionen sowie der durch den Betreiber zur Verfügung gestellten Betriebsdaten wurden die Emissionsmessungen an Anlage B in Tabelle 5-19 zusammengefasst. Anhand der gemessenen Gesamtmethanemission sowie der im Messzeitraum eingespeisten elektrischen Energie kann nach Formel 1 der Methanemissionsfaktor in g CH₄ kWh⁻¹ berechnet werden.

$$EF = \frac{V_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4} \cdot 1000}{t \cdot P_{el}}$$

Formel 2

EF	Emissionsfaktor	g CH ₄ kWh _{el} ⁻¹
V _{CH₄}	emittiertes Gesamtmethanvolumen	m ³ CH ₄ i. N. (tr.)
ρ _{CH₄}	Dichte Methan	kg m ⁻³
t	Dauer Messzeitraum	h
P _{el}	installierte, elektrische Anlagenleistung	kW _{el}

Nach Formel 2 kann der Emissionsfaktor als CH₄-Verlust im Verhältnis zum theoretisch produzierten Methan berechnet werden.

$$EF = \frac{V_{CH_4}}{MP_{Substrat}}$$

Formel 3

EF	Emissionsfaktor	% CH ₄ -Verlust
V _{CH₄}	emittiertes Gesamtmethanvolumen	m ³ CH ₄ i. N. (tr.)
MP _{Substrat}	Methanpotenzial aus dem zugeführten Substrat	m ³ CH ₄ i. N. (tr.)

Tabelle 5-24: Zusammenfassung der Emissionsmessung an Anlage B

Zeitraum	25.06.2014 – 29.08.2014
Messdauer	66 d
installierte, elektrische Leistung	442 kW _{el}
Anzahl registrierter ÜUDS-Auslösungen	452 (davon 7,7 % mit einer Dauer von > 60 min)
Gesamtmethanemission aus der gemessenen ÜUDS	6.641 m ³ CH ₄ i. N. (tr.)
eingespeiste Gesamtmenge elektrischen Stromes	640.506 kWh _{el}
theoretischer Methanertrag der zugeführten Substrate	170.959 m ³ CH ₄ i. N. (tr.)
Emissionsfaktoren	7,44 g CH ₄ kWh _{el} ⁻¹
	3,88 % CH ₄ -Verlust

5.4 Fernmessungen

5.4.1 Methodik des Fernmessverfahren

Versuchsdurchführung

Für die Abschätzung der Gesamtemissionen der Biomethananlagen war vorgesehen lange Messpfade in der Abwindfahne der Anlage zu realisieren. Die drei Anlagen weisen unterschiedlich große

Grundflächen auf. In Abhängigkeit von der Größe der Anlage, der Entfernung zur Anlage und der Windgeschwindigkeit kamen Messpfade von 150 bis 500 m Länge zwischen Spektrometer und Reflektor zum Einsatz. Zu beachten war hierbei, dass die Messungen in ausreichender Entfernung von der Anlage erfolgten, um Turbulenzstörungen der Konzentrationsmessungen zu vermeiden. Allerdings sollte die Entfernung auch nicht zu groß gewählt werden, da mit zunehmender Entfernung die Konzentration der zu messenden Gase abnimmt. Weiterhin war nicht bei allen Anlagen für jede Windrichtung eine störungsfreie Messung möglich. Die Messstrecken auf benachbarten Feldern aufgebaut. Hier war zum einen das Einverständnis der Eigentümer nötig und zum anderen behinderten in den Sommermonaten Ackerfrüchte mit hohem Wuchs (z. B. Mais, Raps) den Messaufbau. Je nach topographischen Gegebenheiten und vorherrschender Windrichtung wurde zu Beginn eines Messtages der exakte Aufbau festgelegt. Die Messstrecken lagen in der Regel auf einer Höhe von etwa 1,5 m. Das 3D-Ultraschall-Anemometer wurde stets in der Nähe der Messstrecke möglichst außerhalb von Störungen des Windfeldes mit einer Höhe von 2 bis 2,5 m aufgestellt. Hintergrundmessungen wurden während jeder Messkampagne sowohl vormittags als auch nachmittags durchgeführt, da es sowohl jahres- als auch tageszeitliche Schwankungen der Methanhintergrundkonzentration gibt (Aikawa u. a., 2006; Patra u. a., 2009). Da nur ein Methan-Spektrometer zur Verfügung stand, konnten Hintergrund und Abwindfahne nicht gleichzeitig gemessen werden, was zusätzlich zur Genauigkeit der Ergebnisse beitragen würde. Alle Messwerte liegen in Sekundenaufösung vor.

Genauigkeit der Konzentrationsmessung

Die Open Path-TDLAS-Systeme messen jeweils die pfadintegrierte Konzentration C_i eines Gases. Um eine über die gesamte Messstrecke gemittelte Konzentration des gemessenen Gases zu erhalten wird der Messwert durch die Länge der Messstrecke dividiert. Somit gehen in die Bestimmung der Genauigkeit der pfadgemittelten Konzentration die Genauigkeit des Messwertes (also der pfadintegrierten Konzentration) und die Genauigkeit der Längenmessung ein. Die Genauigkeit der Messwerte wird für Laborbedingungen mit $\Delta C_i = 1 \text{ ppm}\cdot\text{m}$ vom Hersteller angegeben. Unter Einfluss von lokalen Gegebenheiten wie Sonneneinstrahlung, Windböen oder Dunst treten jedoch teilweise Schwankungen von bis zu 5 ppm m auf. Zudem haben Temperatur und Luftdruck einen Einfluss auf den Konzentrationsmesswert. In die Korrekturformel für den Messwert gehen die vor Ort gemessene Temperatur und der Luftdruck mit ihren jeweiligen Messgenauigkeiten ein sowie die Unsicherheit der Kalibrierkurven selbst. Daher erscheint eine Annahme von $\Delta C_i = 5 \text{ ppm m}$ als geeignet. Um eine pfadgemittelte Konzentration $C_m = C_i/l$ zu erhalten, muss die Länge l der Messstrecke bestimmt werden. Hierzu wurde ein Laserentfernungsmesser der Firma Bushnell mit einer Genauigkeit von $\Delta l = 1 \text{ m}$ verwendet. Für den möglichen Größtfehler gilt:

$$\Delta C_m = \frac{\Delta C_i}{l} + \frac{C_i}{l^2} \Delta l$$

Kürzere Messstrecken sind demnach mit einem größeren Fehler behaftet als längere Messstrecken. Während der Konzentrationsmesswert im Wesentlichen mit einem zufälligen Fehler behaftet ist, stellt die gemessene Länge l für jeden Aufbau einen systematischen Fehler dar. Dieser Effekt ist ebenfalls bei der Bestimmung der Hintergrundkonzentration relevant.

Kalibrierung des Laserspektrometers für Methan

Es hat sich gezeigt, dass die Abhängigkeit des Messwertes von der Umgebungstemperatur deutlich stärker ausgeprägt ist als vom Hersteller angegeben. Die Ergebnisse der am DBFZ durchgeführten Kalibriermessungen sind in Abbildung 5-3 dargestellt. Aufgetragen ist das Verhältnis zwischen dem Messwert des Spektrometers und der Konzentration der verwendeten Prüfgase über der jeweiligen Umgebungstemperatur. Die durchgezogene schwarze Linie stellt eine lineare Anpassung an die Messwerte dar. Zusätzlich aufgetragen sind die vom Hersteller mitgelieferten Kalibrierkurven bei Normaldruck (rot) und bei 100 kPa (grün gestrichelt). Alle Messwerte der Messkampagnen im Jahr 2013 wurden mit der am DBFZ ermittelten Kalibrierung ausgewertet. Der hier beschriebene Effekt wurde auch bei anderen Geräten des Herstellers beobachtet und erklärt (LAUBACH u. a., 2013). Deutlich zu erkennen ist, dass auch die Temperaturkalibrierung eine Unsicherheit in Bezug auf das Messergebnis darstellt.

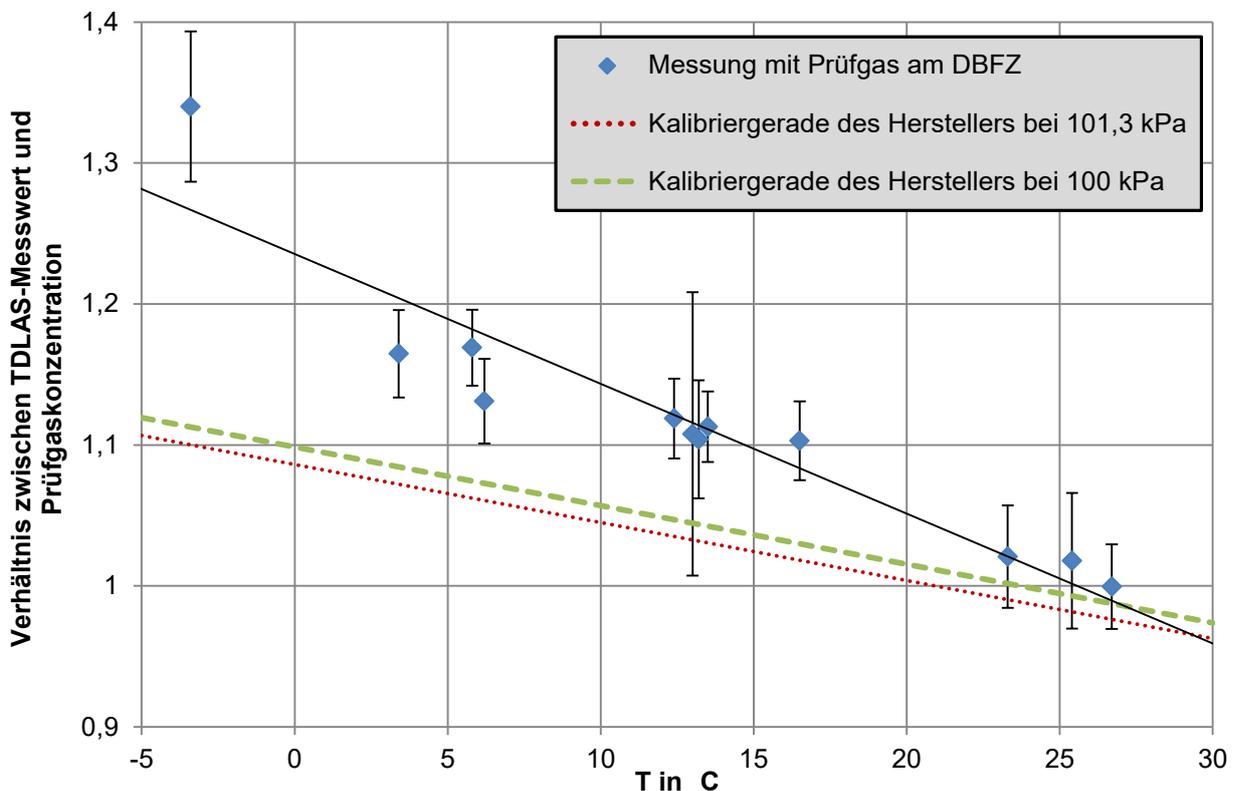


Abbildung 5-39: Temperaturkalibrierung des GasFinder CH4OP-1041 (Laserspektrometer für Methan) durchgeführt mit Prüfgasen am DBFZ, Verhältnis der gemessenen Konzentration in der Gasmesszelle zur Konzentration des Prüfgases aufgetragen über der Temperatur

Quelltermrückrechnung

Die Berechnung der Emissionsraten der Biomethan-Anlagen erfolgte mit Hilfe der Simulationssoftware Windtrax. Es handelt sich um ein frei verfügbares Programm der Firma Thunderbeach Scientific mit Sitz in Kanada. Die Software wurde bereits von zahlreichen Forschungsgruppen getestet und die Ergebnisse sind in wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht (CRENNA u. a., 2008; FLESCHE u. a., 2005a; GAO u.

a., 2010; HARPER u. a., 2010; MCGINN u. a., 2006). Das verwendete Rechenmodell wird für die hier vorliegende Problemstellung als geeignet angesehen.

Windtrax besitzt eine graphische Benutzeroberfläche. Auf dieser Oberfläche kann ein Lageplan der Umgebung eingefügt werden. Die Emissionsquelle, die Messstrecken und der Standort der Wetterstation werden hier eingezeichnet. Es kann eine Eingabedatei eingebunden werden, über die die gemessenen Werte an das Programm übergeben werden. Die Ergebnisse der Simulation können zusammen mit allen relevanten Parametern in eine Ausgabedatei geschrieben werden. Wichtige, von der Software aus den Wetterdaten berechnete Kontrollgrößen für die Aussagekraft der Ergebnisse sind die mikrometeorologischen Größen Schubspannungsgeschwindigkeit u^* und Obukhov-Länge L (FLESCH u. a., 2005b; GAO u. a., 2010) sowie der Anteil des Quellgebiets der von simulierten Teilchen berührt wurde. Letzterer ändert sich deutlich mit der Windrichtung. Je weniger der Wind senkrecht zur Messstrecke weht, desto mehr Teilchen wehen sozusagen an der Messstrecke vorbei. Für die folgende Auswertung wurde für die weitere Verwendung des Ergebnisses eine Abdeckung des Quellgebiets von mindestens 90 % festgelegt. Schließlich ergibt sich als Ergebnis der Simulation die Emissionsrate für das Quellgebiet sowie die dazugehörige Standardabweichung der statistischen Berechnung.

In Abbildung 5-39 ist ein Screenshot während einer Simulation dargestellt. Die rote Linie entspricht der Messstrecke des Laserspektrometers. Links neben der Messstrecke befindet sich ein Symbol für die Wetterstation. Das Vieleck kennzeichnet das Quellgebiet der Emissionen, in diesem Fall also eine Biogasanlage. Die grauen Punkte stellen die simulierten Bodenberührungen der von der Messstrecke aus in der Zeit rückwärts berechneten Teilchen dar. Dort wo die Teilchen auf das Quellgebiet treffen, sind sie rot dargestellt. Unten im Bild sind eine Anzeige der Emissionsrate sowie Icons für Ein- und Ausgabedatei zu sehen.

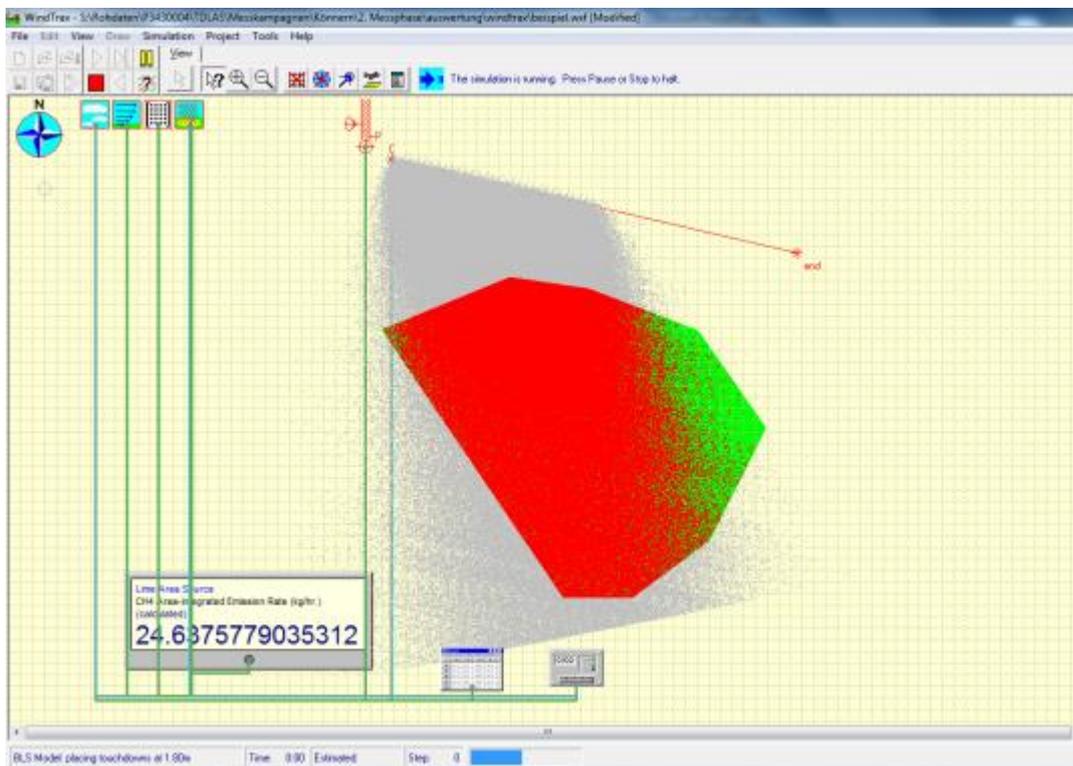


Abbildung 5-40: Screenshot einer Simulation mit Windtrax

Neben den sich aus dem stochastischen Prozess der Simulation ergebenden Standardabweichungen können die Ergebnisse auch durch Änderung von Eingabegrößen und die Festlegung des Quellgebiets beeinflusst werden. Es hat sich gezeigt, dass die Variabilität der Emissionsraten im Tagesverlauf jedoch deutlich stärker ausgeprägt war als jegliche Änderung der Eingangsparameter unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Ungenauigkeiten.

Für die Auswertung der Messungen wurden die Konzentrations- und Wetterdaten zu Viertelstundenwerten verdichtet und auf die für Windtrax benötigte Form gebracht. Die Simulationen erfolgten stets mit 50.000 Luftpaketen und einer Unterteilung des Konzentrationsmesspfades in 30 Punkte.

5.4.2 Ergebnisse der Fernmessmethodik

Die Messungen der Konzentration an Methan waren an allen drei Anlagen erfolgreich. Die Emissionen erzeugten in der Abwindfahne der Anlagen gegenüber dem natürlichen Hintergrund an Methan nachweisbar erhöhte Konzentrationswerte. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt dargestellt.

Die Messungen von Ammoniak in der Umgebung der drei Biogasanlagen konnten lediglich zeigen, dass die Konzentrationen auf den Messstrecken unterhalb der Nachweisgrenze von wenigen ppm*m lagen. Lediglich an Anlage 3 konnten gelegentliche Ausschläge oberhalb der Nachweisgrenze detektiert werden. Eine quantitative Auswertung war aber auch hier nicht möglich, da es sich stets nur um kurzzeitige Ereignisse handelte.

Biomethananlage I

Im Jahr 2013 wurden an der BMA I zwei Messkampagnen durchgeführt. Dabei herrschten an jeweils zwei von vier Tagen solche meteorologischen Bedingungen, dass die Ausbreitungsrechnung mittels der Software Windtrax valide Ergebnisse liefern konnte. Der Aufbau der Messstrecken ist in

Abbildung 5-40 schematisch dargestellt. Die rot gekennzeichneten Flächen der Biogasanlage sowie der Aufbereitungsanlage wurden als Quellgebiet der Emissionen angenommen. Die Silage wurde nicht berücksichtigt.

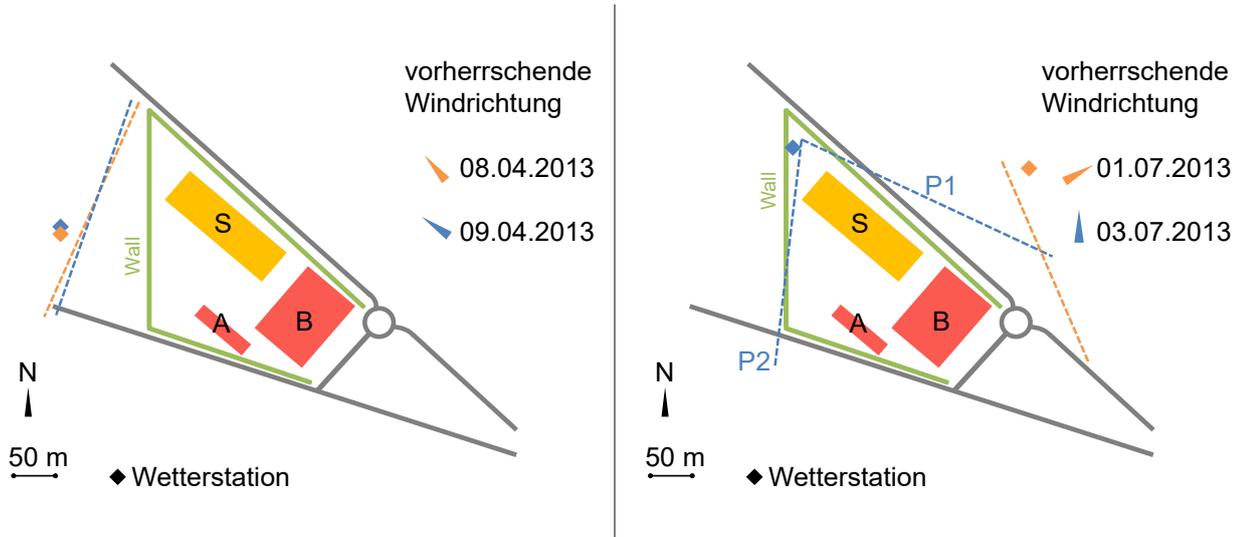


Abbildung 5-41: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus während der Messungen im April und Juli 2013. Die gestrichelten Linien stellen die Messpfade dar. (B: Biogasanlage; A: Aufbereitungsanlage; S: Silage)

Die Messungen erfolgten bei unterschiedlichen Windrichtungen und Temperaturbedingungen sowie verschiedenen Entfernungen zur Anlage. Ein funktionaler Zusammenhang zu den ermittelten Emissionsraten konnte für keine dieser Variablen festgestellt werden. Während der gesamten Messungen wurden keine Störungen im Anlagenbetrieb beobachtet, die zu erhöhten Emissionsraten geführt hätten. In Abbildung 5-41 sind alle Viertelstunden-Ergebnisse der Emissionsraten nach Größe sortiert als prozentualer Methan-Verlust gegenüber der Einspeisung ins Erdgasnetz dargestellt.

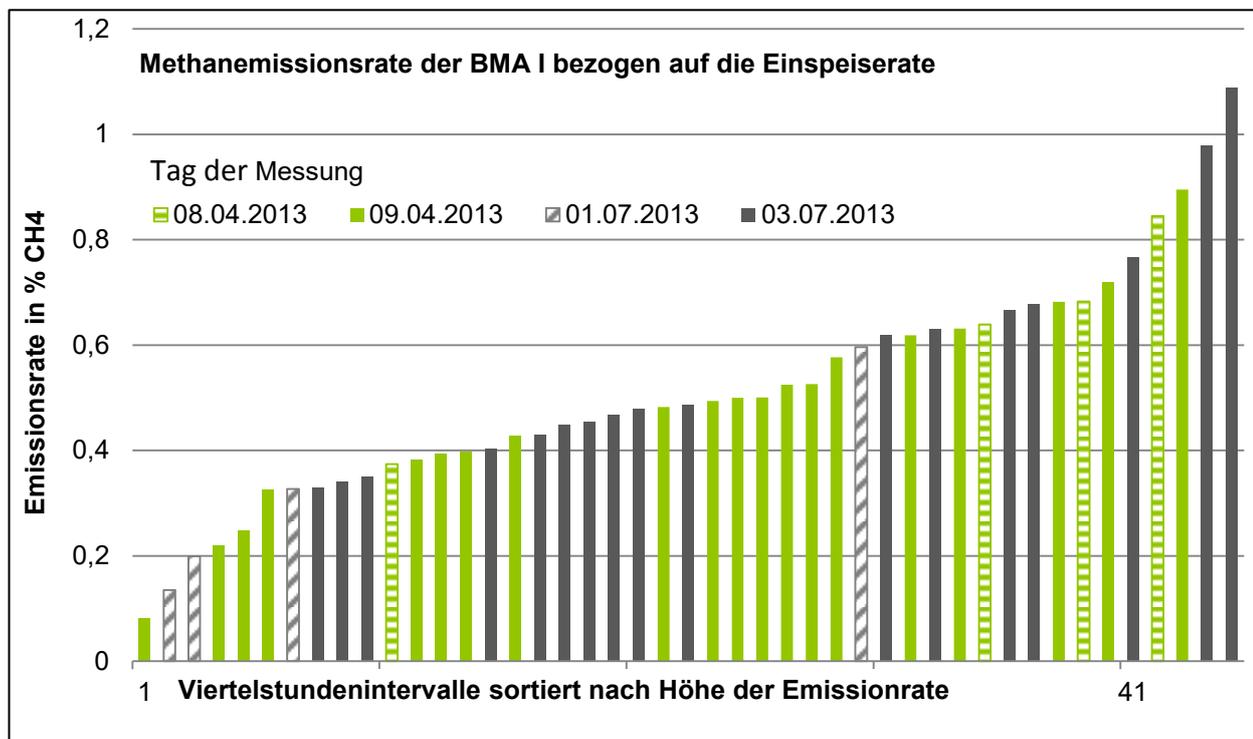


Abbildung 5-42: Emissionsraten in Viertelstunden-Werten sortiert nach der Höhe der Methan-Emission

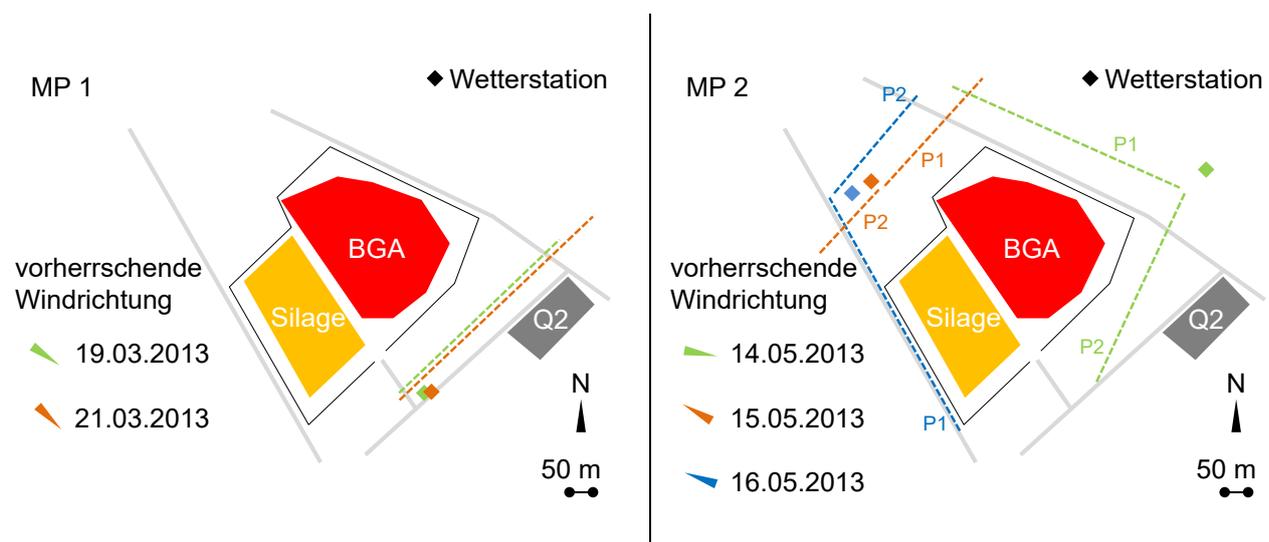
Die Ergebnisse der beiden Messkampagnen verteilen sich gleichmäßig über den gesamten Wertebereich. Mittelwert und Median liegen dicht beieinander und die Verteilung ist annähernd normalverteilt. Daher wurde für die Verwendung in der Ökobilanz der Mittelwert aller Viertelstunden-Intervalle gebildet und als Unsicherheit die Standardabweichung dessen angesetzt. Ungenauigkeiten, die sich aus den mit zufälligen Fehlern behafteten Größen der Messung selbst und der Simulation ergeben, sind vernachlässigbar vor dem Hintergrund der Spannweite der Einzelergebnisse untereinander. In Tabelle 5-21 ist das Ergebnis zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 5-25: Mittlere Emissionsrate der BMA I aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik

	Anzahl der Messtage	Anzahl der auswertbaren Viertelstundenwerte	Mittelwert der Emissionsrate in % CH ₄	Standardabweichung in % CH ₄
BMA I 2013	4	45	0,51	0,21

Biomethananlage II

An der BMA II wurden im Jahr 2013 fünf Messkampagnen durchgeführt. Für jede Messkampagne ist in Abbildung 5-43 eine Skizze mit den im Abwind der Anlage aufgebauten Messstrecken gezeigt. Als Emissionsquelle wurde die Fläche der Biogasanlage samt Aufbereitungsanlage gewählt und ist in den Skizzen rot markiert. Weiterhin ist jeweils die Position der Wetterstation gekennzeichnet. Für jeden Messtag ist die vorherrschende Windrichtung dargestellt. Die Silage wurde in den Simulationen der Quelltermrückrechnung nicht als Emissionsquelle berücksichtigt. Zudem befand sich in der näheren Umgebung eine weitere Quelle für Methan-Emissionen. Bei entsprechender Windrichtung wurden die Emissionen dieser Quelle bei der inversen Ausbreitungsrechnung berücksichtigt.



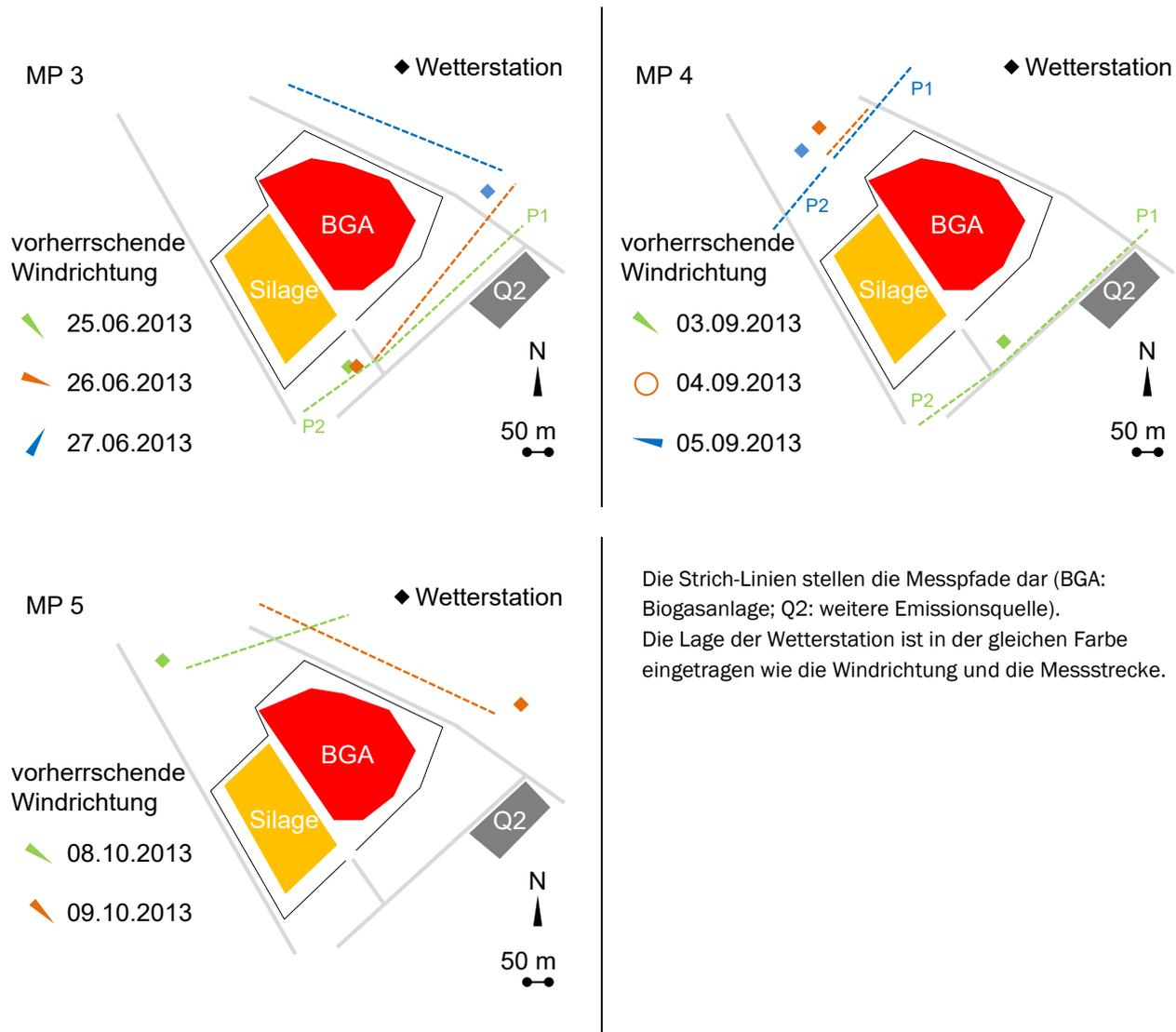


Abbildung 5-43: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus an der BMA III während der Messungen im März, Mai, Juni, September und Oktober 2013

Während der ersten Messperiode im Jahr 2013 herrschten winterliche Bedingungen. Die Temperatur betrug im Mittel etwa 0 °C und es lagen zirka 10 cm Schnee. Insgesamt waren die Emissionen während dieser Messperiode sehr niedrig. Es lässt sich vermuten, dass die geringen Emissionen auf die Verminderung der biologischen Aktivität als Folge der kalten Außentemperatur zurückzuführen sind, da die Anlage keine gasdichten Gärrestlager besitzt. Am 21.03.2013 gab es zwischen 09:35 und 10:30 eine Umschaltung zwischen den redundant ausgeführten Hauptverdichtern der Einspeiseanlage. Anschließend erfolgte eine reduzierte Einspeisung von ca. 900 m³i.N.h⁻¹ bis um 11:15. Ab Messbeginn um 10:30 bis um 11:15 traten erhöhte Emissionen auf. Auch zwischen 13:00 und 14:00 Uhr kam es vermehrt zu Spitzen im Konzentrationsverlauf auf der Messstrecke. Die ermittelten Emissionsraten dieser Messperiode liegen bei Normalbetrieb bei etwa 4 kg/h.

Während der zweiten Messperiode wurden drei Messtage realisiert. Die Messstrecken an den drei Tagen sind in der Skizze dargestellt. Sowohl am 14.05. als auch am 16.05. hat der Wind im Laufe der Messung gedreht. Es wurde im Laufe des Tages jeweils ein zweiter Messpfad P2 aufgebaut. Am 14.05. wurde die Messung komplett von P1 auf P2 umgestellt. Am 15.05. wurde bis 12:40 nur auf Pfad 1 (P1)

gemessen, anschließend auf beiden Pfaden. P2 wurde aufgebaut, weil der Wind nach dem Aufbau von P1 doch zunächst aus östlicher Richtung wehte. Später drehte er wie vorhergesagt auf Südost. Am 16.05. wehte der Wind zunächst aus Nordost drehte aber schnell auf Ost, so dass mit P1 nicht die gesamte Anlage erfasst werden konnte. Nach dem Aufbau von P2 wurde auf beiden Pfaden gemessen. Die jeweils angegebene vorherrschende Windrichtung bezieht sich auf Zeiträume, für die eine erfolgreiche Emissionsratenbestimmung durchgeführt werden konnte. Die weitere Emissionsquelle in der Nähe der Anlage wurde bei Ostwind über einen kurzen Zeitraum gemessen und ihre Emissionsrate bei der Windtrax-Simulation für BMA 2 berücksichtigt. Am 15.05.2013 war aufgrund eines Ausfalls der Einspeiseanlage über einen langen Zeitraum laut Betreiber der Anlage die Fackel in Betrieb. Die gemessenen Konzentrationen waren über den gesamten Messzeitraum sehr hoch. Am Nachmittag erreichten die Konzentrationswerte auf Pfad 1 die obere Nachweisgrenze des Messgerätes. Es scheint, dass die manuell zu bedienende vierstufige Fackel nicht auf eine ausreichend hohe Stufe gestellt wurde und so ein großer Anteil des produzierten Biogases über die Überdrucksicherungen entwichen ist. Zu Beginn der Messung am 16.05.2013 gab es starke Fluktuationen der Windrichtung. Zwei Viertelstundenintervalle waren dennoch auswertbar. Ab 13:45 wurde auf zwei Pfaden gemessen und die Windrichtung hat sich stabilisiert. Ab diesem Zeitpunkt sind die Ergebnisse verlässlich. Die letzten beiden Intervalle können alternativ auch nur mit den Werten von Pfad 2 simuliert werden und ergeben 23,5 und 24,4 kg/h in guter Übereinstimmung mit der Simulation mit den Messwerten beider Pfade.

Die dritte Messperiode im Jahr 2013 bestand aus drei Messstagen. Am 25.06. wurden zwei Messpfade aufgebaut. An den folgenden beiden Tagen wurde jeweils ein Messpfad verwendet. Bei konstanten Windbedingungen waren die Emissionen am Vormittag des 25.06. erhöht im Vergleich zum Nachmittag. Auf Pfad 2 in der Abwindfahne der Silage wurde im Wesentlichen das Hintergrundniveau detektiert. Erst als gegen 13:25 der Wind aus nördlicher Richtung wehte wurden erhöhte Werte auf diesem Pfad gemessen. Insgesamt wurden an diesem Tag Emissionsraten zwischen 25 und gut 60 kg/h ermittelt. Gegen 13:45 Uhr des 26.06.2013 war deutlich eine Konzentrationserhöhung in den Messwerten zu erkennen, die auf die Umschaltung zwischen den redundant ausgeführten Hauptverdichtern der Einspeiseanlage zurückgeführt werden konnte. Von diesem Ereignis abgesehen lag die Emissionsrate zwischen 20 und 30 kg/h und damit niedriger als am Vortag. Am 27.06 wurden in der Zeit von 10:15 bis 11:15 deutlich erhöhte Konzentrationswerte registriert. Laut Betreiber wurde in dieser Zeit am Pelletkessel Schlacke gezogen. Der Kessel dient der Prozesswärmebereitstellung der Aminwäsche, die Einspeiseleistung musste daher um ca. 200-300 Nm³/h reduziert werden, dabei sind die Gasfüllstände in 2 Fermentern zu stark angestiegen. Für diesen Zeitraum ergibt sich eine mittlere Emissionsrate von etwa 70 kg/h. Anschließend nahm die Windstärke in solchen Maße ab, dass eine Simulation der Emissionsraten für den restlichen Tag nur noch für ein Viertelstundenintervall möglich war. Hier ergab sich eine Emissionsrate von etwa 20 kg/h.

