

# Vielversprechende Zukunftsoptionen für Biogas: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojektes „ENEVEG“

Biogas und seine Folgeprodukte können einen **erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten**. Viele Biogasanlagen in Deutschland fallen jedoch zeitnah aus der EEG-Förderung, wodurch sich die Frage nach sinnvollen Anschlussnutzungskonzepten stellt. Das **Projekt ENEVEG hat sich der breiten Auswahl möglicher Technologieoptionen gewidmet**, darunter die Aufbereitung zu Biomethan mit Einspeisung in die Gasnetze, die **zentralisierte Aufbereitung mittels Sammelleitungen** oder die **Direktnutzung des teilaufbereiteten Biogases**.

von: Dr. Johannes Schaffert, Lukas Heidbreder, Nils Brede (alle: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.), Elisabeth Grube, Philipp Pietsch (beide: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), Friedemann Mörs & Christiane Staudt (beide: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)

Die Energiewirtschaft befindet sich im Wandel zu einer erneuerbaren Elektrizitäts-, Mobilitäts-, und Wärmebereitstellung. Der Gassektor sieht sich vor der Herausforderung, den gasgebundenen Wärmemarkt, aber auch Kraftwerke, Industrie und Gewerbe mit erneuerbaren Gasen zu versorgen. Das Entstehen einer Wasserstoffwirtschaft wird in Wissenschaft und Wirtschaft erwartet und im Bereich der überregionalen und internationalen Transportinfrastrukturen wurden bereits erste Schritte unternommen, wie beispielsweise die Planungen zum sogenannten Hydrogen Backbone belegen [1]. Der Lückenschluss zu den vielen Millionen Gas-Endanwendern in den Verteilnetzen wird

ebenfalls angedacht [2, 3], ist jedoch in den Netzgebieten im Detail noch ungeklärt. Zusätzlich existiert ein weiteres großes Potenzial zur erneuerbaren Gasversorgung: das Biogas. Es wird heute in etwa 9.900 Biogasanlagen in Deutschland produziert [4] und bereits an fast 250 Standorten in die Gasnetze eingespeist, Tendenz langsam steigend [5]. Für die Verwendung von (vollaufbereitetem) Biomethan ist keine Anpassung der heutigen Infrastrukturen, keine Prüfung der Materialien und kein Eingriff in die vorhandene Technik beim Endverbraucher notwendig [6].

Die Biogas-Branche in Deutschland sah sich zu Projektbeginn vor einer kritischen

Ausgangslage. So drohte vielen der oben genannten Anlagen nach Auslaufen der EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)-Förderung die Abschaltung in Ermangelung eines wirtschaftlichen Anschluss-Betriebskonzeptes [7]. Gleichzeitig sind die typischen biogasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Stromsystem als Grundlast wenig systemdienlich und können am Strommarkt bislang lediglich einen kleineren Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Eine wichtige Rolle können erneuerbare Gase u. a. am schwer zu dekarbonisierenden Wärmemarkt sowie im Mobilitätssektor spielen.

Das Projekt „Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase“ (ENEVEG) fokussiert sich daher auf eine Analyse der Zukunftschancen von Biogasproduktion, -aufbereitung, -verteilung und -nutzung. Dabei werden die vielversprechendsten Ansätze inklusive einer Vielzahl von Best-Practice-Beispielen detailliert vorgestellt und diskutiert sowie Biomethanherzeugungspotenziale für Deutschland abgeschätzt.

## Ein Überblick über das Projekt ENEVEG

Im ENEVEG-Projekt wurden unterschiedlichste auf Biogas basierende Nutzungsoptionen zum Gegenstand der Untersuchungen gemacht. Dabei wurden sowohl die heute im Feld dominierenden Technologien der Biogasverstromung sowie der Biomethaneinspeisung als auch eine Vielzahl innovativer Optionen be-

