

# Roadmap für die kurzfristige Umsetzung des Greenings von LNG und CNG

Damit Deutschland seine Klimaziele erreichen kann, müssen die Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) in allen Sektoren drastisch sinken. Für den Straßenverkehr bedeutet dies, dass bisherige Antriebsarten und Kraftstoffe durch emissionsarme und -freie Alternativen ersetzt werden müssen. Bislang konnten im Verkehrssektor trotz Effizienzsteigerungen keine Treibhausgas-Einsparungen erzielt werden, was u. a. auf die zunehmende Verkehrsleistung zurückzuführen ist. Um die Klimaschutzziele für die Jahre 2021 bis 2030 zu erreichen, sind daher kurzfristig umsetzbare Maßnahmen erforderlich. Vor diesem Hintergrund hat sich das DVGW-Forschungsprojekt „GreenGasMobility“ (Förder-Nr.: G 201709) mit der Frage befasst, wie methanreiche Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen zur Erreichung der Ziele beitragen können.

von: Maximilian Heneka, Wolfgang Köppel, Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut), Ronny Erler, Nico Steyer & Enrico Schuhmann (alle: DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg)

Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens hat sich die Weltgemeinschaft am 12. Dezember 2015 dazu verpflichtet, die globale Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius und möglichst auf 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen. Deutschlands Strategie zur

Erreichung der nationalen Klimaschutzziele wurde im November 2016 in Form des „Klimaschutzplan 2050“ [1] verabschiedet und anschließend im Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 rechtlich verankert. Dieses sieht vor, die THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Langfristig soll mit der Senkung der THG-Emissionen um 95 Prozent bis zum Jahr 2050 eine „weitgehende Treibhausgas-Neutralität“ erreicht werden [2]. Mit dem Beschluss vom 24. März 2021 hat das Bundesverfassungsgericht kürzlich die bisherige Ausgestaltung des Klimaschutzgesetzes in Teilen für unzureichend erklärt, da verbindliche THG-Minderungsmaßnahmen für den Zeitraum ab 2031 fehlten [3]. Im Zuge dessen wurde vom Bundeskabinett am 12. Mai 2021 ein neuer Entwurf für das Klimaschutzgesetz vorgelegt. Dieser sieht u. a. vor, die THG-Emissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 um 65 Prozent (statt bisher um 55 Prozent) zu reduzieren. Ferner soll die Bundesrepublik nun bereits im Jahr 2045 klimaneutral sein [5]. Die höheren Ambitionen wirken sich auch auf

