

Evaluierung von Methanemissionen aus der Biogaserzeugung

Marlies Hrad, Viktoria Wechselberger, Marion Huber-Humer
Institut für Abfall- und Kreislaufwirtschaft
Universität für Bodenkultur Wien

Biogas bzw. das daraus gewinnbare Biomethan ist ein erneuerbarer Energieträger, der zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme, als Kraftstoff oder Erdgassubstitut dient. Die Biogaserzeugung wird daher als nachhaltige Strategie zur Minderung von anthropogenen Treibhausgasen beschrieben. Ein eindeutig positiver Umweltnutzen ist jedoch insbesondere von den Prozess- bzw. Lagerungsemissionen sowie den technischen Verlusten bei der Nutzung oder Aufbereitung des produzierten Biogases abhängig. Die Evaluierung bzw. Minimierung der prozessbedingten Treibhausgasemissionen (insbesondere der Methanemissionen) ist daher ein wesentlicher Schritt, um die Nachhaltigkeit der Biogasindustrie zu fördern, Methan (CH₄) ist ein äußerst starkes Treibhausgas, das etwa 80-mal klimaschädlicher ist als Kohlendioxid über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Quantifizierung der Methanemissionen von Biogasanlagen

Während die Biogas- und Biomethanherzeugung potentiell nachhaltige Energieoptionen darstellen, gibt es Bedenken hinsichtlich der Freisetzung von prozessbedingten Emissionen, die einen positiven Umweltnutzen schmälern können. Daher ist es unerlässlich, Methanemissionen verlässlich zu quantifizieren, um mögliche Quellen bzw. ungewollte Verluste zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zur Emissionsminderung zu ergreifen.

Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojektes wurden Emissionsfaktoren für unterschiedliche Biogasanlagenkonzepte bestimmt sowie Emissionsminderungsmaßnahmen abgeleitet und umgesetzt (Wechselberger et al., 2023; FvB 2020; EBA 2020a; KBVÖ 2020a). Zusätzlich wurden in Zusammenarbeit mit den beteiligten Biogasverbänden Mindestanforderungen zur freiwilligen Emissionskontrolle des Biogassektors in Europa („European Voluntary System“) erarbeitet sowie spezifische nationale Systeme entwickelt (EBA 2020b; FvB 2020; KBVÖ 2020b).

Untersuchte Biogasanlagen

Insgesamt wurden 33 Biogasanlagen in Österreich, Deutschland, Schweden und der Schweiz untersucht, um verschiedene Technologien, Betriebsweisen und potentielle Emissionsquellen abzudecken. Die Anlagen unterschieden sich z.B. in Bezug auf Anlagengröße (Methanproduktion 13 - 529 kg/h), eingesetzte Substrate (Energiepflanzen, Gülle, Bioabfall, Klärschlamm), Substrat- bzw. Gärrestlagerung sowie Biogasverwertung. Die on-site Messungen wurden von vier Teams zwischen 2018 und 2021 durchgeführt und dauerten ein bis drei Tage pro Biogasanlage.

On-site Methode

Die on-site Methode besteht im Wesentlichen aus zwei Schritten – Bestandsaufnahme aller bekannten bzw. Identifizierung der bislang unbekanntem Emissionsquellen in der Anlage und Bestimmung der Emissionsraten der einzelnen Quellen. Die Quantifizierungsmethode wird abhängig vom Quelltyp (wie z.B. offene Gärrestlager, Abgas Gasverwertung, Leckagen, Über-/Unterdruckventil, etc.) gewählt (siehe Abb. 1). Die on-site Methode dient vorwiegend der Emissionsanalyse von ausgewählten, spezifischen Anlagenkomponenten, um potentielle Probleme oder Leckagen frühzeitig zu erkennen und gezielt Maßnahmen zur Emissionsminderung abzuleiten. Im Gegensatz dazu werden off-site Messungen zur Bestimmung der Gesamtemission einer Anlage eingesetzt, da eine Aufsummierung der Emissionsquellen auf Basis der on-site Messungen die Gesamtemission oft unterschätzt (Hrad et al., 2022).