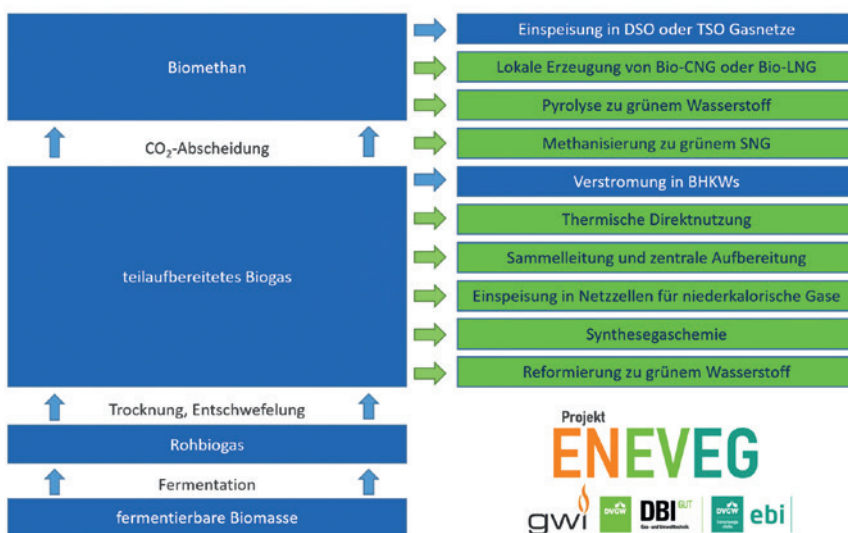


Abb. 1: Übersicht der Themenfelder des ENEVEG-Projektes

Quelle: Gwi, DBI, EBI (2023)

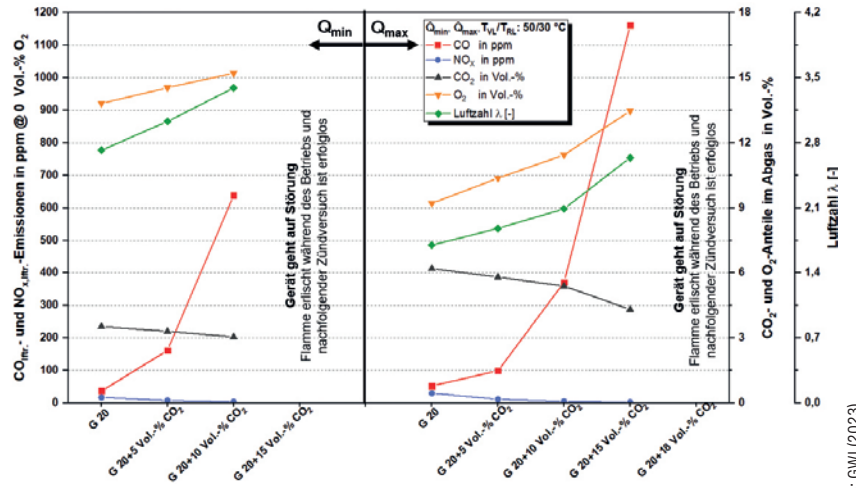


rücksichtigt. Eine Übersicht der Themenfelder des ENEVEG-Projektes ist in **Abbildung 1** gegeben. In blauer Farbe sind die heute etablierten Technologiepfade dargestellt, beginnend links unten mit der Fermentierung der Biomasse. Das entstehende Rohbiogas wird durch eine anschließende Trocknung und Entschwefelung zu sogenanntem teilaufbereitetem Biogas. Dieses Gas enthält noch die hohen CO<sub>2</sub>-Anteile des Rohbiogases. Es kann für die Verstromung in BHKWs eingesetzt werden, so wie es heute üblich ist. In diesem Zustand ist es jedoch noch kein Eins-zu-eins-Ersatz für Erdgas. Dazu bedarf es einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung, die aus dem teilaufbereiteten Biogas hochwertiges Biomethan werden lässt, das ohne Einschränkungen für die Einspeisung in die Netze der öffentlichen Gasversorgung geeignet ist. Die grün dargestellten Technologien entsprechen den innovativen Nutzungsalternativen, die im ENEVEG-Projekt untersucht wurden. Sie umfassen die Nutzung im Mobilitätssektor in Form von Bio-CNG oder Bio-LNG, die Pyrolyse oder Reformierung zu grünem Wasserstoff, die Methanisierung (Kopplung mit Power-to-Gas [8, 9]), die thermische Direktnutzung von teilaufbereiteten Biogasen, die Verteilung von teilaufbereiteten Gasen in speziellen Netzzellen und die stoffliche Nutzung in der Synthesegaschemie.