Während der vierten Messperiode 2013 wurde an zwei Tagen mit je zwei Messstrecken gemessen. Auf dem Feld zwischen der Biogasanlage und der weiteren Emissionsquelle im Osten der Anlage stand Mais mit einer Höhe von etwa 2m. Aufgrund der Nähe der Messstrecke zur anderen Emissionsquelle am 03.09. kann ein, wenn auch geringer Einfluss nicht ausgeschlossen werden. Am 03.09. stand Pfad 1 in der Abwindfahne während die Messwerte auf Pfad 2 im Abwind des Silagelagers im Wesentlichen der Hintergrundkonzentration entsprachen. Die Emissionsraten sind geprägt durch einige breite Maxima auf den Messwerten. Die im Tagesverlauf leicht sinkende Tendenz der Emissionsrate könnte sowohl mit der Betriebsführung als auch mit der abnehmenden Windgeschwindigkeit zusammenhängen. Am 04.09.13 herrschte weitestgehend Windstille. Dennoch wurden in der Zeit von 14:45 bis 15:25 deutlich erhöhte Konzentrationswerte registriert, als der Wind aus Osten auffrischte. Die Ursache konnte mit dem Betreiber geklärt werden. Zwischen 13:40 und 14:40 gab es eine Leistungsreduzierung wegen Reparaturarbeiten an der Biogaseinspeiseanlage. Dabei kam es zum Anstieg der Gasfüllstände im

Modul 4, so dass 3 Fermenter über die Über-Unterdrucksicherung abbliesen. Aufgrund der geringen Windstärke war für diesen Tag keine Ausbreitungsrechnung möglich. Am 05.09. wurde ebenfalls auf zwei Pfaden gemessen, deren Messwerte beide in die Simulation eingingen. Die Windrichtung war weitgehend stabil. Zwischen 12:00 und 12:15 waren die Messwerte gegenüber den übrigen Messintervallen deutlich erhöht. Als Ursache wurde nach Rücksprache mit dem Betreiber wieder das Ziehen von Schlacke am Pelletkessel identifiziert in dessen Folge die Fermenterdrücke kurzzeitig zu stark anstiegen. Am Nachmittag lag die Emissionsrate zwischen 20 und 30 kg/h.

Während der fünften Messperiode 2013 wurde an zwei Tagen je eine Messstrecke aufgebaut. Der 08.10. war jedoch weitestgehend durch Windstille geprägt, so dass die Ergebnisse dieses Tages nur qualitativer Natur sind. Am 09.10. wurden sehr stark erhöhte Konzentrationen gemessen, die jedoch bisher keiner Betriebsstörung zugeordnet werden konnten. Laut Betreiber gab es während dieser Messperiode keine Abweichungen vom Normalbetrieb. Am 08.10. war aufgrund des schwachen, stark drehenden Windes keine Quelltermrückrechnung möglich. Die Messwerte des Methan-Spektrometers zeigen jedoch stark erhöhte Werte sobald der Wind die Abwindfahne der Biogasanlage in Richtung der Messstrecke treibt. Die Windrichtung war am 05.09. ab 12:30 weitgehend konstant aus Südwest. Sowohl die gemessenen Konzentrationswerte als auch die ermittelten Emissionsraten waren an diesem Tag sehr hoch. Laut Anlagenbetreiber lag an diesem Tag keine Betriebsstörung vor. Zwar wurde angegeben, dass während dieser Messperiode verstärkt Gärrest zur Homogenisierung aufgerührt wurde, jedoch wurde diese Angabe auch für die vierte Messkampagne im September gemacht. Im Tagesmittel ergeben sich jedoch Verluste von etwa 12% des eingespeisten Methans. Für die statistische Auswertung hin zu einem Jahresmittelwert wurde dieser Messtag aufgrund der unklaren Ursache der Emissionen nicht berücksichtigt.

Es konnten keine systematischen Abhängigkeiten der Emissionsraten von äußeren Bedingungen festgestellt werden. Insbesondere die Entfernung der Messstrecke zur Anlage hatte keinen Einfluss auf das Ergebnis. Lediglich bei sehr niedrigen Temperaturen wurden im Vergleich zu den anderen Messungen niedrigere Emissionsraten ermittelt.

Ammoniakemissionen konnten während keiner der Messkampagnen signifikant oberhalb der Nachweisgrenze des Messgerätes bestimmt werden, auch nicht an Tagen mit stark erhöhten Methanemissionen.

Insgesamt wurden Methan-Emissionsraten für 121 Viertelstundenintervalle ermittelt. Während 13 dieser Intervalle herrschte ein Ausfall der Biogas-Einspeiseanlage. Im Jahr 2013 konnte in 89 von schätzungsweise 7600 Betriebsstunden nicht ins Erdgasnetz eingespeist werden. Die Fackel war laut Betreiber im selben Jahr 48 Stunden in Betrieb. Auch während der 108 Mess-Intervalle, in denen kein Ausfall der Biogaseinspeisung vorlag, kam es gelegentlich zu erhöhten Emissionen. Als Ursachen wurden für 21 Viertelstunden-Intervalle Wartungsarbeiten an Heizkessel und Fermentern, volle Gasspeicher sowie verstärktes Aufrühren des Gärrests zur Homogenisierung vor der Ausbringung identifiziert. Es ist nur teilweise möglich anhand der Betriebsdaten festzustellen, welchen Anteil solche Ereignisse an den Jahresbetriebsstunden haben. Einmal wöchentlich wird am Pelletkessel, der die Biogas-Aufbereitungsanlage mit Wärme versorgt, Schlacke gezogen. Während dieser Zeit wird die Leistung der Aufbereitungsanlage reduziert und mit einem Teil des erzeugten Rohbiogases über einen Rohbiogaskessel die Wärmebereitstellung für die Aufbereitung erzeugt. Zweimal wurde während dieses Betriebszustandes unter ansonsten normalen Betriebszuständen gemessen. In diesen Fällen lagen die Emissionen zeitweilig deutlich erhöht bei Werten um die $100 \text{ m}^3_{i,N} \text{ CH}_4 \text{ h}^{-1}$. Es ist anzunehmen, dass dieser Betriebszustand zirka 52 Stunden im Jahr vorliegt. Auf Basis dieser Ergebnisse ergeben sich als Jahresmittel die in Tabelle 5-22 dargestellten Werte für Normalbetrieb ohne zuzuordnende Störungen

des Betriebsablaufes sowie unter Berücksichtigung von Störungen, die zeitlich zugeordnet werden können. In Abbildung 5-43 sind die Ergebnisse der 87 Viertelstunden-Intervalle mit Normalbetrieb als Häufigkeitsverteilung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass keine Normalverteilung vorliegt. Dieser Umstand ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Emissionsrate eine Abhängigkeit von der Jahreszeit und der Temperatur aufweist. 25 Intervalle mit einer Emissionsrate kleiner als 1% sind während der Messkampagne im März bei etwa 0°C gemessen worden. Die mittlere Temperatur während der 87 Normalbetriebs-Intervalle liegt bei 12,8°C. Die Jahresdurchschnittstemperatur in der Region liegt laut Deutschem Wetterdienst bei 9,2°C. Eine lineare Anpassung an die Emissionsraten als Funktion der Temperatur ergibt eine Emissionsratensteigerung von 0,1 % CH₄ pro 1°C. Diese sehr grobe Abschätzung würde theoretisch zu einem Emissionsraten-Jahresmittel von 1,47 % CH₄ führen. Allerdings ist zu bedenken, dass zum einen die Anzahl der Messungen pro Jahreszeit nur eine kleine Stichprobe darstellt und zum anderen die Annahme einer linearen Temperaturabhängigkeit der Emissionsrate für sehr hohe und sehr tiefe Temperaturen nicht sinnvoll ist. Die Emissionen können bei tiefen Temperaturen nicht negativ werden und bei hohen Temperaturen das Restmethanbildungspotenzial des Gärrestes nicht überschreiten.

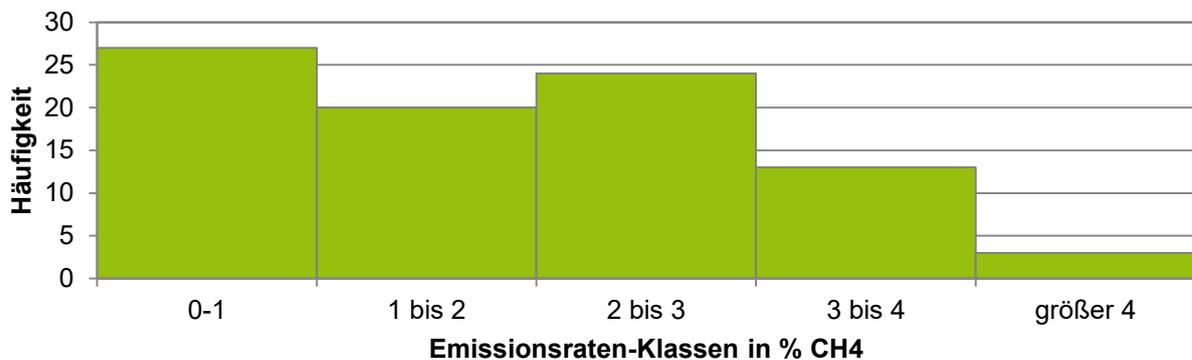


Abbildung 5-44: Emissionsraten der mittels Fernmessmethode bestimmten 87 Viertelstundenintervalle bei Normalbetrieb sortiert nach Größenklassen der Emissionsrate in Bezug auf die Einspeiserate

In Abbildung 5-44 sind alle Ergebnisse der Simulation der Viertelstunden-Messintervalle im Jahr 2013 mit Ausnahme des 15.05.2013 dargestellt. Aufgetragen ist der Methanverlust bezogen auf die Einspeisemenge im jahreszeitlichen Verlauf. Deutlich zu erkennen ist der Trend zu höheren Emissionen in den Sommermonaten gegenüber der Messung im März, die unter winterlichen Bedingungen erfolgte. Die Ursache der stark erhöhten Emissionen im Oktober konnte nicht abschließend geklärt werden. Zwar wurde verstärkt Gärrest aufgerührt, es erscheint dennoch unwahrscheinlich, dass daraus Verluste von über 10% resultieren können. Aufrühren des Gärrestes zur Homogenisierung fand jedoch auch im Juni und September während der Messkampagnen statt. Für die Bildung der Mittelwerte wurde diese Messung aufgrund der unklaren Ursache nicht berücksichtigt.

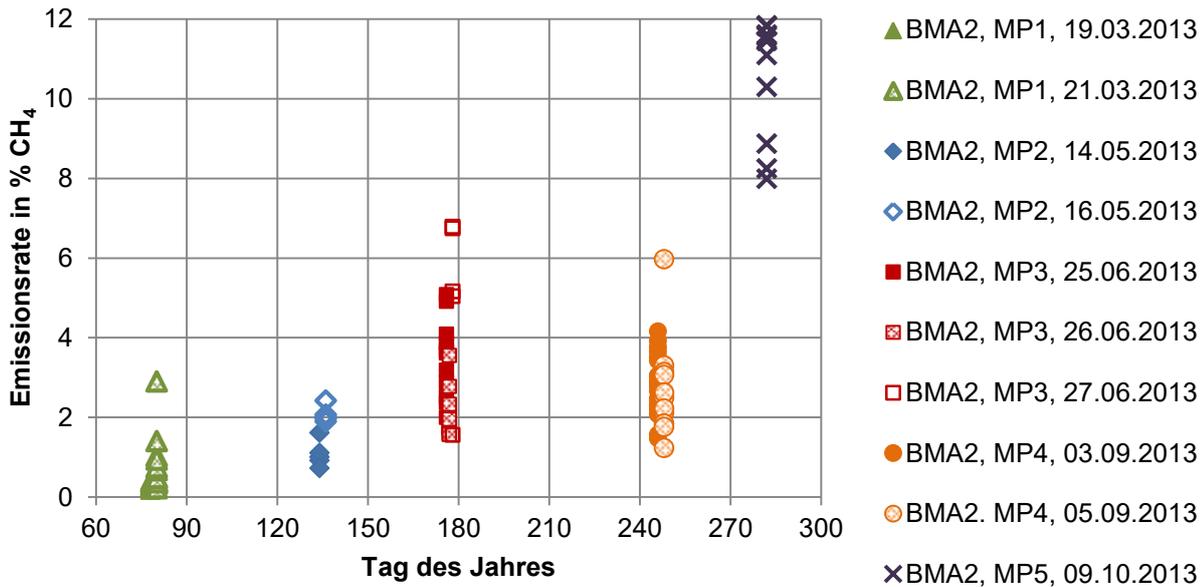


Abbildung 5-45: Viertelstundenwerte der Messkampagnen dargestellt im Jahresverlauf

Die Unsicherheit der Mittelwerte in Tabelle 5-22 ergibt sich aus den Standardabweichungen der einzelnen Messkampagnen und den Unsicherheiten für die Betriebszustände „Einspeiseausfall mit bzw. ohne Fackelbetrieb“ und „Schlackeziehen“. Unsicherheiten sind im Rahmen der Fernmesskampagnen immer als einfache Unsicherheit entsprechend einem Vertrauensintervall von 68% angegeben. Zur Berechnung der Emissionen der verschiedenen Betriebszustände wurden folgende Zeiten angenommen:

- Einspeiseausfall mit Fackelbetrieb 40 Stunden
- Einspeiseausfall ohne Fackelbetrieb 49 Stunden
- Schlacke ziehen am Pelletkessel 52 Stunden
- Normalbetrieb (geschätzt) 8.600 Stunden

Es ist zu beachten, dass des Weiteren die „Temperaturbereinigung“ vielen Annahmen unterliegt. Sie dient insbesondere dazu zu zeigen, dass die Bildung eines Jahresmittelwertes bei nicht gasdichter Gärrestlagerung nur sehr begrenzt möglich ist.

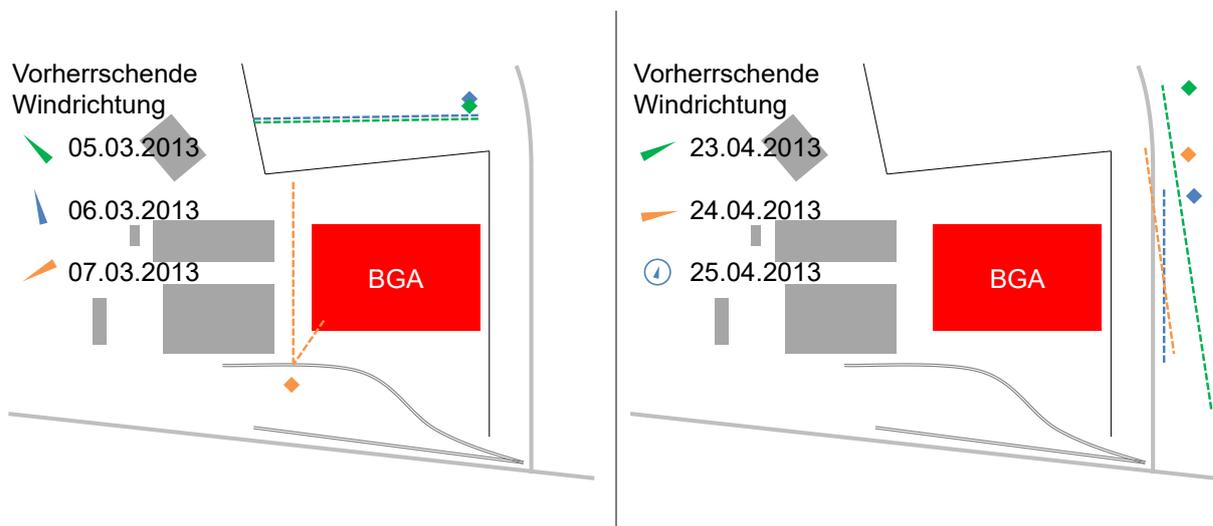
Tabelle 5-26: Mittlere Emissionsrate der BMA II aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik

BMA II 2013	Anzahl der Messtage	Anzahl der auswertbaren Viertelstundenwerte	Mittelwert der Emissionsrate in % CH ₄	Unsicherheit in % CH ₄
Normalbetrieb Messkampagnen	9	87	1,8	0,6
Jahresmittel aller Betriebszustände			2,4	0,7

BMA II 2013	Anzahl der Messtage	Anzahl der auswertbaren Viertelstundenwerte	Mittelwert der Emissionsrate in % CH ₄	Unsicherheit in % CH ₄
Jahresmittel Normalbetrieb temperaturbereinigt			1,5	0,7
Jahresmittel aller Betriebszustände temperaturbereinigt			2,0	0,8

Biomethananlage III

Im Jahr 2013 wurden an der BMA III vier Messkampagnen mit je drei Messtagen durchgeführt. Für jede Messkampagne ist eine Skizze mit den im Abwind der Anlage aufgebauten Messstrecken in gezeigt. Als Emissionsquelle wurde die Fläche der Biogasanlage samt Aufbereitungsanlage gewählt und ist in den Skizzen rot markiert. Weiterhin ist jeweils die Position der Wetterstation gekennzeichnet. Für jeden Messtag ist außerdem die vorherrschende Windrichtung dargestellt. Für jeden Messtag einer Kampagne wurde für die Symbole eine einheitliche Farbe gewählt. Die Entfernung der Messstrecke zur Anlage und die Windrichtung zeigten keinen funktionalen Zusammenhang zu den Simulationsergebnissen. Es ergaben sich unterschiedlich viele auswertbare Viertelstunden-Intervalle je Messtag. Insgesamt wurden 71 Viertelstunden-Intervalle mit gültigem Simulationsergebnis generiert. Abbildung 5-47 zeigt die Ergebnisse aller Viertelstundenintervalle im Jahr 2013 nach Größe sortiert als Emissionsfaktoren, also dem prozentualen Anteil der Emissionen gegenüber der Einspeiserate ins Erdgasnetz.



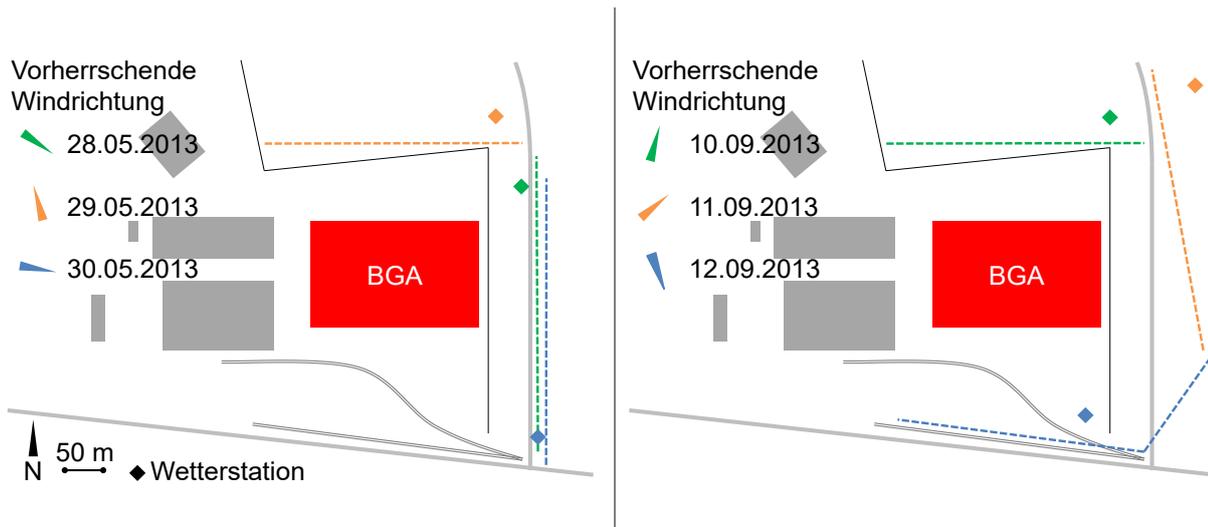


Abbildung 5-46: Schematische Darstellung des TDLAS-Messaufbaus an der BMA III während der Messungen im März, April, Mai und September 2013. Die gestrichelten Linien stellen die Messpfade dar. (BGA: Biogasanlage). Die Lage der Wetterstation ist mit der gleichen Farbe kodiert wie die Windrichtung und Messstrecke. Umliegende Gebäude sind als graue Flächen dargestellt.

Die erste Messperiode war geprägt von ungünstigen Windbedingungen. Am 05.03.2013 herrschte Südostwind. Für diese Windrichtung ließ sich aufgrund der angrenzenden Bebauung keine wirklich geeignete Messstrecke aufbauen. Es konnte keine Simulation durchgeführt werden. Dennoch waren die Messwerte gegenüber dem Methan-Hintergrund erhöht. Da die Abwindfahne der Aufbereitungsanlage auf die Messstrecke wehte, kommen deren Emissionen als Ursache für die erhöhten Messwerte in Frage. Am 06.03.2013 herrschte bei im Tagesverlauf drehender Windrichtung für etwa eine Stunde annähernd Südwind, für diesen Zeitraum wurden erfolgreich Emissionsraten bestimmt. Die Methan-Emissionsraten lagen für diesen Tag zwischen 1,2 und 2,8 kg/h. Am 07.03.2013 kam der Wind aus östlicher Richtung. Hier wurden qualitative Messungen in unmittelbarer Nähe zur Anlage durchgeführt. Der notwendige Abstand für eine inverse Ausbreitungsrechnung konnte aufgrund der angrenzenden Bebauung nicht realisiert werden. Die Messwerte waren deutlich erhöht gegenüber dem Hintergrund. Ein kurzzeitiger weiterer Anstieg konnte mit einem Test der Sicherheitsfackel erklärt werden. Ammoniakemissionen konnten während dieser Messkampagne nicht gemessen werden, weil das Spektrometer in Reklamation war.

In der zweiten Messperiode des Jahres konnten an den ersten beiden Tagen Emissionsraten bestimmt werden. Am dritten Messtag war die Windgeschwindigkeit sehr niedrig und drehte von anfänglich West zunehmend auf Nord bis hin zu Nord-Nordost. Für diesen Tag ist keine quantitative Auswertung der Messwerte möglich. Das Ammoniak-Spektrometer war ebenfalls im Einsatz. Es wurden Werte oberhalb der Hintergrundkonzentration detektiert. Die Messwerte für Methan lagen am 23.03.2013 bei konstanten Windbedingungen leicht über dem Hintergrundniveau. Der Tagesverlauf zeigt jedoch zusätzlich scharfe Spitzen in der Methan-Konzentration auf der Messstrecke. Es ergaben sich Emissionsraten zwischen 3 und 7 kg CH₄ h⁻¹. Am 24.04. stand die Messstrecke etwas näher an der Biogasanlage als am Vortag. Dennoch bewegten sich die Konzentrationswerte noch näher am Hintergrundniveau. Die Spitzen im Tagesgang, die auch an diesem Tag auftraten, waren jedoch höher als am Vortag. An diesem Tag war auch Ammoniak in geringen Mengen nachweisbar. Der natürliche Hintergrund von Ammoniak liegt im Bereich der unteren Nachweisgrenze des Spektrometers. Deutlich

zu erkennen waren jedoch auch hier einige Spitzen. Zeitlich stimmen die Positionen der Spitzen beider Gaskonzentrationen überein. Es besteht jedoch kein Zusammenhang bezüglich der Ausprägung der Höchstwerte. Am 25.04.2014 war während der Messung zu Beginn Flaute. Gelegentlich frischte der Wind aus unterschiedlicher Richtung auf. Die Konzentrationswerte auf den Messstrecken bewegten sich im Wesentlichen auf Hintergrundniveau.

Die dritte Messkampagne im Jahr 2013 war von allen Messkampagnen diejenige, während der die höchste Einspeiserate der Anlage erzielt wurde. Während dieser Messkampagne befand sich östlich der Anlage ein Rapsfeld mit einer Wuchshöhe von etwa 1,7 m. Daher bestand am 28.05. und 30.05. nicht die Möglichkeit die Messstrecke in größerer Entfernung zur BMA aufzubauen. An diesen beiden Messtagen konnte eine im Tagesgang gegenüber dem Hintergrund erhöhte Ammoniakkonzentration gemessen werden. Die Messstrecke befand sich an beiden Tagen am Rande des blühenden Rapsfeldes. In der Literatur finden sich Aussagen dazu, dass Rapspflanzen Ammoniak produzieren. Für eine Junimessung sind Emissionsraten von etwa $50 \text{ ng/m}^2 \text{ s}$ in der Mittagszeit bestimmt worden (SUTTON u. a., 2000). Die erhöhten Konzentrationswerte lassen sich dadurch jedoch nicht erklären, sondern müssen vom Biogasanlagengelände stammen. Am 28.05. herrschte größtenteils Nordwestwind. Lediglich in zwei Viertelstundenintervallen stand die Messstrecke optimal zur Windrichtung. Die meiste Zeit überstrichen die Luftpakete, die von der BGA zur Messstrecke geweht sind nur den nordöstlichen Teil der Fläche der BGA. Die dennoch simulierten Emissionsraten waren jedoch von ähnlicher Höhe wie für die beiden gültigen Intervalle, die zwischen 4 und 5 kg/h lagen. Das spricht sehr dafür, dass die Hauptquellen in diesem Teil der Anlage liegen. Die Messwerte der Methankonzentration sind während der gesamten Messkampagne von ausgeprägten Spitzen im Tagesverlauf bestimmt. Hätte die Anlage Überdrucksicherungen, wäre die Vermutung eines Ansprechens naheliegend. Da es aber keine Überdrucksicherungen auf der Anlage gibt, muss es eine andere temporär auftretende Quelle geben. Es konnten leichte Schwankungen der Fermenterdrücke festgestellt werden, die aber nur teilweise mit dem Tagesgang der Konzentration korrelieren. Die nächstliegende Vermutung ist aus Austreten der Emissionen an Leckagen. Am 29.05.2013 herrschte von 11 bis 13 Uhr Fackelbetrieb bei einer reduzierten Einspeiserate von $1600 \text{ m}^3 \text{ i.N./h}$. Die Messung begann an diesem Tag um 12:30 Uhr. Während der ersten halben Stunde der Messung war die Fackel noch in Betrieb. Spitzen auf den Konzentrationsmessungen traten erst nach dem Ende des Fackelbetriebs auf. Am 30.05. waren die Windbedingungen für die Emissionsratenbestimmung am günstigsten während dieser Messkampagne. Die gesamten Messwerte des Tages konnten ausgewertet werden. An diesem Tag wurden sehr viele Spitzen auf den Messwerten beobachtet, die wiederum zu den höchsten Emissionsraten dieser Anlage während der gesamten Messkampagnen führen. Während dieser Messkampagne waren auch zahlreiche Peaks auf der Konzentrationsmessung für Ammoniak zu verzeichnen. Die Messstrecken standen jeweils parallel zueinander. Teilweise ist eine zeitliche Korrelation zwischen den Peaks auf beiden Messreihen vorhanden. Für beide Gase gilt, dass die Messwerte, unabhängig von den Spitzen, am 28. und 30.05. höher lagen als am 29.05. Für Ammoniak ergab die Quelltermrückrechnung Tagesmittelwerte der Emissionsraten von 2,2 kg/h, 0,2 kg/h und 2,2 kg/h für die drei Tage der Messkampagne. Es waren die einzigen drei Tage, für die eine Simulation durchführbar war.

Während der vierten und damit letzten Messkampagne konnten Emissionsratenbestimmungen für drei verschiedene Windrichtungen durchgeführt werden. Ammoniak-Messungen wurden nur am 10. und 12.09. durchgeführt. Im Gegensatz zur dritten Messkampagne ergaben sich nur wenige Peaks in der Ammoniak-Konzentration am 12.09. bei ansonsten der Hintergrundkonzentration entsprechenden Werten. Methan wurde am 12.09. auf zwei Pfaden gemessen. Die ersten beiden Messtage wurden von

drehendem Wind bestimmt. Am 10.09.2013 wehte der Wind zunächst aus südlicher Richtung und drehte nach einer Stunde so, dass keine Emissionsratenbestimmung anhand der Messdaten mehr möglich war. Am 11.09.2013 wurde die Messstrecke für den Einsatz bei Wind aus West-Südwest ausgerichtet. Zwischenzeitlich drehte der Wind verstärkt auf Süd, später wieder auf eine für die Emissionsratenbestimmung geeignete Windrichtung mit einem kurzen Einbruch bei der Windgeschwindigkeit und dadurch instabiler Windrichtung. Insgesamt konnten wie am Vortag fünf Viertelstunden-Intervalle für die Simulation genutzt werden. Auch an diesem Tag ist ein abnehmender Trend der Emissionsrate zu verzeichnen. Die Hintergrundmessungen am Morgen und am Nachmittag lagen an beiden Tagen zwischen 1,91 ppm und 1,92 ppm, so dass eine starke Abnahme der Hintergrundkonzentration im Tagesverlauf als Ursache ausgeschlossen ist. Am 12.09. wurde bei Wind aus Nord bis Nordwest auf zwei Pfaden die Methankonzentration bestimmt. Die Emissionsraten wurden zum einen nur mit den Konzentrationswerten von Pfad 1 und zum anderen mit den Messwerten beider Pfade ermittelt. Die Ergebnisse stimmten im Rahmen ihrer Genauigkeit für alle Viertelstunden-Intervalle überein und lagen bei 1,5 bis 2,5 kg h⁻¹. An diesem Tag lag keine abnehmende Tendenz im Tagesverlauf vor.

Die Emissionsraten, die mittels der Fernmessmethode bestehend aus Laserspektrometer, Wetterstation und anschließender Quelltermrückrechnung mit Hilfe der Software Windtrax bestimmt wurden, fallen mit durchschnittlich 0,22 % der eingespeisten Methan-Menge deutlich geringer aus als der bisher allgemein in Ökobilanzen angenommene Wert von 1% für gasdichte Anlagen. Insgesamt wurden im Jahr 2013 vier Messkampagnen mit insgesamt zwölf Messtagen durchgeführt. Für neun dieser Tage konnten Emissionsraten berechnet werden. Es ergaben sich unterschiedlich viele auswertbare Viertelstunden-Intervalle je Messtag. Insgesamt wurden 71 Viertelstunden-Intervalle mit gültigem Simulationsergebnis generiert. Abbildung 5-47 zeigt die Ergebnisse nach Größe sortiert als Emissionsfaktoren, also dem prozentualen Anteil der Emissionen gegenüber der Einspeiserate ins Erdgasnetz. Es gab lediglich einen Wert der oberhalb von 0,5 % Methanverlust lag. Die höchsten Werte wurden während der dritten Messkampagne im Mai gemessen. Hier war gleichzeitig die höchste Einspeiserate zu verzeichnen. Während dieser Messkampagne wurden vermehrt Spitzen in den Konzentrationsmesswerten beobachtet. Außerdem traten messbare Ammoniak-Emissionen auf. Das Gesamtergebnis für die Emissionsrate dieser Anlage ist in Tabelle 5-27 dargestellt.

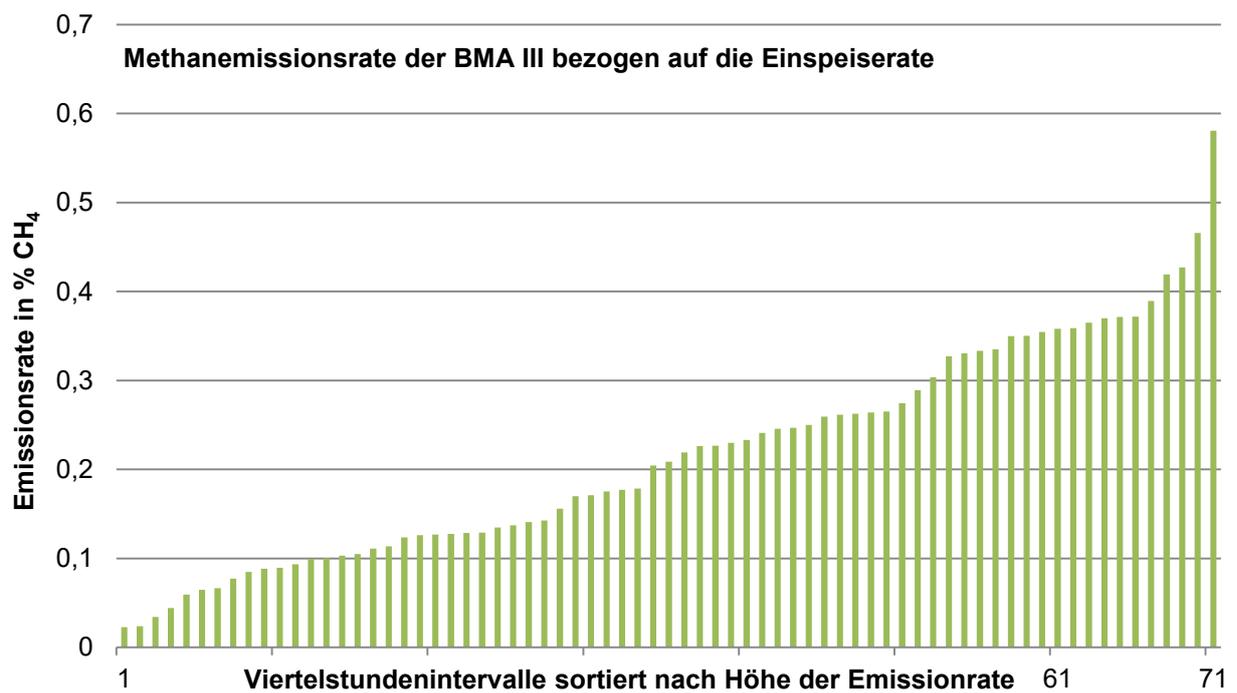


Abbildung 5-47: Emissionsraten der BMA III in Viertelstunden-Werten sortiert nach der Höhe der Methan-Emission

Tabelle 5-27: Mittlere Emissionsrate der BMA III aus den Ergebnissen der Fernmesstechnik

	Anzahl der Messtage	Anzahl der auswertbaren Viertelstundenwerte	Mittelwert der Emissionsrate in % CH ₄	Standardabweichung in % CH ₄
BMA III 2013	9	71	0,22	0,12

6 Emissionen an Gastankstellen

6.1 Technologie Erdgastankstellen und Emissionsrelevante Bauteile

Aus technischer Sicht sind auf dem Markt zwei Tankstellentypen anzutreffen, die Slowfill- und die Fastfill-Erdgastankstelle. Für das öffentliche Erdgastankstellennetz werden vorwiegend Fastfill-Erdgastankstellen eingesetzt. Diese lassen einen Betankungsvorgang binnen weniger Minuten zu, der damit einen vergleichbaren Zeitraum einnimmt wie eine herkömmliche Betankung mit Benzin-/Dieselkraftstoffen (CIERNIAK & SCHNEIDER, 2004). Der Aufbau einer Fastfill-Erdgastankstelle ist in Abbildung 6-1 schematisch dargestellt.

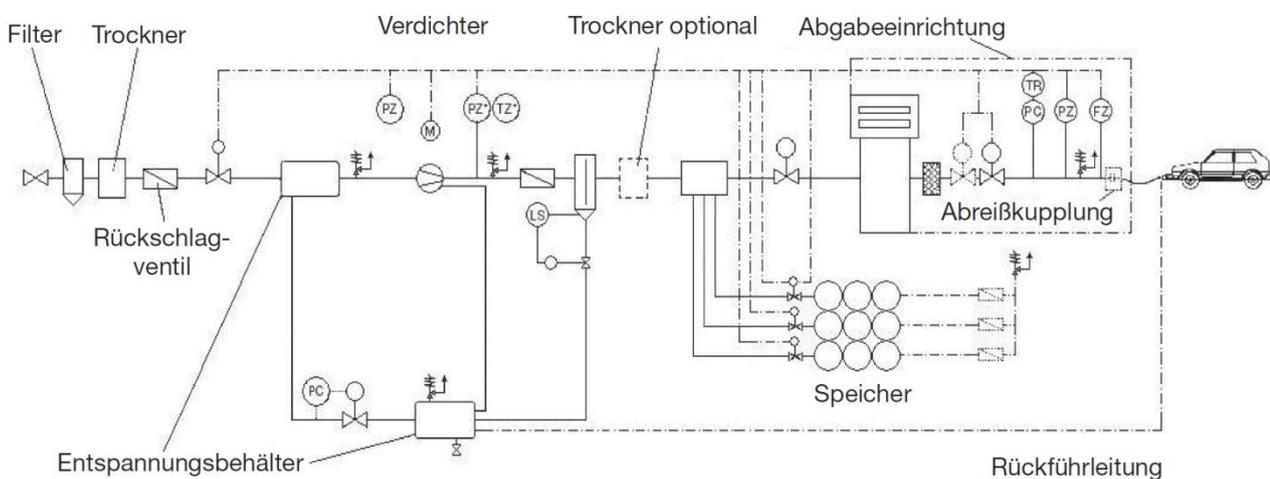


Abbildung 6-1: Schema einer Fastfill-Erdgastankstelle (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) & Verband der TÜV (VdTÜV), 2009)

Im Wesentlichen unterscheidet sich der Fastfill-Tankstellentyp vom Slowfill-Typ dadurch, dass zwischen Hauptverdichter und Abgabeeinrichtung ein Gasspeicher platziert ist. Dadurch können die geringen Standzeiten für den Betankungsvorgang gewährleistet werden und es ergeben sich zwei wesentliche Vorteile. Der Hauptverdichter muss nicht für jeden Betankungsvorgang in Betrieb gesetzt und kann damit entsprechend klein und kosteneffizient ausgelegt werden. Zudem sind eventuell auftretende Störungen des Verdichters über einen gewissen Zeitraum durch den Zwischenspeicher kompensierbar. Beim Slowfill-Typ wird hingegen auf den Gasspeicher verzichtet und der Tankvorgang erfolgt direkt über den Hauptverdichter, der entsprechend lange Betriebszeiten und damit lange und planbare Stillstandszeiten des Fahrzeugs erfordert. Somit eignet sich dieser Typ eher für den Eigenbedarf, z. B. einer firmeneigenen Fahrzeugflotte (CIERNIAK & SCHNEIDER, 2004).

Da im Projektverlauf die Erdgastankstellen der E.ON Gas mobil untersucht wurden, wird im Folgenden genauer auf den dort genutzten Tankstellenstandard eingegangen, der jedoch im Wesentlichen dem in Abbildung 6-1 dargestellten Schema entspricht. Standardmäßig sind die Komponenten der E.ON-Fastfill-Tankstellen so ausgelegt, dass täglich bis zu 100 PKW betankt werden können. Dafür liegen ein Hauptverdichter mit ca. $100 \text{ m}^3 \text{ i. N. h}^{-1}$ Förderleistung, ein 3-Bank-Gasspeicher mit 28-42 Speicherflaschen sowie zwei Abgabeeinrichtungen an. Hauptverdichter und Gasspeicher sind in einem gemeinsamen Container untergebracht. Der Hauptverdichter entnimmt dem anliegenden Netz

(Vordruck 0,5 bis 25 bar in Abhängigkeit des örtlichen Netzdruckes) unmittelbar vorher konditioniertes (getrocknetes) Erdgas und verdichtet es im Gaszwichenspeicher auf einen Enddruck von ca. 300 bar. Der Container ist mit einer Belüftung ausgestattet, die mit dem Hauptverdichter in Betrieb geht und die zur Kühlung der Aggregate und des durch die Verdichtung erwärmten Gases dient. Bei Abweichungen vom Normalbetrieb, bei dem keine Methan-Emissionen durch Undichtigkeiten auftreten, erfüllt sie zudem Sicherheitsaspekte. Liegen Undichtigkeiten am Hauptverdichter vor, wird das entweichende Methan also mit über den Abluftkanal des Containers abgeführt (Methanemission beim Verdichtungsprozess). Der Gasspeicher ist in Form mehrerer Bänke mit Druckgasflaschen ausgelegt, die in drei Ebenen eingestuft sind, der Niederdruck- (Low), Mitteldruck- (Mid) und Hochdruckbank (High-Bank). Der Vorteil dabei ist, dass die Nieder- und Mitteldruckbank bis unter den Solldruck des Erdgasfahrzeuges entleert werden können. Die Befüll- und Abnahmevorgänge am Gasspeicher werden über die Zapfsäule gesteuert. Über Hochdruckbündelrohre wird das Gas aus dem Zwischenspeicher zur Zapfsäule geführt. Erst in der Zapfsäule erfolgt die Verringerung des Betriebsdrucks auf 250 bar um einen temperaturkompensierten Tankvorgang zu ermöglichen. Nach Beendigung des Tankvorgangs wird der in der Zapfpistole anliegende Betriebsdruck in die Blow-Down-Behälter in der Verdichterstation entspannt und danach kann die Zapfpistole gelöst werden. Da die Entspannung nicht bis auf Atmosphärendruck durchgeführt werden kann, entweicht eine geringe Menge Erdgas aus der Zapfpistole in die Atmosphäre (Methanemissionen beim Tankvorgang). Das in die Blow-Down-Behälter entspannte Erdgas wird während der nächsten Betriebsphase des Hauptverdichters mit in den Gaszwichenspeicher zurückgeführt.