Abb. 1: Beispiel eines Messaufbaus an einer Leckage am Übergang der Behälterwand zum Foliendach (links); Probenahme Abgas Blockheizkraftwerk (Mitte), Haubenmessung bei einem offenen Gärrestlager (rechts)

Technologiespezifische Emissionsfaktoren (Abb. 2)

Die **offene Gärrestlagerung** (siehe Abb. 1 rechts) wurde als Hauptemissionsquelle identifiziert, bei der maximal 5,6% des produzierten Methans emittiert wurden – eine Problematik, die bereits teilweise durch die Vorgabe von technisch gasdichten Abdeckungen für neu gebaute Anlagen (z.B. in Österreich und Deutschland) verbessert wird.

Bis zu 2,1 % des erzeugten Methans wurden bei **Gasleckagen** freigesetzt. Die Leckagensuche an den Fermentern ergab, dass alle untersuchten Technologien Schwachstellen aufwiesen (Abb. 3). Fast die Hälfte der 50 untersuchten Doppelmembranspeicher (46 %) und der 26 Betonfermenter (46 %) wiesen mindestens eine Leckage auf. Bei den Einfach-Membran-Speichern wurden bei zwei von zwölf Fermentern Leckagen festgestellt. Die meisten Leckagen sind auf Konstruktionsmängel (z.B. mangelhafte Befestigung der Foliendächer, Risse in Betonwänden und -dächern) zurückzuführen, andere wurden durch Materialermüdung und unzureichende Wartung verursacht (z. B. undichte Dichtungen und Flansche – flache Scheiben oder Ringe zur Verbindung von Bauteilen – an Rührwerken und Rohrdurchführungen, Risse in Foliendächern). Durch konsequente Anlagenüberwachung (z.B. regelmäßige Kontrollgänge und Prüfungen auf Gasleckagen) – wie sie in den freiwilligen Überwachungssystemen in Dänemark, Schweden und der Schweiz eingeführt wurde – können ungewollte Emissionen erkannt und minimiert werden.

Der durchschnittliche **Methanschlupf der Blockheizkraftwerke** (BHKW) betrug bei Gasmotoren 1,6 % des erzeugten Methans und 3,0 % bei Pilot-Einspritzanlagen. Bei den Verfahren zur **Aufbereitung von Biogas zu Biomethan** wurde das Verfahren der Aminwäsche (<0,1 % Verlust) bzw. eine entsprechende Abgasmachbehandlung als Technik mit dem geringsten Methanverlust identifiziert (0,1 % Verlust). Die weit verbreitete Membrantrennung wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Die **Substrataufbereitung und -lagerung** verursachte meist nur geringe Emissionen, jedoch waren die Abluft von Aufbereitungshallen (0,8 – 2,4 % Verlust) sowie Vorratsbehälter (max. 0,8 % Verlust) für nicht zu vernachlässigbare Methanemissionen verantwortlich.

Vergleich mit IPCC Emissionsfaktoren

Als Grundlage zur Bewertung von emissionsmindernden Technologien bzw. Maßnahmen wurden alle Messdaten sowie gesammelten Sekundärdaten (früherer wissenschaftlicher Veröffentlichungen und Messberichte) in einem harmonisierten Datensatz (294 Datenpunkte) unter einer freien Lizenz vollständig zur Verfügung gestellt (<https://doi.org/10.5281/zenodo.7422107>) (Wechselberger et al., 2023). Ein Vergleich dieser Daten mit den IPCC-Standardwerten für nationale THG-Inventare (IPCC, 2006, 2019) zeigt, dass die Emissionen aus der Biogasnutzung (die im Energiesektor angegeben werden) unterschätzt werden. Der IPCC Leitfaden geht von nahezu vernachlässigbaren Methanemissionen aus der Biogasverbrennung aus (<0,01 % des eingesetzten Methans), wobei die Emissionen aus der Biogasaufbereitung nicht berücksichtigt werden. Hingegen werden die Auswirkungen von Leckagen und Prozessstörungen auf die Gesamtemissionen der Anlagen (Abfallsektor) für europäische Biogasanlagen möglicherweise überschätzt (IPCC nimmt 5 % Verluste durch Leckagen und andere Prozessstörungen an, wenn keine detaillierten Informationen vorliegen, und liegt damit über den gemessenen Leckagenraten). Die Bewertung und Aktualisierung von IPCC-Standardwerten mit umfangreichen Messdaten sind wichtige Schritte, um die Qualität von nationalen THG-Inventaren zu verbessern bzw. eine evidenzbasierte Entscheidungsfindung für die Entwicklung von THG-Reduktionsmaßnahmen zu unterstützen.