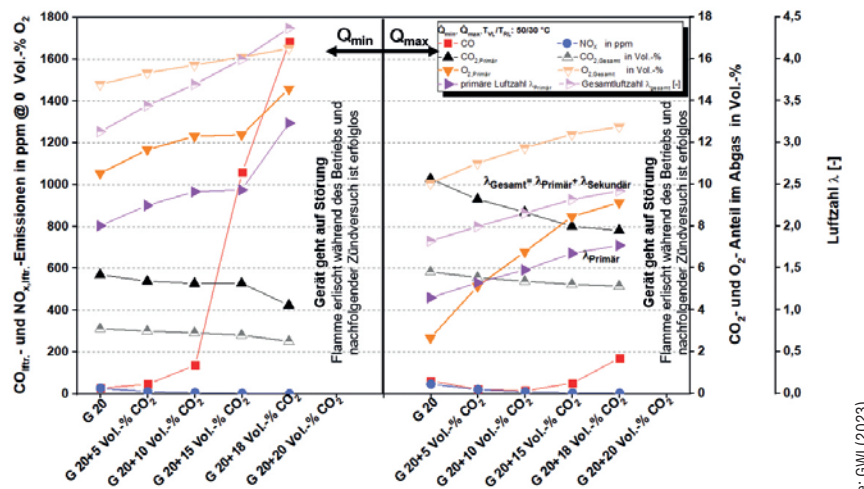
Im Folgenden werden kurz die Projektergebnisse zu zwei Schwerpunktthemen des Forschungsprojektes vorgestellt. Das erste Thema ist eine Untersuchung zur möglichen Direktnutzung von teilaufbereiteten Biogasen in Verteilnetz-Bereichen („Netzzellen“). Das zweite Schwerpunktthema widmet sich potenziellen Sammelleitungen für Biogas und insbesondere der damit verbundenen Frage nach dem zukünftigen Biomethanpotenzial in Deutschland.

### Ergebnis der experimentellen Untersuchungen: Biogas sollte zu Biomethan aufbereitet werden, um den häuslichen Endkundenanforderungen zu entsprechen

Ein zentraler Aspekt des Projektes war die Frage, ob eine Teilaufbereitung (Trocknung und Entschwefelung) des Biogases ausreicht, um es in Netzzellen für niederkalorische Gase zu nutzen. Netzzellen sind nach DVGW-Arbeitsblatt G260:2021 in sich geschlossene Netze ohne Rückspeisung in vorgelagerte Netze, in denen von den Anforderungen an die brenntechnischen Kenndaten gemäß G260:2021 abgewichen werden kann [10]. Ein Vorteil dieser Nutzungsmöglichkeit könnte sein, dass eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung, sprich eine Vollaufbereitung von teilaufbereitetem Biogas zu Biomethan, nicht benötigt wird.



Quelle: GWI (2023)



Quelle: GWI (2023)

Abb. 2 und 3: Ergebnisse der Laborversuche

Mit Industriekunden oder anderen einzelnen Großabnehmern können die Gasqualität und die Eignung der Anlagentechnik z. B. für den Zweck einer Co-Feuerung von teilaufbereitetem Biogas individuell abgestimmt werden. Für diese Fälle werden im Projekt ENEVEG keine grundlegenden Hindernisse zur Nutzung teilaufbereiteter Gase gesehen. Im Bericht wird diese Verwendung von Biogasen unter dem Begriff „thermische Direktnutzung“ besprochen und positiv bewertet. Zusätzlich liegen positive Ergebnisse aus Forschungsprojekten, zum Teil inklusive Umsetzung vor, insbesondere aus den Vorhaben BiogasGlas I und BiogasGlas II [11–13], sowie MetaCOO [14].

