
Biomethan als erneuerbarer Energieträger

*Christian Helmenstein
Andrea Pitzschke*

Perspektiven-Papier 01

Erstfassung: 09. August 2022

Laufende Fassung: 23. Januar 2023

Autorinnen und Autoren

Univ.-Prof. Dr. Christian Helmenstein
Cognion Forschungsverbund
(Economica Institut für Wirtschaftsforschung)
Industriellenvereinigung
Seeburg Castle University

Priv.-Doz. Dr. Andrea Pitzschke
Cognion Forschungsverbund
(Economica Institut für Wirtschaftsforschung und ExAqua Forschung)

Vorgeschlagene Zitationsweise dieses Papiers

Helmenstein, Christian und Pitzschke, Andrea (2023): *Biomethan als erneuerbarer Energieträger*, Perspektiven-Papier 01, Fassung vom 23. Januar 2023, Cognion Forschungsverbund/Economica Institut, Wien.

Herausgeber

Cognion Forschungsverbund
Liniengasse 50-52
1060 Wien, Österreich
T: +43-676-3200-400
M: office@cognion.eu

Haftungsausschluss

Die zur Verfügung gestellten Informationen wurden sorgfältig generiert. Für deren Richtigkeit und Vollständigkeit wird keine Gewähr übernommen. Jegliche Haftung von Autorinnen und Autoren oder ihrer institutionellen Affiliationen ist ausdrücklich ausgeschlossen, sei es für Schäden materieller oder ideeller Art, die mit der Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen in Verbindung stehen.

Die Autorinnen und Autoren behalten sich vor, das vorliegende Perspektiven-Papier ohne gesonderte Ankündigung teilweise zu verändern oder gänzlich zurückzuziehen und die Veröffentlichung desselben vorübergehend oder dauerhaft einzustellen.

Die Ausführungen bringen den Standpunkt der Autorinnen und Autoren zum Ausdruck und spiegeln keine institutionelle Position des Cognion Forschungsverbundes oder der angeführten Einrichtungen wider.

Alle in dieser Serie erschienenen Perspektiven-Papiere sind unter über die Website www.cognion.eu abrufbar.

Biomethan als erneuerbarer Energieträger

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) wurde ein umfassendes Gesetzespaket beschlossen, das die Rahmenbedingungen für den Umbau des österreichischen Energiesystems in Richtung 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen bis 2030 schaffen soll. Dafür sind Österreich-weit zusätzliche Erzeugungskapazitäten im Ausmaß von 27 TWh zu errichten. Erneuerbares („grünes“) Gas¹ als Energieträger kann in die Umsetzung einer dafür geeigneten Strategie Eigenschaften mit Alleinstellung einbringen.

Im Jahr 2020 betrug der Anteil erneuerbarer Energiequellen 36,6 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch in Österreich. Für erneuerbares Gas weisen verschiedene Studien zwar auf das Potenzial hin, fossiles Erdgas in nennenswertem Ausmaß durch erneuerbares Gas zu ersetzen, nach derzeitigem Stand beträgt der Biomethan-Anteil jedoch erst 0,2 Prozent.² Bis zum Jahr 2030 sollen es zumindest 5,6 Prozent sein, denn erneuerbares Gas bietet hohe volkswirtschaftliche Vorteile bei geringen Nachteilen.³

Zusätzliche Dringlichkeit erfährt der Ausbau der heimischen Biogaskapazitäten aus der Verknappung des fossilen Gasangebotes und der in ihrem im Gefolge eingetretenen Energiepreisexplosion. Die dadurch ausgelöste Disruption könnte kaum größer sein: Nicht die Substitution fossiler Gasbezüge aus Russland durch alternative Bezugsquellen⁴ konstituiert die energiepolitische Zeitenwende. Vielmehr besteht nunmehr erstmals seit der Diskussion über die energiepolitische Transformation eine wirtschafts-, umwelt- und sicherheitspolitische Interessenkongruenz. Diese Konstellation wird ein höheres Fortschrittstempo bewirken und den Ausstieg aus dem fossilen Energiezeitalter in Europa um Jahre vorverlagern – es sei denn, regulatorische Restriktionen würden diese Aussicht unterminieren.