6.2 Emissionsmessungen/-quantifizierung

6.2.1 Direkte Emissionen am Verdichter

Am 15. und 16.01.2013 fanden die Erstbegehungen zweier Erdgastankstellen statt, Betreiber ist die E.ON Gas mobil. Im Rahmen dieser Begehung wurden in Zusammenarbeit mit einem E.ON-Mitarbeiter mögliche Methanemissionsquellen im Tankstellenbereich besprochen. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass diffuse Methanemissionen nur in der Abluft der Verdichterstation während des Verdichtungsprozesses sowie beim Abkopplungsvorgang der Zapfpistole nach dem Tankvorgang auftreten können.

Zur Quantifizierung der potenziellen Methanemissionen wurde eine Kombination aus praktischer Emissionsmessung und theoretischer Betrachtung sowie die daraus folgende Berechnung auftretender Emissionen angewendet.

Methanemissionen aus der Verdichterstation wurden messtechnisch im Abluftkanal des Containers erfasst. Methodisch bestand das Hauptproblem in den Betriebszeiten der Hauptverdichter. Der Betrieb wird in Abhängigkeit des Druckniveaus im Gaszwichenspeicher (Druckgasflaschen) geregelt, d. h. bei geringer Frequentierung der Erdgastankstellen und damit geringer Veränderung des Druckniveaus ist keine Abluftmessung möglich, da keine Verdichtung erfolgt. An den gemessenen Erdgastankstellen war im Messzeitraum keine Fremdnutzung der Erdgastanksäulen feststellbar, so dass eine Veränderung des Druckniveaus nur über das Auftanken eines DBFZ- und E.ON-Fahrzeuges erreicht werden konnte. Da durch beide Fahrzeuge nur ca. 15 – 30 kg Erdgas abgenommen werden konnten, standen nur kurze Betriebszeiträume (ca. 20 – 25 Minuten) für eine Emissionsmessung zur Verfügung. In Abbildung 6-2 ist der Verlauf der Methankonzentration in der Abluft eines Erdgasverdichters dargestellt.

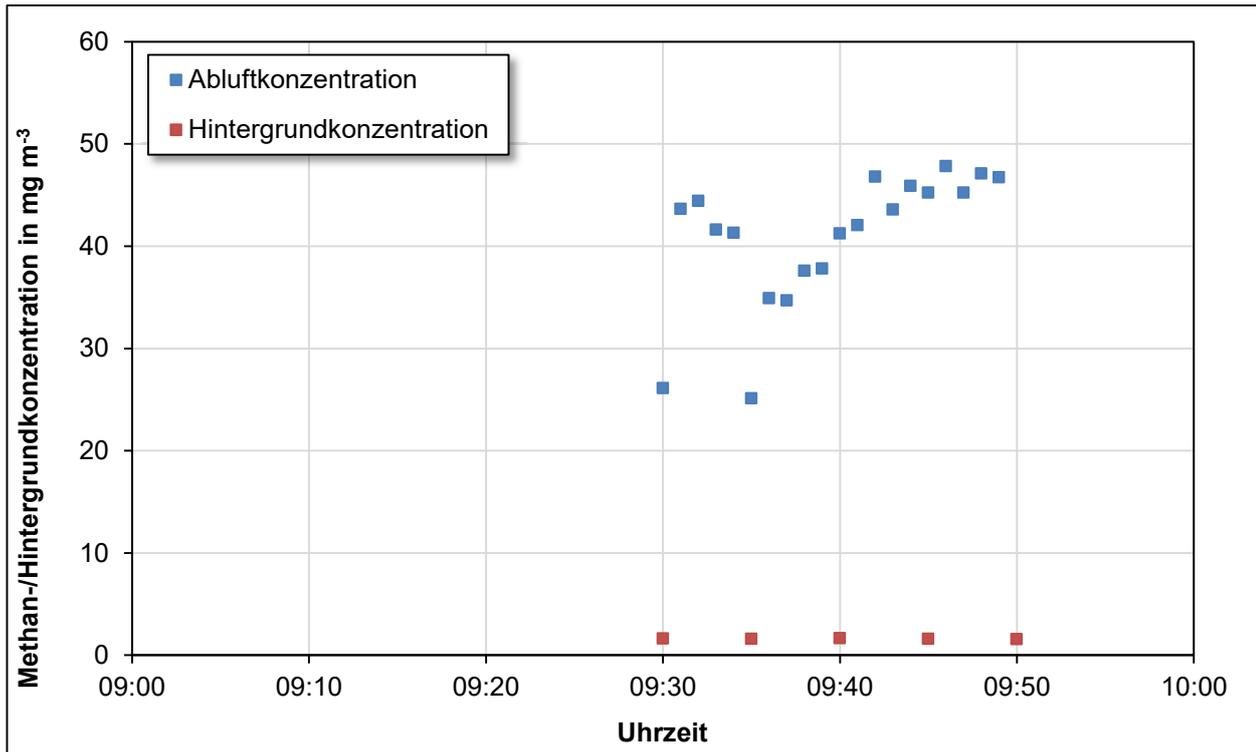


Abbildung 6-2: Verlauf der gemessenen Methankonzentration in der Abluft einer Verdichterstation einer Erdgastankstelle während einer Betriebsphase (Mai 2013; $\dot{V} = 12.112 \pm 905 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$; $E = 476,2 \pm 119,7 \text{ g CH}_4 \text{ h}^{-1}$)

Im Mittel wurden ca. 40 mg m^{-3} Methan in der Abluft gemessen. Aufgrund des hohen Volumenstroms ergab sich eine Methanemission im Betriebszustand von 476 g h^{-1} . In Rücksprache mit E.ON wurde diese Emission auf eine Leckage am Verdichter zurückgeführt. Nach Wartung des Verdichters erfolgte im August 2013 eine zweite Emissionsmessung, die den Erfolg der Maßnahme bestätigte. Die Methankonzentration in der Verdichterabluft war ebenso hoch wie die Methanhintergrundkonzentration, so dass keine Methanemission mehr nachweisbar war.

Tabelle 6-1: Ergebnisse der Einzelmessungen an den Verdichterstationen der Erdgastankstellen (ETS)

		ETS 1 (Messung 1)	ETS 1 (Messung 2)	ETS 2 (Messung 2)
CH ₄ -Abluftkonzentration	mg m ⁻³	40,9	1,3	2,4
CH ₄ -Hintergrundkonzentration	mg m ⁻³	1,6	1,3	1,6
Abluftvolumenstrom	m ³ h ⁻¹	12.112	9.250	7.984
CH ₄ -Emissionsrate	g h ⁻¹	476	0	6,4
Messunsicherheit	g h ⁻¹	120	-	1,4
Emissionsrate	%	25,2	-	22,7

6.2.2 Direkte Emissionen beim Tankvorgang

Da der Betankungsvorgang für praktische Emissionsmessungen nicht zur Verfügung stand ohne den Tankstellenbetrieb massiv zu beeinträchtigen, wurden diese anhand der Zapfsäulengeometrie und der möglichen Restdrücke (Herstellerangaben, 2 cm^3 Zapfsäulenvolumen; 4 bar Restdruck) berechnet. Eine

qualitative Betrachtung anhand von IR-Kamerafilmen war festzustellen, dass bei zwei betrachteten Tankvorgängen, in einem Fall keine Methanemissionen nachweisbar waren und im zweiten Fall eine deutlich sichtbar entweichende Methanwolke zu erkennen war. Vermutlich hat das zu betankende Erdgasfahrzeug einen Einfluss auf die Höhe der entweichenden Methanemissionen, von der Handhabung durch die tankende Person ist kein Effekt zu erwarten.

In Abbildung 6-3 ist die gefilmte Methanemission an einem E.ON-Erdgasfahrzeug dargestellt. Zudem konnte das Bild mit einem Methan-Handsensoren bestätigt werden. An einem DBFZ-Erdgasfahrzeug konnten hingegen keine entweichenden Emissionen festgestellt werden.

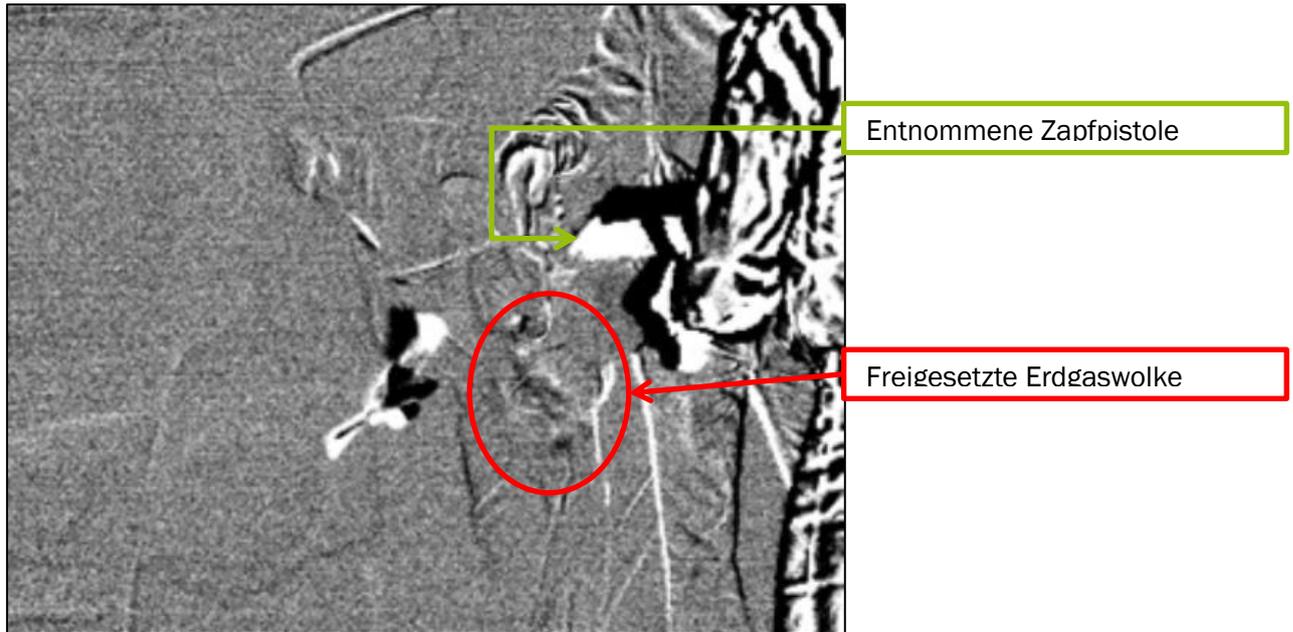


Abbildung 6-3: Aus der Zapfpistole entweichendes Erdgas

6.2.3 Indirekte Emissionen der Tankstelle

Die indirekten Emissionen des Tankvorgangs liegen im Wesentlichen bei der Verdichtung des Gases aus dem Erdgasnetz auf die unterschiedlichen Druckniveaus der Speicherbänke. Diese wird i. d. R. mittels eines Verdichters auf bis zu 300 bar Enddruck realisiert. Der Verdichter wird mit Strom aus dem öffentlichen Netz betrieben. Der Strombedarf des Verdichters ist theoretisch abhängig von:

- Dem Vordruck, mit dem das Gas aus dem Netz gespeist wird.
Je geringer das Delta zwischen Vordruck und Verdichtungsdruck ist, desto geringer ist der elektrische Energiebedarf.
- Der Tankstellenauslastung.
Je kürzer die Abstände zwischen den einzelnen Tankvorgängen sind, desto leerer sind die Vorratsbehälter beim Nachfolgetankvorgang (da ggf. noch nicht wieder befüllt durch Verdichter). Eine optimale Schaltung der Druckstufen ist damit u. U. nicht mehr gegeben, was den Verdichtungs-aufwand insgesamt erhöht. Die Auslastung und die Frequenz des Verdichterbetriebes haben allerdings nur sehr geringe Auswirkung auf den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage. Der Verdichter arbeitet nahezu immer im Normalbetrieb, unabhängig von der Laufzeit.

Vordruck

Der Vordruck ist bei gleicher technischer Ausstattung der Verdichter- und Tankanlage grundsätzlich ausschlaggebend für die Höhe des spezifischen Strombedarfes. Der elektrische Energiebedarf für die Verdichtung steigt mit abnehmendem Netzdruck exponentiell an (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Innerhalb der betrachteten Bandbreite von 0,5 bis 35 bar variieren die spezifischen Strombedarfe der Verdichtung um nahezu den Faktor 3.

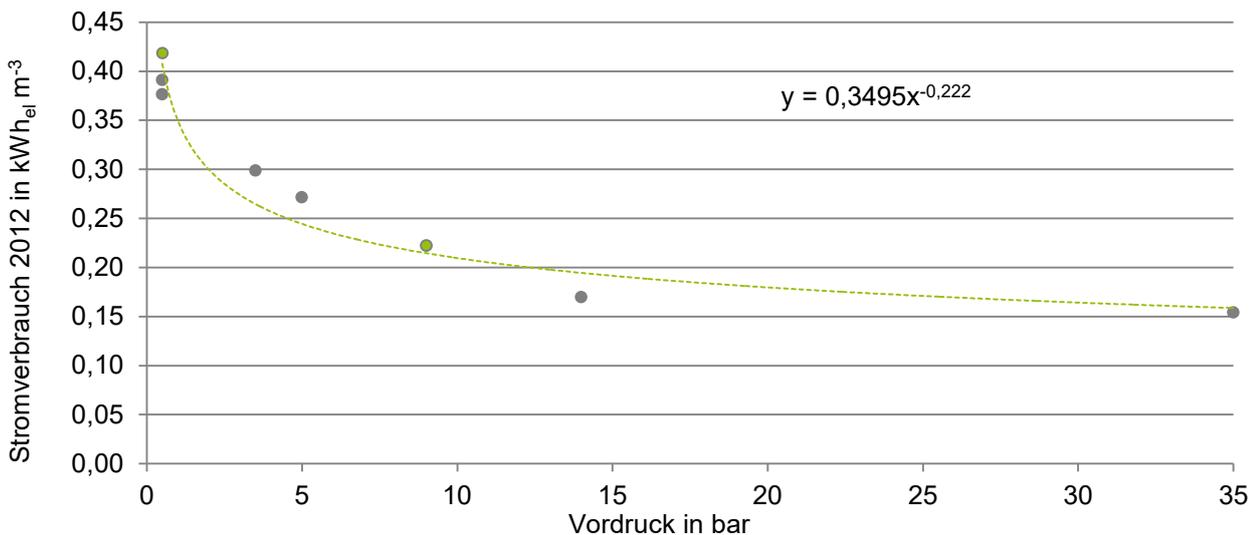


Abbildung 6-4: Spezifischer Stromverbrauch entsprechend Gasnetz-Vordruck von 8 CNG-Tankstellen der e.on (Mittelwerte 2012)

Auslastung/ Absatz

Die Auslastung der Tankstellen variiert sehr stark. Bei den 66 CNG-Tankstellen der e.on Gas Mobil GmbH reicht sie von unter 20 Tsd. m³ bis über 600 Tsd. m³ jährlich (vgl. Abbildung 6-5, Bezugsjahr 2012). Die Trendlinie des spezifischen Stromverbrauches ($y = 1,7546 x^{0,8526}$) nähert sich einem Faktor von etwa 0,25 kWh/m³ an. In der international anerkannten Datenbank für Ökoinventare ecoinvent, ist ein Strombedarf von 0,164 kWh/m³ für die Verdichtung an der Tankstelle hinterlegt. Der Faktor der ecoinvent Datenbank liegt innerhalb der durch die 66 Tankstellen abgebildeten Bandbreite. Die 66 dargestellten Tankstellen bilden nach Aussage des Betreibers hinsichtlich ihres Anschlusses eine repräsentative Schnittmenge ab. Es ist ersichtlich, dass der Faktor der ecoinvent Datenbank für den spezifischen Strombedarf tendenziell den best-case abbildet. Für die ökologische Bewertung von Biomethan als Kraftstoff wurde in diesem Projekt der Faktor von 0,25 kWh/m³ CH₄ verwendet.

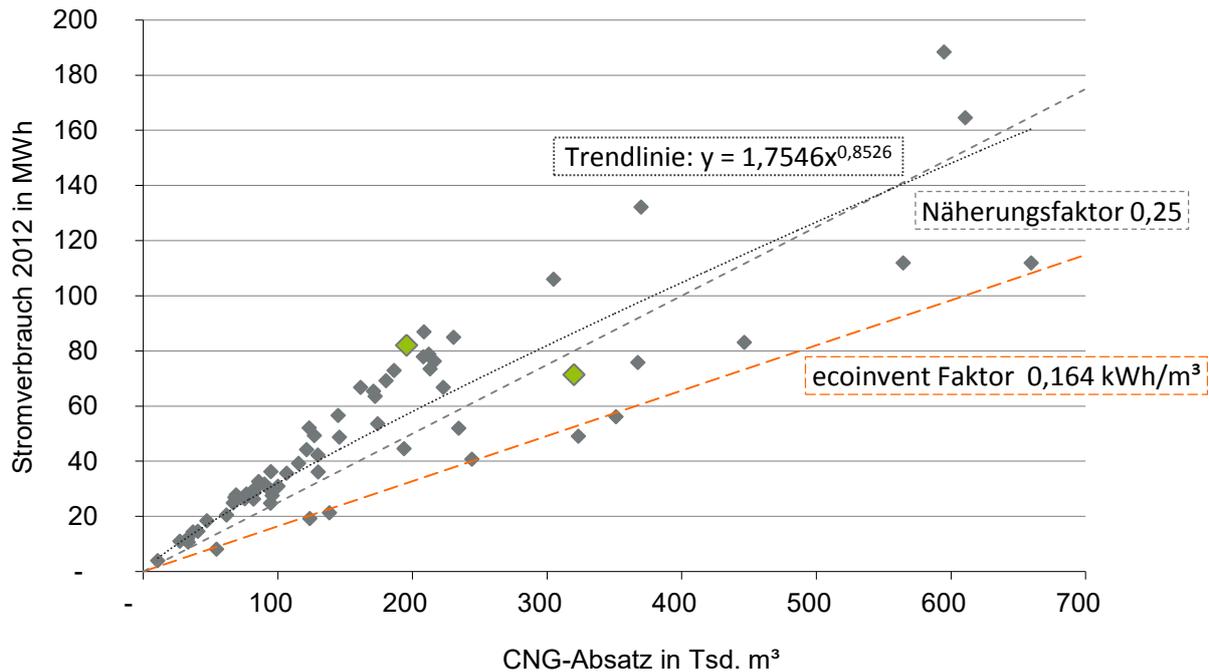


Abbildung 6-5: Stromverbrauch entsprechend CNG-Absatz an 66 CNG-Tankstellen der e.on (Summenwerte 2012)

Für 4 der 66 CNG-Tankstellen der e.on Gas Mobil GmbH wurden im Rahmen des Projektes **Tankdaten** des Zeitraumes Oktober 2012 bis Januar 2013 ausgewertet. Dabei wurden drei CNG-Stationen im Stadtgebiet Hamburg sowie eine im ländlichen Raum Mecklenburg Vorpommerns analysiert. Die Auswertung der Rohdaten erfolgte für zwei Zeiteinheiten: Wochenverläufe (in Tagen) und Tagesverläufe (in Stunden). Dabei wird jeweils zwischen Wochentagen (Montag bis Freitag) sowie Wochenenden und Feiertagen unterschieden. Vor der deskriptiven statistischen Analyse der Daten, wurden diese einer augenscheinlichen Plausibilitätsprüfung unterzogen. Falls bspw. an durchschnittlich stärker frequentierten Tankanlagen über mehrere Stunden bzw. Tage keine Tankautomatendaten vorlagen, wurde davon ausgegangen, dass es nicht am Tankverhalten der Kunden liegt, sondern es sich vielmehr um eine Funktionsstörung oder Defekt der Anlage handelt. Diese Zeitintervalle sind nicht in die Auswertung eingegangen. Für die Auswertung der Rohdaten wurden zwei Lageparameter einer Verteilung, der Median sowie das arithmetische Mittel, herangezogen.

Die Auswertung zeigt, dass es sich um sehr heterogene Daten handelt, sie jedoch eine aussagekräftige Tendenz wiedergeben. Die Auslastung der Tankstellen variiert sehr stark und ist bei entsprechenden Standortfaktoren wie Lage (bspw. Autobahnnähe) oder Bevölkerungsdichte (bspw. Oberzentrum versus ländlicher Raum) erwartungsgemäß hoch oder niedrig. Die stündlichen Tankmengen im Tagesverlauf sind in Abbildung 6-6 für 3 sehr unterschiedlich stark frequentierte Tankstellenstandorte beispielhaft gegenübergestellt.

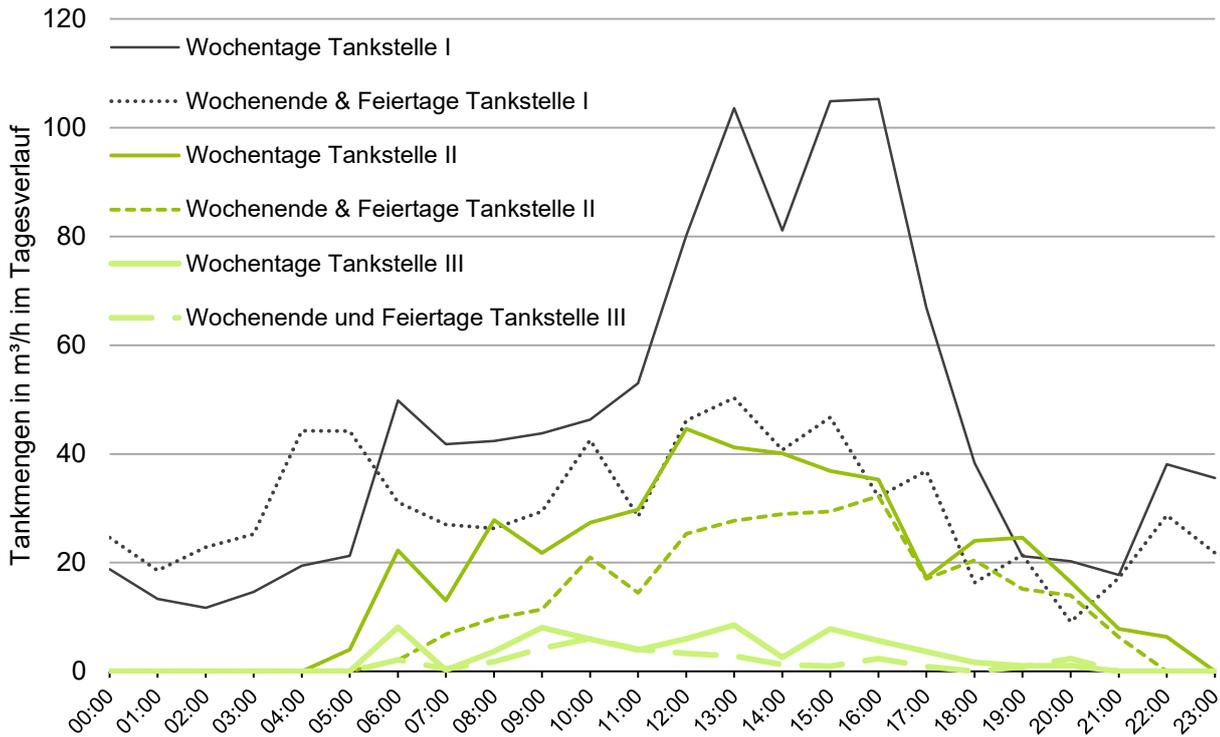


Abbildung 6-6: Stündliche Tankmengen von 3 CNG-Tankstellen (Mittelwerte Oktober 2012 bis Januar 2013)

Fazit

Für die Ermittlung eines durchschnittlichen Strombedarfs je Tankvorgang bedarf es der genauen Kenntnis der Anschlusssituation des gesamten Tankstellenbestandes an das Gasnetz. Je nach technischer Ausstattung und ggf. Auswirkungen erhöhter Auslastung an einzelnen Standorten kann daraus auf eine Bandbreite für den spezifischen Strombedarf des Verdichters je Tankvorgang geschlossen werden. Im Rahmen einer detaillierten Gesamtbilanz sollten für die Distribution von Biomethan jedoch auch alle Aufwendungen des Gastransportes mit entsprechendem Erhalt des Druckniveaus im Erdgasnetz allokiert werden. Dies wurde im Rahmen dieses Projektes nicht untersucht. Gegebenenfalls sind auch die Gesamtaufwendungen im Vergleich niedriger, wenn der Ausspeisedruck, d. h. der Vordruck am Verdichter der Tankstelle, höher ist.

Die im Projekt verfügbaren und ausgewerteten Daten von 66 der insgesamt etwa 930 CNG-Tankstellen in Deutschland lassen auf einen Faktor von näherungsweise $0,25 \text{ kWh/m}^3 \text{ CNG}$ für den Tankvorgang schließen.

7 Ökologische Bewertung von Biomethan als Kraftstoff

Die Ergebnisse der Emissionsmessungen an den betrachteten Biomethananlagen⁴ sowie der Tankinfrastruktur gehen in eine angepasste Berechnung der Treibhausgasemissionen ein. Neben den klimarelevanten Emissionen werden auch Bilanzen zu potenziell versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen sowie zum kumulierten nicht-erneuerbaren Energieaufwand erstellt. Hierfür kommt das Instrument der Ökobilanzierung zum Einsatz. Die Ökobilanzierung erfolgt entsprechend den internationalen Normen DIN ISO 14040 (ISO 14040) und 14044 (ISO 14044).

Zusätzlich zur ökobilanziellen Bewertung nach ISO 14040/-44 erfolgt die Bestimmung des THG-Minderungspotenziales der zu betrachtenden Biomethankraftstoffpfade gemäß den Vorgaben der EU Direktive 2009/28/EC (nachfolgend EU RED genannt) (EUROPEAN COMMISSION (idF. v. 2009))

7.1 Methodik für die Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040/14044

Für die ökologische Bewertung der hier betrachteten Biomethanbereitstellungskonzepte kommt das Instrument der Ökobilanzierung (auch Life Cycle Analysis, LCA) zum Einsatz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz des Biomethans berücksichtigt.

Die Methodik der Ökobilanz kann grob in vier Phasen (Abbildung 7-1) unterteilt werden. Phase 1 beinhaltet Festlegungen zu Ziel und Untersuchungsrahmen. Hier werden der Untersuchungsrahmen einschließlich der Bilanzgrenzen und der Untersuchungstiefe festgelegt. In der 2. Phase, der Erstellung der Sachbilanz, werden bezüglich der in Phase 1 festgelegten Systemgrenzen und des Detaillierungsgrades Input- und Outputdaten gesammelt. Die Wirkungsabschätzung stellt die 3. Phase einer Ökobilanz dar. Hier werden die Sachbilanzdaten sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Die Phase der Auswertung dient der Interpretation der Resultate aus Sachbilanz und Wirkungsabschätzung.

⁴ Für anlagenspezifische Angaben wird für die betrachteten Biomethananlagen auf die in den vorangegangenen Arbeitspaketen benutzte Nomenklatur (BMA I, BMA II, BMA III) zurückgegriffen.

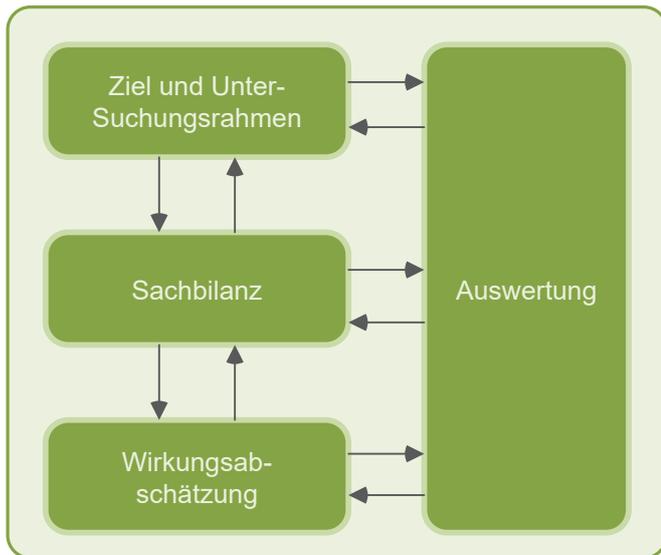


Abbildung 7-1: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14044 (ISO 14044)

7.1.1 Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel dieses Vorhabens ist es für die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff aus ausgewählten Biomethananlagen Treibhausgasbilanzen, Bilanzen zu versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen und zum kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand zu erstellen. Wobei der Integration der Ergebnisse der Emissionsmessungen an den Biomethananlagen sowie der Tankinfrastruktur eine besondere Bedeutung beigemessen wird

Des Weiteren wird für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff für die drei Biomethanbereitstellungskonzepte das jeweilige Treibhausgasminderungspotential entsprechend der Methode der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BIOKRAFTNACHV (idF. v. 2009)) ermittelt.

Systemgrenzen

Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur Biomethanbereitstellung von der Rohstoffbereitstellung, über die Biogaserzeugung und Aufbereitung, den Gastransport bis einschl. der Tankprozesse (Abbildung 7-2). Beim Einsatz von Anbaubiomasse in den Anlagen BMA I und BMA II beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biogassubstrate Geflügelmist, landwirtschaftliche Reststoffe und biogene Industriereststoffe der Anlagen BMA II und BMA III startet mit den Prozessen Sammlung und Transport. Da es sich bei diesen Substraten um Rest- und Abfallstoffe handelt, werden vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Des Weiteren umfasst der Bilanzrahmen die Lagerung und Ausbringung der Gärreste auf die substratliefernden Anbauflächen.

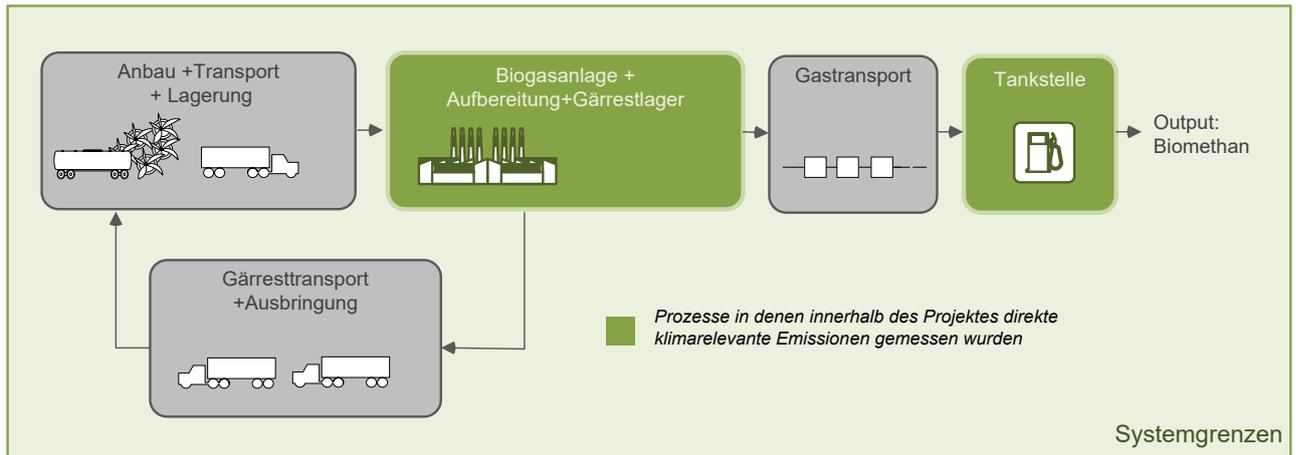


Abbildung 7-2: Systemgrenzen der Bilanzierung am Beispiel der BMA I

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit ist eine Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Im vorliegenden Fall ist der Nutzen die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff. Als Bezugsgröße wurde 1 MJ Biomethan gewählt. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Berücksichtigung von Nebenprodukten

Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Nebenprodukten. Im Fall der Biomethanproduktion wird der auf der Stufe der Fermentation entstehende Gärrest auf die substratliefernden Anbauflächen gebracht und substituiert dort synthetischen Dünger. Dies gilt für den Anteil des Gärrestes, der auf den Einsatz von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Gärreste auf Basis von Rest- und Abfallstoffe haben in diesem Sinne keinen direkten Bezug zu Anbauflächen. Sie werden in der Bilanzierung nicht berücksichtigt. Da die den Rest- und Abfallstoffen vorgelagerten Prozesse (z. B. Zuckerproduktion als Prozess zur Bereitstellung der Pressschnitzel) nicht bilanziert werden, werden auch die im Gärrest verbleibenden Nährstoffe (die unter anderem synthetischen Dünger substituieren könnten) dem System nicht gutgeschrieben.

7.1.2 Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz

Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, Wasser und in den Boden und können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Im Folgenden werden die Grundlagen der Sachbilanzierung der einzelnen Prozessschritte bezüglich der Datenbasis detailliert beschrieben.

Substratbereitstellung

Die Biomethanproduktion der Anlagen BMA 1 und BMA 2 basiert im Wesentlichen auf der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen. BMA 3 setzt ausschließlich Rest- und Abfallstoffe ein (Tabelle 7-1.)

Tabelle 7-1: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagen in Prozent je t FM

Substrate	BMA I	BMA II	BMA III
Maissilage	82%	50%	
Ganzpflanzensilage	8%	10%	
Grassilage	10%		
Getreidekorn		2%	
landwirtschaftliche Reststoffe			17
Rüben(press)schnitzel		33%	
biogene Industriereststoffe			83
Hühnertrockenkot		5%	-

Die Eingangsdaten für die Sachbilanz für den Anbau und die Bereitstellung der Substrate der Maissilage, Grassilage, Ganzpflanzensilage und Getreidekorn entstammen KTBL-Daten (KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT E.V. (KTBL), DARMSTADT; LEIBNITZ-INSTITUT FÜR AGRARTECHNIK POTSDAM-BORNIM (ATB), 2006). Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen (dazu zählen z. B. Düngemittel, Diesel, Pflanzenschutzmittel) wird auf die international anerkannte Ökoinventardatenbank Ecoinvent Version 2.1 (SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2009) zurückgegriffen.

Die den KTBL-Daten entnommenen Eingangsdaten für die Sachbilanz für den Anbau der Energiepflanzen wurden mit Blick auf das Düngemanagement und die Nährstoffrückführung über die Gärreste angepasst. Dafür wurden die Nährstoffgehalte der Gärreste für die spezifischen Substratmischungen der BMA 1 und BMA 2 mit Hilfe des KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas⁵ und des TLL Biogasgülle-Rechners⁶ ermittelt. Für die Nährstoffe Kalium und Phosphat wurde unterstellt, dass sie zu 100% (gegenüber dem Ausgangssubstrat) im Gärrest erhalten bleiben. Für Stickstoff wurden angenommen dass er zu 60% als Ammoniumstickstoff im Gärrest vorzufinden ist. Zusammen mit dem pflanzenverfügbaren Anteil des organisch gebundenen Stickstoffs ergeben sich nach KTBL ca. 70% des im Gärrest enthaltenen Stickstoffs als düngewirksam. Der Bedarf an synthetischen Dünger errechnet sich als Differenz aus den mit den Substraten von der Fläche abgeführten und den durch die Gärrestausrückführung zugeführten anrechenbaren Nährstoffen (abzüglich der Ammoniakemissionen).

Transport der Substrate

Die Angaben zu den Transportentfernungen kommen vom Betreiber, die Inventardaten für die Transportprozesse basieren ebenfalls auf der Ecoinvent Datenbank 2.1.

⁵ KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Stand Juli 2014 verfügbar unter : <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>

⁶ TLL Biogasgülle-Rechner Stand Juli 2014 Datei verfügbar unter: <http://www.tll.de/ainfo/betr0962.htm>

Gärrestrückführung und -ausbringung

Dieser Prozess umfasst sowohl den Transport der Gärreste zu den NawaRo-Anbauflächen auf Grundlage der vom Betreiber angegebenen Transportentfernungen als auch die Ausbringung des Gärrests auf die Flächen. Dafür wurde auf Daten von KTBL und ecoinvent zurückgegriffen.

Ammoniakemissionen

Ammoniakemissionen entstehen bei der offenen Lagerung und Ausbringung von Gärresten. Die Berechnung der Emissionsraten wurde anhand der ermittelten Ammoniumgehalte des Berichtes zur Berechnung der gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft des Thünen-Instituts (HAENEL u. a., 2014) durchgeführt. Danach besitzt der Gärrest annähernd die gleichen Emissionseigenschaften wie Schweinegülle. Dementsprechend wurde für die offene Gärrestlagerung eine Rate von 15 % des Ammoniumstickstoffs als Ammoniakemission angenommen. Für den Anbau der einjährigen Energiepflanzen wurden nach KTBL je Anbauzyklus zwei Gärrestausbringungen angenommen, die Erste als Vorsaadüngung, die Zweite während der Wachstumsphase im Kleinpflanzenstadium. Daraus ergeben sich Ammoniakverluste von 8-25 %. Für die Düngung des Dauergrünlandes (Grassilage) findet der entsprechende Emissionsfaktor von 0,21 kg/kg NH₃-N Anwendung (HAENEL u. a., 2014).

Lachgasemissionen

Auch bei der Berechnung der Lachgasemissionen wurde wiederum auf Veröffentlichungen des Thünen-Instituts (HAENEL u. a., 2014) zurückgegriffen. Demnach wird zugrunde gelegt, dass im Mittel 1 % des ausgebrachten N-Düngers als Lachgas emittiert wird, wobei nur der düngewirksame Anteil, des mit Gärrest und mineralischen Dünger applizierten N-Düngers in der Berechnung berücksichtigt wird

Anlagenbetrieb

Die Stoff- und Energieflüsse für die Prozesse basieren zum großen Teil auf Betreiberangaben. Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen wird wiederum auf die Ecoinvent Datenbank zurückgegriffen.

Methanemissionen

Die Messergebnisse der Messkampagnen gehen als aggregierte Werte der jeweiligen Anlage als direkte Emissionen in die Bilanzierung ein.

Gastransport

Die Bilanzierung der Emissionen aus dem Gastransport basiert auf Inventardaten der DBFZ Datenbank und der Ecoinvent Datenbank 2.1.