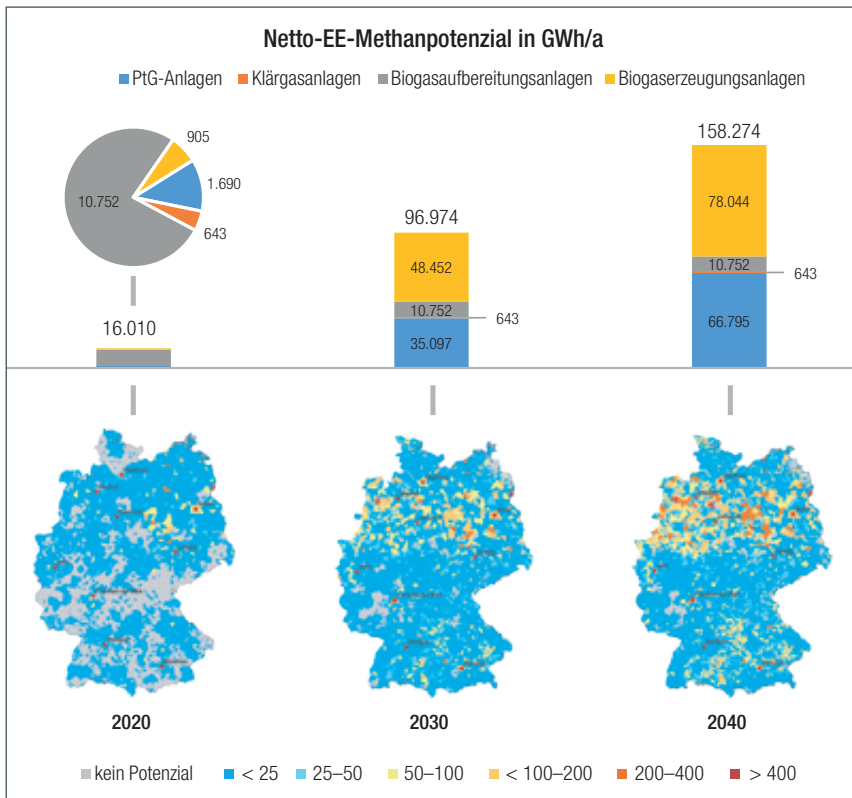


Abb. 1: Räumliches und zeitliches EE-Methanpotenzial für den Straßenverkehr

die THG-Minderungsziele in den einzelnen Sektoren wie der Energiewirtschaft, dem Gebäudebereich und insbesondere dem Verkehrssektor aus.

Eine Möglichkeit, um die Klimaziele im Verkehrssektor beschleunigt umzusetzen, bieten grüne Gase wie z. B. erneuerbares Methan (EE-Methan). Im Rahmen des Forschungsprojekts „Green-GasMobility“ haben die Projektbeteiligten daher untersucht, wie ein möglicher Hochlauf für den Einsatz von EE-Methan im straßengebundenen Verkehr ausgestaltet werden könnte. Hierzu wurde eine zeitliche und räumliche Analyse des für den Verkehrssektor zur Verfügung stehenden EE-Methanangebots und der EE-Methannachfrage durchgeführt sowie ausgewählte Bereitstellungspfade für EE-Methan ökologisch und ökonomisch bewertet.

### Zeitliche und räumliche Analyse des EE-Methanpotenzials

Zur Bestimmung des für den Straßenverkehr zur Verfügung stehenden Netto-EE-Methanpotenzials wurde die Entwicklung des Bestands an Biogaserzeugungsanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen, Klärgasanlagen und Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) für den Zeitraum 2020 bis 2040 ermittelt bzw. abgeschätzt, wobei auch der Eigenbedarf der zugrundeliegenden EE-Anlagen berücksichtigt wurde. Das daraus resultierende EE-Methanpotenzial stellt demnach nur eine Teilmenge des insgesamt in Deutschland zur Verfügung stehenden EE-Methanpotenzials dar. Einen Überblick über das EE-Methangesamtpotenzial in Deutschland liefert das DVGW-Projekt „Gesamtpotenzial EE-Gase“ [4]. Bei der Abschätzung wurde angenommen, dass Biogaserzeugungsanlagen gemäß dem Opportunitätsprinzip erst dann für eine Versorgung des Verkehrssektors in Betracht gezogen werden können, wenn der Anspruch auf eine EEG-Vergütung entfällt. Das EE-Methanpotenzial aus Biogaserzeugungsanlagen ist dementsprechend an die verbleibende EEG-Restvergütungsdauer der Anlagen geknüpft. Im Fall der

**Tabelle 1: Räumliche Analyse für den Bestand an EE-Anlagen (Stand: 2018)**

	in der Nähe von Tankstellen	in der Nähe von Hauptverkehrsstraßen
<b>Biogaserzeugungsanlagen</b>		
Anzahl	2.543 (24 Prozent)	3.390 (32 Prozent)
Ø-Entfernung [m]	554	413
<b>Biogasaufbereitungsanlagen</b>		
Anzahl	39 (18 Prozent)	83 (38 Prozent)
Ø-Entfernung [m]	592	425
<b>Klärgasanlagen</b>		
Anzahl	411 (35 Prozent)	574 (49 Prozent)
Ø-Entfernung [m]	629	399
<b>PtG-Anlagen</b>		
Anzahl	17 (43 Prozent)	17 (43 Prozent)
Ø-Entfernung [m]	407	481

Quelle: DVGW

Klärgas- und Biogasaufbereitungsanlagen wurde dagegen, ausgehend von den heute bereits existierenden bzw. in Planung befindlichen Anlagen, ein konstant bleibendes Potenzial angenommen. Für die zukünftige Entwicklung des EE-Methanpotenzials aus PtG-Anlagen wurde auf Ergebnisse aus dem DVGW-Projekt „Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clustering von Biogasanlagen“ [6] zurückgegriffen. Die ermittelten (Netto-) Potenziale für die Stützjahre 2020, 2030 und 2040 sind in **Abbildung 1** dargestellt.