Der Ausbau der Biomethan-Erzeugung in Österreich ist sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftlich sinnvoll. Einzelwirtschaftlich betrachtet sind die Produktionskosten für eine Megawattstunde (MWh) Energie aus Biomethan aufgrund von Skaleneffekten stark von der Anlagengröße abhängig. Zu Substratpreisen aus 2021 errechnen sich Erzeugungskosten zwischen 56,44 Euro für kleine, 100 kW-Anlagen und 32,46 Euro für große, 1.000 kW-Anlagen, jeweils inklusive Anlagenabschreibung.⁵

Fossiles Erdgas wird in Europa infolge des milden Verlaufs des Winters, verschiedener Einsparmaßnahmen sowie der abgeschwächten Konjunktdynamik derzeit um 67 Euro pro MWh gehandelt. Vor der abermaligen Kürzung der Gazprom-Liefermengen beziehungsweise dem Verlust der Nordstream-Pipelines war sein Preis in einem Korridor von 80-100 Euro pro MWh angesiedelt. Unter den aktuellen Marktbedingungen liegen Biomethananlagen somit oberhalb ihrer Break-Even-Schwelle.

¹ „Grünes Gas“ umfasst sowohl Biomethan als auch synthetisches Gas beziehungsweise Wasserstoff, die mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen wurden.

² Vgl. Gesamtenergiebilanz 2020 gemäß Statistik Austria. Die Produktion an Biogas beträgt derzeit bis zu 3 TWh jährlich. Jedoch wird nur ein Bruchteil davon zu Biomethan aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist. Das Gros wird verstromt.

³ Das Potenzial an biogenen Abfällen (v.a. Gülle und Mist aus der Viehwirtschaft, Lebensmittelreste) in Österreich würde ausreichen, um Biomethan im Ausmaß von 15 TWh p.a. herzustellen. Dementsprechend könnten ca. 20 Prozent der russischen Erdgasimporte durch die Biomethanproduktion ersetzt werden, was zugleich zeigt, dass die heimische Biomethanproduktion ausfallende fossile Gasimporte kurzfristig keinesfalls auch nur annähernd wettmachen kann. Das Erzeugungspotenzial für Biogas betrüge ein Mehrfaches des vorstehend genannten Wertes, falls ein Substratportfolio genutzt würde, das zusätzlich auch Reststoffe aus der Holzwirtschaft sowie ggf. Importe derselben und/oder für diesen Zweck angebaute Energiepflanzen aus dem In- und Ausland umfassen könnte. Nur bei letzterem Element träte das bekannte „Teller-oder-Tank“-Dilemma durch Flächennutzungskonkurrenz auf, sodass dieser Erzeugungsinpult möglicherweise außer Betracht bleiben würde.

⁴ Insbesondere durch kurzfristig erhöhte Bezüge aus Norwegen (und anderen Ländern) sowie von LNG aus Nordamerika und anderen Weltregionen.

⁵ Vgl. Fichtinger, M. / Grohall, G. / Helmenstein, C. / Kleissner, A. / Koller, F. / Pitzschke, A. (2022): *Ökonomischer Impact des EAG. Weiterführende Analysen*. Studie im Auftrag des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, Wien.

Die drei folgenden Produktionsnebenbedingungen sind unter Effizienzgesichtspunkten zu beachten: Erstens sind nach Möglichkeit große Anlagen zu errichten, da sie effizienter sind als kleine; ökonomisch wird die Anlagengröße durch die Transportkosten für die Anlieferung des Substrates beschränkt, welche mit der Entfernung von der Anlage zunehmen. Die Anlagen sollten daher zweitens in viehwirtschaftlich genutzten Regionen gebaut werden, um die Transportdistanzen/-kosten der biogenen Abfälle zu minimieren. Um das erzeugte Biogas effizient abzutransportieren zu können, sollten die Anlagen drittens zudem in der Nähe einer bereits existierenden Gasleitungsinfrastruktur errichtet werden.

Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive betrachtet erfordert die Umsetzung der im EAG vorgegebenen Ziele ein rund 30 Milliarden Euro schweres Investitionsprogramm. Auf Biogas entfällt dabei für die Errichtung einer Kapazität von 5 Terawattstunden (TWh) ein Betrag in Höhe von 1,1 Mrd. Euro. Dieser fällt im Vergleich zu anderen erneuerbaren Erzeugungsformen vergleichsweise gering aus. Um eine TWh zu erzeugen, sind bei 7.800 Volllaststunden pro Jahr und abhängig von der Vergärbarkeit und Energiedichte des verwendeten Substrats Kapazitäten von 128 MW zu installieren, was Investitionskosten in Höhe von 222 Mio. Euro pro TWh entspricht. Die Investitionskosten liegen somit günstiger als bei Wasserkraft (559-2.002 Mio. Euro), Windkraft (374 Mio. Euro) und Photovoltaik (800-1.400 Mio. Euro). Da der Bau von Biogasanlagen nur geringe ausländische Vorleistungen durch Importe erfordert, wird der größte Teil der Ausgaben im Inland wertschöpfungs- und beschäftigungswirksam. Im Durchschnitt verbleiben 94 Prozent der investierten Mittel in Österreich.

Für Industrie, Gewerbe und private Haushalte in Österreich wird der Umstieg von fossilem Erdgas auf Biomethan dadurch erleichtert, dass gut ausgebaute Gasübertragungs- und Gasverteilnetze sowie eine hervorragend entwickelte Gasspeicherinfrastruktur vorhanden sind, welche also nicht erst zu errichten wären. Umgekehrt käme deren nur partielle Nutzung oder gar deren Rückbau einer Verschwendung oder Zerstörung volkswirtschaftlicher Ressourcen gleich.

Der risikominimierende Diversifikationseffekt aus der Nutzung heimischen Biomethans ist ein doppelter und daher kaum zu überschätzen:

- Das inländische Substratangebot unterliegt der nationalen Verfügungsgewalt und steht daher auch im internationalen Krisenfall zur Verfügung;
- Biomethan ist der einzige erneuerbare Energieträger mit nennenswertem Erzeugungsumfang, welcher die Belastung des Stromnetzes nicht (noch) weiter erhöht.⁶ Im Gegenteil, Biomethan könnte im Extremfall sogar zur Netzstabilisierung eingesetzt werden und es wäre (bei hinreichender Verfügbarkeit) theoretisch auch grundlastfähig. Im Ergebnis bietet Biomethan wie kein zweiter erneuerbarer Energieträger durch die Nutzung der bereits bestehenden Gasversorgungsinfrastruktur einen beträchtlichen Diversifikationsvorteil: Im schlechtesten Fall eines Blackouts besteht parallel zum Stromnetz noch eine davon weitestgehend unabhängige Energieversorgungsinfrastruktur in Österreich.

Neben den Kosten- und Versorgungssicherheitsaspekten gehen mit der Erzeugung heimischen Biogases weitere ökonomische Vorteile einher, insbesondere die Stärkung des ländlichen Raumes durch die Schaffung dauerhafter Arbeitsplätze und Einkommensperspektiven vor Ort. Zugleich erfährt die Landwirtschaft keinen Nachteil, denn der Gärrest steht am Ende des Prozesses weiterhin zu Düngungszwecken zur Verfügung. Vielmehr wirkt die Umwandlung in verschiedener Weise wertgenerierend,

⁶ Erst die Verfügbarkeit größerer Mengen grünen Wasserstoffs wird diese Alleinstellung von Biomethan aufheben, davon unbeschadet hat das Argument in Bezug auf die Netzstabilität Bestand.