Es stellte sich somit die Forschungsfrage, ob die üblichen häuslichen Endverbraucher-Technologien teilaufbereitete Biogase (ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung) tolerieren und ob diese Gase somit sicher an die Endkunden verteilt werden können. Dafür wurden im Projekt vier Laborversuche an zwei atmosphärischen Gaskesseln, einem Brennwertgerät und einer Brennstoffzelle durchgeführt. Es wurden dazu Gasgemische aus Methan und CO<sub>2</sub> hergestellt, um ein teilaufbereitetes Biogas zu simulieren, und die Geräte damit betrieben. Dabei wurde der CO<sub>2</sub>-Anteil im Gasgemisch schrittweise angehoben.

Im Ergebnis zeigte sich, dass die Haushaltsgeräte lediglich bis zu einem CO<sub>2</sub>-Anteil von 5–10 Vol.-% sicher zu betreiben waren (**Abb. 2 & 3**). Bei höheren Konzentrationen wirkte sich der inerte Anteil im Brenngas ►

zunehmend negativ auf die Verbrennung aus. Insbesondere steigende CO-Emissionen wurden beobachtet, bevor es bei höheren CO<sub>2</sub>-Konzentrationen (15 Vol.-Prozent bis 20 Vol.-Prozent) zu instabiler Verbrennung, stark steigenden CO-Emissionen bis weit über 1.000 ppm, einem Erlöschen der Flamme und scheiternden Zündversuchen kam (Abb. 2 & 3).

Auch die Brennstoffzelle konnte nicht mit allen CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>-Gasgemischen betrieben werden. Für 20 Vol.-Prozent CO<sub>2</sub> im Brenngas musste ihre Leistung reduziert und Betriebsparameter in Absprache mit dem Hersteller angepasst werden, um den Weiterbetrieb zu ermöglichen. Bei 30 Vol.-Prozent CO<sub>2</sub> waren die Auslegungsgrenzen schließlich so weit überschritten, dass auch diese Eingriffe keinen Betrieb zuließen.

Die Beobachtungen aus ENEVEG fügen sich ein in die bereits 2009/2010 erarbeiteten Ergebnisse aus einem früheren DVGW-Forschungsvorhaben, das zu ähn-

lichen Ergebnissen kommt [15]. In **Abbildung 4** werden die Ergebnisse zusammengefasst. Es bleibt anzumerken, dass Geräte im Feld einen ungleich schlechteren Wartungszustand aufweisen können als die im Labor getesteten Geräte und dass eine sicherheitsorientierte, konservative Regelauslegung der CO<sub>2</sub>-Konzentrationen weiterhin angewandt werden sollte, insbesondere auch im Fall potenzieller Netzzellen-Projekte.

Der gültige CO<sub>2</sub>-Grenzwert in Gasverteilnetzen (< 16 bar) liegt laut der aktuellen Regel G260:2021 bei 4 Vol.-Prozent CO<sub>2</sub> [10]. Eine Anhebung dieses Grenzwerts selbst um wenige Prozent ist aus Sicht der Autoren nicht ratsam. Da zudem keins der untersuchten Geräte mit einem biogastypischen CO<sub>2</sub>-Anteil (30 bis 50 Prozent, angedeutet durch den grünen Pfeil in **Abbildung 4**) betrieben werden konnte, ist eine Umsetzung von Netzzellen, die mit teilaufbereitetem Biogas betrieben werden, aus Sicht der Autoren nicht zu empfehlen. Vielmehr bleibt die Gasaufbereitung

zu hochwertigem Biomethan, wie in heutigen Biogasaufbereitungsanlagen üblich, weiterhin vorzuziehen. In den im Abschlussbericht des Projektes ENEVEG formulierten Handlungsempfehlungen wird daher nahegelegt, den Begriff der Netzzelle, zumindest im Sinne der hier untersuchten und diskutierten Fragestellungen, aus dem Regelwerk des DVGW zu streichen.

Direktleitungen oder rudimentäre Netze, die einzelne oder wenige Industrie-, Gewerbe-, oder andere Großkunden wie öffentliche Gebäude versorgen, sind von dieser Empfehlung nicht betroffen, da in diesen Fällen eine Direktversorgung mit (teilaufbereitetem) Biogas bei genauer Kenntnis und Kontrolle der verwendeten Anlagentechnik sehr sinnvoll sein kann.