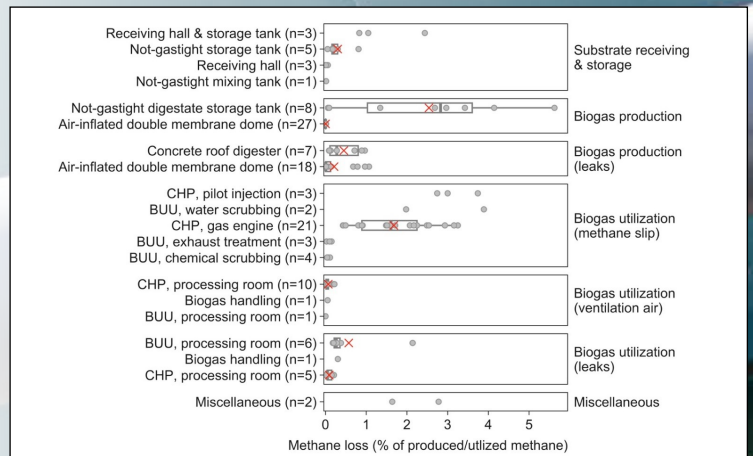


Abb. 2: Technologiespezifische Methanverluste (in % des erzeugten bzw. verwerteten Methans). Einzelne Datenpunkte sind als graue Punkte dargestellt, Boxplots und Mittelwerte (rote Kreuze) sind für Stichprobengrößen n≥5 aufgetragen. BAA: Biogasaufbereitungsanlage; BHKW: Kraft-Wärme-Kopplung (adaptiert nach Wechselberger et al., 2023)

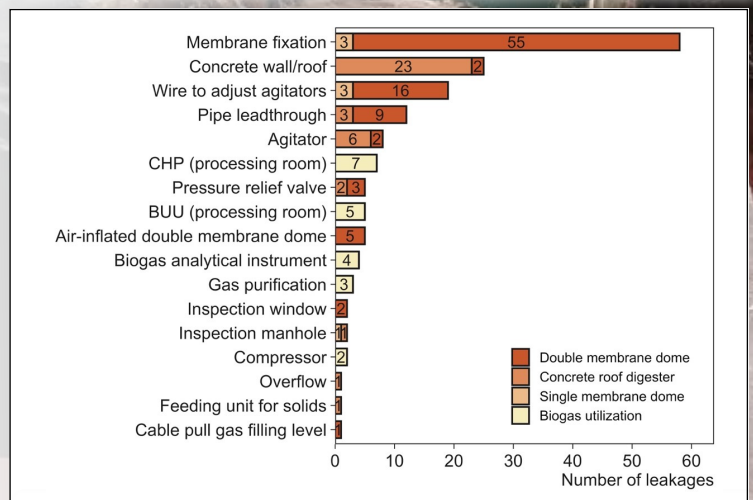


Abb. 3: Anzahl der Leckagen abhängig von Bauform der Fermenter bzw. Biogasverwertung sowie dem Leckageort, gemessen an 32 Biogasanlagen. BAA: Biogasaufbereitungsanlage; BHKW: Kraft-Wärme-Kopplung. (Wechselberger et al., 2023)



Referenzen:

Impressum:
 BOKU-Energiecluster, Universität für Bodenkultur Wien
 Koordination:
 Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Gernot Stöglehner
 Peter-Jordan Straße 82, A-1190 Wien
 energiecluster@boku.ac.at
<https://boku.ac.at/boku-energiecluster>
 Stand: Juni 2023
 ISSN 2791-4143 (Online)
 DOI 10.5281/zenodo.11119458