mindert sie doch nicht nur maßgeblich die Geruchsbelastung, sondern auch das medizinisch und ökologisch relevante Risiko, dass mit unbehandelten tierischen Abfällen Pathogene sowie Antibiotika in die Umwelt gelangen, woraus sich Antibiotikaresistenzen entwickeln können.^{7,8}

Aus klimapolitischer Perspektive ist darüber hinaus vor allem relevant, einen geschlossenen Methan-/CO₂-Kreislauf zu etablieren – derzeit kommt es zu erheblichen Methanausgasungen aus Gülle/Wirtschaftsdünger, die zusammen fast 4 Prozent der nationalen Treibhausgasemissionen ausmachen.⁹ Da Methan eine 28 Mal so starke Treibhauswirkung entfaltet wie Kohlendioxid, handelt es sich um eine signifikante Stellgröße zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.

Zusammengenommen fallen die Argumente für die instantane Entwicklung und Umsetzung einer österreichischen Biogas-Strategie – wohlgermerkt auf Basis organischer Reststoffe und somit ohne Flächennutzungskonflikt – bestechend aus. Nicht zuletzt auch deshalb, weil die Errichtung und der Betrieb von Biogasanlagen (aktuell) keiner Subventionen bedürfen. Allerdings ist das Gros der Anlagenbetreiber aufgrund adverser Marktgegebenheiten in der Vergangenheit unter finanziellen Stress bis hin zum unfreiwilligen Marktaustritt geraten, sodass eine verbreitete Investitionszurückhaltung besteht. Deshalb wäre eine Absicherungsmaßnahme in Form einer Ausfallhaftung oder eines Preisausgleichsmechanismus¹⁰ für den Fall zu treffen, dass der Erdgaspreis tatsächlich wieder auf Niveaus unter 30 Euro pro MWh als Break-Even-Point großer Anlagen zurückgehen sollte.

Bei passenden Voraussetzungen, nämlich einer Absicherung der Erlöse für erneuerbares Gas nach unten in Verbindung mit Planungssicherheit und vertretbaren Genehmigungszeiträumen, sollte Biogas zukünftig auch im österreichischen Energiesystem¹¹ eine bedeutende Rolle ausüben können.

⁷ Bhatnagar, N., Ryan, D., Murphy, R. and Enright, A.M. (2022): *A comprehensive review of green policy, anaerobic digestion of animal manure and chicken litter feedstock potential – Global and Irish perspective*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol. 154, pp. 111884.

⁸ Visca, A., Barra Caracciolo, A., Grenni, P., Patrolecco, L., Raueo, J., Massini, G., Mazzurco Miritana, V. and Spataro, F. (2021): *Anaerobic Digestion and Removal of Sulfamethoxazole, Enrofloxacin, Ciprofloxacin and Their Antibiotic Resistance Genes in a Full-Scale Biogas Plant*, Antibiotics, vol. 10, pp. 502.

⁹ Vgl. Tabelle 19 in <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0776.pdf>.

¹⁰ Eine solche Absicherungsmaßnahme könnte mit oder ohne Beteiligung der öffentlichen Hand konzipiert werden. Gegebenenfalls könnte der privatwirtschaftlich zu leistende Teil zumindest initial aus dem derzeit sehr hohen Delta zwischen Marktpreis und Erzeugungskosten gespeist werden, z.B. als prozentuelle Zuführung zu einer fondsbasierten Schwankungsrückstellung. Mit einer fortschreitenden Amortisation der Anlagen verringert sich die Notwendigkeit der Absicherung, sodass die Zuführungen zur Schwankungsrückstellung degressiv ausgestaltet sein könnten.

¹¹ Zahlreiche europäische Länder erzielen bei der Biomethanerzeugung bereits markante Volumina; siehe https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/06/GIE_EBA_BIO_2020_A0_FULL_FINAL.pdf.

