

# Ökonomische Analyse der Einbindung mehrerer Biogasanlagen: Vergleich von Biogasaufbereitung und direkter Methanisierung

CHRISTIAN BIDART, MARTIN WICHERT, GUNTHER KOLB

## 1 Einleitung

Die Biogasaufbereitung ist ein Stand-der-Technik-Verfahren und ermöglicht die Erzeugung von Biomethan aus Rohbiogas (Ardolino et al. 2021). In den letzten Jahren hat sich die Idee durchgesetzt, mehrere Biogasanlagen mittlerer und kleinerer Kapazität (50 bis 500 m<sup>3</sup>/h), die ursprünglich für die Stromerzeugung konzipiert wurden, in die Produktion von Biomethan einzubinden (Bekkering et al. 2013). Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Vorteile von Skaleneffekten und geopolitische Gründe treiben diesen Trend voran.

Ein alternativer Weg zur Biogasaufbereitung ist die katalytische Methanisierung von Biogas (Neuberg et al. 2019). Bei diesem Umwandlungsverfahren wird das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ohne den Schritt der Trennung von Methan (CH<sub>4</sub>) und CO<sub>2</sub> in Biomethan umgewandelt. Für die Biomethanproduktion ist jedoch grüner Wasserstoff notwendig, der durch Elektrolyse hergestellt wird, was sowohl zusätzliche Investitions- als auch Betriebskosten bedeutet, d. h. Elektrolyseur und Strombezug. Die höhere Biomethanproduktion könnte die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten allerdings kompensieren.

## 2 Ziel und methodologischer Ansatz der Studie

### 2.1 Ziel

Ziel der Untersuchung ist die Analyse der Alternative der katalytischen Methanisierung von Biogas im Vergleich zur herkömmlichen Aufbereitung. Und zwar unter Berücksichtigung von Biogas, das zuvor in einem Cluster von Biogasanlagen gesammelt wurde (dezentrale Biogaserzeugung).

### 2.2 Methodologischer Ansatz

In der vorliegenden Fallstudie wird die wirtschaftliche Analyse unter Berücksichtigung eines Clusters von 7 Biogasanlagen durchgeführt, die durch Rohrleitungen miteinander verbunden

sind (insgesamt 42 km Rohleitung). Wie in Abbildung 1 dargestellt, werden bei der Umwandlungsrouten über die Biogasaufbereitung 1.000 m<sup>3</sup>/h Biomethan produziert, die in das Erdgasnetz eingespeist werden.

In der zweiten Route, wie in Abbildung 2 dargestellt, wird das Rohbiogas (rund 1.800 m<sup>3</sup>/h) katalytisch methanisiert. Der Wasserstoff wird mithilfe eines Elektrolyseurs (Proton Exchange Membrane (PEM)) erzeugt. Die Nebenprodukte der Elektrolyse und Methanisierung, d. h. Sauerstoff und Wärme, werden zu Marktpreisen gehandelt.

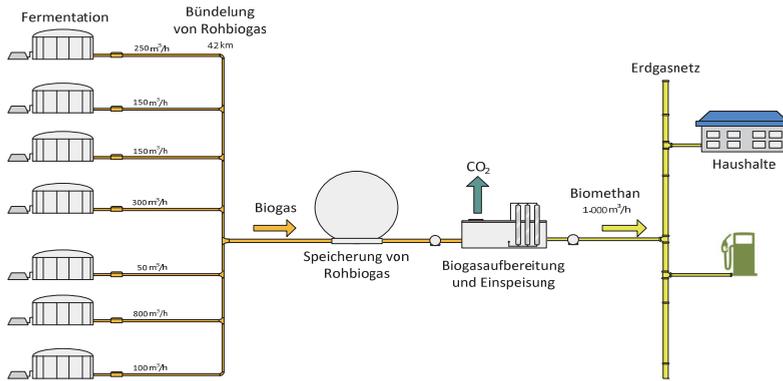


Abb. 1: Einbindung von sieben Biogasanlagen mit anschließender Biogasaufbereitung. Biomethan wird in das Erdgasnetz eingespeist. Biogenes CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung wird an die Luft abgegeben. (© Bidard)