Tankstelle

Der Prozessschritt Tankstelle umfasst zum einen die direkten Emissionen aus der Verdichtung und dem Betankungsvorgang, hier werden die Messergebnisse in Kap. 6.2 in die Bilanzierung einbezogen. Zum

anderen werden die Aufwendungen aus der Verdichtung basierend auf Betreiberangaben und der Inventardatenbank ecoinvent in der Bilanzierung berücksichtigt.

7.1.3 Wirkungsabschätzung

In der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzergebnisse hinsichtlich der potentiellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Sachbilanzergebnisse spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich eines Wirkungsindikators beschrieben. Für die Bewertung der Biomethanbereitstellung werden die nachfolgend aufgeführten Wirkungskategorien betrachtet.

- Treibhausgasemissionen: Die THG-Emissionen für die Biomethanbereitstellung werden nach der IPCC-Methode (IPCC, 2007) berechnet und mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO₂-Äquivalent) dargestellt (CH₄: 25, N₂O:298). Entsprechend der IPCC Methode werden prozessbedingte biogene CO₂-Emissionen bei der Bilanzierung auf null gesetzt, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat.
- Versauerung: Zur Berechnung der versauernden Wirkung kommt CML2001-Methode zum Einsatz. Die Darstellung erfolgt als SO₂-Äquivalente.(GUINEE, 2001)
- Eutrophierung: Die eutrophierend wirkenden Emissionen werden mit Hilfe der CML2001-Methode berechnet und als PO₄-Äquivalente dargestellt. (GUINEE, 2001)
- Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand: Der nichterneuerbare Energieaufwand beinhaltet innerhalb dieser Studie den Aufwand fossiler und nuklearer Energieträger in MJ zur Produktion von 1 MJ Biomethan.

7.1.4 Auswertung

Der Schritt der Auswertung und Interpretation ist nicht als alleinstehender sequentieller Prozess zu verstehen, sondern kann den drei Schritten der Ökobilanzierung

- Festlegung des Ziel- und Untersuchungsrahmens,
- Sachbilanz,
- Wirkungsabschätzung,

zugeordnet werden. Nachfolgende Abbildung 7-3 zeigt die Beziehungen zwischen der Phase der Auswertung und den anderen drei Phasen der Ökobilanzierung.

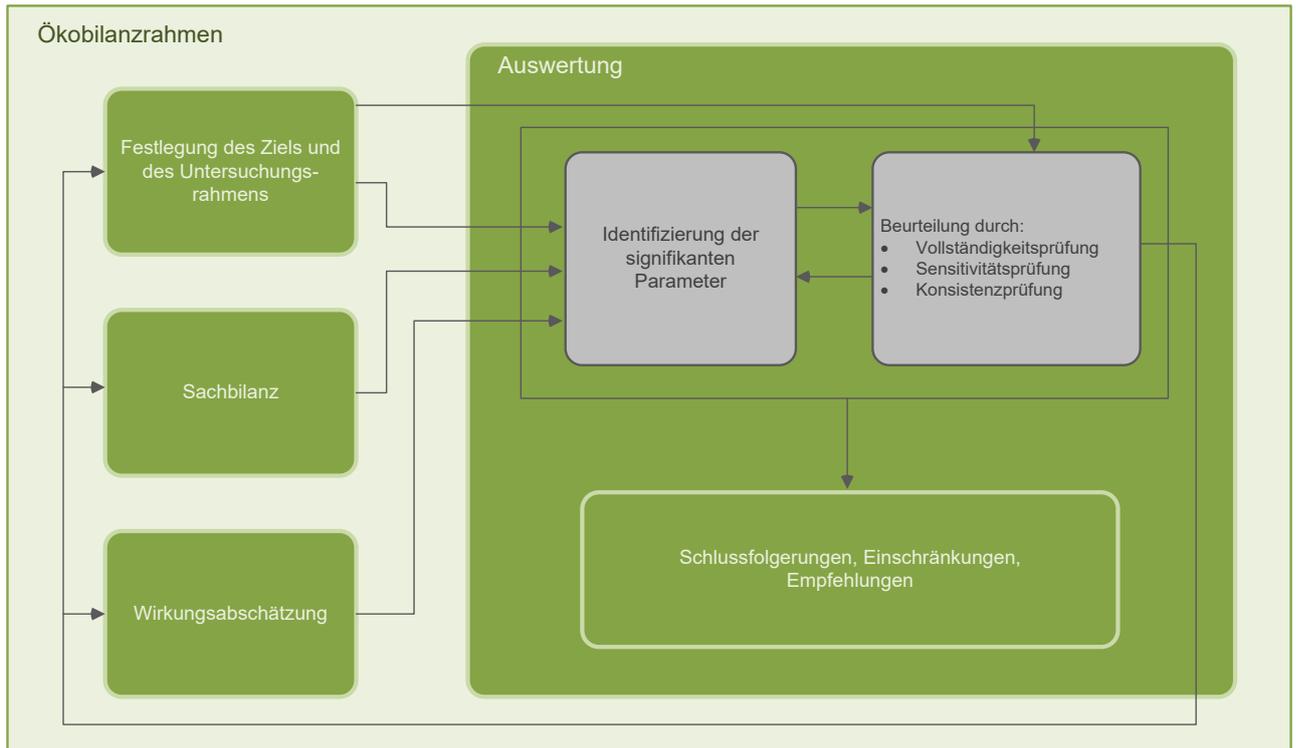


Abbildung 7-3: Beziehung zwischen dem Schritt der Auswertung und den anderen Ökobilanzphasen aus (ISO 14044)

Innerhalb der Auswertung sollen folgende Fragen beantwortet werden:

1. Welches sind die signifikanten Parameter die das Resultat wesentlich beeinflussen?
2. Wie stark kann eine Variation der Parameter und Annahmen das Ergebnis verändern?
3. Welchen Einfluss haben Datenunsicherheiten?

7.2 Ergebnisse der Wirkungsabschätzung

7.2.1 Treibhausgasemissionen

Allgemeines

In diesem Kapitel finden sich Erläuterungen und allgemeine Aussagen zu den erstellten THG-Bilanzen der einzelnen Prozessschritte und Prozessbereiche. Für die anlagenspezifischen Prozesse und Bereiche (Substratbereitstellung, Anlagenbetrieb und direkte Methanemissionen der Anlagen) werden darüber hinaus die entsprechenden Emissionen aufbauend auf den hier dargestellten Informationen in den entsprechenden Kapiteln BMA I, BMA II und BMA III beschrieben.

Substratbereitstellung. Der Prozess der Substratbereitstellung umfasst u.a. den Energiepflanzenanbau. Hier wurden zusätzlich zu den Vorkettenemissionen für Düngemittel, Pflanzenschutzmittel, Saatgut und des eingesetzten Diesels auch die direkten Emissionen aus der motorischen Verbrennung des Diesels in landwirtschaftlichen Maschinen und aus der Gärrestausrückführung, als auch Silageverluste (in Höhe von 8 %) berücksichtigt. Des Weiteren beinhaltet dieser Bereich die Sammlung und die Aufbereitung der Rest- und Abfallstoffe sowie den Transport sämtlicher Substrate zu den Biomethananlagen.

Wie bereits beschrieben errechnet sich der Bedarf an synthetischen Dünger als Differenz aus der Nährstoffzufuhr durch den Gärrest und die Nährstoffabfuhr über die Substrate. Als synthetischer N-Dünger wurde für den Anbau der Energiepflanzen Kalkammonsalpeter (KAS) angenommen (KTBL 2014). Der Emissionsfaktor für den Dünger entstammt der Datenbank ecoinvent. Der Wert von 8,7 g CO₂-Äq./kg N liegt in der Bandbreite von 2,7 bis 15 g CO₂-Äq./kg N für synthetischer Stickstoffdünger (MAJER & OEHMICHEN, 2010) und ist in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas zur Dampfreformierung für die Ammoniakherstellung zurückzuführen.

Für die Berechnung der direkten Lachgasemissionen wurde angenommen, dass im Mittel 1% des applizierten düngewirksamen N-Düngers aus Gärrest und Mineraldünger als Lachgas entweicht. Nach IPCC liegt dieser Wert in einem Unsicherheitsbereich von 0,3-3 %, wobei der Faktor im Mittel einer Lognormalverteilung folgt. Um die Wahrscheinlichkeitsverteilung aufzuzeigen, wurde auf Basis der vorgenannten Annahmen eine Monte-Carlo Simulation durchgeführt. Eine Monte-Carlo Simulation ist ein Risikoanalyse, innerhalb derer für unsichere Eingangsgrößen Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorgegeben werden. Per Zufallsgenerator wird entsprechend der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsverteilung bei jeder Berechnung für jede unsichere Eingangsgröße ein Wert ausgewählt. Aus der Wiederholung der Berechnung Vorgangs ergibt sich dann die Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Ergebnisse. Das Ergebnis der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analyse zeigt in Abbildung 7-4 die Verteilung mittels Boxplot⁷-Diagramm. Die im Mittel angenommenen 1% Lachgasemissionen aus der N-Düngung entsprechen nach IPCC 2007 einem CO₂-Äquivalent von 4,7 kg je kg N. Bei der Monte Carlo Simulation liegen 50% der Ergebnisse zwischen 4 und 6 kg CO₂-Äq./kg N und 90% der Ergebnisse zwischen 3 und 8 kg CO₂-Äq./kg N, zeigen die große Unsicherheit bei der Berechnung der düngerebedingten direkten Lachgasemissionen. Für die in den Kapiteln BMA I, O und BMA III darstellten anlagenspezifischen statischen Berechnungen wurde der Mittelwert (1%) als Grundwert verwendet. Indirekte Lachgasemissionen wurden nicht berücksichtigt.

⁷ Die Box entspricht dem Bereich, in dem 50% der Daten liegen. Die Whisker (Antennen) geben den Bereich an, in dem 90% der Daten liegen.

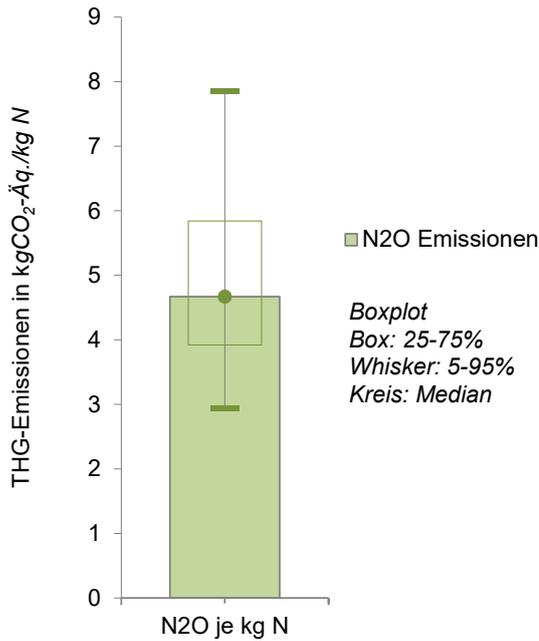


Abbildung 7-4: Ergebnisse der Monte Carlo Simulation für die direkten Lachgasemissionen

Anlagenbetrieb. Dieser Bereich umfasst die Wärme- und Strombereitstellung für den gesamten Betrieb der Biomethananlagen, d.h. sowohl für den Fermenterbetrieb als auch für die Aufbereitung. Beziehen die Anlagen den Strom aus dem Stromnetz, so wird für die Berechnung der Vorkettenemissionen die Strombereitstellung des deutschen Kraftwerksparks angesetzt (ICHA, 2013). Der Emissionsfaktor von 601 g CO₂-Äq. je kWh el (ICHA, 2013) ist in erster Linie auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen. Die Zusammensetzung des Erzeugungsmix für das Jahr 2012 nach Energieträger ist nachfolgend in Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2012 nach UBA (ICHA, 2013)

Erzeugungsmix des öffentlichen Kraftwerksparks nach Energieträger bzw. Erzeugungstechnologie 2012	Anteil in %
Braun- und Steinkohle	45
Erdgas inkl. sonstige Gase	11
AKW	16
Erneuerbare	22
Sonstige	6

Die für die Bilanzierung der Wärmebereitstellung, sowohl auf Basis biogener als auch fossiler Brennstoffe, verwandten Module, mitsamt der Vorketten, wurden der ecoinvent Datenbank entnommen. Die Auswahl der Module erfolgte auf Grundlage der Betreiberangaben. Die Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung liegen zwischen 4,5 g CO₂-Äq. je MJ für eine Hackschnitzelfeuerung und 67 g CO₂-Äq. je MJ für die erdgasbasierte Wärmebereitstellung.

Dementsprechend hat die Art des zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffs einen großen Einfluss auf die THG-Emissionen, die aufgrund der Emissionen fossilen Kohlendioxids bei der Erdgasnutzung deutlich höher ausfallen, als bei der Nutzung biogenen Brennstoffe.

Direkte Methanemissionen aus dem Anlagenbetrieb. In die Bilanzierung der direkten Emissionen gehen die in Kapitel 5.4.2 beschriebenen Ergebnisse der Fernmessmethode ein. Auf der Grundlage des spezifischen Mittelwertes wurde für jede der drei Biomethananlagen ein Emissionsfaktor für das entsprechende Treibhausgaspotential in g CO₂-Äq. je MJ Biomethan ermittelt. Eine Verteilung der Ergebnisse basierend auf den verwertbaren Viertelstundenintervallen wird durch die Boxplots⁸ in den anlagenspezifischen Abbildungen dargestellt. Für die Berechnung der Gesamtemissionen und dem daraus resultierenden THG- Minderungspotential wurde der Mittelwert als Grundwert verwendet

Gaseinspeisung und Transport. Die Aufwendungen für die Gaseinspeisung und den Gastransport sind geprägt durch die Aufwendungen zur Verdichtung mittels Erdgas und Strom. Basierend auf den entsprechenden Inventardaten der ecoinvent Datenbank wurde ein Emissionsfaktor von 0,16 gCO₂-Äq./MJ ermittelt, der zur Berechnung der Gesamt-THG-Emissionen der betrachteten Anlagenkonzepte angewandt wurde.

Tankstellenbetrieb (Vorkettenemissionen). Der Strombedarf von 0,25 kWh/m³ Biomethan für die Verdichtung an der Tankstelle ist ein Näherungswert der 66 Tankstellendaten (Abbildung 6-5, Kap. 6.2.3) Dieser Wert entspricht einem THG-Emissionswert von 4,18 g CO₂-Äq./MJ für alle Anlagenkonzepte.

Direkte Methanemissionen aus dem Tankstellenbetrieb. Gemäß den in 6.2.2 dargestellten direkten Methanemissionen an den Tankstellen werden je Tankvorgang 5,74 mg CH₄ emittiert. Für die Berechnung der Gesamt THG-Emissionen wurde eine durchschnittliche Betankung von 19 Litern angenommen. Dies entspricht einem THG-Potential von 0,00015g CO₂-Äq./MJ. Die Emissionen sind so gering, dass selbst ein angenommener ungünstiger Fall einer 3l-Betankung einen marginalen Einfluss auf das Gesamtergebnis hätte.

Die folgenden Kapitel stellen für die betrachteten Biomethananlagen jeweils die THG-Emissionen der Prozesse und Prozessbereiche Substratbereitstellung, Anlagenbetrieb, und direkte Methanemissionen der Anlagen dar. Am Ende jedes Kapitels werden die THG-Emissionen aller innerhalb der Bilanzgrenzen berücksichtigten Prozesse für die jeweilige Biomethananlage in einer Gesamt THG-Bilanz summiert und diskutiert.

⁸ Die Box entspricht dem Bereich, in dem 50% der Daten liegen. Die Whisker (Antennen) geben den Bereich an, in dem 90% der Daten liegen.

BMA I

BMA 1 ist eine NawaRo- Biomethananlage mit einem stündlichen Output von 500 -550 m³ Biomethan. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt durch eine Aminwäsche. Der Wärmebedarf sowohl für die Aminwäsche als auch für die Temperierung der Fermenter wird durch einen Holzhackschnitzelkessel gedeckt. Der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom wird dem deutschen Stromnetz entnommen. Eine ausführlichere Beschreibung der BMA I und dem Anlagenbetrieb ist dem Kapitel 5.1 zu entnehmen.

Substratbereitstellung

Wie Abbildung 7-5 zeigt, sind die direkten Lachgasemissionen aus der Stickstoffapplikation der wesentliche Treiber der THG-Emissionen der Substratbereitstellung. Aus dem ausschließlichen Einsatz von Energiepflanzen, folgt ein spezifischer Bedarf von 1.16 kg Stickstoff je MJ Biomethan. Dieser Bedarf wird über den Gärrest und synthetischen N-Dünger (KAS) gedeckt. Die aus dieser Applikation resultierenden Lachgasemissionen als direkte Feldemissionen verursachen mit 5,44 gCO₂-Äq./MJ ca. die Hälfte der THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung.

Ebenfalls mit der Stickstoffdüngung verbunden, ist ein weiterer Treiber der THG-Emissionen, die Bereitstellung und die damit verbundenen Vorkettenemissionen des synthetischen N-Düngers. Aus dem Einsatz von 0.366 g N/MJ resultieren knapp 3,2 gCO₂-Äq./MJ.

Der dritte wesentliche Anteil der Emissionen wird durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe für die landwirtschaftlichen Arbeitsvorgänge, den Transport der Substrate zur Anlage und den Transport der Gärreste von der Anlage auf das Feld verursacht.

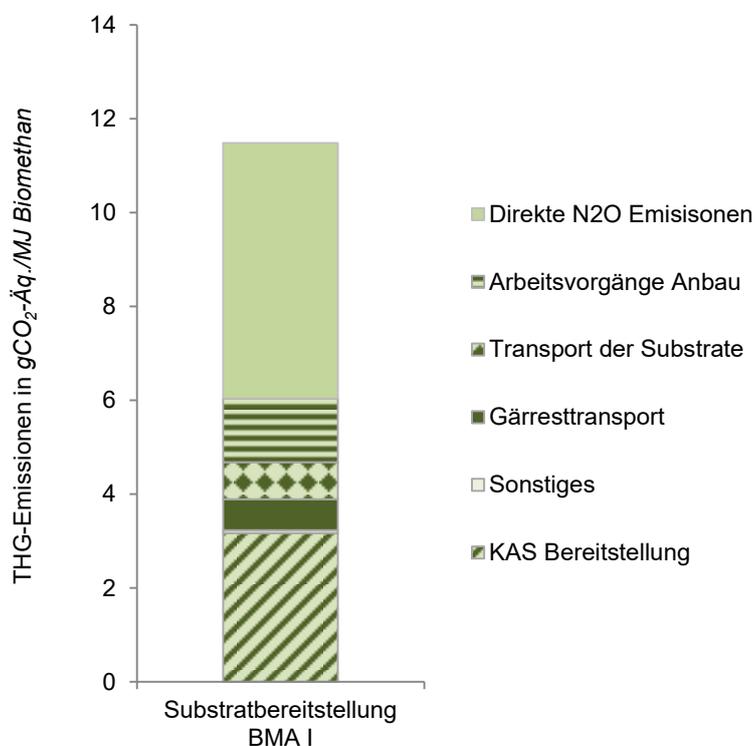


Abbildung 7-5: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung für BMA I in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb (Vorkettenemissionen)

Die Emissionen des Anlagenbetriebs der BMA I werden von den Emissionen der Strombereitstellung dominiert (Abbildung 7-6). Diese Emissionen sind in erster Linie auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung zurückzuführen (siehe auch Tabelle 7-2). Deutlich geringer stellen sich die Emissionen aus der Wärmebereitstellung dar, obwohl der Wärmebedarf knapp 4mal höher ist als der Strombedarf. Dies ist auf die ausschließliche Verwendung von Holzhackschnitzeln zur Wärmeerzeugung zurückzuführen, deren Bereitstellung und Einsatz nur mit geringen THG-Emissionen verbunden ist (siehe auch Kap. 7.2.1, Anlagenbetrieb).

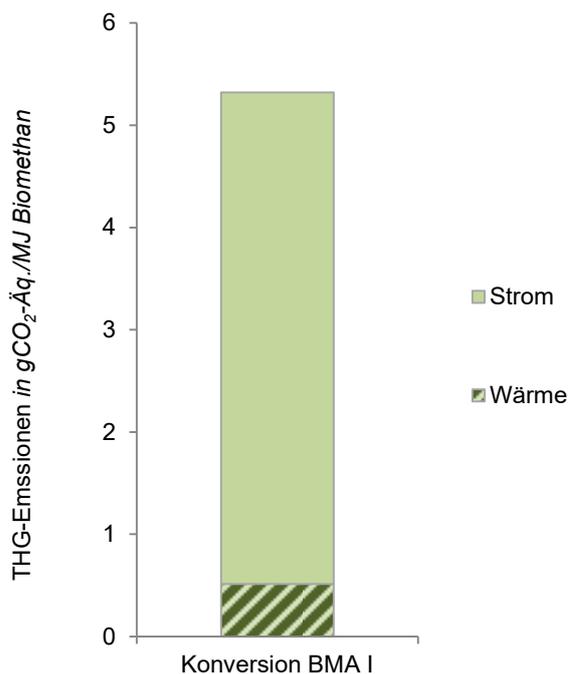


Abbildung 7-6: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA I in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Direkte Methanemissionen aus der gesamten Biomethananlage

Der Mittelwert der mit Hilfe der Fernmessmethode gemessenen Methanemissionswerte liegt bei 0,51%, dies entspricht einem THG-Potential von 2,55 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. Die Abbildung 7-7 zeigt die Verteilung der Emissionen auf der Basis der Viertelstundenintervalle. Demnach liegen 50% (in der Abbildung als Box dargestellt) der verwertbaren Messwerte zwischen 1,9 und 3,1 g CO₂-Äq./MJ Biomethan und 90% (in der Abbildung der Bereich zwischen den Whiskern) der Werte zwischen 1 und 4,4 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. (Siehe auch 5.4.2)

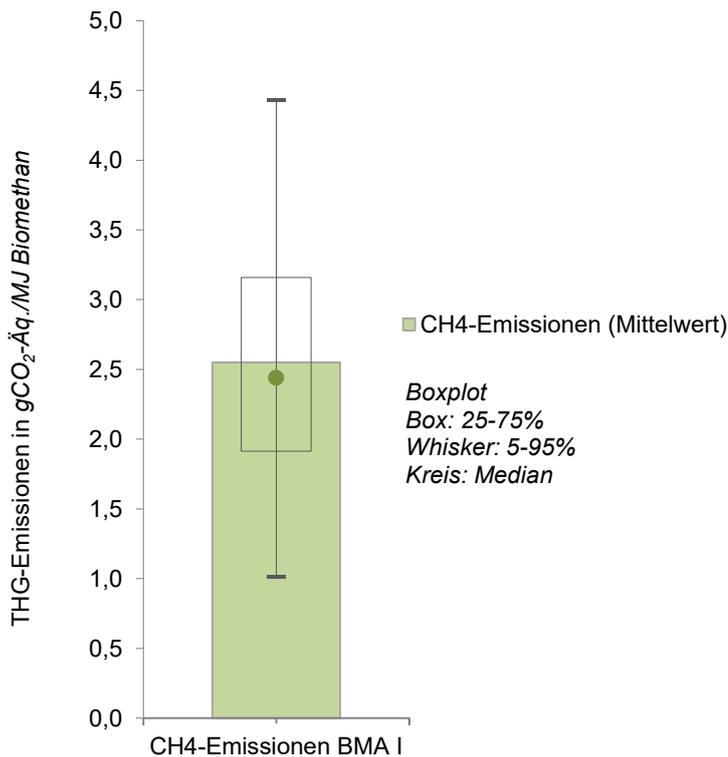


Abbildung 7-7: Treibhausgaspotential der gemessenen CH₄-Emissionen der BMA I in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Gesamttreibhausgasemissionen

Die Gesamttreibhausgasemissionen liegen bei 23,7 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. Den größten Anteil an der Gesamtbetrachtung haben die Emissionen aus der Substratbereitstellung gefolgt von den Emissionen aus dem Anlagenbetrieb (Abbildung 7-8). Hier sind es im Wesentlichen die Emissionen aus der Strombereitstellung und die direkten Methanemissionen (entspricht dem Mittelwert der Fernmessungen), diese haben jedoch mit knapp 11% einen eher moderaten Einfluss auf das Gesamtergebnis. Im ähnlichen Größenbereich liegen die Emissionen aus dem Tankstellenbetrieb, hier sind es hauptsächlich Emissionen aus der Strombereitstellung für den Verdichtungsprozess. Die direkten Methanemissionen aus den Verdichtungs- und Betankungsprozessen sind so gering, dass sie einen kaum messbaren Einfluss auf die Gesamtemissionen haben. Eine Tabelle, mit den THG-Werten der einzelnen Prozessschritte und Bereiche und deren prozentualer Anteil am Gesamtergebnis, befindet sich im Anhang (A 1).

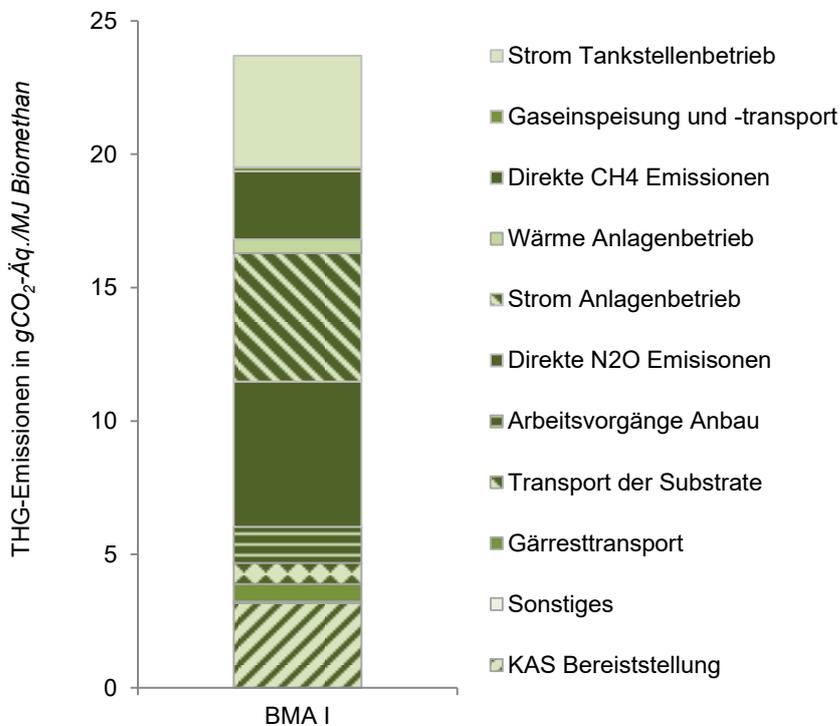


Abbildung 7-8: Gesamt THG-Emissionen der Biomethabereitung der BMA I in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Die Gesamt THG-Emissionen des Anlagenkonzeptes BMA I sind stark vom Strombedarf abhängig. Da die daraus resultierenden Emissionen in erster Linie auf die mit der Strombereitstellung verbundene Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen sind, könnte ein höherer Anteil erneuerbarer Energien am Strommix die Gesamt-THG-Emissionen verringern.

BMA II

Anlage BMA 2 verwendet neben Energiepflanzen auch Rest- und Abfallstoffe zur Biomethanproduktion (Tabelle 7-1) und speist ca. 1800 Nm³ Biomethan pro Stunde in das Erdgasnetz ein. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt durch eine Aminwäsche. Der Wärmebedarf der Anlage wird durch einen mit Erd- oder Biogas befeuerten Heizkessel und einen Pelletkessel gedeckt. Der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom wird dem deutschen Stromnetz entnommen. Der Gärrest wird nicht-gasdicht gelagert. Eine ausführlichere Beschreibung der BMA II und dem Anlagenbetrieb ist dem Kapitel 5.1 zu entnehmen.

Substratbereitstellung

Knapp die Hälfte der in Abbildung 7-9 dargestellten Emissionen aus der Substratbereitstellung ist auf die direkten Lachgasemissionen aus der Stickstoffapplikation für den Energiepflanzenanbau zurückzuführen. Der spezifische über den Einsatz von Gärresten und synthetischen N-Dünger gedeckte Stickstoffbedarf liegt bei knapp 1 g N/MJ. Aus der Annahme, dass davon 1% als N₂O emittiert wird, ergibt sich ein THG-Potential für die direkten Emissionen von 4,2 gCO₂-Äq./MJ.

Ebenfalls einen deutlichen Anteil an den Emissionen aus der Substratbereitstellung haben die Vorkettenemissionen aus der Bereitstellung des synthetischen N-Düngers (KAS). Aus dem Einsatz von 0,2 g N/MJ resultieren ca. 2 gCO₂-Äq./MJ.

Der dritte wesentliche Anteil der Emissionen wird durch die Verbrennung fossiler Kraftstoffe für die landwirtschaftlichen Arbeitsvorgänge, den Transport der Substrate zur Anlage und den Transport der Gärreste von der Anlage auf das Feld verursacht. Die Emissionen aus der Bereitstellung der Substrate Hühnertrockenkot und Pressschnitzel sind in dem Prozessbereich Transport der Substrate enthalten.

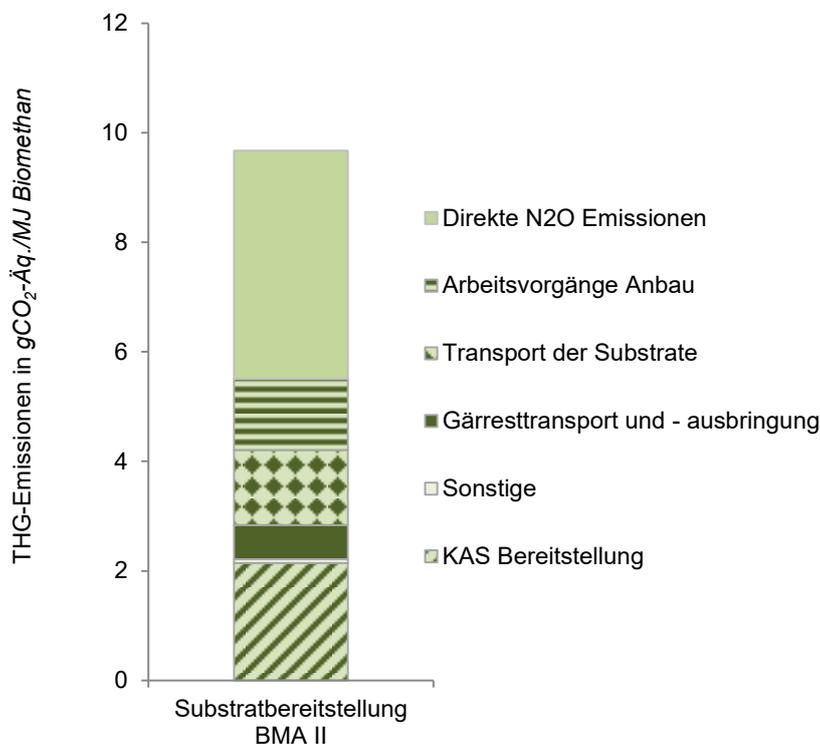


Abbildung 7-9: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung der BMA II in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb (Vorkettenemissionen)

Wie aus Abbildung 7-10 ersichtlich werden die Emissionen aus dem Anlagenbetrieb von den Aufwendungen zur Wärmeerzeugung dominiert. Wobei der größte Teil der Emissionen von der Verbrennung fossilen Erdgases verursacht werden, da 2/3 der benötigten Wärme erdgasbasiert erzeugt werden. Der Rest wird über einen Holzpelletkessel bereitgestellt. Für knapp ein Drittel der betriebsbedingten Emissionen verantwortlich sind die Aufwendungen aus der Bereitstellung von Strom aus dem Stromnetz.

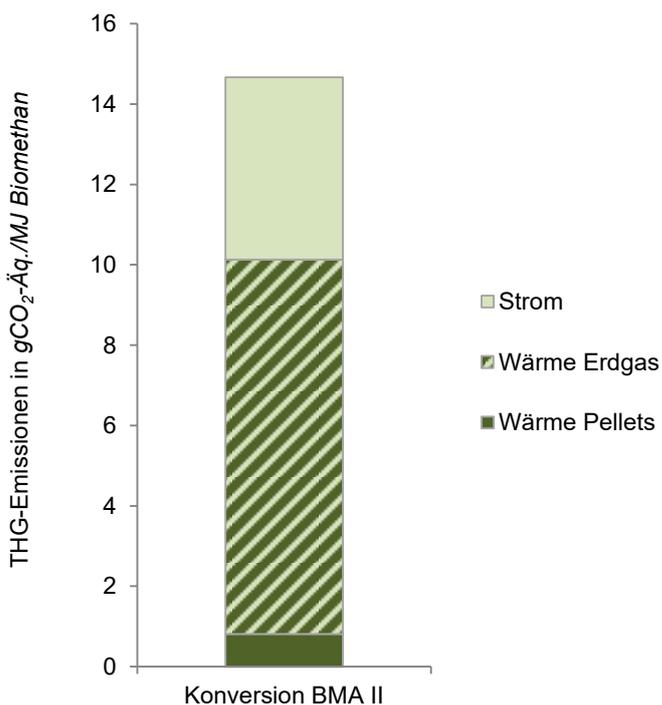
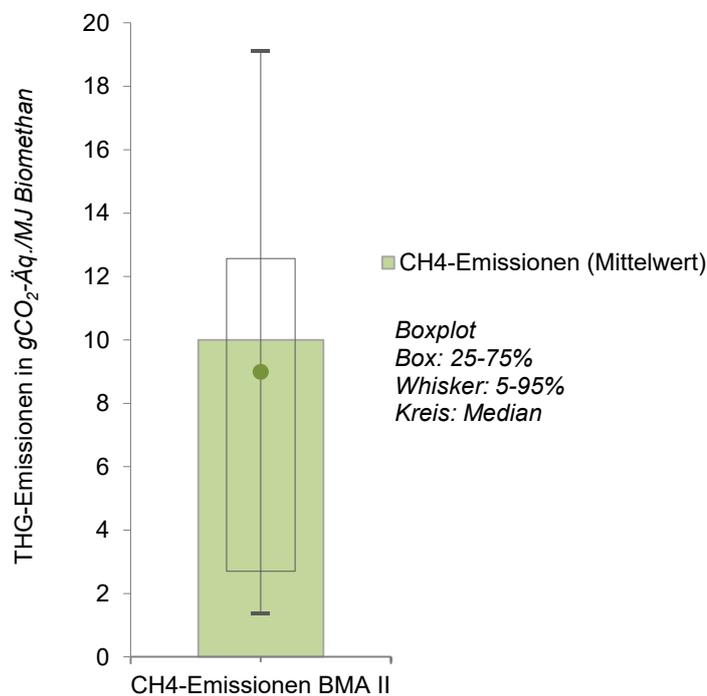


Abbildung 7-10: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA II in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Direkte Methanemissionen aus der gesamten Biomethananlage

Der Mittelwert (in Abbildung 7-11 als Balken dargestellt) entspricht dem in Kap. 5.4.2 beschriebenen temperaturbereinigten Jahresmittelwert unter Annahme verschiedener Betriebszustände. Dieser Wert liegt bei 2,0 %, dies entspricht einem THG-Potential von 10 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. Die Abbildung 7-11 zeigt die Verteilung der Emissionen auf der Basis der nicht temperaturbereinigten Viertelstundenintervalle. Die Schiefe der Verteilung ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die Emissionen aus den offenen Gärrestlagern stark temperaturabhängig sind, die Messintervalle jedoch nicht gleichmäßig über den Jahrestemperaturgang verteilt sind. In der Ermittlung des temperaturbereinigten Mittelwertes wurde diesem Umstand jedoch Rechnung getragen. (Siehe auch 5.4.2)


 Abbildung 7-11: Treibhausgaspotential der gemessenen CH₄-Emissionen der BMA II in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Gesamttreibhausgasemissionen

Die in Abbildung 7-12 dargestellten Gesamttreibhausgasemissionen liegen bei 38,6 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. Den größten Anteil an der Gesamtbetrachtung haben die Emissionen aus dem Anlagenbetrieb, hier haben neben den Emissionen aus der Strombereitstellung, die direkten Methanemissionen mit ca. 26% der Gesamtemissionen einen deutlichen Einfluss auf das Gesamtergebnis, ebenso wie die Emissionen aus der Wärmebereitstellung, dies ist wie bereits beschrieben auf einen hohen Anteil von Erdgas zur Wärmeerzeugung zurückzuführen. Die Emissionen aus der Substratbereitstellung verursachen knapp ein Viertel der gesamten THG-Emissionen. Einen eher moderaten Einfluss auf das Gesamtergebnis haben die Emissionen aus dem Tankstellenbetrieb. Dies sind im Wesentlichen Emissionen aus der Strombereitstellung für den Verdichtungsprozess. Die direkten Methanemissionen aus den Verdichtungs- und Betankungsprozessen sind so gering, dass sie einen kaum messbaren Einfluss auf die Gesamtemissionen haben. Eine Tabelle, mit den THG-Werten der einzelnen Prozessschritte und Bereiche und deren prozentualer Anteil am Gesamtergebnis, befindet sich im Anhang (A 2).

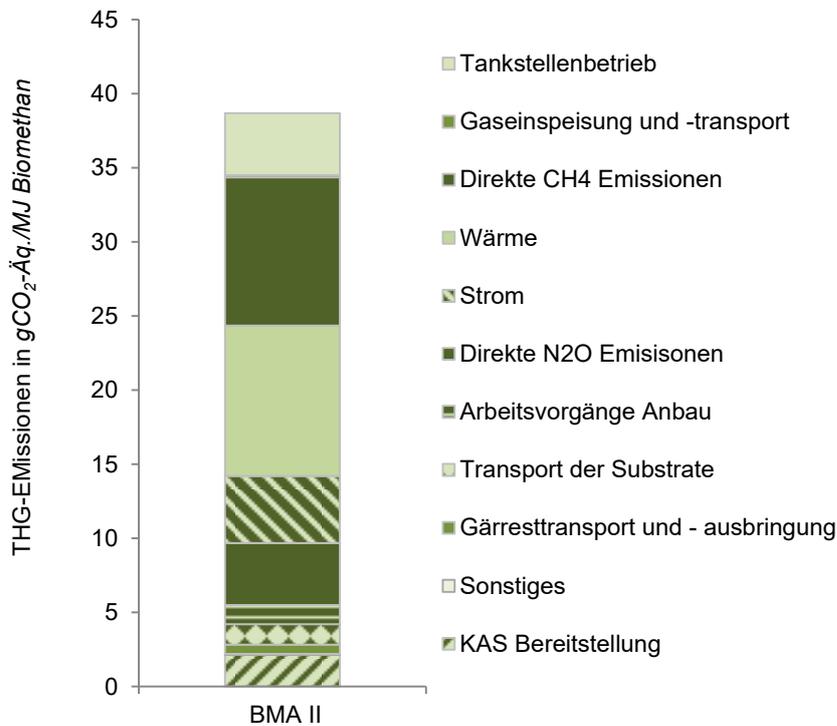


Abbildung 7-12: Gesamt THG-Emissionen der Biomethabereitstellung der BMA II in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Eine gasdichte Abdeckung der Gärrestlager und ein höherer Anteil biogener Brennstoffe zur Wärmebereitstellung könnten potentiell die Gesamt-THG-Emissionen der BMA II verringern.