**Ergebnis der Biomethan-Potenzialstudie: Verzehnfachung der Produktionsmengen möglich**

Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt des Projektes ENEVEG widmete sich der Verfügbarkeit von Biogas-Substraten Stand heute sowie in Zukunft, um eine Potenzialeinschätzung vornehmen zu können. In Verbindung mit diesen Arbeiten wurde das Thema der Sammelleitungen (**Abb. 5**) weiter vertieft, indem mögliche Anlagen-Cluster, dafür notwendige Leitungslängen etc. näherungsweise rechnerisch bestimmt wurden. Die gewonnenen Einsichten aus diesen Arbeiten verhelfen dem Projekt zu einer vorsichtigen, technischen Einschätzung der Erfolgsaussichten von Biogassammelleitungen in Deutschland.

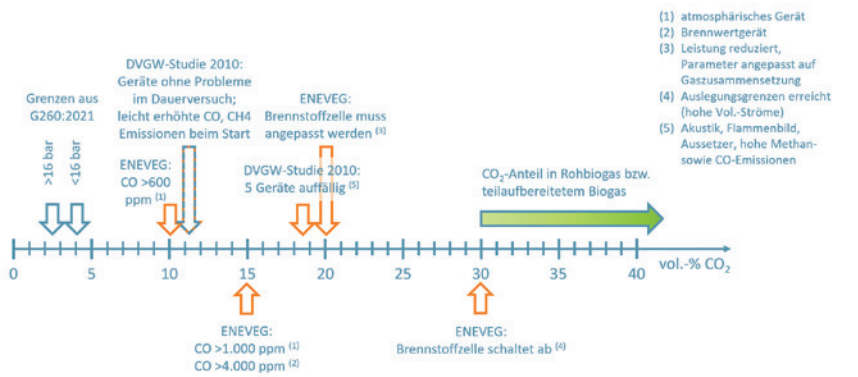


Abb. 4: Zusammenfassung der Ergebnisse des ENEVEG-Projektes

Quelle: GWI (2023)

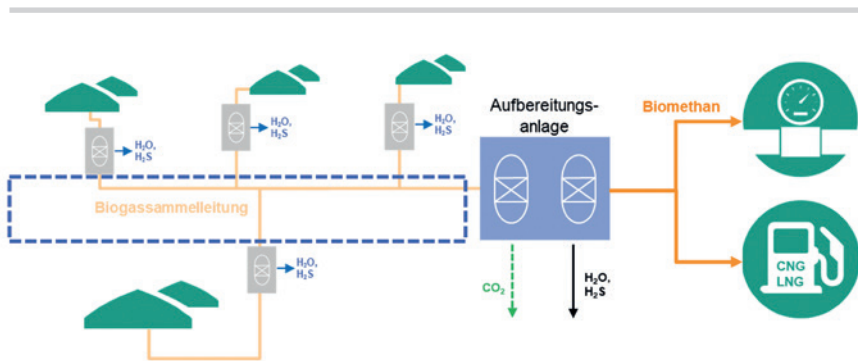


Abb. 5: Sammelleitungen für Biogas

Quelle: EBI (2023)

Basierend auf der Auswertung von Geoinformationsdaten von einem Großteil der Biogasanlagen in Deutschland (9.400 Anlagen) wurden die regionalen Eignungen für mögliche Sammelleitungsprojekte untersucht. Zusätzlich wurden über die potenziell geeigneten Substrate die wirtschaftlichen Biomethanpotenziale für Deutschland bestimmt.

Unter den gewählten Annahmen und für drei unterschiedliche Mindest-Belegungsdichten wurden mögliche Sammelleitungen rechnerisch durch Luftli-

nienverbindungen ausgelegt. Die Ergebnisse sind als Identifikation der regionalen Eignung zu interpretieren und ersetzen keine detaillierten regionalen Machbarkeitsstudien. In den Ergebnissen zeigte sich u. a., dass bei angenommenen Abschreibungszeiten von 20 Jahren die Leitungsbaukosten keine Show-Stopper für Biogassammelleitungen sein werden. So lagen die berechneten spezifischen Verlegekosten je nach Belegung der Sammelleitungen im Bereich weniger Zehntel Cent. Für Belegungsdichten von 4.500 kWh pro Leitungsmeter und Jahr ergaben sich beispielsweise 0,33 ct/kWh, während für 12.000 kWh pro Leitungsmeter und Jahr nur noch 0,13 ct/kWh Kosten für den Leitungsbau anfallen. Die errechneten Kosten werden nicht als wesentliches Hemmnis für den Ausbau von Biogassammelleitungen angesehen. Vielmehr steht die komplexe Realisierung solcher Leitungen unter Einbindung unterschiedlichster Akteure inkl. Planungsphasen, vertraglichen Regelungen, Genehmigungen, Trassierung etc. bis dato einem flächendeckenden Sammelleitungsausbau im Wege.