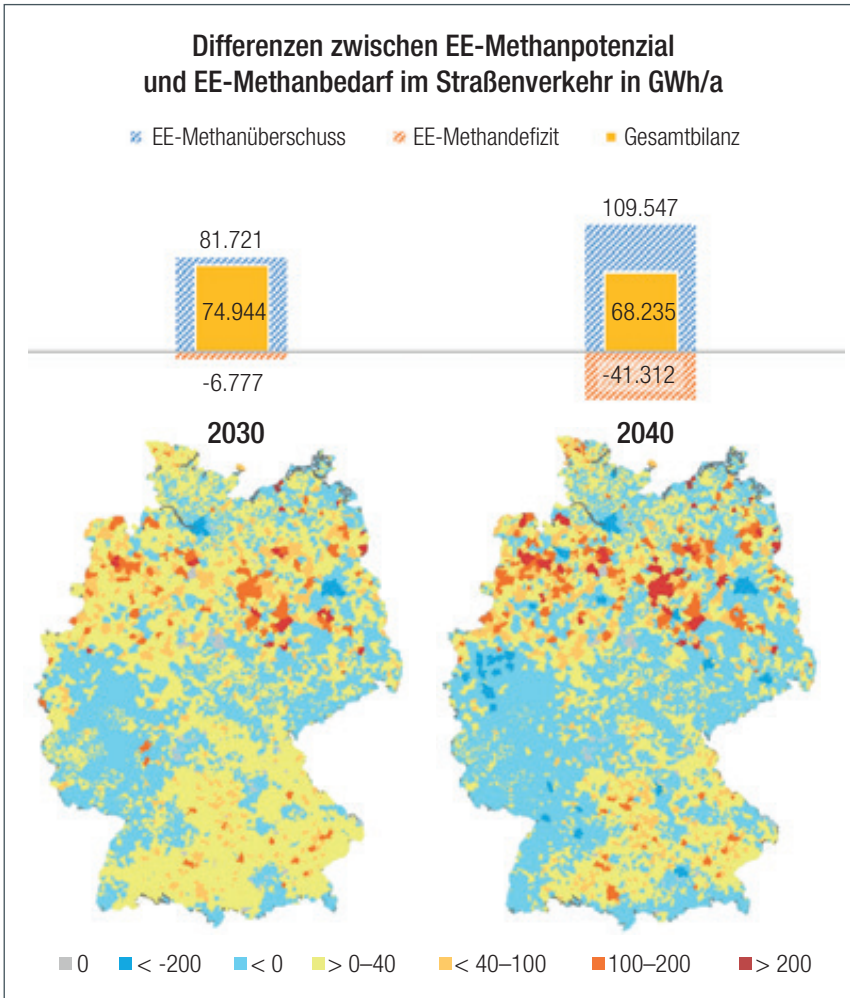
Die Potenzialanalyse wurde anschließend durch eine räumliche Analyse der Anlagenstandorte ergänzt. Ferner wurde beispielhaft die Entfernung bestehender Anlagen zu Tankstellen und Hauptverkehrsstraßen für das Jahr 2018 evaluiert, wobei die Entfernung stets dem direkten Abstand („Luftlinie“) entspricht. Dabei zeigte sich, dass ein Großteil des für die Anwendung im Kraftstoffsektor potenziell zur Verfügung stehenden EE-Methans im Norden Deutschlands verortet ist (Abb. 1). Bei der infrastrukturellen Anbindung wurde deutlich, dass etwa 25 Prozent der betrachteten EE-Anlagen eine günstige Lage (Entfernung  $\leq 1.000$  m) zu bestehenden Tankstellen aufweisen.