BMA III

In der Anlage BMA III werden landwirtschaftliche Reststoffe und biogenen Industriereststoffe vergoren. Pro Stunde zwischen 1500 und 3000 Nm³ Biomethan in das Erdgasnetz gespeist. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt durch eine Aminwäsche. Der Wärmebedarf wird über Abwärme aus der einer angeschlossenen Industrieanlage gedeckt und der für den Anlagenbetrieb benötigte Strom dem deutschen Stromnetz entnommen. Eine ausführlichere Beschreibung der BMA III und dem Anlagenbetrieb ist dem Kapitel 5.1 zu entnehmen. Da es keine Betreiberangaben zu den eingesetzten Substratmengen und zum anlagenspezifischen Strombedarf gab, wurden hierzu verfahrenstechnische Annahmen auf Grundlage der DBFZ Datenbank getroffen.

Substratbereitstellung

Die Berücksichtigung der eingesetzten Reststoffe beginnt mit den Prozessen Sammlung und Transport. Da es sich bei diesen Substraten um Rest- und Abfallstoffe handelt, werden vorgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Für den Einsatz der landwirtschaftlichen Reststoffe bedeutet dies, dass ausschließlich Aufwendungen aus der Bergung und dem Transport des Substrates mitbilanziert werden. Emissionen werden hier im Wesentlichen aus der Verbrennung fossilen Diesels in landwirtschaftlichen Maschinen und Transportfahrzeugen verursacht.

Die eingesetzten biogenen Industriereststoffe gelangen direkt über eine Rohrleitung von der Industrieanlage in die Fermenter. Aufgrund der räumlichen Nähe werden hier keine zusätzlichen Aufwendungen, wie z. Bsp. eventuell für Pumpen benötigte Energie angenommen. In nachfolgender Abbildung 7-13 sind die mit der Substratbereitstellung verbundenen spezifischen THG-Emissionen dargestellt.

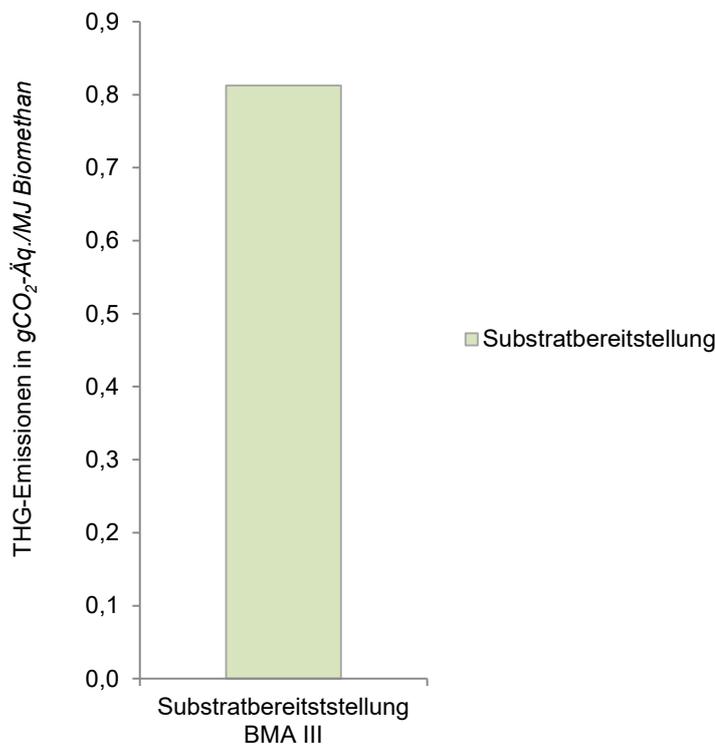


Abbildung 7-13: THG-Emissionen aus der Substratbereitstellung der BMA III in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb (Vorkettenemissionen)

Die THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb bestehen ausschließlich aus den, mit der Strombereitstellung verbundenen, Emissionen. Da die Anlage den benötigten Strom aus dem deutschen Stromnetz bezieht, findet der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix Anwendung (ICHA, 2013). Daraus ergeben sich ca. 8 gCO₂-Äq./MJ (Abbildung 7-14). Aufwendungen für die Wärmebereitstellung wurden nicht berücksichtigt, da der Wärmebedarf laut Betreiberangaben über die Abwärme der Industrieanlage gedeckt wird.

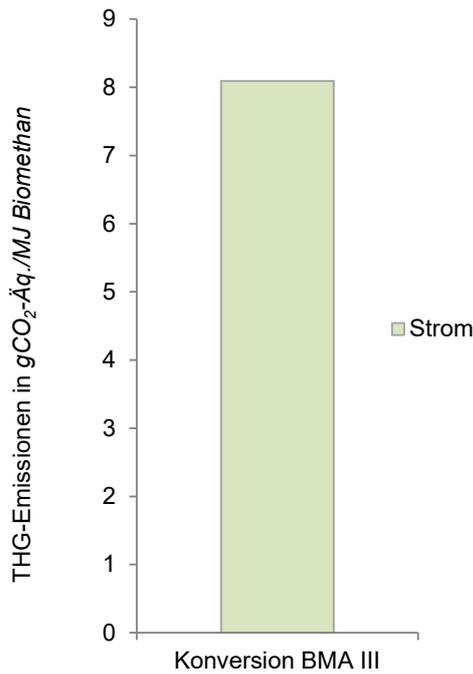


Abbildung 7-14: THG-Emissionen aus dem Anlagenbetrieb der BMA III in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Direkte Methanemissionen aus der gesamten Biomethananlage

Die Ergebnisse der Emissionsmessungen resultieren hier in einem geringen Mittelwert von 0,22 %, dies entspricht einem Emissionsfaktor von 1,1 gCO₂-Äq./MJ (im Diagramm als Balken dargestellt), für das Anlagenkonzept BMA III. Die Abbildung 7-15 zeigt die Verteilung der Emissionen auf der Basis der Viertelstundenintervalle. Demnach liegen 50% (in der Abbildung als Box dargestellt) der THG-Potentiale der gemessenen Werte zwischen 0,6 und 1,6 gCO₂-Äq./MJ. (Siehe auch 5.4.2)

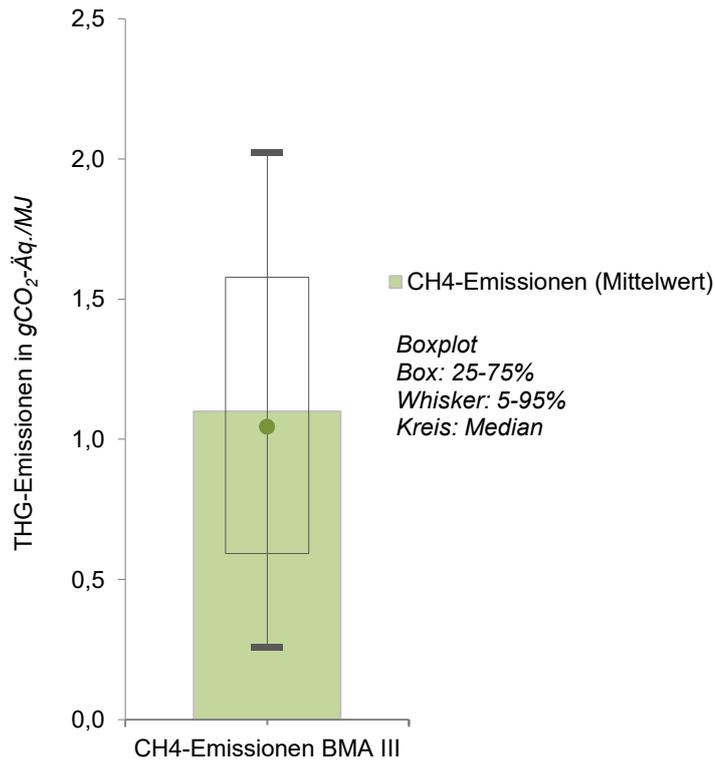


Abbildung 7-15: Treibhausgaspotential der gemessenen CH₄-Emissionen der BMA III in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Gesamttreibhausgasemissionen

Die Gesamttreibhausgasemissionen liegen bei 14,3 g CO₂-Äq./MJ Biomethan. Einen erheblichen Anteil an der Gesamtbetrachtung haben die Emissionen aus dem Anlagen- und dem Tankstellenbetrieb (Abbildung 7-16). Hier sind es im Wesentlichen die Emissionen aus der Strombereitstellung. Die direkten Methanemissionen aus dem Anlagenbetrieb machen nur knapp 8 % der gesamten THG-Emissionen aus. Die direkten Methanemissionen aus den Verdichtungs- und Betankungsprozessen sind so gering, dass sie einen kaum messbaren Einfluss auf die Gesamtemissionen haben. Eine Tabelle, mit den THG-Werten der einzelnen Prozessschritte und Bereiche und deren prozentualer Anteil am Gesamtergebnis, befindet sich im Anhang (A 3).

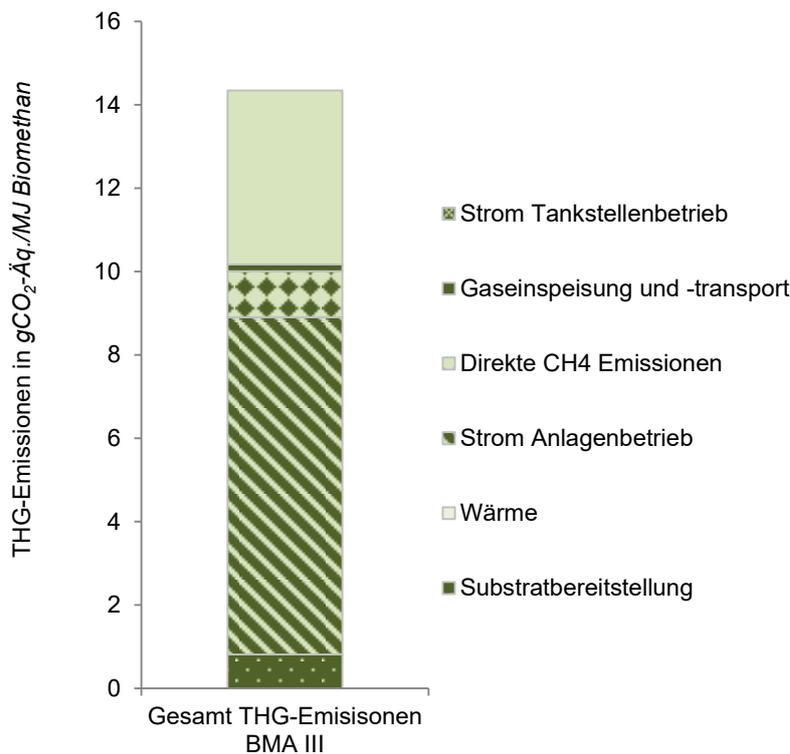


Abbildung 7-16: Gesamt THG-Emissionen der Biomethanbereitstellung der BMA III in gCO₂-Äq./MJ Biomethan

Die Gesamt-THG-Emissionen des Anlagenkonzeptes BMA III sind stark vom Strombedarf abhängig. Da die daraus resultierenden Emissionen in erste Linie auf die mit der Strombereitstellung verbundenen Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen sind, könnte ein höherer Anteil erneuerbarer Energien am zukünftigen Strommix die Gesamt-THG-Emissionen verringern.

7.2.2 Bilanzierung der versauernd wirkenden Emissionen

Die Bilanzierung der potenziell versauernd wirkenden Emissionen dargestellt als SO₂-Äquivalente werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

BMA I

Nachfolgende Abbildung 7-17 zeigt die versauernd wirkenden Emissionen, die für den Fall der BMA I in erster Linie auf die Ammoniakemissionen der Gärrestausbringung auf die substratliefernden Flächen zurückzuführen sind. Die für die Bilanzierung der Ammoniakemissionen getroffenen Annahmen sind in dem Abschnitt Ammoniakemissionen (in Kapitel 7.1.2) erläutert. Die in der Abbildung unter Sonstiges dargestellten Emissionen sind im Wesentlichen verbrennungsbedingte Stickoxidemissionen aus Transport- und Strombereitstellungsprozessen.

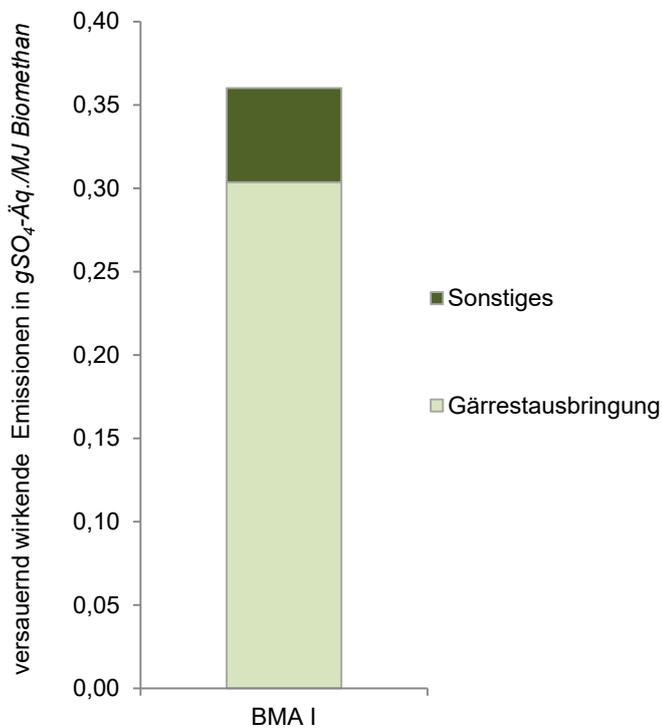


Abbildung 7-17: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA I in gSO₂-Äq./MJ Biomethan

BMA II

Die versauernd wirkenden Emissionen sind in Abbildung 7-18 dargestellt. Relevant sind hier im Wesentlichen die Ammoniakemissionen zum einen aus der offenen Gärrestlagerung (siehe dazu Abschnitt Ammoniakemissionen in Kapitel 7.2.1, Allgemeines) und der Gärrestausrückführung. Zusammen sind sie für knapp 90% der versauernden Emissionen verantwortlich. Der verbleibende Teil der Emissionen ist in erster Linie auf Stickoxidemissionen der Verbrennungsprozesse (z.B. für Transporte, Strombereitstellung usw.) zurückzuführen.

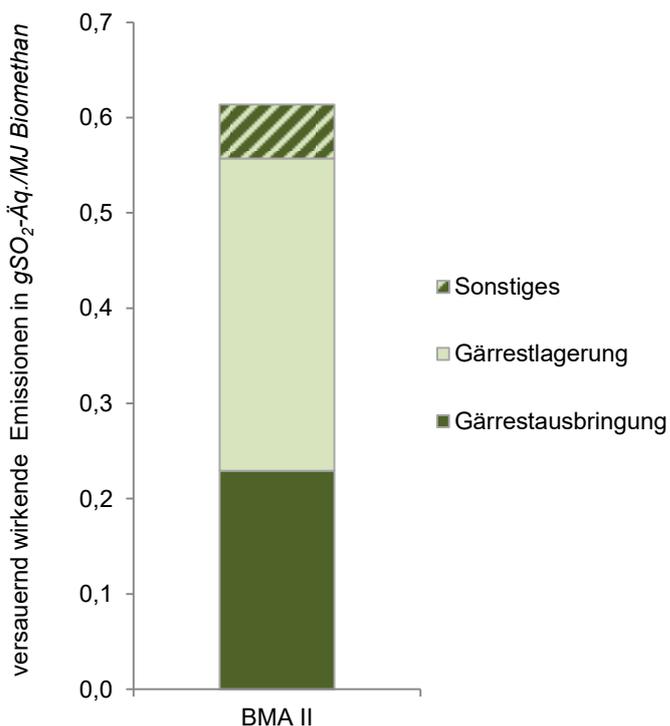


Abbildung 7-18: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA II in gSO₂-Äq./MJ Biomethan

BMA III

Abbildung 7-19 zeigt die versauernden Emissionen, die für den Fall der BMA III im Wesentlichen auf Verbrennungsprozesse zur Strombereitstellung (die Zusammensetzung des deutschen Strommix und er Anteil der einzelnen Energieträger kann der Tabelle 7-2) zurückzuführen sind. Die bei der Verbrennung entstehenden Stickoxidemissionen sind in der Abbildung als SO_2 -Äquivalente dargestellt. Ebenfalls verbrennungsbedingt sind die Stickoxidemissionen aus den Bereitstellungsprozessen der landwirtschaftlichen Reststoffe, in diesem Fall durch den Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen.

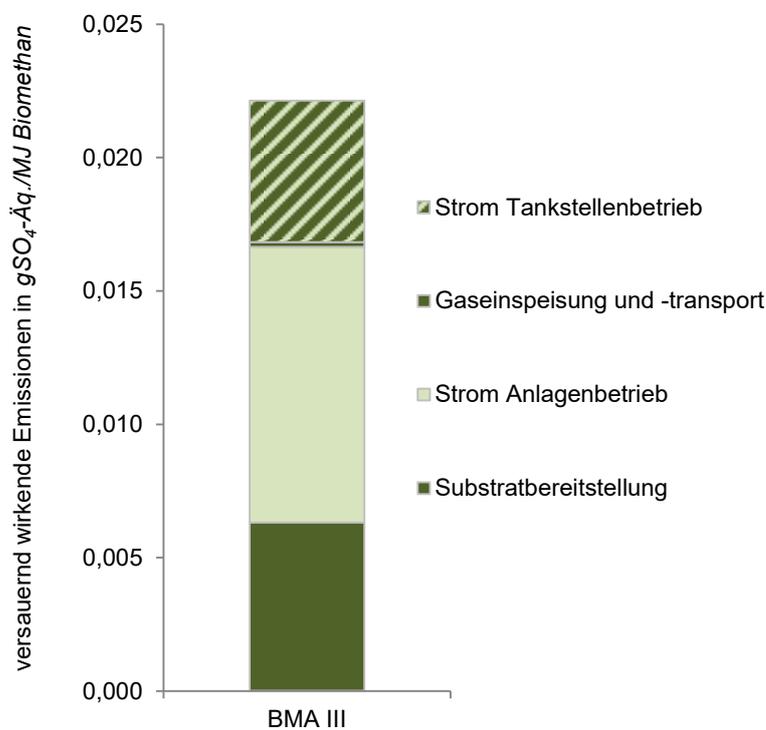


Abbildung 7-19: Spezifische versauernd wirkende Emissionen der BMA III in gSO_2 -Äq./MJ Biomethan

7.2.3 Bilanzierung der eutrophierend wirkenden Emissionen

Die Bilanzierung der potenziell eutrophierend wirkenden Emissionen dargestellt als PO_4 -Äquivalente wird für jede der drei betrachteten Anlagen in den folgenden Kapiteln beschrieben.

BMA I

Die nachfolgende Abbildung 7-20 zeigt die eutrophierend wirkenden Emissionen für das Anlagenkonzept BMA I. Diese sind hauptsächlich, auf die Ammoniak- und Phosphatemissionen der Gärrestausbringung auf die substratliefernden Flächen zurückzuführen.

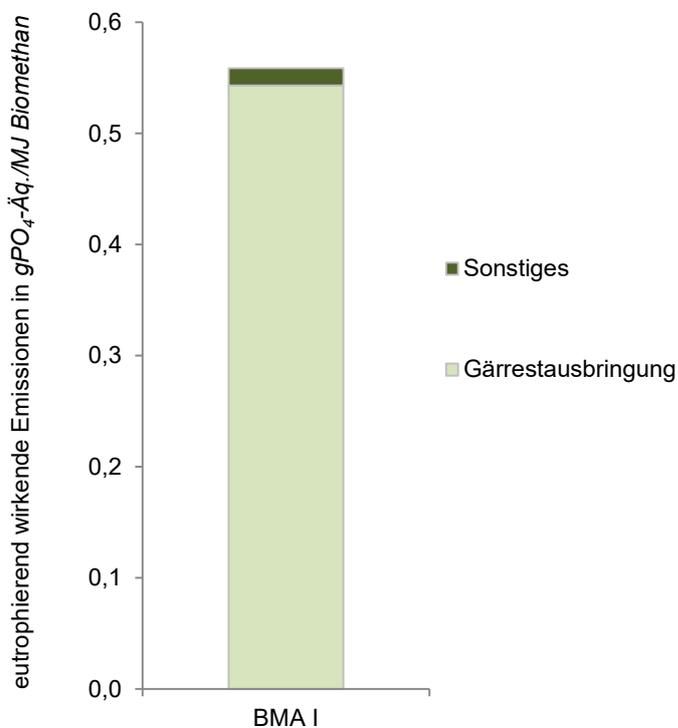


Abbildung 7-20: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA I in $\text{gPO}_4\text{-Äq./MJ Biomethan}$

BMA II

Die eutrophierend wirkenden Emissionen sind in Abbildung 7-21 dargestellt. Dies sind zum einen Ammoniakemissionen aus der offenen Gärrestlagerung und zum anderen Ammoniak- und Phosphatmissionen der Gärrestausbringung.

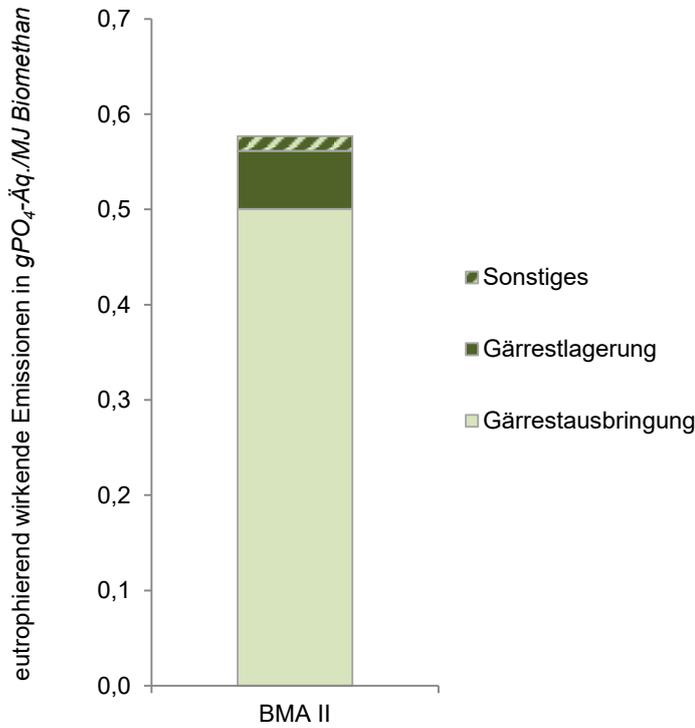


Abbildung 7-21: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA II in gPO₄-Äq./MJ Biomethan

BMA III

Die sehr geringen eutrophierend wirkenden Emissionen für das Anlagenkonzept BMA III setzen sich in erster Linie aus den für die Bilanzierung berücksichtigten Ammoniak- und Stickoxidemissionen zusammen (Abbildung 7-22). Ursächlich dafür sind betriebsbedingte Verbrennungsprozesse für die Bereitstellung der landwirtschaftlichen Reststoffe.

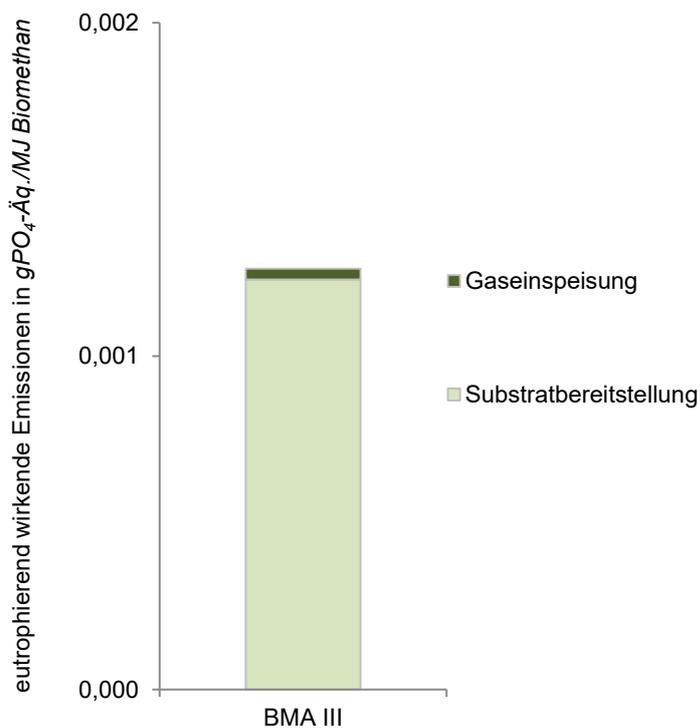


Abbildung 7-22: Spezifische eutrophierend wirkende Emissionen der BMA III in gPO₄-Äq./MJ Biomethan

7.2.4 Bilanzierung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand

Die Bilanzierung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands, bestehend aus dem Einsatz fossiler und nuklearer Energieträger, wird für die betrachteten Anlagenkonzepte in den folgenden Kapiteln beschrieben.

BMA I

Der Aufwand an nicht erneuerbarer Energie liegt für die Biomethanproduktion in Anlage BMA I bei 0,22 MJ/MJ Biomethan und wird maßgeblich vom Einsatz fossiler Energieträger zur Strombereitstellung (siehe auch Tabelle 7-2 zur Zusammensetzung des deutschen Strommix), für Transporte und landwirtschaftliche Prozesse beeinflusst (Abbildung 7-23). Für die landwirtschaftlichen Prozesse ergibt sich der Energiebedarf zum einen aus dem Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen und zum anderen aus der Produktion des N- Düngemittels (KAS).

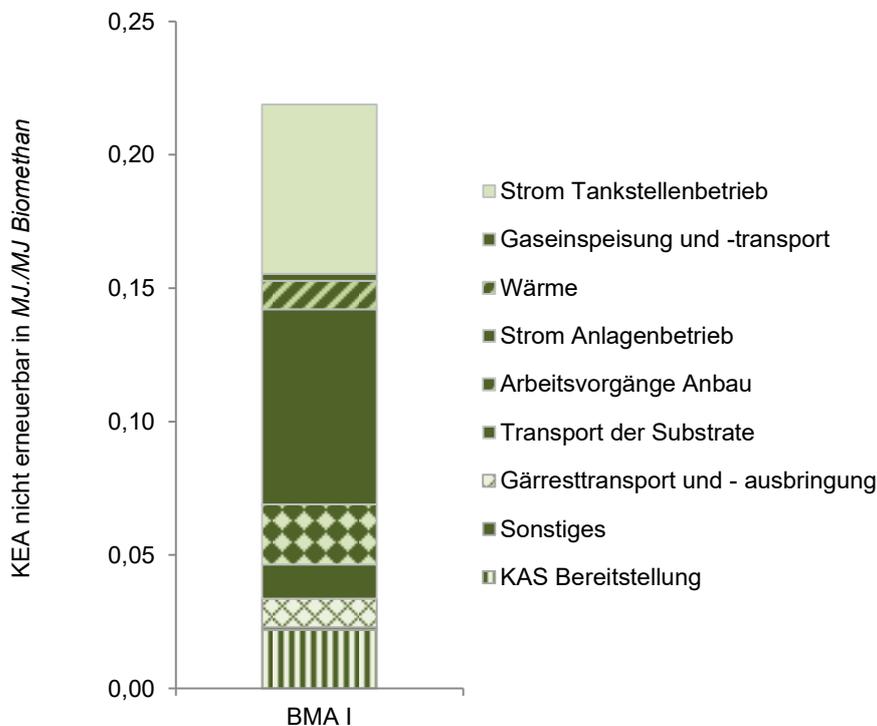


Abbildung 7-23: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA I in MJ/MJ Biomethan

BMA II

Für die Biomethanproduktion in Anlage BMA II liegt der Aufwand an nicht erneuerbarer Energie bei 0,36 MJ/MJ Biomethan. Wie folgende Abbildung 7-24 zeigt, wird er maßgeblich vom Einsatz fossiler Energieträger zur Wärme (auf Erdgasbasis) und zur Strombereitstellung (siehe auch Tabelle 7-2 zur Zusammensetzung des deutschen Strommix) beeinflusst. Der Aufwand fossiler Energieträger für die Transporte und landwirtschaftlichen Prozesse stellt sich demgegenüber als geringfügig dar.

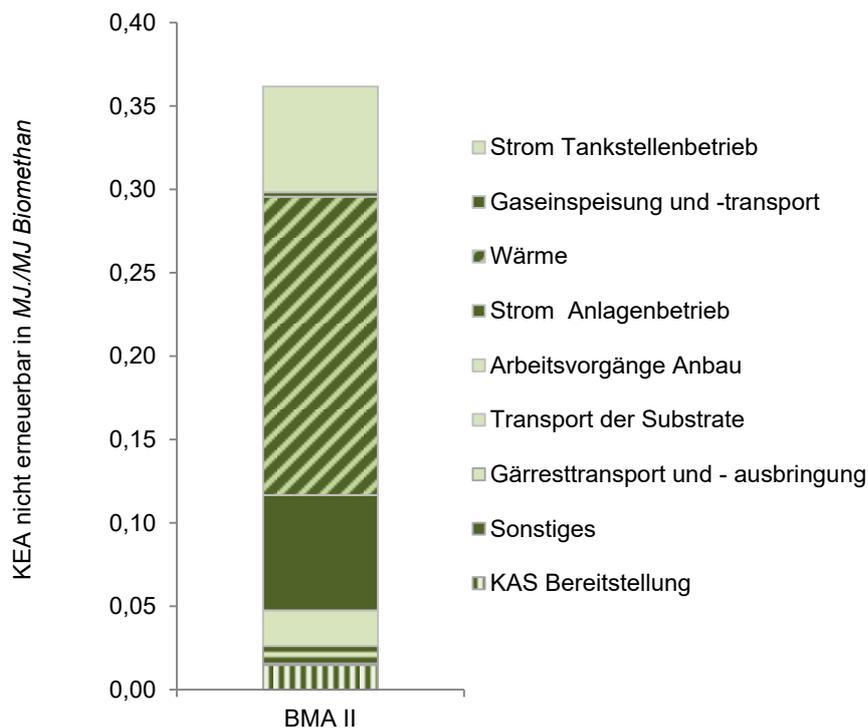


Abbildung 7-24: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA II in MJ/MJ Biomethan

BMA III

Der Aufwand an nicht erneuerbarer Energie für die Biomethanproduktion in Anlage BMA III ist in Abbildung 7-25 dargestellt. Die 0,20 MJ/MJ Biomethan werden zu 95% vom Einsatz fossiler Energieträger zur Strombereitstellung (siehe auch Tabelle 7-2 zur Zusammensetzung des deutschen Strommix) bestimmt.

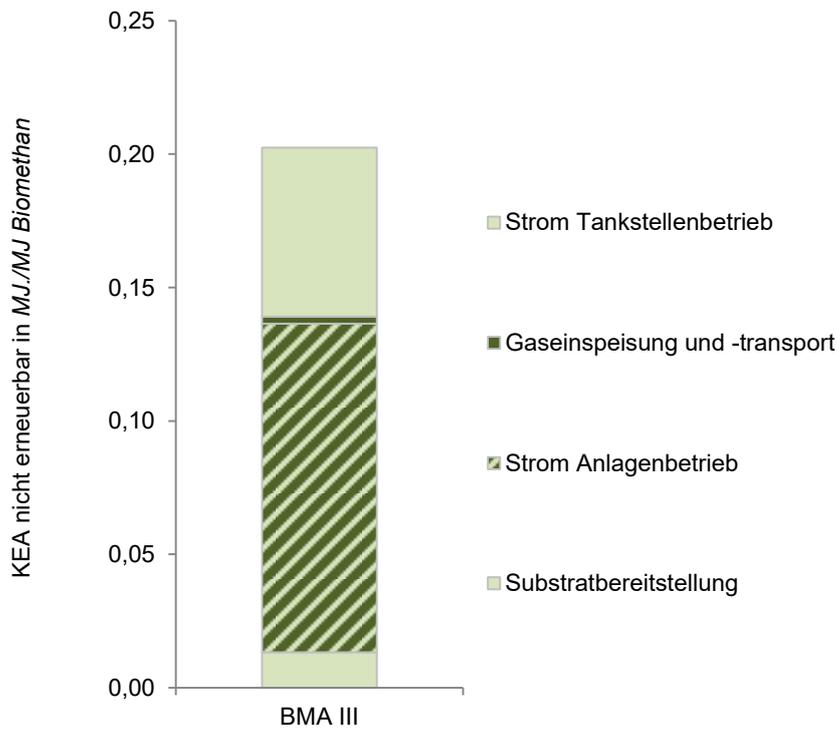


Abbildung 7-25: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der BMA III in MJ/MJ Biomethan

7.3 THG-Minderungspotential nach Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung

Durch die Einführung verbindlicher Treibhausgas-minderungs-vorgaben für Biokraftstoffe im Rahmen der 2009 verabschiedeten Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG (EU RED) (EUROPEAN COMMISSION (idF. v. 2009)) und deren nationaler Umsetzung durch die Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (BiokraftNachV) (BIOKRAFTNACHV (idF. v. 2009)) sowie durch die geplante Umstellung der mengenbezogenen Biokraftstoffquote auf eine THG-bezogene Quote gewinnt die Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz) für die Produzenten von Biokraftstoffen zunehmend an Bedeutung. Für die Berechnung dieser THG-Bilanz gibt die Anlage 1 der BiokraftNachV eine konkrete Methodik vor. Neben dieser Methode enthält der Anhang 2 der BiokraftNachV eine Reihe von Standardwerten, in der EU RED auch Default Values genannt, für verschiedene Biokraftstofftechnologien und -rohstoffe. Diese Standardwerte können von Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis der Einhaltung der THG-Minderungs-vorgaben verwendet werden, wenn die Biokraftstoffproduzenten keine eigenen Berechnungen anstellen wollen oder können.

Diese Methode orientiert sich im Wesentlichen am Aufbau DIN ISO 14040, schränkt allerdings die Freiheitsgrade der Bilanzierung stark ein. Der Ansatz der BiokraftNachV unterscheidet sich in verschiedenen Punkten von dem der DIN ISO 14040. So gibt es bei der Bilanzierung entsprechend der BiokraftNachV u. a. klare Vorgaben bezüglich der zu betrachtenden Systemgrenzen, der Berücksichtigung erzeugter Koppelprodukte, der CO₂-Charakterisierungsfaktoren und der fossilen Referenzsysteme. Die wesentlichen Aspekte zur Berechnung des THG-Minderungspotenzials sind in Tabelle 7-3 zusammengefasst.

Tabelle 7-3: Methodische Annahmen zur Berechnung des THG-Minderungspotenzials gemäß BiokraftNachV

	BiokraftNachV
Systemgrenzen	Well-to-Wheel
THG-Minderungspotenzial	35 % ab Inkrafttreten 50 % ab 2017; 60 % ab 2018
Fossiles Referenzsystem	Benzin/Diesel 83,8 gCO ₂ -Äq./MJ
Umgang mit Koppelprodukten	Allokation nach unterem Heizwert

Die Methode zur Berechnung des THG-Minderungspotenzials ist im Wesentlichen auf die Bewertung flüssiger Biokraftstoffe zugeschnitten. Daraus ergeben sich für die Bilanzierung von eine Reihe spezieller Anforderungen. Dies betrifft u.a. die Substratbereitstellung und deren Einsatz. Üblicherweise werden zur Biomethanproduktion verschiedene Substrate gleichzeitig eingesetzt. Die unterschiedlichen THG-Werte für die Bereitstellung der Substrate dürfen nach BiokraftNachV jedoch nur zusammengefasst werden, wenn sie definierte Höchstwerte nicht überschreiten. Da aber derzeit Standardwerte (die solche Höchstwerte darstellen können) für den Anbau von Substraten für die Biomethanproduktion (z.B. Maissilage) fehlen, muss für jedes eingesetzte Substrat eine THG-Berechnung für die Biomethanproduktion durchgeführt werden. Dafür wird der Biomethanoutput der Anlage auf die Substrate aufgeteilt. Mögliche Synergieeffekte können so nicht berücksichtigt werden. Ein weiterer Punkt werden für den Fermenterbetrieb diffuse Methanemissionen von 1% der erzeugten Biogasmenge vorgegeben. Geringere Emissionsraten müssen anhand von Emissionsmessungen

nachgewiesen werden. Hier stellt sich die Frage, auf welche Weise dieser Nachweise erfolgen soll oder welche Messtechniken und Messverfahren dafür anerkannt werden.

Nachfolgend werden die theoretischen THG-Minderungspotentiale der 3 Anlagenkonzepte beschrieben. Für die oben angesprochene Problematik der Bilanzierung der einzelnen Substrate wurde wie bereits beschrieben, auf KTBL-Daten zurückgegriffen. Für die Ermittlung des THG-Minderungspotentials im Rahmen einer Zertifizierung müsste die Bilanzierung anhand tatsächlicher Anbaudaten erfolgen.

BMA I

Abbildung 7-26 zeigt das anhand der erstellten THG-Bilanzen ermittelte Minderungspotenzial des in BMA I erzeugten Biomethan gegenüber dem in der BiokraftNachV festgelegten fossilen Referenzwert. Es zeigt sich, dass das Anlagenkonzept mit einem Minderungspotenzial von 72 % sowohl das derzeit gültige Minderungsziel von 35 %, als auch die Zielvorgaben einer THG-Minderung um 50 % für das Jahr 2017erreicht.

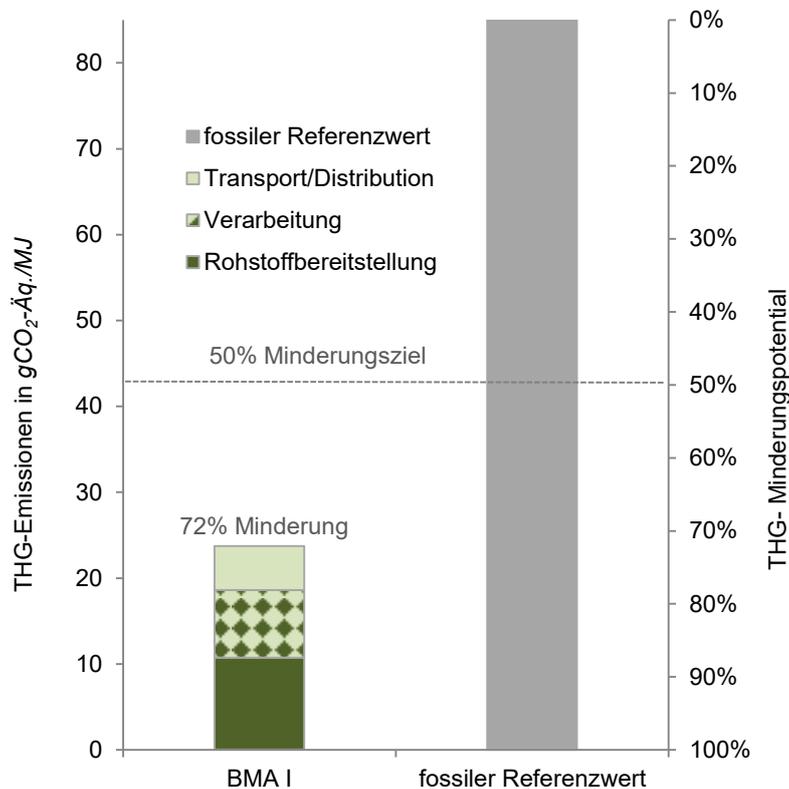


Abbildung 7-26: THG-Minderungspotential des in BMA I erzeugten Biomethan

BMA II

Wie die nachfolgende Abbildung 7-27 zeigt, erreicht das in Anlage BMA II erzeugte Biomethan mit einem THG-Minderungspotential von 54% die geforderten Zielvorgaben für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff.