Das Biomethan-Potenzial für Deutschland wurde zunächst für die heutige Substratverfügbarkeit berechnet. Dazu wurden verschiedene Substrate und Reststoffe aus den Sektoren Landwirtschaft, Kommunen & GHD (Gewerbe Handel Dienstleistung) sowie Industrie als potenzielle Einsatzstoffe zur Biogasproduktion herangezogen. Im Ergebnis beträgt das wirtschaftliche Biomethanpotenzial 16 Mrd. m<sup>3</sup>/a.

In einem zweiten Schritt wurde prognostiziert, wie sich die rückläufige Entwicklung durch klimawandelbedingte Mindererträge sowie Änderungen im Konsumverhalten und einer Abnahme der Massentierhaltung auf das Biomethanpotenzial 2045 auswirken. Im Ergebnis verblieben 11,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a klimawandelresilientes wirtschaftliches Biomethanpotenzial für Deutschland. Dieser Wert entspricht etwa 113 TWh Brennwert und würde grob eine Verzehnfachung der heutigen Biomethanproduktionsmenge von 10,6 TWh (2022) entsprechen [5]. Die räumliche Verteilung über das Bundesgebiet ist im linken Teil von **Abbildung 6** dargestellt. Sie spiegelt im Wesentlichen die landwirtschaftlich genutzten Flächenpotenziale wider, während die grünen Kreise durch den wirtschaftlichen Transportradius der industriellen Reststoffe an den jeweiligen Standorten entstehen. Auf der rechten Seite der Abbildung ist die Veränderung der Potenziale bis 2045 zu sehen, die in den meisten Regionen leicht rückläufig sind, jedoch in einigen Regionen, insbesondere in Mitteldeutschland, Südwestdeutschland und im äußersten Süden ansteigende Werte aufweisen. Gerade im Süden ist dies mit einem Rückgang der Weidetierhaltung verbunden und der damit potenziell steigenden Menge an Dauergrünland für die Biogasproduktion.

### Abschlussbericht mit ausführlichen Handlungsempfehlungen

Im umfassenden Abschlussbericht zum Projekt finden sich alle Informationen über die hier vorgestellten Themenschwerpunkte sowie die weiteren, in Abbildung 1 vorgestellten Themen. Zusätzlich können dem Abschlussbericht Hinter- ►

➔ [www.dvgw-kongress.de/2024](http://www.dvgw-kongress.de/2024)

# Der DVGW Kongress 2024

17. – 18. September  
Berlin

Save  
the date!