In der Nähe von Hauptverkehrsstraßen (Entfernung  $\leq 1.000$  m) wiederum befinden sich etwa 34 Prozent der EE-Anlagen. Die durchschnittliche Entfernung zur existierenden Verkehrsinfrastruktur variiert dabei je nach EE-Anlagentyp und liegt zwischen 407 m und 629 m (Tankstelle) bzw. 399 m und 481 m (Hauptverkehrsstraße) (**Tab. 1**).

Besonders hohe Entfernungen von über 1.500 m stellten die Projektbeteiligten insbesondere bei Biogaserzeugungs- und -aufbereitungsanlagen fest. Letztere sind bei der Entfernungsbewertung jedoch als Sonderfall einzustufen, da die dort generierten EE-Methanmengen über die Einspeiseanlagen in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden.

### Korrelation von EE-Methanangebot und -nachfrage

Um die Umsetzbarkeit des Markthochlaufs bewerten zu können, wurde das ermittelte EE-Methanpotenzial mit dem zu erwartenden Bedarf an EE-CNG und EE-LNG im Straßenverkehr korreliert. Hierzu wurde in einem ersten Schritt auf Basis von Kfz-Statistiken, Standortdaten von Logistikzentren und anderen potenziellen EE-Methanabnehmern der EE-Methanbedarf des Straßenverkehrs ermittelt und potenzielle zukünftige Bedarfsschwerpunkte für EE-Methaniden-



Quelle: DVGW

Abb. 2: Gemeindespezifische Differenzen zwischen EE-Methanpotenzial und EE-Methanbedarf im Straßenverkehr

tifiziert. Für die Entwicklung der EE-Methannachfrage im Zeitraum 2020 bis 2040 wurde ein aus der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ [7] abgeleitetes Technologiemixszenario für einen Treibhausgasneutralen Verkehrssektor im Jahr 2050

verwendet. Entsprechend dem Ziel von „GreenGasMobility“ wurde dem Energieszenario ein ambitionierter Hochlauf für methanreiche Kraftstoffe zugrunde gelegt.

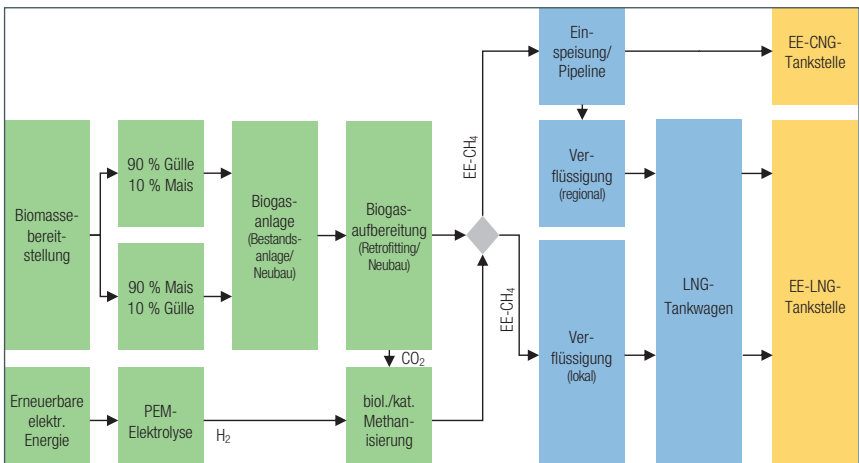
In **Abbildung 2** (oben) ist die Korrelation der ermittelten EE-Methannachfra-

ge mit dem prognostizierten EE-Methanangebot auf deutschlandweiter Ebene dargestellt. Als EE-Methanüberschuss wird dabei ein Methanpotenzial definiert, welches die EE-Methannachfrage übersteigt. Umgekehrt ergibt sich ein EE-Methandefizit, wenn die Nachfrage nach EE-Methan im Straßenverkehr das innerhalb der Gemeinde zur Verfügung stehende EE-Methanpotenzial überschreitet. Die Gesamtbilanz entspricht der Differenz zwischen dem gesamtdeutschen Netto-EE-Methanpotenzial sowie dem entsprechenden EE-Methan-Bedarf im Straßenverkehr.