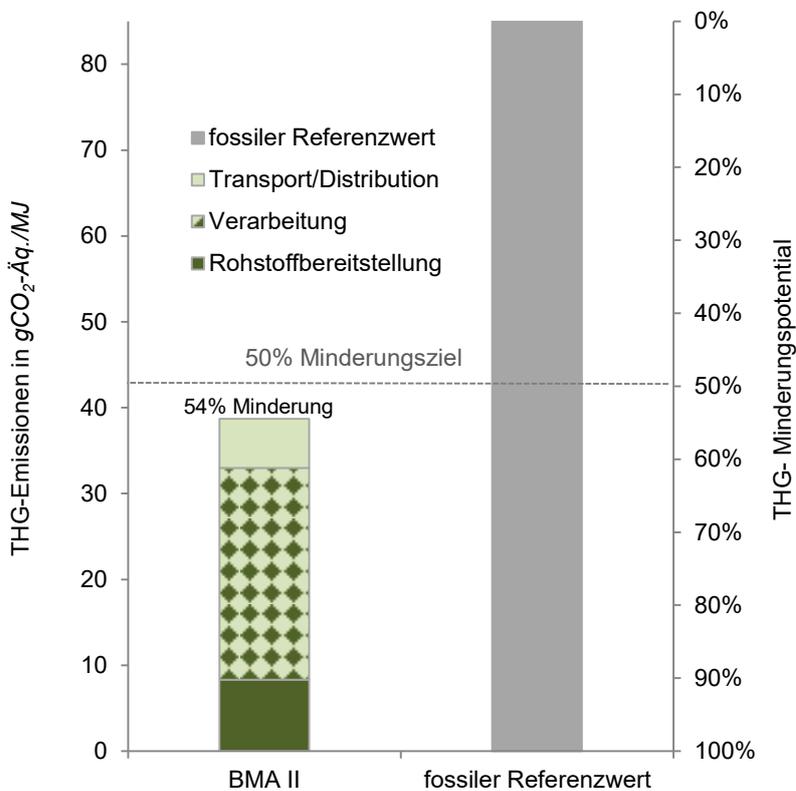


Abbildung 7-27: THG-Minderungspotential des in BMA II erzeugten Biomethan

BMA III

Mit einem THG-Minderungspotential von 83% erreicht das in Anlage BMA III erzeugte Biomethan nicht nur die derzeit geforderten 35% THG-Minderung gegenüber der definierten fossilen Referenz sondern auch die für 2017 nachzuweisenden 50% (Abbildung 7-28).

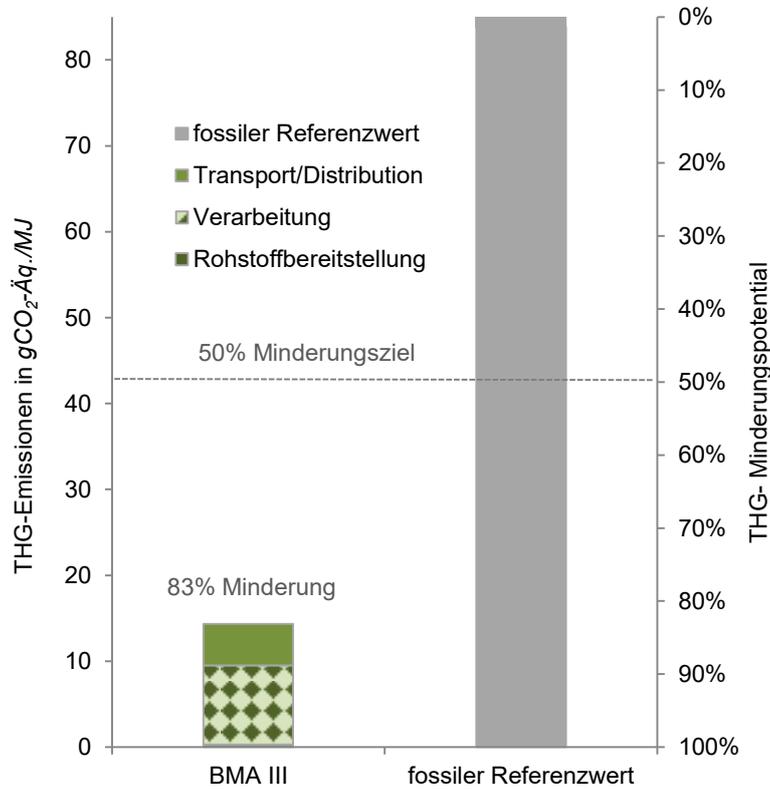


Abbildung 7-28: THG Minderungspotential des in BMA III erzeugten Biomethan

7.4 Das THG-Minderungspotential von Biomethan in verschiedenen Nutzungssektoren

In diesem Kapitel soll neben der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff auch der Einsatz von Biomethan in den Sektoren Strom und Wärme betrachtet und die damit verbundenen THG-Minderungspotentiale aufgezeigt werden. Zur Berechnung des jeweiligen Minderungspotentials in Abbildung 7-29 wurden folgende Annahmen getroffen:

Biomethan als Kraftstoff. Das in Abbildung 7-29 dargestellte Minderungspotential für den Einsatz von Biomethan im Kraftstoffsektor basiert auf den in Kap. 7.2.1 ermittelten gesamt THG-Emissionen für das Anlagenkonzept BMA I. Zur Ermittlung des THG-Minderungspotentials wurde dieser Wert einem fossilen Referenzwert von 83,8 gCO₂-Äq./MJ vergleichend gegenübergestellt.

Biomethan zur Wärmeerzeugung. Für die Wärmeproduktion wurde der Einsatz von Biomethan in einem Erdgas-Brennwertkessel (Wirkungsgrad 103%) unterstellt. Basierend auf den THG-Emissionen aus der Biomethanbereitstellung des Anlagenkonzeptes BMA I ergeben sich THG-Emissionen von 18 gCO₂-Äq./MJ Wärme. Zur Berechnung der in Abbildung 7-29 dargestellten THG-Minderungspotentiale im Wärmesektor wurden diesem Wert die Kennwerte verschiedener Referenzsysteme gegenübergestellt. Bei den Referenzsystemen handelt es sich um Wärmeerzeugung aus einer Erdgas-Heizung, aus einem Erzeugungsmix Heizöl/Erdgas (70%/30%) und Wärmeerzeugung aus Erdgas-Brennwert-Heizungen. Die Kenndaten wurden dem „Methodenhandbuch - Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte“ entnommen (THRÄN u. a., 2013).

Biomethan in der Stromerzeugung. Analog zu den Betrachtungen der Wärmeerzeugung wurde aufbauend auf der THG-Bilanzierung der Biomethanbereitstellung der BMA I der Einsatz von Biomethan zur Stromerzeugung untersucht. Dazu wurde die Verbrennung von Biomethan in einem 1,2 MW BHKW unterstellt (Wirkungsgrad elektrisch 40 %, thermisch 47 %). Die bilanzierten THG-Emissionen wurden zwischen den Produkten Strom und Wärme aufgeteilt (energetische Allokation). Der daraus resultierende spezifische Emissionswert für Strom aus Biomethan liegt bei 79 gCO₂-Äq./kWh Strom (~ 22 gCO₂-Äq./MJ). Auf dieser Basis wurden die in Abbildung 7-29 dargestellten THG-Minderungspotentiale ermittelt. Die gegenübergestellten Referenzsysteme sind zum einen der bereits ausführlich beschriebene deutsche Strommix (Tabelle 7-2) und zum anderen die Stromerzeugung in einem Erdgas KWK Prozess. Für die Verbrennung von Erdgas in einem BHKW wurden die gleichen technischen Parameter unterstellt, wie bei der Nutzung von Biomethan in einem BHKW.

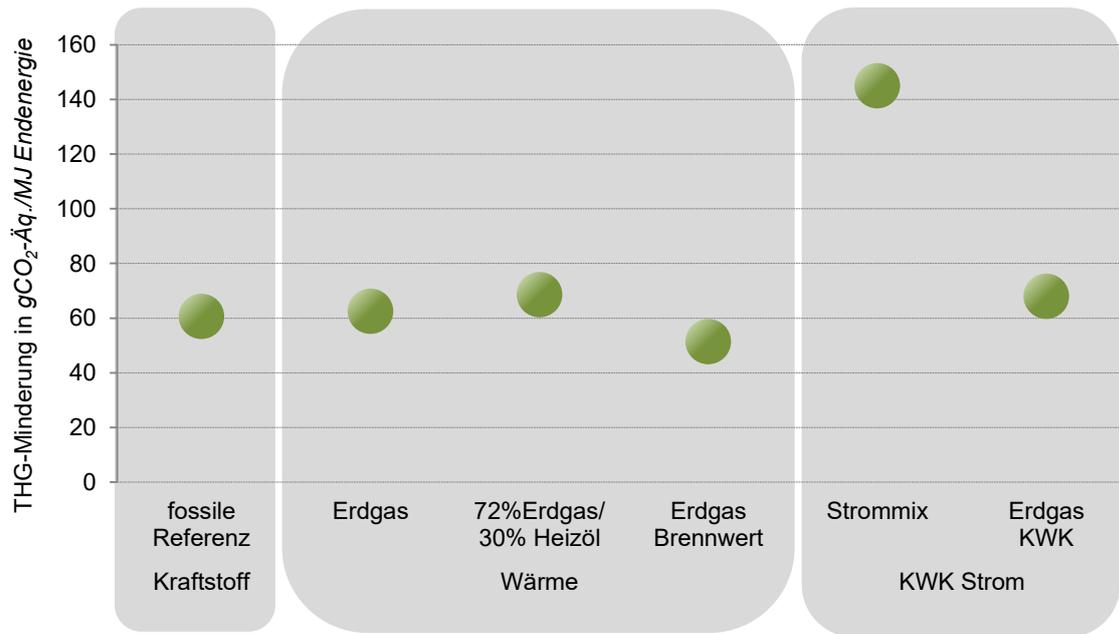


Abbildung 7-29: THG Minderungseffekte durch den Einsatz von Biomethan in verschiedenen Nutzungsoptionen

8 Risiko- und Hemmnisanalyse

8.1 Hintergrund und Zielstellung

Die Realisierung einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung ist erklärtes Ziel der Bundesregierung (BMW/BMU, 2010; KOALITIONSVERTRAG, 2013). Die Bereitstellung von Biomethan nimmt dabei auch vor dem Hintergrund der Reduzierung von Treibhausgasemissionen einen wichtigen Stellenwert ein. Biomethan als Energieträger bietet vielfältige Verwendungsmöglichkeiten sowohl im Strom- und Wärmebereich als auch als Kraftstoff.

Eine Einschätzung der zukünftigen Entwicklung von Verfahren und Technologien, die sich erst seit kurzer Zeit im Dauerbetrieb befinden – wie es für die Produktion von Biomethan der Fall ist (DENA, 2011b) – basiert in erster Linie auf zukunftsorientierten Annahmen, Prognosen und Zielvorgaben, welche mit entsprechenden Unsicherheiten und damit Risiken verbunden sind. Diese Risiken und Unsicherheiten wirken sich unter Umständen hemmend auf den weiteren Ausbau der Biomethanbranche und damit auf die Bereitstellung und Nutzung von Biomethan aus.

Ziel der Untersuchung ist die Einschätzung der Hemmnisse und Risiken der Biomethanbranche beziehungsweise einer verstärkten Produktion von Biomethan v. a. aus Sicht der Akteure entlang der gesamten Biomethanbereitstellungskette (von Biomasseanbau und -bereitstellung über Biogasproduktion, Biogasaufbereitung bis zur Einspeisung/ Distribution und Nutzung). Ein weiteres Ziel der Hemmnis- und Risikoanalyse ist es in diesem Zusammenhang, signifikante Barrieren und Gefahren zu identifizieren und zu bewerten. Dadurch können zum einen Wissenslücken aufgezeigt werden und zum anderen die Akzeptanz bei den Akteuren entlang der Biomethankette, insbesondere aber Rohstoff- und Biomethanproduzenten verbessert werden. Die Analyseergebnisse bieten eine Grundlage für die Ableitung von Empfehlungen für Akteure entlang der Biomethanbereitstellungskette sowie der Politik. Dieser Ansatz trägt damit zu einem besseren Verständnis der Thematik und der Vernetzung der Akteure bei.

8.2 Methodik

8.2.1 Begriff Hemmnis und Risiko

Der Begriff **Risiko** bezeichnet allgemein die Möglichkeit einer zukünftigen Gefahr (Wiser u. a., 2004). Im Sinne der Risikoforschung wird Risiko als Relation von potenziellem Gewinn oder Schaden verwendet (Rothkegel, 2002). Risiken bezeichnen mögliche Folgen von Handlungen, die im Urteil der überwiegenden Zahl der Menschen als unerwünscht gelten. Bei einem Risiko handelt es sich grundsätzlich um ein mentales Konstrukt zur Erfassung komplexer Wirkungsketten mit Zufallsereignissen, die keine direkte Entsprechung in der Wirklichkeit haben (WBGU, 1998). Andere Definitionen sehen bei risikobehafteten Handlungen auch die Möglichkeit einer positiven Auswirkung, die als Chance bezeichnet wird. Werden gewisse Risiken (z.B. Investitionsrisiko) eingegangen, können sich diese Risiken demnach durch sich verändernde Rahmenbedingungen als Chance (z. B. Konkurrenzfähigkeit, Unabhängigkeit gegenüber Erdgas) erweisen.

Bezogen auf die Produktion von Biomethan sind Risiken aufkommende und zukünftige Ereignisse oder Handlungen, die sich entweder negativ auf den konkreten Akteur (i.d.R. finanziell) oder allgemein auf Mensch (z.B. Unfallgefahr) und Umwelt (z. B. THG-Emissionen) auswirken und daher die weitere Entwicklung der Biomethanwirtschaft beeinflussen.

Unter **Hemmnissen** werden demgegenüber – in der Regel überwindbare – Störfaktoren verstanden, die einen Entscheidungsprozess verlangsamen, behindern oder gänzlich blockieren können (Hauschildt & Gemünden, 1999). Als Ursachen für die Hemmung bei der Einführung von Innovationen identifizieren (Hauschildt & Gemünden, 1999) die Willensbarriere und die Fähigkeitsbarriere. Häufig angeführte Hemmnisse sind zum Beispiel Informationsmangel, Desinteresse (fehlende Motivation, fehlende Ziele) oder fehlendes Können (Günther & Scheibe, 2004).

Bezogen auf die Biomethanwirtschaft sind Hemmnisse zum einen heutige Störfaktoren bzw. Rahmenbedingungen, zum anderen aber auch zukünftige Risiken, die sich heute (und unter Umständen auch zukünftig) hemmend auf Entscheidungsprozesse und damit nachteilig auf die Entwicklung der Biomethanwirtschaft auswirken. Hemmnisse und Risiken sollten daher nicht gänzlich losgelöst voneinander untersucht und bewertet werden. Ausgehend vom heutigen Anteil von Biomethan im Energiesystem und einem Ausbau der Biomethanproduktion bestehen bereits heute für einige Akteure gewisse Risiken (z. B. Investitionsrisiko). Diese wirken sich zusammen mit anderen Hemmnissen nachteilig auf die Erreichung des Ausbauzieles aus. Auch die Möglichkeit des Aufkommens zukünftiger Risiken (z. B. strengere Emissionsrichtlinien, Akzeptanzprobleme) können sich als unterschiedlich stark hemmende Faktoren auf die individuellen Entscheidungen der verschiedenen Akteure auswirken.

8.2.2 Hemmnis- und Risikoanalyse

Die folgenden Elemente der Hemmnis- und Risikoanalyse wurden für dieses Projekt als zielführend erachtet und in untenstehendem Ablauf bearbeitet:

- Ausarbeitung der Methodik und Zusammenstellung einer Akteursübersicht (für Befragungen, Workshop etc.)
- Literaturrecherche zu möglichen Hemmnissen und Risiken einer verstärkten Biomethanproduktion und der Nutzung von Biomethan
- Befragung (Fragebogen) zu Hemmnissen und Risiken, Einschätzung der Akteure entlang des Lebensweges
- Workshop (durchgeführt am 23.09.2013) zur Bewertung bzw. Gewichtung der relevanten Hemmnissen/Risiken gemeinsam mit Akteuren/Experten
- Auswertung und Diskussion der Ergebnisse
- Ableitung von Handlungsempfehlungen/ Lösungsvorschlägen

Befragung

Die Befragung mittels Fragebogen verfolgte das Ziel, eine akteursseitige Einschätzung zum einen zu den Biomethan-Ausbauzielen, zum anderen zu konkreten Hürden bei der Marktentwicklung der Biomethanbranche bzw. auch der konkreten Umsetzung von Projekten zu erhalten.

Die insgesamt 17 Fragen (zuzüglich der Möglichkeit individueller Kommentare) wurden verschiedenen Themenbereichen zugeordnet. Neben einem allgemeinen Teil (A) wurden die Fragen zu Hemmnissen und Risiken unterteilt nach wirtschaftlichen Aspekten (B), organisatorischen und technischen Aspekten (C), Aspekten aus dem Bereich Politik, Recht, Umwelt (D) und individuellen Aspekten (E). Abschließend wurde nach kurz- und mittelfristigen Lösungsansätzen (F) gefragt und eine zusammenfassende Einschätzung (G) der Hemmnisse und Risiken erbeten.

Um einen größtmöglichen Rücklauf zu erhalten, wurde der Fragebogen sowohl in ein ausfüllbares Word-Formular, in eine PDF-Datei für Rückantwort per Post oder Fax als auch in eine Online-Umfrage-Applikation (Open-Source Software: LimeSurvey) überführt. Der Versand der Fragebögen inklusive Link zur Online-Befragung erfolgte via E-Mail am 10.8.2012 und in einer zweiten Fragerunde am 10.9.2012 an insgesamt 288 Kontakte und recherchierte Akteure/Unternehmen (davon 18 ungültige/nicht zustellbare E-Mailadressen). Die gültige Stichprobe umfasst somit 270.

Bis zum 20.09.2012 betrug der Rücklauf insgesamt 64 Fragebögen (davon 53 Online, 11 Post/Fax/E-Mail). Von den 64 Fragebögen waren 8 Online-Fragebögen nicht auswertbar, da diese nach nur 1 bis 3 der ersten Fragen abgebrochen wurden. Ein Fünftel der Befragten hat an der Befragung teilgenommen, die Rücklaufquote bezogen auf die Stichprobe von 270 und den gültigen Rücklauf von 56 beträgt 20,7 %. Aufgrund der geringen Teilnehmerzahl, die zudem aus verschiedenen Branchen stammen, können die Ergebnisse nur einen Trend aufzeigen, wie die Biomethanbranche Hemmnisse und Risiken bewertet. Nach der Aufbereitung der Fragebögen erfolgte die statistische Auswertung. Diese diente der Identifizierung der prioritären Problemfelder und bildete die Grundlage für die inhaltliche Ausgestaltung eines Expertenworkshops am 23.09.2013. Neben der Vorstellung der Ergebnisse wurden gemeinsam mit den teilnehmenden Akteuren die Relevanz der Hemmnisse und Risiken diskutiert und Lösungsansätze gesammelt.

8.3 Ergebnisse

8.3.1 Potenzielle Hemmnisse und Risiken (Literaturrecherche)

Auf der Grundlage der Ergebnisse von DBFZ-Workshops (z. B. im Rahmen des Projektes BIOMON) und durch Literaturrecherche wird im Folgenden eine Übersicht über konkret benannte aber auch potenzielle Hemmnisse und Risiken für Biomethan als Energieträger und für die Biomethanwirtschaft gegeben. Anhaltspunkte für die Ermittlung hemmender Faktoren und Ansätze zu deren Beseitigung bieten beispielsweise Forschungsprojekte und Studien wie z. B. das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“ (Fraunhofer UMSICHT, 2009), Biogaseinspeisung (DENA, 2011a) und weitere Aktivitäten wie z. B.

- Biogaspartner (www.biogaspartner.de),
- Biogasregister (www.biogasregister.de),
- Biogas-Monitoring der Bundesnetzagentur (BUNDESNETZAGENTUR, 2011, 2013, 2014).

Häufig beziehen sich in der Literatur Aussagen auf Erneuerbare Energien bzw. Bioenergie allgemein (bzw. nur auf Biogas), welche jedoch durch die Vielzahl an Schnittstellen potenziell auch für Biomethan als Energieträger oder die Entwicklung der Biomethanwirtschaft entscheidend sein können. Ein

wesentlicher Anteil der identifizierten Hemmnisfaktoren bzw. hemmenden Risikofaktoren ist durch die Vielzahl der beteiligten Akteure und der starken Nutzungskonkurrenz von Biomasse allgemein (Nahrungs- und Futtermittel, stoffliche und energetische Nutzung) und Biomethan im Besonderen (Konkurrenz zu Erdgas und zur Biogas-Vor-Ort-Verstromung) begründet.

Das breite Spektrum an Hemmnissen und Risiken wirkt an spezifischen Abschnitten der Bereitstellungskette. Bei der Zuordnung zu den Hemmnis- bzw. Risikokategorien wird aufgrund von Überschneidungen notwendigerweise generalisiert. Für die Ableitung von Handlungsempfehlungen ist zwischen Risiken für das Geschäftsfeld oder den Standort (steuerbar durch Genehmigungen, Kooperationen, Schadenshöhe minimierbar durch Verträge) oder Risiken für die gesamte Branche (nicht steuerbar, externe Risiken, Gesetze, Marktentwicklung, Witterung) zu unterscheiden (Berenz u. a., 2008; Schmuderer, 2008).

Im Folgenden sind **mögliche Hemmnisse** des Ausbaus der Biomethanwirtschaft bzw. **potenzielle Risiken** für Unternehmen und Beteiligte zusammengestellt. Die folgenden Ausführungen sind als Problemaufriss zu verstehen und orientieren sich entlang der Bereitstellungskette von Biomethan.

Im Bereich der **Landwirtschaft, Rohstoffproduktion** und damit **Substratbereitstellung** besteht potenziell neben einer gewissen Technikskepsis (Brohmann u. a., 2008) und auch eine mangelnden Bereitschaft bei Entscheidungsträgern zur energetischen Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (BMELV, 2009) das Hemmnis, zum Beispiel im Rahmen von Zusammenschlüssen mehrerer Landwirte als Betreibergemeinschaft, sich neuen Technologien zu verpflichten (Hooper & Li, 1996). Gerade im Bereich der Substratbereitstellung ist es zudem nicht absehbar, ob die Flächen, die theoretisch für die Biomasseproduktion geeignet wären, auch tatsächlich für die Deckung eines durch staatliche Förderung gesteigerten Bedarfs langfristig zur Verfügung stehen (Hermeling & Wölfling, 2011). Die Biogasanlage als Betriebszweig ist derzeit gängige Praxis in einer Vielzahl von Betrieben. Es besteht jedoch eine geringe wirtschaftliche Attraktivität, diese zumeist kleineren landwirtschaftlichen Hofbiogasanlagen auf Biomethan umzustellen (Urban, 2010) bzw. es gibt wenig Anreize von z. B. der reinen Lebensmittelproduktion abzuweichen (Smyth u. a., 2010). Wird in eine aufgrund der relativen wirtschaftlichen Vorzüglichkeit (Urban, 2010) große Biomethananlage investiert, besteht die Gefahr der Konkurrenz um die besten Standorte mit gesicherter Substratbereitstellung (Beschaffungsrisiko) bei relativ hohem Flächenbedarf. Grundsätzlich ist die Substratbereitstellung als Risikopool (Aussaat bis Einbringung Fermenter) anzusehen (Berenz u. a., 2008), da Lieferpflichten bzw. aus Sicht des Betreibers kurzfristig zu realisierende Substratbeschaffung auch bei Flächenverlust und Minderertrag (ungewisse Ertragssicherheit durch z. B. Witterungsrisiken (Brohmann u. a., 2008)) bestehen. Für Landwirte sind auch die Preisniveaus konkurrierender Kulturen ausschlaggebend, wobei die starken Agrarpreisschwankungen ein generelles Risiko darstellen. Mit der Festlegung auf eine Energiepflanzenkultur ist die Entscheidungsfreiheit der Landwirte durch Flächenbindung eingeschränkt (Reinhold, 2011). Zudem binden Investitionen Kapital und schränken den zukünftigen Entscheidungsspielraum eines (landwirtschaftliches) Unternehmens ein (Keymer & Schilcher, 2007). Ebenso hemmend wirkt möglicherweise eine fehlende Bereitschaft bei den Landwirten, langfristige Lieferverträge einzugehen (Laschewski & Pessier, 2008). Als rechtliches Hemmnis könnten die möglichen Einschränkungen der Gärrestrückführung angesehen werden (Reinhold, 2011) z. B. im Zusammenhang mit der Ausbringung von Gärresten nach BioAbfV. Zudem sind Zielkonflikte zwischen einer aus ökologischen Gesichtspunkten nachhaltigen Landwirtschaft und einer aus ökonomischen Gesichtspunkten angestrebten Maximierung der Flächenerträge möglich.

Als Hemmnis bei der möglichen **Planung** und als (ökonomisches) Risiko beim **Betrieb der Anlagen** ist insbesondere die Rohstoffbeschaffung aufgrund der stark volatilen Rohstoffkosten von zentraler Bedeutung, z. T. induziert durch Nutzungskonkurrenzen (Schiffers u. a., 2009). Als Risiken, welche beim Betrieb technischer Anlagen berücksichtigt werden müssen, gelten Betriebsrisiken, z.B. Betriebsunregelmäßigkeiten der Pumpen oder Rührwerke (DBFZ, 2011), Sicherheitsrisiken, Unfallrisiken und Managementrisiken (Wocken u. a., 2008), wie z. B. Gestaltung des Fermentationsprozesses. Diese sind bei noch nicht ausgereiften Technologien erwartungsgemäß höher als bei etablierten Technologien. Ein weiteres Hemmnis bei der Planung, insbesondere beim Genehmigungsverfahren, und dem Bau der Anlage können Proteste sein (Schuck u. a., 2009), die zu Verzögerungen und damit potenziell zu höheren Kosten führen können. In besonders sensiblen Bereichen beispielsweise in der Nähe von Siedlungen ist die Anwohner-Akzeptanz ein entscheidender Faktor für oder gegen einen reibungslosen Ablauf von Genehmigung, Bau und Betrieb der Anlage (Brohmann u. a., 2008; DBFZ, 2011). Der Planungsaufwand für eine Biomethananlage ist gegenüber einer Biogasanlage u. a. aufgrund der zusätzlichen Prozessschritte, der Klärung des Gasnetzanschlusses sowie der Absicherung der Vermarktung höher. Ein weiterer hemmender Faktor ist die ausschließliche Privilegierung nach § 35 (BauGB, 2011) von Vorhaben im Außenbereich bis zu einer definierten Leistungsgrenze (Feuerungswärmeleistung der Anlage überschreitet nicht 2,0 Megawatt und die Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von Biogas überschreitet nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr) (BauGB, 2011), wodurch auch der Planungsaufwand erhöht wird. Die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von Biomethananlagen in der Größe von privilegierten Anlagen im Außenbereich nach §35 (BauGB, 2011) zur Vor-Ort-Verstromung ist je nach realisierter Einspeiseleistung und fallabhängigen Investitions- und Betriebskosten sowie erzielten Erlösen unter Umständen nicht gegeben (Urban, 2010). Generell besteht ein Hemmnis bei der Finanzierung durch Fremdkapital, da hier die Vermarktung des Biomethans bereits im Voraus langfristig abgesichert sein muss (DBFZ, 2011). Für Biomethan gibt es allerdings keine feste Einspeisevergütung (siehe auch Forderung nach Erneuerbaren-Gas-Einspeisegesetz (Fachverband Biogas, 2009)).

Für den Bereich **Biomethanaufbereitung**, d. h. für Entscheider oder potenzielle Betreiber werden als Hemmnis bei (Brohmann u. a., 2008; Madlener & Zweifel, 2006; Schuck u. a., 2009) Informationsdefizite über Kosten und Nutzen der Anlage genannt. Für den Fall des Aufbaus eines neuen Betriebszweiges kann laut (Urban, 2010) auch ein zunächst eingeschränkter technologischer Wissensstand ein Risiko für ein optimales Betriebsverhalten darstellen. Mögliche technische Risiken wie z. B. vermutete Unzuverlässigkeit oder Störanfälligkeit von Komponenten sowie Schwierigkeiten bei der Prozessführung wirken hemmend (Urban, 2010). Dabei führen Abweichungen vom Regelbetrieb bei einem Ausfall zu hohen Gewinnverlusten (Urban, 2010). Auch sind für Planer und Entscheider verfügbare Daten zur Anlagenplanung noch mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten belastet (Urban u. a., 2009). Im Bereich der ökonomischen Faktoren sind die hohen spezifischen Kapitalkosten der Biomethanaufbereitung anzuführen (Urban, 2010).

Für den Bereich der **Biomethaneinspeisung** kommen als mögliches Hemmnis im Bereich Recht die komplizierten Regelungen für die Biogaseinspeisung in Frage. Ein weiteres Hemmnis kann die vom Standort abhängige Entfernung und Aufnahmekapazität der Erdgasleitung sein. Potenziell besteht das Risiko

- a) der Verweigerung:

- „Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen [...] nicht möglich oder nicht zumutbar“ (§17 (EnWG, 2012)) bzw.
- „Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls diese technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist“ (§33 (GasNZV, 2010)) oder zumindest

b) einer Verzögerung des Netzanschlusses, was zu höheren Kosten führen kann.

In diesem Zusammenhang sind als Hemmnis Gasqualitätsanforderungsunterschiede der Netze zu sehen, insbesondere bei Einspeisung in grenzüberschreitende Leitungen besteht das Risiko der Nichtabnahme (Schiffers u. a., 2009) durch die Nichterfüllung z. B. der EASEE-Gas-Anforderungen (European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas). Ein Risiko im Betrieb könnten auch Kapazitätsengpässe in Verteilnetzen sein, die zu Schwachlastzeiten in den Sommermonaten auftreten können (Urban, 2010). Für die Gasnetzbetreiber bzw. die Öffentlichkeit (Gaskunden) bestehen potenziell Risiken eines starken Ausbaus der Biomethanwirtschaft aufgrund ungewisser technischer und vor allem wirtschaftlicher Folgen (z. B. steigende Gasnetzentgelte durch Umlage der Kosten für die Biomethaneinspeisung) auf den Betrieb der Gasnetze (Urban, 2010).

Im Bereich **Biomethanhandel** sind insbesondere die Marktpreisrisiken zu nennen, wobei schwankende Energiepreise und Absatzunsicherheiten (Brohmann u. a., 2008; dena, 2010) als Vermarktungsrisiko angesehen werden können. Es bestehen zudem gewisse Einschränkungen des Handels bei Marktgebietüberschreitendem Transport (Urban, 2010), da die Gasnetze in Marktgebiete im Sinne von Bilanzkreisen aufgeteilt sind. Auch und gerade im Bereich Biomethanhandel sind komplexe Strukturen zu finden, die für potenzielle Entscheider als Hemmnis wirken können, da der Einspeiser unter Umständen zum Gashändler wird beziehungsweise diese Aufgabe übertragen muss.

Als starker Antrieb einer verstärkten Biomethanproduktion ist der Bereich der **Endnutzung** des Biomethans für die Optionen Strom/Wärme bzw. Kraftstoff zu betrachten. Starke Hemmnisse auf der Nachfrageseite, das heißt eine fehlende bzw. schwache Nachfrage oder stockender Absatz (DBFZ, 2011; dena, 2010) führen zu insgesamt höheren wirtschaftlichen Risiken der Produzenten bzw. Händler. Für die Nutzer ist zumeist der Preis ausschlaggebend für die Wahl des Anbieters und es besteht keine bzw. eine geringe Zahlungsbereitschaft für „grünen“ Kraft- bzw. Brennstoff (DBFZ, 2011). Dieser Umstand ist insbesondere in Mietverhältnissen von Bedeutung, da die Vermieter bei den Betriebskosten den Grundsatz der Wirtschaftlichkeit nach Bürgerlichem Gesetzbuch (BGB, 2012) beachten müssen. Biomethan steht in direkter Konkurrenz zu Erdgas, sowohl im Kraftstoffbereich als auch im Bereich Wärmebereitstellung bzw. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Derzeit besteht eine geringe Wettbewerbsfähigkeit aufgrund der gegenüber Erdgas vergleichsweise hohen Produktionskosten (ADLER u. a., 2014; DENA, 2010). Im Bereich Wärmebereitstellung konkurriert Biomethan zusätzlich mit weiteren Optionen wie z. B. Holzheizung oder Solarthermie. Im KWK-Bereich trifft die Konkurrenzsituation auf Blockheizkraftwerke (BHKW) sowohl in privaten Haushalten als auch im industriellen Sektor zu. Diese Konkurrenz wird mit der Förderung von Erdgas-KWK nach KWK-Gesetz (KWKG, 2011) noch verstärkt (Altrock u. a., 2008). Auch ist der Einsatz von motorischen Anwendungen von Biomethan in privaten Haushalten derzeit von Kunden nicht gut angenommen. Das Hemmnis resultiert hier vor allem aus den hohen Anfangsinvestitionen bei BHKW-Nutzungen gegenüber beispielsweise einem Heizkessel (dena, 2010). Erdgas hat zudem schon das Image eines klimafreundlichen Brennstoffs (DBFZ, 2011), was den Wechsel zu Biomethan zum Beispiel im Bereich der Wärmebereitstellung zusätzlich hemmen kann.

Im Bereich der mobilen Nutzung wirken der geringe Nutzungskomfort von (Erd-) Gasautos u. a. bezüglich der geringeren Reichweite und individueller Tankstelleninfrastruktur (z. B. Tankstellendichte) und das insgesamt begrenzte Modellangebot hemmend (DENA, 2011c). Aufgrund des erhöhten Aufwandes, z. B. im Vergleich zur Vor-Ort-Verstromung von Biogas, können die zur Anrechnung auf die Biokraftstoffquote (§ 37a (BImSchG (idF. v. 2011))) notwendigen Nachweispflichten (Biokraft-NachV (idF. v. 2009)) hemmend wirken. Im Zuge der Umstellung der energetischen auf die treibhausgasbezogene Biokraftstoffquote zum 01.01.2015 und erhöhter Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe ab 2017 ergeben sich für die Marktakteure neue Herausforderungen und Unsicherheiten.

Nicht direkt an der Biomethanbereitstellungskette beteiligt aber indirekt betroffen ist der große Bereich der **Öffentlichkeit**. Hierunter werden sowohl betroffene sowie interessierte Bürger als auch Politik und Presse verstanden. Hemmend bzw. verzögernd für konkrete Projekte und den Betrieb von Anlagen wirkt potenziell eine fehlende Anwohner-Akzeptanz. Im Rahmen der subjektiven Meinungsbildung werden dabei i.d.R. vor allem folgende Effekte befürchtet (vgl. (Brohmann u. a., 2008; Schuck u. a., 2009)):

- Häufung baulich-technischer Anlagen (Technikangst),
- Intensivierung der Landwirtschaft,
- Veränderung der Fruchtfolgen mit negativen Wirkungen auf das Landschaftsbild,
- erhöhtes Verkehrsaufkommen durch Substratver- und Gärrestentsorgung,
- Lärm- und Geruchsbelästigungen,
- Tourismusrückgang,
- Werteverlust von angrenzenden Grundstücken.

Für den Bereich Umwelt bestehen neben den negativen Auswirkungen einer Intensivierung der Landwirtschaft weitere Risiken im Sinne von unerwünschten Folgeschäden, da in Biogasanlagen für Mensch und Umwelt schädliche Abbauprodukte (UBA, 2006) entstehen. Die möglichen Störfälle beziehungsweise Betriebsstörungen (bei Biogasanlagen pro Jahr 1,2 je 10 kW_{el} (FNR e.V., 2011, 2013)) einer Anlage können als Risiko größerer Unfälle mit der Folge von Umwelt-, Personen- und Sachschäden angesehen werden, da im Bereich von Biogasanlagen/Biomethananlagen explosionsfähige Gasatmosphären und Zündquellen aufeinandertreffen (Stachowitz, 2005). Es bestehen zudem Zielkonflikte einer erweiterten Biogasproduktion v. a. aus dem Anbau von Energiepflanzen durch zusätzliche Ammoniakemissionen (Postel u. a., 2009) mit dem Klimaschutz sowie z. B. durch die potenzielle Gefährdung (Störfälle) anliegender Wasserschutzgebiete mit dem Naturschutz. Als hemmend auf die Realisierung von Projekten sehen (Schlegel & Bausch, 2007) eine mangelhafte Kooperation bzw. Vernetzung der Akteure oder auch das Fehlen bzw. die Unzulänglichkeit regionaler, energiepolitischer Gesamtkonzepte. Damit einhergehend ist für Akteure die unklare politische Richtung bzw. fehlende konsequente Zielsetzung entscheidend, insbesondere die damit verbundenen wirtschaftlichen Unsicherheiten (Förderung).