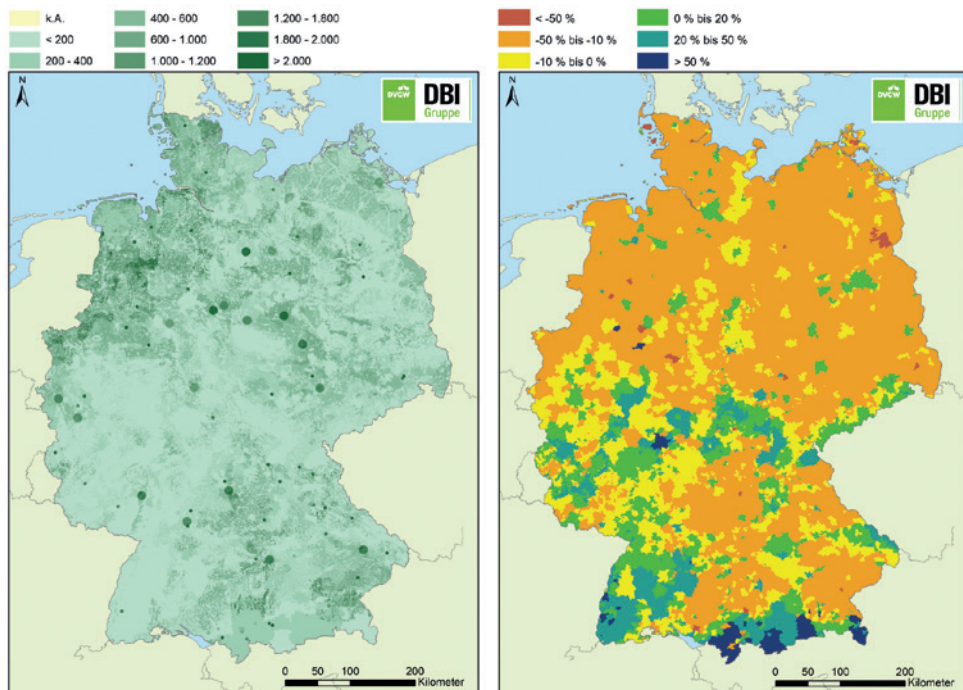


Abb. 6: links: Räumliche Verteilung des Biomethanpotenzials heute, rechts: Veränderung des Biomethanpotenzials bis 2045

Quelle: DBI (2023)

tation in a glass melting furnace, Energy Procedia, Bd. 120, S. 302–308, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.221. Online unter: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217327911>, abgerufen am 31. Juli 2019.

[12] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und Hüt-  
tentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V.: Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Energieeinsparung und Emissionsreduzierung – Untersuchungen der Umsetzung an einer realen Glasschmelzwanne, Essen, Abschlussbericht zum AiF-Forschungsprojekt IGF-Nr. 18685N, 2017.

[13] Martin, M., Giese, A., Fleischmann, B., Wuthnow, H.: Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen – Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen (BG-G), Essen, Abschlussbericht zum AiF-Forschungsprojekt IGF-Nr. 397 ZN, 2014.

[14] Röder, M., Giese, A., Steyer, W., Heinrich P., Grube, E.: Direkteinsatz von Rohbiogas in der Metallurgie zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen – Auswirkungen von variablen Rohbiogasmengen und schwankenden Methangehalten auf die Produktqualität und Prozessstabilität – MetaCOO, Essen, IGF-Vorhaben-Nr. 20155 BG, 2021.

[15] Burmeister, F., Senner, J., Borkowski, M., Rahms, H.: Abschlussbericht: Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Konzentrationsgrenze für den Betrieb von Endgeräten, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI), Essen, gefördert durch den DVGW, Mai 2010.

grundinformationen und abschließende Handlungsempfehlungen entnommen werden. Der Bericht zum Projekt ENEVEG ist über den DVGW unter der Projektnummer G 202114 zu beziehen.

### Mitarbeit und Dank

Ein großes Dankeschön geht an alle weiteren Mitarbeiter:innen des DVGW-Forschungsprojektes ENEVEG: Dr.-Ing. Frank Burmeister, Dr.-Ing. Rolf Albus (beide: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.), Dr.-Ing. Frank Graf (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie) in der Projektkonzeption sowie Dr.-Ing. Marc Fiebrandt, Janina Senner, Eren Tali (alle: gwi) und Patrick Enzmann (DBI) in der Projektbearbeitung.

### Literatur

- [1] van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L. und M. Overgaag: European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply and transport of hydrogen, April 2022. Online unter: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>, abgerufen am 6. Juni 2023.
- [2] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Gasnetzgebietstransformationsplan – Gasverteilnetze starten in die Klimaneutralität – Die Initiative H2VorOrt legt standardisiertes Verfahren

für die Erstellung von Gasnetzgebietstransformationsplänen vor., 10. März 2022. Online unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-10032022-gasnetzgebietstransformationsplan>, abgerufen am 6. April 2022.