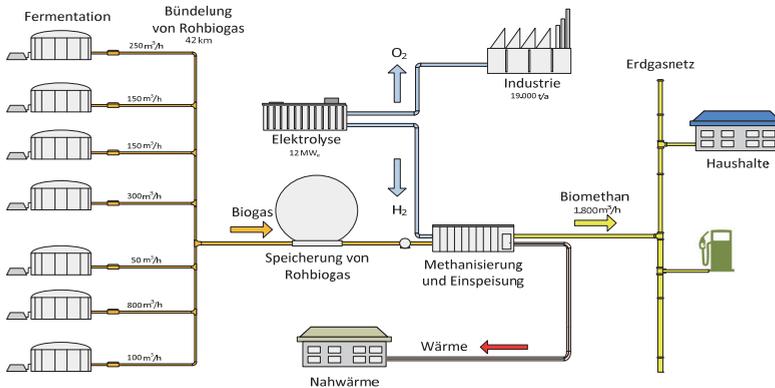


Abb. 2: Einbindung von sieben Biogasanlagen mit anschließender Methanisierung von Biogas. Biomethan wird in das Erdgasnetz eingespeist. Sauerstoff aus der Elektrolyse und Wärme aus der Methanisierung werden vermarktet. (© Bidard)

Für den wirtschaftlichen Vergleich zwischen der Biomethanaufbereitung und der Methanisierung von dezentral erzeugtem Biogas werden als Indikator die Gestehungskosten verwendet. Dieser Indikator spiegelt die gesamte Kostenkette von Rohstoffen, Energie, Investitionen und Betriebskosten wider. Die für die wirtschaftliche Bewertung notwendige Masse- und Energiebilanz wird mithilfe der ProSim-Software durchgeführt. Wirtschaftliche Daten und Parameter (spezifische Investitionen, Wartungskosten, Stromkosten usw.) sind der Fachliteratur entnommen. Informationen über den katalytischen Methanisierungsprozess werden aus den Ergebnissen des Demonstrationsprojekts ICOCAD II (2220NR279A) gewonnen, in dessen Rahmen die Hochskalierung der CO<sub>2</sub>-Methanisierungstechnologie des Fraunhofer Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme (IMM) durchgeführt wird.

### 3 Fazit

Für die Fallstudie zeigen die Ergebnisse, dass die Gestehungskosten des durch Biogasmethanisierung erzeugten Biomethans mittelfristig zwischen 7 und 9 ct/kWh liegen. Diese Kosten sind vergleichbar mit den Kosten für die Produktion auf herkömmlichem Wege, d.h. Biogasaufbereitung. Das größte Hindernis bei der Kostensenkung liegt in der Entwicklung der PEM-Technologie zur Wasserstofferzeugung. Die Vermarktung der Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme erhöht die Wirtschaftlichkeit des Prozesses bis zu einem gewissen Grad, aber nicht in entscheidender Weise.

### Literatur

- Ardolino, F.; Cardamone, G. F.; Parrillo, F., Arena, U. (2021): Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139(1), p. 110588
- Bekkering, J.; Broekhuis, A. A.; van Gemert, W.J.T.; Hengeveld, E. J. (2013): Balancing gas supply and demand with a sustainable gas supply chain – A study based on field data. *Applied Energy* 111(6), pp. 842–852
- Neuberg, S.; Pennemann, H.; Shanmugam, V.; Thiermann, R.; Zapf, R.; Gac, W.; Greluk, M.; Zawadzki, W.; Kolb, G. (2019): CO<sub>2</sub> Methanation in Microstructured Reactors – Catalyst Development and Process Design. *Chemical Engineering & Technology* 42(10), pp. 2076–2084