Hemmnisse und Risikofaktoren, die sich über alle Bereiche der Biomethanbereitstellungskette erstrecken und zum Teil wechselseitig bedingen sind die Risiken im Bereich der Finanzierung. Die betriebswirtschaftliche Situation von z. B. Landwirtschaftsbetrieben aufgrund von geringem Eigenkapital (Kreditrisiko) verhindert Investitionen (Madlener & Zweifel, 2006). Ein wichtiger Faktor ist

die ggf. geringe Rentabilität. Geringe landwirtschaftliche Betriebsgrößen und möglicherweise geringe Anlagengrößen wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus (Madlener & Zweifel, 2006). Dabei zu beachten ist jedoch, dass das Rentabilitätsrisiko stark abhängig von betriebsindividuellen Kennzahlen (z. B. Leistungen, Festkosten, Betriebskosten, Substratkosten) ist (Strobl, 2011). Es besteht unter Umständen auch allgemein eine Unsicherheit bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Biomethan (Problematik der Biomethanvermarktung) im Vergleich zu den bekannten, etablierten Einkommensquellen. Die möglichen Ausfallrisiken (z. B. Brand, Explosion oder Blitzschlag, Sturm/Hagel, Anprall oder Absturz eines bemannten Flugkörpers, Bedienfehler, Ungeschicklichkeit, Fahrlässigkeit, Böswilligkeit, Konstruktions-, Material- oder Ausführungsfehler, Versagen von Sicherheitseinrichtungen) (Keil u. a., 2008) der Anlagenkomponenten können letztlich auch zu finanziellen Verlusten führen. Da die Höhe dieser Risiken nicht ausreichend genug abgeschätzt oder möglicherweise nicht durch Versicherungen abgedeckt werden können, wirken diese Unsicherheiten potenziell hemmend. Die bereits erwähnte regional ggf. fehlende Akzeptanz der Öffentlichkeit kann durch Projektverzögerungen auch zu schwer einschätzbaren finanziellen Einbußen führen. Über die gesamte Kette bestehen allgemein auch Vertragspartnerrisiken (Berger, 2011) die aufgrund der notwendigen, langen Vertragslaufzeiten hoch sind. Die Hemmnisse im Bereich der Planung und somit die Planungsrisiken aufgrund der fehlenden Erfahrungswerte sind ebenfalls vergleichsweise hoch. Insgesamt hemmend auf die Entscheidungen von Akteuren für oder gegen eine konkrete Planung, Investition oder vertragliche Bindung (z. B. Substratlieferung) wirken ggf. vorhandene Wissensdefizite (Schmuderer, 2008) bzw. die Komplexität insbesondere der Technologie, des Marktes und des rechtlichen Rahmens (Fraunhofer UMSICHT, 2009). Diese können zu Überforderung führen (Brohmann, 2007) und damit zu Entscheidungsunsicherheiten bzw. zu hohem Planungsaufwand. Neben den Wissensdefiziten können Informationsdefizite (Brohmann u. a., 2008; Schmuderer, 2008) und Kommunikationsdefizite auftreten, beispielsweise können entsprechende Ansprechpartner fehlen. Ein Hemmnis, sich intensiv mit einer neuen Option oder einem neuen Betriebszweig auseinanderzusetzen, ist für Akteure auch der ggf. unklare politische Rahmen bzw. dessen Entwicklung (z. B. Umweltpolitik, Förderpolitik) mit damit verbundenen Rechtsrisiken. Hemmnisse bestehen auch durch die Planungsunsicherheiten durch mögliche Änderungen politischer Rahmenbedingungen (Hermeling & Wölfling, 2011), z. B. EEG-Novellierungen im Laufe der Planungszeit oder z. B. Änderung der Steuervergünstigung von Biomethan als Kraftstoff (DBFZ, 2011). Eine Festlegung auf eine Technologie führt sowohl bei den potenziellen Betreibern als auch auf Seite der Politik möglicherweise zu Hemmnissen aufgrund von einer einhergehenden Politikverflechtungsfalle (Schuck u. a., 2009) bzw. Lock-in-Effekten. Das bedeutet, dass eine falsche Investitionsentscheidung mittelfristig aufgrund hoher Wechselkosten kaum zu korrigieren ist (Keymer & Schilcher, 2007).

Die Vielfältigkeit und wechselseitige Abhängigkeit der möglichen Hemmnisse und Risikofaktoren ist nicht vollständig abzubilden. Die Komplexität der beteiligten Akteure und die zu berücksichtigenden Einflüsse entlang der gesamten Bereitstellungskette bis zur Nutzung können bei konkreten Projekten zu sehr verschiedenen, individuellen Hemmnissen bzw. hemmenden Risikofaktoren und damit Entscheidungen führen. Dennoch wurde versucht, über die gewählte Methodik ein möglichst breites Meinungsspektrum von Akteuren an den unterschiedlichen Stellen der Biomethanbereitstellungskette abzubilden, um darauf aufbauend die wesentlichen Schlüsselfaktoren zu identifizieren und Handlungsempfehlungen zu erarbeiten.

8.3.2 Befragung

Allgemeiner Teil

An der Befragung haben insgesamt 56 Experten, Akteure und Betroffene der Biomethanbranche teilgenommen. Da nur ein Teil der Akteure, insbesondere auch die Öffentlichkeit bzw. Endkunden, erreicht werden konnte, sind die Ergebnisse richtungsweisend, jedoch nicht als repräsentativ für die gesamte Biomethanbranche anzusehen.

Von den 56 Rückmeldungen ist aus allen vorgegebenen Teilbranchen mindestens ein Vertreter vorhanden. Eine Vielzahl der Befragten ist an mehreren Stellen der Bereitstellungskette aktiv. Eine große Zahl der Befragten (Antworten jeweils > 15) ist den Bereichen Projektentwicklung/ Anlagenplanung, Beratung/ Organisation Verband, Anlagenbetrieb und Biomethanhandel/-vermarktung zugehörig. Weniger häufig (Antworten jeweils < 5) sind die Bereiche Öffentlichkeit, Finanzierung, Zertifizierung und Versicherung vertreten. Etwa zwei Drittel der Antwortenden sind direkt der Biomethanbereitstellungskette zuzuordnen. Etwa ein Drittel der Antworten sind Bereichen zugehörig, die einen Einfluss auf einen oder mehrere Teile der Bereitstellungskette haben bzw. von dieser betroffen sind. Durch die geringe Zahl an Antworten vor allem im Bereich Finanzierung und Öffentlichkeit, kann dieser wichtige Bereich als unterrepräsentiert angesehen werden. Durch die insgesamt geringe Teilnehmerzahl, können zudem keine statistisch absicherbaren Unterschiede der Antworten zwischen den Teilbranchen festgestellt werden.

Die mit 82 % meisten Akteure haben ihren regionalen Schwerpunkt nur im Inland. 14 % der Akteure sind im In- und Ausland tätig. Bezüglich des Schwerpunktes im Ausland wurden Österreich und Schweiz genannt.

Die Befragten sind persönlich sehr unterschiedlich lang mit dem Thema Biomethan beschäftigt, über die Hälfte (n=29) der Befragten erst seit 3 bis 5 Jahren. Dies spricht dafür, dass Biomethan eine junge Branche ist.

Bezüglich der **Erwartungshaltung an Biomethan** (siehe Abbildung 8-1) glaubt die große Mehrheit der befragten Akteure (70 %), dass Biomethan eine zunehmend wichtige Rolle im Energiesystem spielen wird. Nur 23 % der Befragten sehen dies nicht so. Ob dieses Ergebnis auch bei einer größeren Teilnehmerzahl oder unter den sich verändernden Rahmenbedingungen erzielt worden wäre, bleibt offen.

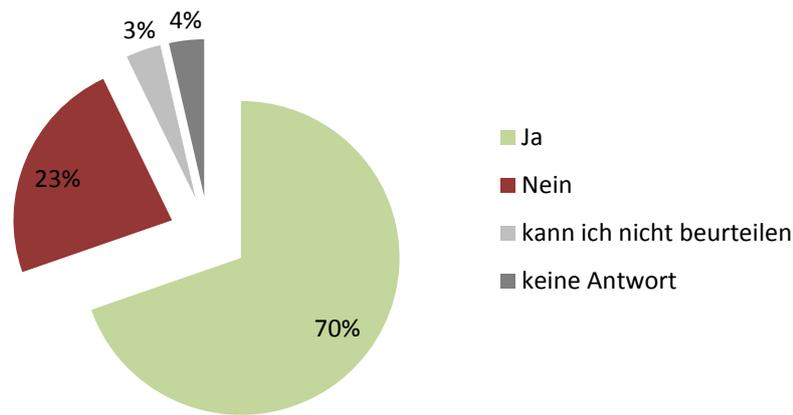


Abbildung 8-1: Wichtigkeit der zukünftigen Rolle von Biomethan im Energiesystem (n=56)

Sowohl die **Wettbewerbsfähigkeit** von Biomethan in der Kraftstoff- als auch in der Stromproduktion wurden von jeweils mehr als der Hälfte (vgl. Abbildung 8-3) der befragten Akteure als hoch bzw. sehr hoch eingestuft. Eine gewisse Skepsis zeigt sich dennoch in den Ergebnissen, da im Strombereich immerhin 43 % der Befragten eine niedrige (29 %) bzw. keine (14 %) Wettbewerbsfähigkeit sehen. Der Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan als Kraftstoff stehen 43 % der Befragten eher skeptisch gegenüber, allerdings liegt der Anteil der Antwortkategorie „nicht wettbewerbsfähig“ bei nur 2 % (1 Antwort). Biomethan in der alleinigen Wärmeproduktion wird von der Mehrheit (64 %) der Befragten als eher niedrig (34 %) bzw. nicht wettbewerbsfähig (30 %) gesehen.

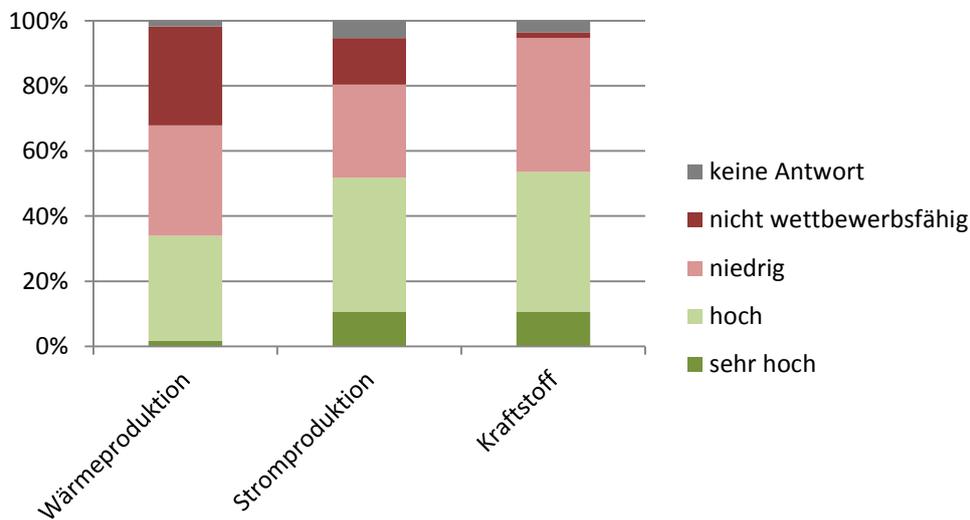


Abbildung 8-2: Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan

In den folgenden Fragen wurden die Akteure zur Einschätzung verschiedener Hemmnis- und Risikoaspekte bzw. entsprechender Aussagen befragt.

Wirtschaftliche Aspekte

Die in Abbildung 8-4 angegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden jeweils von mehr als 40 % der Befragten als überwiegend/ völlig zutreffend erachtet. Insbesondere die steigenden Substratkosten (82 % der Befragten) und die Vorteile von Erdgas-KWK-Anlagen gegenüber Biomethan-KWK-Anlagen (64 % der Befragten) scheinen den Befragten die kritischsten Punkte der Wirtschaftlichkeit zu sein. Die relativ hohen Investitionsaufwendungen für Biomethananlagen und die insgesamt geringe Rentabilität von Projekten zur Produktion und Einspeisung von Biomethan sind dennoch für einige der Befragten (46 % bzw. 41 %) ein wesentliches Hemmnis.

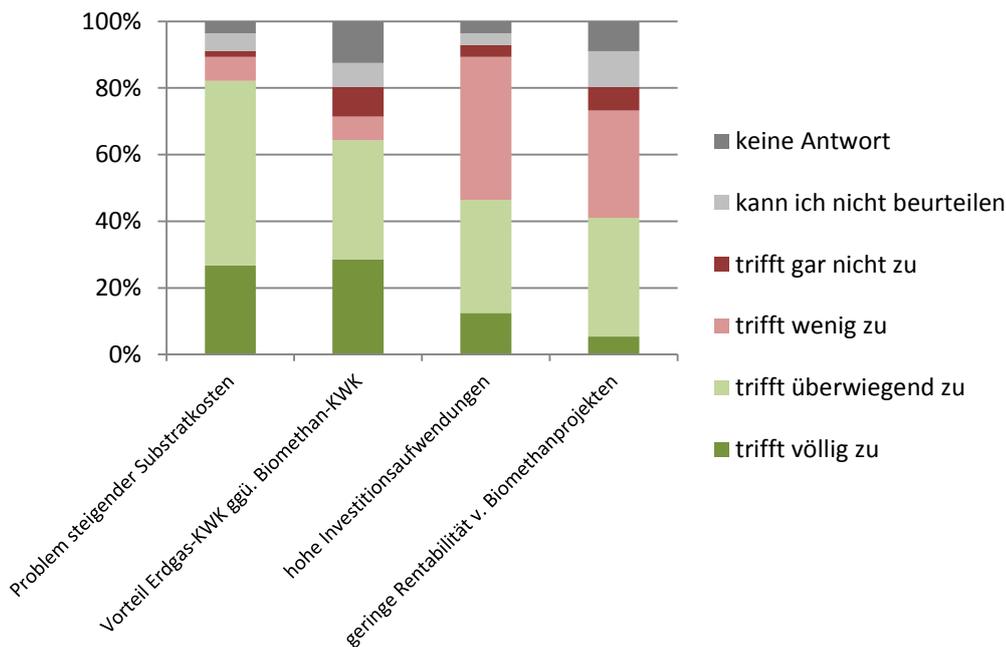


Abbildung 8-3: Hemmende wirtschaftliche Rahmenbedingungen (n=56)

Zur Darstellung des von den Akteuren gesehenen wirtschaftlichen Risikos wurde zu verschiedenen Aspekten die Auswirkung (Höhe des wirtschaftlichen Schadens eher hoch bzw. eher niedrig) im Zusammenhang mit der Eintrittswahrscheinlichkeit (eher hoch oder eher niedrig), in Anlehnung an (Schneck, 2010) als Risikograph bezeichnet, abgefragt. Hierbei wird deutlich, wie verschieden die befragten Akteure die Auswirkungen von bestimmten Störfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit einschätzen. Auch können in Anlehnung an (Schneck, 2010) aus dieser Einteilung (Risikopotenzial) der Handlungsbedarf (Handlungszwang, Handlungsmöglichkeit, Beobachtungsempfehlung) abgeleitet werden.

Besonders hoch, d.h. von mehr als 50 % der Befragten, wird der wirtschaftliche Schaden in den Bereichen Änderung politischer Zielsetzungen/ Förderbedingungen (88 %), Vermarktungsrisiko (86 %), Substratbeschaffungsrisiko (82 %) und Netzanschlussverzögerungen (57 %) angesehen.

Der wirtschaftliche Schaden durch Verzögerungen aufgrund geringer Anwohner-Akzeptanz, Managementrisiken und unsichere Preisentwicklung anderer Energieträger wird durch die Mehrheit der Befragten demgegenüber als eher niedrig eingeschätzt.

Stellt man diejenigen Aspekte mit niedrigem Schaden/niedriger Eintrittswahrscheinlichkeit den Aspekten mit hohem Schaden gepaart mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit gegenüber, wird durch mehr als zwei Drittel der Befragten insbesondere dem Substratbeschaffungsrisiko (69 %), Netzanschlussverzögerungen (66 %) und Änderung politischer Zielsetzungen/ Förderbedingungen (71 %) ein besonders großes Risikopotenzial mit entsprechendem Handlungsbedarf zugesprochen.

Von 19 Akteuren wurde die Möglichkeit genutzt, um ihre Kommentare zu wirtschaftlichen Aspekten zu äußern, was die Wichtigkeit des Themas seitens der Akteure andeutet. Die Antworten waren zum Teil ausführlich und umfassten verschiedene (auch bereits genannte) Aspekte. Zusammengefasst wurden insbesondere folgende Punkte genannt:

- Politik und Gesetze zu unklar, komplex und unstetig (Planungsunsicherheiten) (n=5)
- novelliertes KWKG und niedrige Gaspreise bremsen Biomethan-BHKW aus (n=4)
- Lange Projektlaufzeiten und komplizierte Genehmigungsverfahren (Planungsrisiko) (n=4)
- Hohe Kostenintensität (Substratkosten) und Inflexibilität der Anlagen (n=3)
- Geringe Nachfrage (v.a. Kraftstoffbereich, Wärmenachweispflicht EEG2012) (n=3)
- Netzanschluss: Einspeisekapazität nicht gegeben, Netzausbau unzureichend (n=2)
- Vermarktungsprobleme (keine bestehende Handelsplattform, bilanzielle Teilbarkeit) (n=2)
- Organisation (Zusammenführung von Landwirten untereinander und mit der Energiewirtschaft) (n=2)

Die Häufigkeit der Nennungen unterstreicht insbesondere die Wichtigkeit klarer, verlässlicher politischer Rahmenbedingungen, zum einen auf der Seite der direkten Förderung von Biomethan, zum anderen aber auch bezüglich des Zusammenspiels mit den anderen (erneuerbaren und nicht erneuerbaren) Energieträgern.

organisatorische und technische Aspekte

Im Bereich der organisatorischen und technischen Hemmnisse sind für jeweils mehr als 50 % der Befragten die geringe Nachfrage (Biomethan als Kraftstoff), die geringen Vorteile für Endkunden, der unter den derzeitigen Rahmenbedingungen erschwerte Handel und der hohe Aufwand von Nachhaltigkeitszertifizierung völlig bzw. überwiegend zutreffend.

Bei jeweils mehr als 50 % der Befragten nicht bzw. wenig zutreffend sind vor allem die ungewisse Effizienz und Verfügbarkeit der Anlagen (77 %), große Unsicherheiten bei der Anlagenplanung (68 %), geringe Verfügbarkeit von geschultem, erfahrenem Betriebspersonal (61 %) und Schwierigkeiten bei der Gärrestrückführung (57 %). Gerade die technischen Aspekte scheinen im Rahmen dieser Befragung bei den Akteuren weniger hemmend zu wirken. Eher indifferent sind die Antworten zur Kenntnis über die langfristige Substratverfügbarkeit.

Insgesamt haben 13 Befragte haben ergänzende Kommentare zu organisatorischen und technischen Aspekte gegeben. Die folgenden zusammengefassten Kommentare verdeutlichen die große Breite der von Akteuren gesehenen Hemmnisse und Risiken.

- Biomethan-Handel ist schwierig (insb. im Kraftstoffbereich) (n=2)
- Netzanschlussverzögerungen (n=2)
- Biomethan als Kraftstoff problematisch – geringes Fahrzeugangebot und Tankstellennetz (n=2)
- Unterschiede in den Anforderungen für wärme- bzw. stromgeführte Aufbereitungsverfahren führt zu unterschiedlichen Kosten und Flächenverbrauch (n=2)
- Störungsanfälligkeit der Technik zur Gasaufbereitung und geeichten Messung → starker Einfluss auf Wirtschaftlichkeit; Aufwand für Siloanlagen wird immer höher (n=1)
- Keine Hemmnisse in Anbau, Organisation und Technik – nur Wirtschaftlichkeit (n=1)
- Biogasaufbereitung in kleinen Biogasanlagen (< 350 Nm³) unwirtschaftlich (n=1)

Aspekte aus dem Bereich Politik, Recht und Umwelt

Fast alle Befragten (93 %) sind völlig bzw. überwiegend der Meinung, dass Biomethan ohne weitergehende Förderung seitens der Politik hinter den Erwartungen zurückbleiben wird. Die bestehenden Instrumente sind jedoch teilweise zu kompliziert, 61 % der befragten Akteure bestätigen völlig bzw. überwiegend die Unklarheiten im EEG. Die anderen Aspekte werden in diesem Zusammenhang als weniger hemmend wahrgenommen, so sind Probleme bezüglich der Intensivierung der Landwirtschaft und Umweltschäden durch störanfällige Anlagen bei mehr 60 % der Befragten wenig bzw. gar nicht zutreffend. Bezüglich der Hemmnisse beim Genehmigungsrecht konnten 14 Befragte die Aussage nicht beurteilen oder haben keine Antwort gegeben. Abzüglich dieser sieht die knappe Mehrheit der Befragten die Hemmnisse beim Genehmigungsrecht als völlig bzw. überwiegend zutreffend an.

Die Möglichkeit von Ergänzungen zu Unklarheiten im EEG wurde von 26 der Befragten mit insgesamt 52 Antworten genutzt. Die meisten Antworten (n=25) betreffen die Vergütungsregelungen vor allem vor dem Hintergrund der bilanziellen Teilbarkeit (n=20) und dem Substratbegriff (n=5). Weiterhin äußerten 9 Befragte die bestehenden Unklarheiten beim Anlagenbegriff (mit Wirkung auf die Vergütungen). Zwei Aspekte, die jeweils dreimal genannt wurden sind Unklarheiten beim EEG-Bezugsjahr und bezüglich der 100%-igen Wärmenutzungspflicht. Noch jeweils zweimal wurden folgende Aspekte als Unsicherheitsfaktoren angebracht: fehlende Planungssicherheit; EEG zu komplex/ unklar; Einspeisung und Speicher (Verlust biogener Eigenschaft), Anlagenbetrieb (u.a. Methanschlupf), Zertifizierung und Marktprämie.

Die Antwortmöglichkeit zu weiteren Erfahrungen zu Hemmnissen im Bereich Politik, Recht und Umwelt wurde von 17 Befragten mit insgesamt 22 Aspekten häufig genutzt. Folgende, zusammengefasste Aspekte wurden genannt:

- Biomethan wird durch schwierige Absatzmöglichkeiten und fehlende Anreize gehemmt. Abhilfe könnte ein Biomethan-Einspeisetarif schaffen. (n=4)
- EEG zu unklar, komplex und unstetig und führt zu immensem bürokratischen Aufwand (n=3)
- Unsicherheiten bei der Haftung der Gasnetzbetreiber, Netzanschluss schwierig, massive Ablehnung gegen Import von Biomethan über das Gasnetz (n=3)
- Intensivierung der Landwirtschaft durch Unternehmertum und technologischen Fortschritt vorangetrieben; hoher Kostendruck der Lebensmittelindustrie, Biogas ist nur ein Teil der Landwirtschaft und vor allem Reststoffnutzung möglich (n=2)

- Unterschiedliche und aufwendige Herkunftsnachweissysteme für Tankstellengas und EEG-Gas; Biogasregister ausreichend (keine Nabisy-Anwendung notwendig) (n=2)
- Genehmigungsverfahren zu lang → klare Vorgaben für Planer und Behörden notwendig (n=2)
- Flächenpotentiale für Biomethan werden häufig überschätzt mit massiven Auswirkungen auf die landwirtschaftlichen Strukturen (n=2)
- Biomethan ist nur ein Baustein für die ambitionierten Ziele, zukünftig bedeutender könnte „power to gas“ werden (n=1)
- unterschiedliche Regelungen je Bundesland/ Gemeinde (n=1)
- Tank & Teller-Diskussion zu plakativ und hemmt Biomethanakzeptanz (n=1)
- Politik ist zu sehr beeinflusst durch Landwirtschaft und zu wenig informiert (n=1)

Weitere individuelle Aspekte

Aus der Vielzahl von möglichen individuellen Aspekten wurden folgende 3 von mehr als 65 % der Befragten als völlig bzw. überwiegend zutreffend hervorgehoben: Skepsis der Öffentlichkeit zum Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen, Komplexität der Vermarktung und Intensivierung der Landwirtschaft. Weitere Aspekte, die ebenfalls von der Mehrheit der Befragten (> 50 %) als völlig bzw. überwiegend zutreffend gesehen werden sind die Vorurteile der Bevölkerung gegenüber der Biomethanproduktion, die hemmende Wirkung von Wissens- und Informationsdefiziten, die geringe Akzeptanz der Anwohner für den Bau von Biomethananlagen und erneut die Komplexität der Produktion von Biomethan.

Als weniger relevante Aspekte (wenig bzw. gar nicht zutreffend < 50 % der Befragten), die auf die Unsicherheit von Akteursentscheidungen bzw. auf die Meinungsbildung der Bevölkerung wirken, wurden die Unklarheit der Umwelteffekte der Biomethanproduktion, das geringe Beratungsangebot und die Verfügbarkeit von wissenschaftlichen Erkenntnissen und Praxiserfahrungen eingeschätzt.

Von den Befragten haben an dieser Stelle 8 ergänzende Angaben gemacht. Zunächst wird die Finanzierung durch Banken als Problem (n=1) genannt. Die Zunahme der Flächeninanspruchnahme durch Fondsgesellschaften mit einer Zunahme der Maisanbauflächen wird als Haupthemmnis für den Zubau insbesondere großer Biomethananlagen von einem Befragten (n=1) benannt. Es bestünde generell und aktuell das Problem der Flächenkonkurrenz zu aktuell sehr wettbewerbsfähigen Feldfrüchten (Getreide/Raps) (n=2) und damit der Befürchtung, dass man sich mit dem Mais als Hauptsubstrat auf 20 Jahre festlegt, einhergehend mit einer geringen Attraktivität der Substratproduktion (n=2). Ein Problem und gleichzeitig der entscheidende Erfolgsfaktor zur Nachfrigesteigerung ist die Erschließung von geeigneten Wärmesenken mit Bioerdgas-BHKW (n=1). Gerade hier sorgen jedoch parallel geltende EEG-Fassungen (2004, 2009, 2012) für große Komplexität, Unsicherheit und Fehleinschätzungen potenzieller Abnehmer. Es bestünden bei den Bürgern gewisse Informationsdefizite (n=2), Biomethan sei in der Bevölkerung nicht bekannt, Biogas jedoch sehr wohl. Schlechte oder falsche Informationen und Missgunst („Dagegen-Bürger“) würden häufig zur Blockierung von Projekten führen. Abhilfe könnte das Konzept der Bürgerbeteiligung (n=1) bringen und sollte im Fokus der Diskussion und Politik sein. Ein Kommentar bezog sich auf die Erstellung realer Bilanzen unter Berücksichtigung der gesamtgesellschaftlichen Kosten (z. B. Kosten für die Entsorgung Gärsubstrate, Kosten für die Aufrechterhaltung der Bodenfruchtbarkeit, usw.) (n=1).

Abschließendes Meinungsbild

Aus einer Auswahl an Aspekten (Abbildung 8-4) werden durch die teilnehmenden Akteure große und sehr große Hemmnisse und Risiken bei mehr als 50 % der Befragten bei der Wirtschaftlichkeit, den politischen Rahmenbedingungen, einer geringen Kundennachfrage und der Akzeptanz von Biomethan gesehen. Die Fragen der Komplexität der Biomethanbereitstellungskette und Wissensdefizite werden noch von 48 % bzw. 46 % der Befragten als großes bzw. sehr großes Hemmnis/Risiko angesehen. Geringe bzw. nicht vorhandene Hemmnisse und Risiken werden bei Umwelteffekten (71 % der Befragten) und der Technik (84 % der Befragten) wahrgenommen.

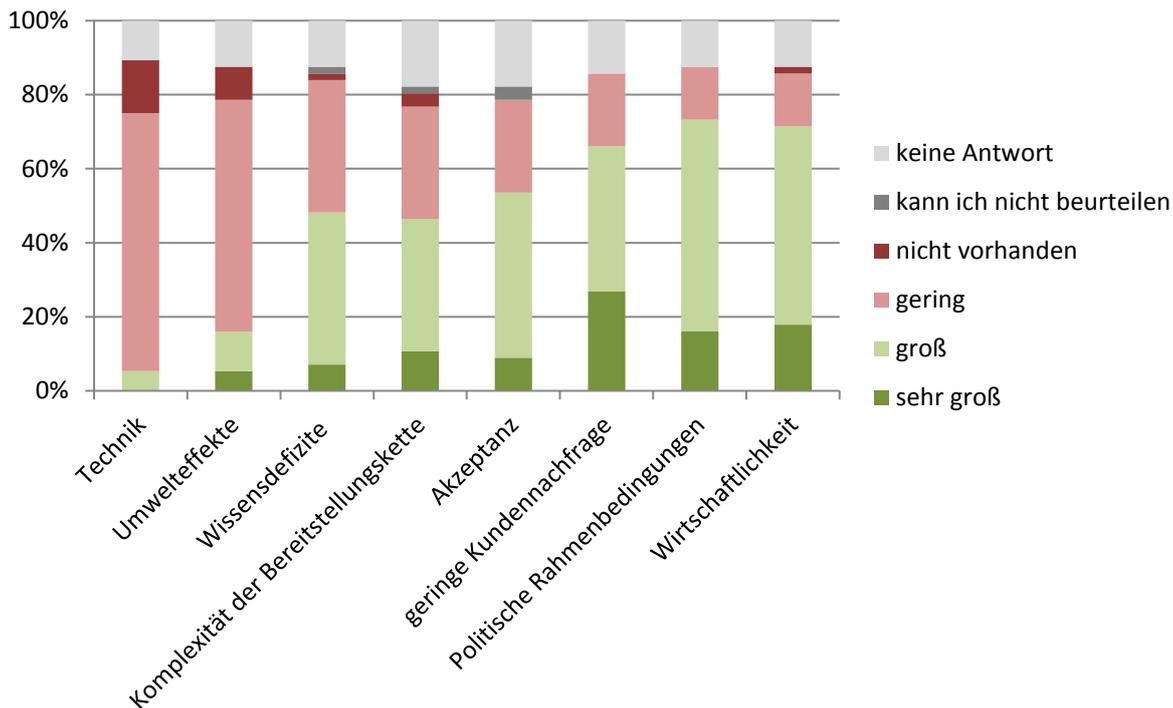


Abbildung 8-4: Zusammenfassende Einschätzung der Hemmnisse und Risiken von Biomethan in verschiedenen Bereichen (n=56)

Die Akteure sehen zum Großteil (58 % der Befragten) die obenstehenden Hemmnisse und Risiken (Abbildung 8-5) als prinzipiell Überwindbar an, nur 9 % der Befragten als nicht überwindbar. Besonders leicht sind die Hemmnisse und Risiken vermeintlich im Bereich Technik und Wissensdefizite zu überwinden, nur 2 % (Technik) bzw. 7 % (Wissensdefizite) der Befragten kreuzten ein „Nein“ bei der Überwindbarkeit an.

Von den 56 Befragten wünschten sich zwei Drittel (n=37) weitere Informationen zu den Ergebnissen des Projektes. Dies unterstreicht die Wichtigkeit des Themas für den Großteil der Befragten.

Die Lösungsansätze der Akteure aus der Befragung sind gemeinsam mit den Ergebnissen des Workshops in Kapitel 8.3.4 zusammengefasst.

8.3.3 Workshop

Diskutierte Aspekte

Die Diskussion der vorgestellten Ergebnisse und Problemfelder verlief sehr angeregt. Es wurde festgestellt, dass je nach Stellung der Akteure in der Bereitstellungskette diese von unterschiedlichen Hemmnissen betroffen seien. Ein Teilnehmer betonte die aus seiner Sicht hemmenden Unklarheiten und die Komplexität des Biomethangeschäftsfeldes. Außerdem stünde Biomethan derzeit überhaupt nicht im Fokus der Öffentlichkeit. Hierauf wurde betont, dass man bei Akzeptanz und Unklarheiten durch Aufklärung insbesondere beim Kunden bzw. Endabnehmer ansetzen müsse. In der Vergangenheit wäre zu viel Biomethan produziert worden, da zum Teil die Abnahme fehlte. Es wird daher insgesamt mehr Beratung und Information gewünscht. Eine kritische Rückmeldung verwies darauf, doch eher die Chancen für Biomethan zu propagieren, als nur Risiken und Hemmnisse aufzuzeigen. Aus Sicht der Projektplanung und -finanzierung würden sich immer Lösungen finden, vorausgesetzt, die konkreten Randbedingungen würden transparent dargestellt. Hieran anschließend wurde auf die Chancen, wie zum Beispiel CO₂-Einsparungen im Kraftstoffbereich hingewiesen. Es sei bedauerlich, dass zum Beispiel keine Berichterstattung auf Automobilmessen erfolge. Weitere diskutierte Aspekte in diesem Zusammenhang waren, dass das Elektro-Mobil derzeit öffentlich wirksamer sei als Biomethan, der Biokraftstoffmarkt keine Lobby habe und Biomethan zudem keine Rolle spiele. Daher seien Strategien dringend nötig. Ein Teilnehmer widersprach und betonte, die Lobby wäre vorhanden. Es würde aber zum Beispiel an Tankstellen fehlen und diese Betrachtung sei eine sehr subjektive Wahrnehmung. Ein anderer Teilnehmer hinterfragte daraufhin die Vorteilhaftigkeit von Biokraftstoffen im Verkehrssektor allgemein und betonte die Notwendigkeit in anderen Sektoren und das Fehlen von Entscheidungsgrundlagen für Biomethan im Kraftstoffsektor oder zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien, wofür aber perspektivisch auch Power-to-gas in Frage käme. An dieser Stelle wurde auf die bestehenden Flächenkonkurrenzen, insbesondere für Mais, hingewiesen. Potenziale müssten vor einem weiteren Ausbau der Biomethanbranche auch erschlossen werden. Da sich die Wirtschaftlichkeit und politischen Rahmenbedingungen gegenseitig bedingen, könne man sie auch nicht getrennt betrachten. Die Wirtschaftlichkeit brauche sichere Politik und Stetigkeit und keine kurzfristig wechselnden Rahmenbedingungen. Biomethanprojekte seien derzeit wirtschaftlich, wenn flexibilisiert bedarfsgerecht Strom erzeugt wird. Die Flexibilitätsprämie solle daher im EEG bleiben.

Gewichtung der Hemmnisse

Anschließend wurden die aus der Befragung ermittelten, relevantesten Hemmnisse und Risiken durch die Teilnehmer gewichtet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass an einem derartigen Workshop nur ein kleiner Teil der Akteure, Experten und Betroffenen der Biomethanbranche teilnehmen kann. Das Meinungsbild ist richtungsweisend, jedoch nicht repräsentativ für die gesamte Biomethanbranche ist.

Als wesentliche Aspekte wurden - im Gegensatz zu den Befragungsergebnissen - besonders die Akzeptanz/ Skepsis bzw. Wissensdefizite herausgestellt. Aber auch die Probleme der Branche durch insbesondere unklare politische Richtung und auch die zu geringe Nachfrage bzw. Vorteile von Biomethan wurden durch die Teilnehmer bestätigt. Die Intensivierung der Landwirtschaft wurde ebenfalls durch mehrere Teilnehmer als wichtiger Aspekt bewertet. Nachrangigere, jedoch auch als relevant bewertete, Hemmnisse und Risiken waren für die Teilnehmer die Aspekte Komplexität, Vermarktung/ Handel, Nachteile von Biomethan-KWK, Netzanschluss und Substratbeschaffung.

8.3.4 Lösungsansätze aus Akteurssicht

Sowohl im Fragebogen als auch im Workshop wurden Lösungsansätze abgefragt und diskutiert.

Durch die Befragung konnte bereits eine Vielzahl von kurz- bzw. längerfristigen Lösungsansätzen gesammelt werden. Kurzfristige Lösungsansätze wurden von etwa Dreiviertel (n=41), längerfristige Lösungsansätze von über der Hälfte (n=32) der Befragten gegeben. Insgesamt wurden 146 Aspekte (kurzfristig: n=86; längerfristig: n=60) benannt. Die nach Meinung der Befragten wichtigen kurzfristigen (nächste 2 Jahre) und langfristigen (Zeithorizont 2020) Lösungsansätze wurden für eine bessere Übersicht jeweils zusammengefasst, insbesondere Kommentare mit gleichem Inhalt.

Lösungsansätze-kurzfristig (in den nächsten 2 Jahren) (Befragung)

Die vorgeschlagenen, kurzfristigen Lösungsansätze (n=86) sind sehr vielfältig und umfassen sowohl technische, als auch politische und wirtschaftliche Aspekte.

Besonders häufig (n=10) wurden im Rahmen des EEG die Erhöhung bzw. Vereinfachung der Vergütungssätze und die Reduzierung der Komplexität genannt. Ein weiterer Punkt, der den Befragten aktuell sehr wichtig ist, ist die Ermöglichung der bilanziellen Teilbarkeit (n=9) zur Erleichterung der Vermarktung. Jeweils 7 mal genannt wurden die Vereinfachung/Erleichterung des Netzzuganges (bundesweit einheitlicher Umwälzbetrag, Entfall des Netznutzungsbeitrags bei der Ausspeisung), die Förderung der Vermarktung (insbesondere im Wärme- und Kraftstoffmarkt; Ausbau Handelsplattform), die Anpassung des KWKG (Besserstellung Biomethan-KWK) sowie ein eigenes Gaseinspeisegesetz (Festpreismodell analog EEG).

Für die weiteren Lösungsansätze folgt an dieser Stelle eine zusammengefasste Aufzählung mit abnehmender Relevanz (Anzahl Nennungen):

- Substrate (n=5): Zulassung von Importen; Klarstellung tierische Fette/ Biokraftstoffquote, ausschließliche/ vermehrte Nutzung von (Grün-)Abfällen, alternative Rohstoffe berücksichtigen (Sonnenblumen, Mischkulturen, Raps, etc.)
- Politik-EEWärmeG (n=5): Öffnung EEWärmeG für Biomethan ohne KWK; Novellierung und Anpassung EEWärmeG, siehe Beimischungspflicht in Baden-Württemberg
- Richtungssicherheit (n=4): klare Entscheidungen und Aussagen der Politik; klares Wording zugunsten von Biomethan
- Kleinanlagen begünstigen (n=4): Senkung der max. Nennleistung der Anlagen zur Gasaufbereitung; Förderung der Technologie
- Technologie (n=4): TÜV Zertifizierung Anlagen/-komponenten, Verbesserung der Technologie für Kleinanlagen/ Umrüstung von bestehenden Anlagen
- Öffentlichkeitsarbeit, Beratung (n=4): bessere Aufklärung der Allgemeinheit (Politik und Bevölkerung) zum Unterschied von Bioerdgas und Biogas; Förderung von Bürgerbeteiligungen
- Politik-GasNZV (n=3): Novellierung und Vereinfachung
- Investition, Energiesteuer (n=2): langfristige, garantierte Steuererleichterung; Befreiung von Energiesteuer
- Politik-Kraftstoff (n=2): EE-Quote in allen Energieträgern, Forderung „Biomethankraftstoff“
- Politik-EnWG (n=2): Besserstellung von Biomethan gegenüber Erdgas; gesamtwirtschaftlicher, gesonderter Ansatz für „power to gas“ (derzeit im EnWG dem Biogas gleichgestellt)

- Politik-Genehmigung, Harmonisierung (n=2): einheitliche Behördenanforderungen, Harmonisierung BImSchG und Kreislaufwirtschaftsgesetz
- Politik-Energiewirtschaft (n=2): Abschaffung der Befreiung energieintensiver Betriebe von der EEG-Umlage; Biomethanverpflichtung im Kraftwerkspark

Lösungsansätze – langfristig (Zeithorizont 2020) (Befragung)

Die vorgeschlagenen, langfristigen Lösungsansätze (n=60) unterscheiden sich in ihrer Gewichtung und richten sich vornehmlich an die Politik.

So werden von den Befragten 13 Nennungen bezüglich der eingesetzten Substrate gemacht. Die Nutzung von Abfällen und Reststoffen sollte besser bzw. gesetzlich geregelt werden. Weitere Ziele in diesem Zusammenhang sind die Züchtung von alternativen Pflanzen, die Anlage von Mischkulturen und eine Fruchtartendiversifizierung. Die Nachhaltigkeitsstandards für Nawaro sollten gesetzlich geregelt werden.

Eine klarer Wunsch (n=6) richtet sich auch an die Politik und deren Zielvorgaben. Vorgeschlagen werden bundesweit einheitliche Regelungen, klare politische Zielsetzungen und stabile politische Rahmenbedingungen (EEG, EEWärmeG, KWKG, GasNZV usw.). Die Formulierung realistischer Einspeiseziele bzw. die Vorgabe klarer Zielvorgaben und Schaffung langfristig gesicherter Rahmenbedingungen würden der Branche helfen. Eine Zusammenarbeit beim Thema Biomethan in den verschiedenen Ministerien wird als wünschenswert erachtet.