- [3] DVGW: H2VorOrt: Der Gasnetzgebietstransformationsplan – Ergebnisbericht 2022, Bonn, 2022.
- [4] Fachverband Biogas e.V.: Branchenzahlen 2022 und Prognose der Branchenentwicklung 2023, August 2023. Online unter: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de\\_branchenzahlen](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de_branchenzahlen), abgerufen am 13. Oktober 2023.
- [5] Reinholz, T., Völler, K.: Branchenbarometer Biomethan 2023, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Juli 2023. Online unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE\\_Branchenbarometer\\_Biomethan\\_2023.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf), abgerufen am 6. September 2023.
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan – Status Quo, Fakten und Entwicklung, Berlin, April 2019. Online unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_20190426\\_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas-kann-gruen-Potentiale-Biogas.pdf), abgerufen am 3. August 2022.
- [7] Hauptstadtbüro Bioenergie: Kurzstellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung für ein „Osterpaket“, Berlin, April 2022. Online unter: [https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download\\_file/force/233/418](https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download_file/force/233/418), abgerufen am 3. August 2022.
- [8] Rasmusson, H. u. a.: STORE&GO – Deliverable D8.10 – Roadmap for large-scale storage based PtG conversion in the EU up to 2050, 2020. Online unter: <https://www.storeandgo.info/>

- [9] Schaffert, J. u. a., STORE&GO – Deliverable D8.9 – Report on an EU-wide potential analysis of Power-to-Gas locations coupled to local CO<sub>2</sub> and renewable energy sources, Essen, Germany, April 2020. Online unter: <https://www.storeandgo.info/>
- [10] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G260 (A) Gasbeschaffenheit, Bonn, September 2021.
- [11] Fiehl, M., Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Fleischmann, B., Spielmann, S.: Biogas as a cofiring fuel in thermal processing industries: implemen-

### Die Autoren

**Dr. rer. nat. Johannes Schaffert** ist Projektleiter Brennstoff- und Gerätetechnik am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI).

**Lukas Heidbreder** ist Projektingenieur Brennstoff- und Gerätetechnik am GWI.

**Nils Brede** ist Werkstudent am GWI.

**Elisabeth Grube** ist Projektleiterin Energieversorgungssysteme am DBI.

**Philipp Pietsch** ist Teamleiter Thermo-  
prozessentechnik am DBI.

**Friedemann Mörs** ist Gruppenleiter Verfahrenstechnik am EBI.

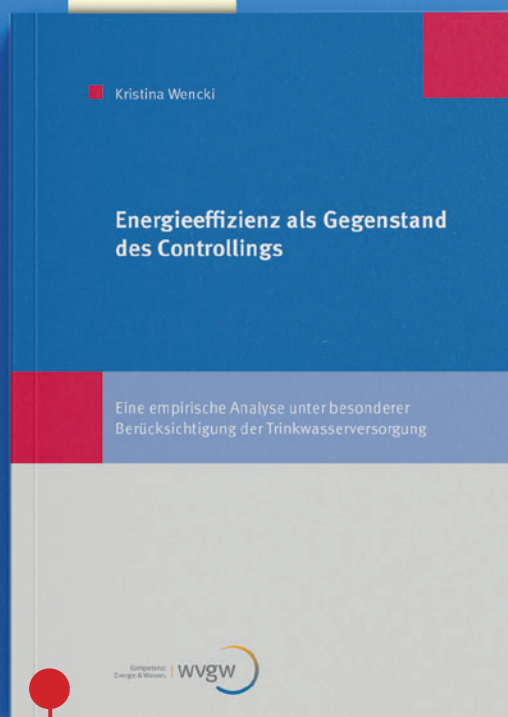
**Christiane Staudt** ist Projektingenieurin Verfahrenstechnik am EBI.

### Kontakt:

Johannes Schaffert  
Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI)  
Hafenstr. 101  
45356 Essen  
E-Mail: [johannes.schaffert@gwi-essen.de](mailto:johannes.schaffert@gwi-essen.de)

# Energieeffizienz als Gegenstand des Controllings

Eine empirische Analyse des Status Quo der Energieeffizienz in deutschen Wasserversorgungsunternehmen



Einflussfaktoren auf das Controlling in der Wasserversorgung

Handlungs- und Gestaltungsempfehlungen zum energieeffizienten Controlling

Empfehlungen für die praktische Umsetzung eines integrierten Controlling- und Energiemanagementsystems

**Jetzt bestellen!**  
**shop.wvgw.de**