Deutschlandweit steht demnach für alle betrachteten Stützjahre stets ein ausreichendes EE-Methanpotenzial zur Verfügung, mit dem die im Straßenverkehr nachgefragten EE-Methanmengen abgedeckt werden können. Im Jahr 2030 beispielsweise beträgt die Differenz zwischen EE-Methanpotenzial und -nachfrage etwa 75 Terawattstunden (TWh); im Jahr 2040 fällt das EE-Methanangebot infolge der zunehmenden EE-Methannachfrage durch den Straßenverkehr auf etwa 68 TWh ab.

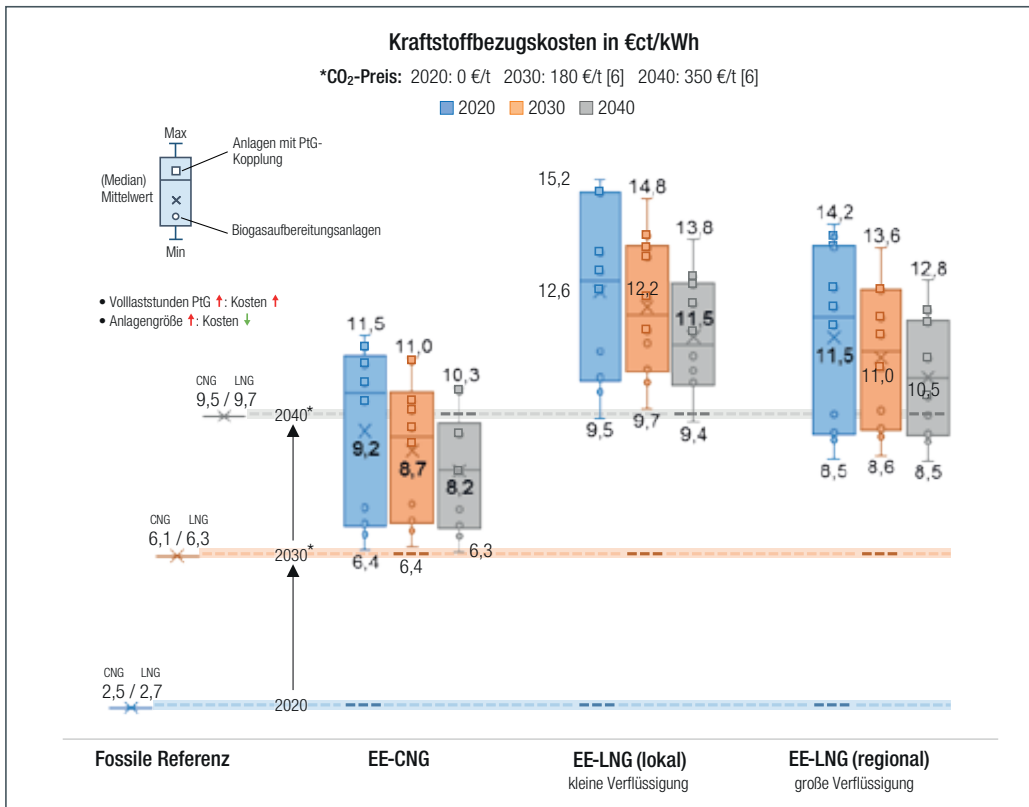
Bei der gemeindespezifischen Betrachtung (Abb. 2, unten) wird dagegen eine perspektivisch zunehmende Ungleichverteilung zwischen EE-Methanangebot und EE-Methannachfrage (im Straßenverkehr) deutlich. Grund dafür ist die zunehmende räumliche Entkopplung von Produktion und Bedarf: So ist auf der Produzentenseite eine zukünftige Potenzialkonzentration insbesondere in Nord- und Süddeutschland zu erkennen, was u. a. auf den absehbaren Bedeutungszuwachs der PtG-Anlagen zurückzuführen ist. Die entsprechenden Bedarfsschwerpunkte liegen dagegen vor allem in den großen deutschen Ballungsgebieten sowie im Westen Deutschlands.