Ein weiterer Aspekt, der auch schon bei den kurzfristigen Lösungsansätzen genannt wurde ist die Öffentlichkeitsarbeit und Beratung (n=5). Eine langfristige Aufklärung und Marketing für "grünes Gas" (in Haushalten, als Kraftstoff oder als Wärmequelle) ist notwendig, um die Akzeptanz beim Verbraucher zu erhöhen. Hierbei ist z.B. auch der mögliche Import und Einsatz von nachhaltig produziertem Biogas aus anderen europäischen Ländern (Osteuropa) zu vermitteln. Eine Stärkung von Biomethan vor allem aus organischen Reststoffen sei volkswirtschaftlich und energetisch notwendig.

Ebenfalls fünf Nennungen beziehen sich auf Lösungen für den Kraftstoffsektor. Genannt wurden zur Etablierung von Bioerdgas im Kraftstoffmarkt:

- die verpflichtende Beimischung (Erweiterung der Biokraftstoffquote) im Erdgas-Kraftstoff analog den flüssigen Kraftstoffen
- der Ausbau CNG-Infrastruktur (Tankstellen und Fahrzeuge)
- die Änderung der Geschäftswagenbesteuerung
- die Befreiung von Biomethan von den Netzentgelten sowie
- die Verlängerung der Steuerbefreiung von Biomethan.

Auch bei den längerfristigen Lösungen wurde erneut das EEG (n=5) mit dem Wunsch an die Politik für eine Vereinfachung und Förderung der Eigenstromnutzung genannt. Statt einer Novellierung des EEG besteht der Wunsch nach einer Neuauflage des EEG. Denkbar wäre auch eine erneuerbare Energien-Quote über alle Energieträger.

Für die weiteren Lösungsansätze folgt eine Aufzählung mit abnehmender Relevanz (Anzahl Nennungen) gruppiert nach verschiedenen Themenbereichen:

- Forschung (n=4): verstärkte wissenschaftliche Begleitforschung; bessere Erdgasmotoren für Schwerlastverkehr; neue Technologien wie z.B. „power to gas“ weiter entwickeln
- Behörde (n=4): Vereinfachung von Genehmigungsverfahren; Definition von Standards (Qualität, Technik, Recht) für alle Anlagenteile, um Dauer zwischen „Projektidee“ und „Warminbetriebnahme“ zu reduzieren, Genehmigung in den Bundesländern vereinheitlichen; „Entschlackung“ des Zertifizierungssystems und Nachweisverfahrens
- Politik-CO₂-Einsparung als Förderungsgrundlage (n=4): CO₂-Zertifikatehandel als Lenkungsinstrument für den Klimaschutz installieren; technologieunabhängige Förderung aller EE auf Basis der CO₂-Einsparung; Biomethan THG-abhängig fördern;
- Vermarktung (n=3): Liberalisierung des Strom- und Methanmarktes, Biomethan muss langfristig ein handelbares und einfaches Produkt werden, Handel innerhalb Europas auf die Agenda
- Politik-EEWärmeG (n=2): Verpflichtende Beimischung im Wärmemarkt, Einsatz von Biomethan im EEWärmeG auch bei Modernisierungen
- Netzzugang erleichtern (n=1)
- Investition, Energiesteuer (n=1): Steuererleichterung
- Endverbraucher-Strom (n=1): Stärkere Verbreitung von ferngesteuerten (nach Strombedarf im Netz) BHKW beim Verbraucher
- Politik-KWK (n=1): konsequente KWK-Pflicht bei Verstromung
- EEG-Bilanzielle Teilbarkeit (n=1)
- Politik-Internationaler Handel (n=1): Einsatz nachhaltig produzierten Biogases aus (Ost-) Europäischen Ländern mit Herkunftsnachweissystem
- Politik-kommunale Energieversorgung (n=1)
- Politik-Gaseinspeisegesetz für kleine Biogasanlagen (< 350 Nm²/h) (n=1)
- Politik-Verpflichtender Anteil von EE- und Biomethan für die Industrie (n=1)

Lösungsansätze (Workshop Ergebnisse)

Für die auf dem Workshop gewichteten Aspekte (siehe Kap. 8.3.3) wurden für die 3 Bereiche politische Rahmenbedingungen, ökologische Nachhaltigkeit und Akzeptanz noch einmal Teilaspekte gemeinsam mit den Teilnehmern gesammelt und Lösungsansätze diskutiert (vgl. Tabelle 8-1).

Tabelle 8-1: Diskussion von Teilaspekten und zugehörigen Lösungsansätzen innerhalb des Expertenworkshops Biomethan am 23.09.2013

	politischer Rahmen	ökologische Nachhaltigkeit	Akzeptanz
diskutierte Aspekte	Förderung Erdgasmobilität		Bioenergie in der Bevölkerung
	Biomethan für flexible Strombereitstellung		Erdgasfahrzeuge
	Nachfrage		
Lösungsansätze	<u>keine</u> Erneuerbare-Energien-Quote	Vermarktungsanreize außerhalb EEG setzen	Erneuerbare-Energien-Quote

	politischer Rahmen	ökologische Nachhaltigkeit	Akzeptanz
	EEG – Entbürokratisierung und Langfristigkeit	Biomethan als Option in Biokraftstoffquote belassen	Anreize für nachhaltige Biomasse erhöhen
	CO ₂ -Zertifikate im Umfang der durch das EEG erzielten THG-Minderung vom Markt nehmen	Steuerermäßigung/-befreiung im Verkehr fortführen	Betroffene zu Beteiligten machen

Als wichtigste Lösungsansätze für Biomethan wurden aus der Expertenrunde des Workshops am 23.09.2013 folgende Aspekte herausgestellt:

- Anreize für eine nachhaltige Biomassenutzung erhöhen (u.a. im EEG)
- Betroffene zu Beteiligten machen
- Entbürokratisierung und längerfristige Anreize im EEG schaffen
- Vermarktungsanreize außerhalb des EEG schaffen
- Positive Effekte der Nutzung von Bioenergie in öffentlicher Darstellung deutlicher herausstellen

Die sich aktuell verändernden Rahmenbedingungen durch zum Beispiel die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014), stellen auch und besonders die Biomethanbranche erneut vor große Herausforderungen und beeinflussen auch die Ableitung von möglichen Handlungsempfehlungen aus den möglichen Lösungsansätzen.

8.4 Schlussfolgerungen

Die Schlussfolgerungen sind als Zusammenfassung der Befragungs- und Workshop Ergebnisse, insbesondere den Hinweisen der Akteure, zu sehen. Da die Untersuchung nur einen Teil der Vielzahl an Akteuren erreichen konnte, geben diese nur einen Teil möglicher Schlussfolgerungen wider.

Aufgrund der Vielzahl an Akteuren und beteiligten Branchen gibt es eine große Fülle an Hemmnissen und Risiken für die noch junge Biomethanwirtschaft. Insbesondere Fragen der Wirtschaftlichkeit, der unklaren bzw. unbeständigen politischen Rahmenbedingungen, der geringen Nachfrage und Fragen der Akzeptanz von Biomethan bzw. auch Wissensdefizite werden von der Mehrheit der befragten Akteure als große Hemmnisse bzw. Risiken für den Bereich Biomethan angesehen.

Die Untersuchungen zeigen deutlich, dass vor allem Fragen der Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten im Zusammenhang mit langfristig sicheren, insbesondere politischen, Rahmenbedingungen angemessen adressiert werden sollten, da diese ausschlaggebend für individuelle Akteursentscheidungen sind. Die Wichtigkeit verlässlicher Rahmenbedingungen (z. B. eindeutige gesetzliche Regelungen und verlässliche Förderbedingungen), sei es auf der Seite der Biomethanproduktion, der Einspeisung als auch der Endnutzung (Märkte für Strom, Wärme, Kraftstoff) kann daher auch als wesentlicher Aspekt für die Ableitung von Handlungsempfehlungen herausgestellt werden. Neben den verlässlichen Rahmenbedingungen sollten auch gezielt Vermarktungsanreize außerhalb des EEG geschaffen werden und hierfür auch entsprechende Öffentlichkeitsarbeit unterstützt werden.

Vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen, derzeit insbesondere im Stromsektor (Novellierung EEG), und Rahmenbedingungen (THG-Quote) und entsprechend deutlichen Reaktionen von Interessensvertretern und Wissenschaftlern (siehe u. a. (THRÄN & NELLES, 2014)) wird ein weiterer Ausbau der Bioenergie, insbesondere Biomethan, derzeit ausgebremst. Welche quantitativen Auswirkungen die aktuellen Veränderungstendenzen auf den Anlagenbestand und die Verwertung von Biomethan haben werden, ist noch nicht absehbar. Durch sich in kurzen Abständen ändernde Förderbedingungen fehlt der Branche die Planungs- und Investitionssicherheit (u. a. lange Projektplanungszeiten für Biomethanprojekte) für die Entwicklung von Geschäftsfeldern.

Chancen für die Biomethan

Für Biomethan als Energieträger bestehen prinzipiell gute - entsprechende Rahmenbedingungen vorausgesetzt - Chancen durch seine hohe Flexibilität beim Einsatz in der Strom- (hoch flexible KWK), Wärme- und Kraftstoffbereitstellung. Biomethan kann ein Baustein zur heimischen Bereitstellung eines hochwertigen Energieträgers sein. Biomethan, insbesondere aus Rest- und Abfallstoffen, kann zudem wesentlich zur Minderung von Treibhausgasemissionen beitragen. Chancen für die Biomethanbranche bestehen des Weiteren entweder in der standortspezifischen Planung und Umsetzung regionaler Energieversorgungskonzepte (z. B. Kommune, Stadtquartier, Büro oder Krankenhaus) oder aber auch in der Ausrichtung auf internationale Märkte (z.B. Handel mit Biomethan, Planung und Bau von Biogasaufbereitungsanlagen). Um den in Deutschland erreichten Erfahrungs- und Technologievorsprung sowohl der effizienten Biogaserzeugung und auch -aufbereitung nutzen und ausbauen zu können, sollten geeignete Maßnahmen ergriffen werden. Stabile Rahmenbedingungen und angemessene Förderung sind zumindest kurz- und mittelfristig die Voraussetzung, um an die bisherigen Erfolge anzuknüpfen und die Entwicklung der Biomethanbranche auch in Deutschland fortzuführen.

Neben der Vielzahl an möglichen Hemmnissen und Risiken der Biomethanbranche sollte die Kommunikation der Chancen von Biomethan stärker in den Vordergrund gestellt werden. Es ist hierbei wünschenswert, die verschiedenen Interessensgruppen, insbesondere auch den Verbraucher, durch geeignete Öffentlichkeitsarbeit zu informieren. Hierbei sollte unter anderem auf aktuelle Publikationen und auf Informationsplattformen zurückgegriffen werden und entsprechend aufbereitet zur Öffentlichkeitsarbeit genutzt werden. Auch ältere Publikationen können bei veränderten Rahmenbedingungen an Aktualität gewinnen. Eine Auswahl von relevanten Publikationen ist Tabelle 8-2 zu entnehmen. Darüber hinaus können Informationsplattformen genutzt werden, um aktuelles Wissen der interessierten Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen.

Tabelle 8-2: Auswahl von Publikationen und Informationsplattformen zu Biogas/Biomethan

Betrachtungsebene	Auswahl von Publikationen zu verschiedenen Themenfeldern
Biomethan national	Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung (ADLER u. a., 2014) Branchenbarometer Biomethan (DENA, 2014) Biomethan BHKW (dena, 2013) Biomethan als Kraftstoff (Edel, 2011; Peters & Weller, 2012) Biomethan im Wärmemarkt (Herr & Rostek, 2010)
Stand und Möglichkeiten auf europ. Ebene	Biogas Grid Injection Germany and Europe (Rostek & Blume, 2013)

Betrachtungsebene	Auswahl von Publikationen zu verschiedenen Themenfeldern
Informationsplattformen	Informationen der dena Biogaspartner (BIOGASPARTNER, 2014) Biogasinfo der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR E.V., 2014) Bio-Erdgas Informationsportal (Zukunft ERDGAS Projekt GmbH (ERDGAS.INFO, 2014)) Positionen der EBA - European Biogas Association (EBA, 2014)

Lösungsansätze und Empfehlungen

Folgende, von den befragten Akteuren und Experten vorgeschlagene, Lösungsansätze sollten intensiver im politischen und akteurspezifischen Diskurs diskutiert werden:

- Anreize für eine nachhaltige Biomassenutzung erhöhen durch u. a.:
 - Technologieförderung
 - Gezielte Regelungen zur Nutzung von Rest- und Abfallstoffen
 - Biomethan(beimischungs)verpflichtung
- Entbürokratisierung (z. B. GasNZV) und längerfristige Anreize schaffen z. B. durch:
 - Erhöhung bzw. Vereinfachung der Vergütungssätze im EEG
 - Klare Zielvorgaben und stabile politische Rahmenbedingungen
 - Verlängerung der Steuerbefreiung von Biomethan
- Vermarktungsanreize außerhalb des EEG schaffen z. B.:
 - durch Ausbau Handelsplattform
 - im Wärmemarkt (weitergehende Berücksichtigung im EEWärmeG; Beimischungspflicht implementieren) und im Kraftstoffmarkt (z. B. Quotenanpassungen; „Biomethankraftstoff“; Infrastrukturausbau)
 - durch Besserstellung von Biomethan-KWK (KWKG)
 - über die Einführung einer Erneuerbare-Energien-Quote über alle Energieträger
- Positive Effekte der Nutzung von Bioenergie sollten in der öffentlichen Darstellung deutlicher herausgestellt werden:
 - Betroffene sollten zu Beteiligten gemacht werden.
 - Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Aufklärung, Marketing
 - Zusammenarbeit relevanter Ministerien (insb. BMWi, BMUB, BMEL)

Aufbauend auf den vorliegenden Ergebnissen und den Wissensstand rund um Biomethan sollten geeignete Maßnahmen aus der Vielzahl an Möglichkeiten ergriffen werden. Eine Voraussetzung für die entsprechende Weiterentwicklung des Biomethansektors durch einzelne Maßnahmen ist in eine breit abgestimmte **Biomethanstrategie** mit klaren, langfristigen Zielvorgaben einzubinden (z. B. bezüglich Rohstoffbasis, Anlagenauslegung, sektorale Endnutzung), mit dem Ziel an die bisherigen Erfolge anzuknüpfen und die Entwicklung der Biomethanbranche auch in Deutschland fortzuführen. Die Notwendigkeit der Berücksichtigung der europäischen Dimension bei einer Biomethanstrategie ist dabei ebenfalls zu berücksichtigen (vgl. (THRÄN u. a., 2014)).

Literaturverzeichnis

- Adler, Phillip ; Billig, Eric ; Brosowski, André ; Daniel-Gromke, Jaqueline ; Falke, Iris ; Fischer, Erik ; Grope, Johan ; Holzhammer, Uwe ; Postel, Jan ; u. a.: Leitfaden Biogasaufbereitung und-einspeisung, FNR (2014)
- Altrock, Martin ; Eichelbrönnner, Matthias ; Klima, Jan: Energiewirtschaftliche, konzeptionelle und rechtliche Rahmenbedingungen der Erzeugung, Einspeisung und Nutzung von Biomethan (2008)
- Bauer, F. ; Hulteberg, C. ; Persson, T. ; Tamm, D.: *Biogas upgrading – Review of commercial technologies* (SGC Rapport Nr. 2013:270). Malmö : Swedish Gas Centre, 2013
- BauGB: Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juli 2011 (BGBl. I S. 1509) geändert worden ist (2011)
- Berenz, Stefan ; Bochmann, Günther ; Heißenhuber, Alois: Strategien zur Risikominimierung beim Betrieb von Biogasanlagen. In: *Risikomanagement in der Landwirtschaft, Rentenbank Schriftenreihe*. Bd. 23, 2008, S. 185–223
- Berger, Anton: Risikomanagement bei internationalen Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien, Vortrag (2011)
- BGB: Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Januar 2002, zuletzt geändert am 15. März 2012 (2012)
- Billig, Eric ; Devriendt, Nathalie ; Thrän, Daniela ; Persson, Tobias ; Kranzl, L ; Baldwin, John ; Ponitka, Jens ; Seiffert, Michael ; Svensson, Mattias ; u. a.: Market Deployment of Biomethane in IEA Member Countries - Focus on Stakeholder Questionnaire. In: *Proceedings of the Conference 22nd European Biomass Conference and Exhibition (EUBC&E)*. Hamburg, 2014. – dbfz-clu01-dfs.leipzig.dbfz.dedfsrootLiteraturPublikationenDBFZBereich BS2014BilligICO 12 5_paper_22nd_2014.pdf, S. 1688–1691
- BImSchG: Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert am 03.11.2011, 2011
- biogaspartner: Biogaseinspeisung in Europa - Beispiele, Deutsche Energieagentur (2013)
- Biogaspartner: Informationsportal der dena Biogaspartner URL <http://www.biogaspartner.de/> (2014)
- BiokraftNachV: Biokraft-NachV – Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), 2009a
- Biokraft-NachV: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), 2009
- BiokraftNachV: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse zur Verwendung als Biokraftstoff (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung), 2009b

- BMELV: Aktionsplan der Bundesregierung zur stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe (2009)
- BMF: Statistische Angaben zur Erfüllung der Biokraftstoffquote, Bundesministerium der Finanzen (2013)
- BMWi/BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010 (2010)
- Brohmann, Bettina: Nichttechnische Hemmnisse der Biogasnutzung: Beiträge zur weiteren Verbreitung der Biogastechnologie. Thesen zum Workshop (2007)
- Brohmann, Bettina ; Hennenberg, Klaus ; Hünecke, Katja: Hemmnisanalyse Biogasausbau. In: *Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt, 2008, S. 305 – 354
- Bundesnetzagentur: Biogas-Monitotringbericht 2011. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (2011)
- Bundesnetzagentur: Biogas-Monitotringbericht 2013. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (2013)
- Bundesnetzagentur: Biogas-Monitotringbericht 2014. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (2014)
- Cierniak, S. V. ; Schneider, M.: Technische Anforderungen an Kolbenverdichter für Erdgastankstellen. In: *gwf Gas | Erdgas* Bd. 145 (2004), Nr. 1, S. 47 – 52
- Crenna, B.P. ; Flesch, T.K. ; Wilson, J.D.: Influence of source–sensor geometry on multi-source emission rate estimates. In: *Atmospheric Environment* Bd. 42 (2008), Nr. 32, S. 7373–7383
- DBFZ: Ergebnisse der Workshops vom 7.6.2010 und 7.4.2011 im Rahmen des Projektes „BIOMON“ (unveröffentlicht) (2011)
- DBFZ gGmbH: *Stromerzeugung aus Biomasse O3MAP250 - Zwischenbericht*. Leipzig : Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, 2014
- dena: Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung (2010)
- dena: Biogaseinspeisung – die intelligente Lösung für die Zukunft (2011a)
- dena: biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure (2011b)
- dena: Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix. Handlungsbedarf und Lösungen für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr (2011c)
- dena: Leitfaden Biomethan BHKW – direkt. Eine Handreichung für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan. In: Rostek, S. ; Edel, M. ; Lermen, A. (Hrsg.) , Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2013)

- dena: Branchenbarometer Biomethan URL <http://www.biogaspartner.de/branchenbarometer.html> - abgerufen am 2014-10-13 (2014)
- Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) ; Verband der TÜV (VdTÜV): *Technische Regel - Arbeitsblatt G 651/VdTÜV M 510 -Erdgastankstellen*. Bonn : Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, 2009
- EBA: Positionspapiere und Pressemitteilungen der EBA URL <http://european-biogas.eu/policies/position-papers/> - aufgerufen am 2014-10-10 (2014)
- Edel, Matthias: Biomethan als Kraftstoff: Quotenübertragung, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2011)
- EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 25. Oktober 2008, zuletzt geändert am 22. Dezember 2011 (2011)
- EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) - Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005, zuletzt geändert am 16. Januar 2012 (2012)
- erdgas.info: Informationsportal rund um Erdgas URL <http://www.erdgas.info/bio-erdgas/> -abgerufen 2014-10-10 (2014)
- European Commission: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009a
- European Commission: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009b
- Fachverband Biogas: Eckpunkte des Erneuerbaren-Gas-Einspeisegesetzes (EGE) (Infoblatt) (2009)
- Fachverband Biogas e.V.: *Klimaretter packen Biomethan in den Tank*. URL http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM-27-14
- Flesch, Thomas K. ; Wilson, John D. ; Harper, Lowry A. ; Crenna, Brian P.: Estimating gas emissions from a farm with an inverse-dispersion technique. In: *Atmospheric Environment* Bd. 39 (2005a), Nr. 27, S. 4863–4874
- Flesch, T. K. ; Wilson, J. D. ; Harper, L. A.: Deducing Ground-to-Air Emissions from Observed Trace Gas Concentrations: A Field Trial with Wind Disturbance. In: *Journal of Applied Meteorology* Bd. 44 (2005b), Nr. 4, S. 475–484
- FNR: *Ergebnisse des Biogas-Messprogramms*. Gülzow, 2005
- FNR e.V.: Basisdaten Bioenergie Deutschland (2011)
- FNR e.V.: Basisdaten Bioenergie Deutschland (2013)
- FNR e.V.: Informationen zu Biogas und Biomethan der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. URL <http://biogas.fnr.de/> (2014)
- Fraunhofer IWES: Stromerzeugung aus Biomasse. In: *Stromerzeugung aus Biomasse* : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2013, S. 153

- Fraunhofer UMSICHT: Verbundprojekt Biogaseinspeisung - 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 - Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung (2009)
- Gao, Zhiling ; Desjardins, Raymond L. ; Flesch, Thomas K.: Assessment of the uncertainty of using an inverse-dispersion technique to measure methane emissions from animals in a barn and in a small pen. In: *Atmospheric Environment* Bd. 44 (2010), Nr. 26, S. 3128–3134
- GasNZV: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen - "Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vom 3. September 2010" (2010)
- Gibgas: www.gibgas.de. URL <http://www.gibgas.de/>. - abgerufen am 2012-05-30
- Gronauer, Andreas ; Bachmaier, Johannes: *Klimabilanz von Biogasstrom - Klimabilanz der energetischen Nutzung von Biogas aus Wirtschaftsdüngern und nachwachsenden Rohstoffen*. Freising-Weihenstephan : LfL, 2007
- Guinee, J B: Life cycle assessment; an operational guide to the ISO standards -- Part 3 -- Scientific Background (2001), Nr. Cml
- Günther, Edeltraud ; Scheibe, Lilly: Green eBusiness - Entwicklung eines Erklärungsmodells für die Marktdurchdringung ökologischer Produkte auf Basis einer Hemmnisanalyse und Entwicklung geeigneter eBusiness-Konzeptionen zur Überwindung der identifizierten Hemmnisse auf der Basis von Szenarien, *Dresdner Beiträge zur Betriebswirtschaftslehre* Nr. 83/04 (2004)
- Haenel, H-D ; Rösemann, C ; Dämmgen, U ; Poddey, E ; Freibauer, A ; Wulf, S ; Eurich-Menden, B ; Döhler, H ; Schreiner, C ; u. a.: *Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 - 2012, Thünen Rep 17*. Braunschweig : Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2014
- Harper, Lowry A. ; Flesch, Thomas K. ; Weaver, Kim H. ; Wilson, John D.: The Effect of Biofuel Production on Swine Farm Methane and Ammonia Emissions. In: *Journal of Environment Quality* Bd. 39 (2010), Nr. 6, S. 1984
- Hauschildt, J. ; Gemünden, H. G.: *Promotoren. Champions der Innovation*. 2. Aufl. Wiesbaden, 1999
- Hermeling, Claudia ; Wölfling, Nikolas: *Energiepolitische Aspekte der Bioenergienutzung: Nutzungskonkurrenz, Klimaschutz, politische Förderung*, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) (2011)
- Herr, Michael ; Rostek, Sandra: *Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010)
- Hooper, R.J. ; Li, J.: Summary of the factors critical to the commercial application of bioenergy technologies. In: *Biomass and Bioenergy* Bd. 11 (1996), Nr. 6, S. 469–474
- Icha, Petra: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*, Umweltbundesamt (2013)
- IEA: *Up-grading Plant List*, IEA Bioenergy Task 37 (2013)

- IPCC: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (2001)
- ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006
- ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006
- KBA: Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, Kraftfahrtbundesamt (2014)
- Keil, Reinhard ; Günther, Thomas ; Kilpert, Stefanie: Das Ausfallrisiko von Biogasanlagen und deren Versicherbarkeit. In: *DVGW energie|wasser-praxis* (2008), Nr. 06
- Keymer, Ulrich ; Schilcher, Andreas: Biogashandbuch Bayern - Materialienband, Kap. 1.7 (2007)
- Koalitionsvertrag: Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2013)
- Kube, J. ; Krebs, C. ; Remde, C.: Gasmanagement zur Vermeidung von unkontrollierten Emissionen durch Überdrucksicherungen. In: *Tagungsband zum VDI-Spezialtag „Emissionen aus Biogasanlagen: Messen, Bewerten, Mindern“*. Nürtingen : VDI Wissensforum GmbH, 2013
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt; Leibnitz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim (ATB): *Energiepflanzen: KTBL-Datensammlung mit Internetangebot*, 2006
- KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vom 19. März 2002, zuletzt geändert am 28. Juli 2011 (2011)
- Laschewski, Lutz ; Pessier, Hans-Jürgen: Risikorechnung in landwirtschaftlichen Großbetrieben in den Neuen Bundesländern. In: *Risikomanagement in der Landwirtschaft, Rentenbank Schriftenreihe*. Bd. 23, 2008, S. 91–133
- Laubach, Johannes ; Bai, Mei ; Pinares-Patiño, Cesar S. ; Phillips, Frances A. ; Naylor, Travis A. ; Molano, German ; Cárdenas Rocha, Edgar A. ; Griffith, David W.T.: Accuracy of micrometeorological techniques for detecting a change in methane emissions from a herd of cattle. In: *Agricultural and Forest Meteorology* Bd. 176 (2013), S. 50–63
- Liebetrau, J. ; Daniel-Gromke, J. ; Oehmichen, K. ; Weiland, P. ; Friehe, J. ; Clemens, J. ; Hafermann, C.: *Emissionsanalyse und Quantifizierung von Stoffflüssen durch Biogasanlagen im Hinblick auf die ökologische Bewertung der landwirtschaftlichen Biogasgewinnung und Inventarisierung der deutschen Landwirtschaft* (Endbericht Nr. 22023606). Gülzow-Prüzen : Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2012
- Liebetrau, J. ; Reinelt, T. ; Clemens, J. ; Hafermann, C. ; Friehe, J. ; Weiland, P.: Analysis of greenhouse gas emissions from 10 biogas plants within the agricultural sector. In: *Water Science and Technology* Bd. 67 (2013), Nr. 6, S. 1370 – 1379
- Madlener, Reinhard ; Zweifel, Peter: Investitionen in neue Energietechnologien: Hemmnisfaktor Finanzierung. In: *Wirtschaftsdienst* (2006), Nr. 5
- Majer, Stefan ; Oehmichen, Katja: *Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps*. Berlin : UFOP, 2010

- McGinn, SM ; Flesch, TK ; Harper, LA ; Beauchemin, KA: An approach for measuring methane emissions from whole farms. In: *Journal of Environmental Quality* Bd. 35 (2006), Nr. 1, S. 14–20. – WOS:000235085000004
- Mosier, A. ; Kroeze, C. ; Nevison, C. ; Oenema, O. ; Seitzinger, S. ; van Cleemput, O.: Closing the global N₂O budget: nitrous oxide emissions through the agricultural nitrogen cycle. OECD/IPCC/IEA phase II development of IPCC guidelines for national greenhouse gas inventory methodology. In: *Nutrient Cycling in Agroecosystems* Bd. 52 (1998), S. 225 – 248
- Naumann, Karin ; Oehmichen, Katja ; Zeymer, Martin ; Meisel, Kathleen: *Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report (Nr. 11) : Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2014*
- Peters, Dirk ; Weller, Mathis: Initiative Erdgasmobilität. CNG und Biomethan als Kraftstoffe. 1. Zwischenbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012)
- Postel, Jan ; Jung, Uwe ; Fischer, Erik ; Scholwin, Frank: Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen-Bestandsaufnahme 2008, UBA Texte 38/2009 (2009)
- Reinelt, T. ; Westerkamp, T.: Treibhausgasemissionen aus Biomethananlagen - Messergebnisse und Ursachenanalyse. In: *Tagungsband 8. Rostocker Bioenergieforum, Schriftenreihe Umweltingenieurwesen der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock*. Bd. 45. Rostock : Prof. Dr. Michaels Nelles, 2014 – ISBN 978-3-86009-412-9, S. 403 – 409
- Reinhold, Gerd: Soll der Landwirt Biomethan einspeisen?- Wirtschaftlichkeitsaspekte, Fachtagung „Biogas-Schwerpunkt: Optimierung“, Bernburg am 23.03.2011 (2011)
- Remde, C.: *Methanemissionen aus Über- und Unterdrucksicherungen bei Biogasanlagen in Deutschland*. Leipzig, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Diplomarbeit, 2013
- Rostek, Sandra ; Blume, Axel: Biogas Grid Injection in Germany and Europe – Market, Technology and Players, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2013)
- Rothkegel, Annelly: NORMA - Nutzerorientiertes Risikomanagement, Fachhochschule Hannover (2002)
- Scheftelowitz, M. ; Daniel-Gromke, J. ; Denysenko, V. ; Sauter, P. ; Naumann, K. ; Krautz, A. ; Beil, M. ; Beyrich, W. ; Peters, W. ; u. a.: *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse)* (Zwischenbericht). Leipzig : Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2013
- Scheftelowitz, M. ; Daniel-Gromke, J. ; Rensberg, N. ; Denysenko, V. ; Hildebrand, K. ; Naumann, K. ; Ziegler, D. ; Witt, J. ; Beil, M. ; u. a.: *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse)* (preliminary report). Leipzig : Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2014
- Schiffers, Jens ; Vogel, Alexander ; Meyer-Prescher, Bernd: Technische, rechtliche und ökonomische Hemmnisse und Lösungen bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz aus Sicht eines Gasunternehmens. In: *BMBF-Verbundprojekt: 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 – Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung*. Bd. 5 v. 7, 2009

- Schlegel, Stephanie ; Bausch, Camilla: Akzeptanz und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien auf kommunaler und regionaler Ebene, Endbericht zum Teilprojekt B – Akzeptanzuntersuchung Erneuerbare Energien auf regionaler Ebene (2007)
- Schmuderer, Matthias: Blockseminar Biogas 2. Teil (Rahmenbedingungen, Wirtschaftlichkeit, Ethik), Hochschule für angewandte Wissenschaften, FH München (2008)
- Schneck, Ottmar: *Risikomanagement: Grundlagen, Instrumente, Fallbeispiele*. 1. Auflage. Aufl. : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010 – ISBN 3527505431
- Schreier, W.: *Untersuchung von Gasleckagen bei Biogasanlagen* (Schlussbericht Nr. B66711 IR_BGA Sachsen). Dresden : Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, 2011
- Schuck, Oliver ; Seidel, Ole ; Scholwin, Frank ; Weithäuser, Marco ; Dresen, Boris: Entwicklung und Anwendung einer GIS-Applikation zur Standortfindung und Potenzialanalyse der Biomethanerzeugung. In: *BMBF-Verbundprojekt: 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 – Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung*. Bd. 6 v. 7, 2009
- Smyth, Beatrice M ; Smyth, Henry ; Murphy, Jerry D ; Smyth, Beatrice M ; Smyth, Henry ; Murphy, Jerry D: Can grass biomethane be an economically viable biofuel for the farmer and the consumer? In: *Biofuels, Bioproducts and Biorefining, Biofuels, Bioproducts and Biorefining* Bd. 4, 4 (2010), Nr. 5, 5, S. 519, 519–537, 537
- Stachowitz, Wolfgang H.: Gedanken und Fakten im Rahmen einer Gefahrenanalyse zum Explosionsschutzdokument gemäß Betriebssicherheitsverordnung „ATEX“ – Auswirkungen auf den Gasbetrieb Biogasanlagen: Was ist normal? (2005)
- Strobl, Martin: Biogas - Entwicklungen, Wirtschaftlichkeit und einzelbetriebliches Controlling, Vortrag im Rahmen der Agrarfinanztagung des Deutschen Bauernverbandes und der Landwirtschaftlichen Rentenbank am 02. März 2011 in Berlin (2011)
- Sutton, M. A ; Nemitz, E ; Fowler, D ; Wyers, G. P ; Otjes, R. P ; Schjoerring, J. K ; Husted, S ; Nielsen, K. H ; San José, R ; u. a.: Fluxes of ammonia over oilseed rape: Overview of the EXAMINE experiment. In: *Agricultural and Forest Meteorology* Bd. 105 (2000), Nr. 4, S. 327–349
- SVLFG: Technische Information 4 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau (SVLFG) (2013)
- Swiss centre for life cycle inventories: *Ecoinvent v2.1 for umberto 5.5*, 2009
- Thrän, Daniela ; Adler, Philipp ; Brosowski, André ; Fischer, Elmar ; Herrmann, André ; Majer, Stefan ; Oehmichen, Katja ; Pfeiffer, Diana ; Schmersahl, Ralf ; u. a. ; Thrän, D. ; Pfeiffer, D. (Hrsg.): *Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“*. Bd. 4. Leipzig DBFZ : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2013 – ISBN ISSN 2192-1806
- Thrän, Daniela ; Nelles, Michael: Stellungnahme: Geplante Neuregelungen im EEG lassen nahezu keinen wirtschaftlichen Betrieb von neuen Bioenergieanlagen zu. URL <https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/presse/pressemitteilungen/> - abgerufen am 2014-03-27 (2014)

- Thrän, D. ; Billig, E. ; T. Persson ; Boehm, M. T. ; Daniel-Gromke, J. ; Ponitka, J. ; Seiffert, M. ; Baldwin, J. ; Kranzl, L. ; u. a.: *Biomethane – status and factors affecting market development and trade. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study*, 2014 – ISBN 978-1-910154-10-6
- UBA: Informationspapier: Zur Sicherheit von Biogasanlagen (2006)
- Urban, Wolfgang: Gasnetze der Zukunft. Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher (2010)
- Urban, Wolfgang ; Lohmann, Heiko ; Girod, Kai: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. In: *BMBF-Verbundprojekt: Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierter Datenbank – Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung*. Bd. 5 v. 7, 2009
- Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2461 Blatt 2 - Messung gasförmiger Immissionen; Messen der Ammoniak-Konzentration; NESSLER-Verfahren, Düsseldorf : VDI Verlag GmbH (1976)
- Verein Deutscher Ingenieure: VDI 3496 Blatt 1 - Messen gasförmiger Emissionen - Bestimmung der durch Absorption in Schwefelsäure erfassbaren basischen Stickstoffverbindungen, Düsseldorf : VDI Verlag GmbH (1982)
- Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2469 Blatt 1 - Messen gasförmiger Emissionen - Messen von Distickstoffmonoxid - Manuelles gaschromatographisches Verfahren, Düsseldorf : VDI Verlag GmbH (2005)
- Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2466 Blatt 1 - Messen gasförmiger Emissionen - Messen von Methan - Manuelles gaschromatografisches Verfahren, Düsseldorf : VDI Verlag GmbH (2008)
- Vetter, Armin ; Arnold, Karin: *Klima- und Umwelteffekte von Biomethan, Anlagentechnik und Substratauswahl*, Wuppertal Paper Nr. 182, 2010
- Vogt, Regine: *Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogs-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen*. Heidelberg : Institut für Energie- und Umweltforschung, 2007
- Wiser, Ryan ; Bachrach, Devra ; Bolinger, Mark ; Golove, William: Comparing the risk profiles of renewable and natural gas-fired electricity contracts. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 8 (2004), Nr. 4, S. 335–363
- Wocken, Christian ; Schaper, Christian ; Lasse, Birthe ; Spiller, Achim ; Theuvsen, Ludwig: Risikowahrnehmung in Milchviehbetrieben: Eine empirische Studie zur vergleichenden Bewertung von Politik-, Markt- und Produktionsrisiken, Vortrag anlässlich der 48. Jahrestagung der GEWISOLA (2008)
- WBGU (Hrsg.): *Welt im Wandel – Strategien zur Bewältigung globaler Umweltrisiken, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen*. Berlin, Heidelberg, New York : Springer-Verlag, 1998 – ISBN 3-540-65605-7

A 1 THG-Emissionen der Anlage BMA I in g CO₂-Äq./MJ Biomethan

Prozess		gCO ₂ -Äq./MJ	Anteil n %	
Substratbereitstellung	KAS	3,2	13,4	48,5
	Sonstiges	0,1	0,3	
	Gärresttransport	0,7	2,8	
	Transport der Substrate	0,8	3,3	
	Arbeitsvorgänge Anbau	1,4	5,8	
	Direkte N ₂ O Emissionen	5,4	23	
Anlagenbetrieb	Strom	4,8	20,3	33,2
	Wärme	0,5	2,2	
	Direkte CH ₄ Emissionen	2,6	10,8	
	Gaseinspeisung	0,16	0,7	0,7
	Tankstellenbetrieb	4,18	17,6	17,6

A 2 THG-Emissionen der Anlage BMA II in g CO₂-Äq./MJ Biomethan

Prozesse		gCO ₂ -Äq./MJ	Anteil in %	
Substratbereitstellung	KAS	2,1	5,4	25,1
	Sonstiges	0,1	0,3	
	Gärresttransport und -ausbringung	0,6	1,6	
	Transport der Substrate	1,4	3,6	
	Arbeitsvorgänge Anbau	1,3	3,4	
	Direkte N ₂ O Emissionen	4,2	10,9	
Anlagenbetrieb	Strom	4,5	11,6	63,6
	Wärme	10,1	26,1	
	Direkte CH ₄ Emissionen	10	25,9	
	Gastransport	0,16	0,5	0,5
	Tankstellenbetrieb	4,18	10,8	10,8

A 3 THG-Emissionen der Anlage BMA III in g CO₂-Äq./MJ Biomethan

Prozess		gCO ₂ -Äq./MJ	Anteil n %	
Substratbereitstellung		0,81	5,7	5,7
Anlagenbetrieb	Wärme		0,0	64,1
	Strom Anlagenbetrieb	8,09	56,4	
	Direkte CH ₄ Emissionen	1,10	7,7	
	Gaseinspeisung	0,16	1,1	1,1
	Tankstellenbetrieb	4,18	29,1	29,1

Bisher erschienene Reports

DBFZ Report Nr. 1

Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 2

Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

DBFZ Report Nr. 3

Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
Autor: Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 4

Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

DBFZ Report Nr. 5

Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

DBFZ Report Nr. 6

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 7

Final Report - Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials - Status quo and options for specification -

DBFZ Report Nr. 8 - Kompakt -

Sammelband

DBFZ Report Nr. 9

Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 10

Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) - Endbericht

DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 12

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 13

Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 14

Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 15

Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 16

Algae biorefinery - material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 17

Grünlandenergie Havelland - Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland

DBFZ-Report Nr. 18

Kleintechnische Biomassevergasung - Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ-Report Nr. 19

Hy-NOW - Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse

Weitere Informationen und Downloads unter:

<http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen>



**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

www.dbfz.de