Um die Distanzen zwischen den Orten der EE-Methanproduktion und der EE-Methannachfrage zu überbrücken, müssen daher frühzeitig geeignete technische wie auch infrastrukturelle Maßnahmen getroffen werden. Hier sind etwa Einspeiseanlagen oder eine Verflüssigung denkbare Lösungsansätze.



Quelle: DVGW

Abb. 3: Übersicht der betrachteten Anlagenkonzepte und Bereitstellungspfade



**Abb. 4:** Kraftstoffbezugskosten der betrachteten Bereitstellungskonzepte. Aufgrund der Vielzahl an betrachteten Anlagenkonzepten wurden die Kraftstoffbezugskosten in Form von sogenannten Box-Plots dargestellt. Diese weisen für den jeweiligen Kraftstoffpfad (X-Achse) und das Bezugsjahr (farbliche Unterschiede) die Kraftstoffbezugskosten frei Tankstelle in ct/kWh (Y-Achse) aus. Innerhalb der Box-Plots wird der Mittelwert aller Anlagenkonzepte des betrachteten Kraftstoffpfades (z. B. EE-CNG) in Form eines „X“ markiert. Quadratische Datenpunkte stellen die Kraftstoffbezugskosten für Anlagenkonzepte mit PtG-Kopplung dar, kreisförmige Datenpunkte repräsentieren Biogasaufbereitungsanlagen ohne PtG-Kopplung. Je nach Größe und Volllaststunden der Anlagenkonzepte werden unterschiedliche Kraftstoffbezugskosten erzielt (siehe Legende links). Dies spiegelt sich in der Verteilung der Punkte innerhalb der Box-Plots wider. Als Vergleichsgröße sind auf der Y-Achse zusätzlich die Kraftstoffbezugskosten (inkl. CO<sub>2</sub>-Preis) der fossilen Kraftstoffbereitstellungspfade für die Stützjahre 2020 (blauer Balken), 2030 (oranger Balken) und 2040 (grauer Balken) dargestellt. Liegen die Box-Plot-Datenpunkte eines Bezugsjahres oberhalb des jeweiligen „Referenz-Balkens“ (z. B. CNG im Jahr 2020: 2,5 ct/kWh), so sind die Kraftstoffbezugskosten des EE-Anlagenkonzepts im betrachteten Bezugsjahr höher als beim fossilen Kraftstoffpendant.

### Ökonomische und ökologische Bewertung von EE-Methanversorgungsketten

Die Kosten für die Bereitstellung des erneuerbaren Kraftstoffs und die erzielbaren Treibhausgasersparungen sind wesentliche Kriterien für dessen

Akzeptanz. Um diese Kosten und die Treibhausgas-Emissionen der überregionalen Bereitstellung von erneuerbarem CNG und LNG mit den entsprechenden konventionellen Kraftstoffoptionen zu vergleichen, haben die Projektbeteiligten verschiedene Konzepte für die Produktion und das



# ENERGIEWENDE MIT H<sub>2</sub>-TECHNOLOGIE

KLINGER®-Dichtungen sind dabei



KLINGER GmbH  
 Rich.-Klinger-Straße 37  
 D-65510 Idstein  
 T +49 61 26 4016-0  
 F +49 61 26 4016-11  
 mail@klinger.de

[www.klinger.de](http://www.klinger.de)



**Tabelle 2: Strompreismittelwerte in ct/kWh für unterschiedliche Volllaststunden nach [9]**

Volllaststunden (h/a)	2020	2030	2040
2.000	2,14	2,03	1,91
4.000	3,14	3,73	3,93
6.000	3,66	5,19	5,30

Quelle: DVGW

<sup>1</sup> In Abhängigkeit des verwendeten Substrats wurden zwei unterschiedliche Anlagengrößen betrachtet: 90 Prozent Mais, 10 Prozent Gülle; Biogaskapazität: 1.500 m<sup>3</sup>/h (NTP), 90 Prozent Gülle, 10 Prozent Mais; Biogaskapazität: 250 m<sup>3</sup>/h (NTP).

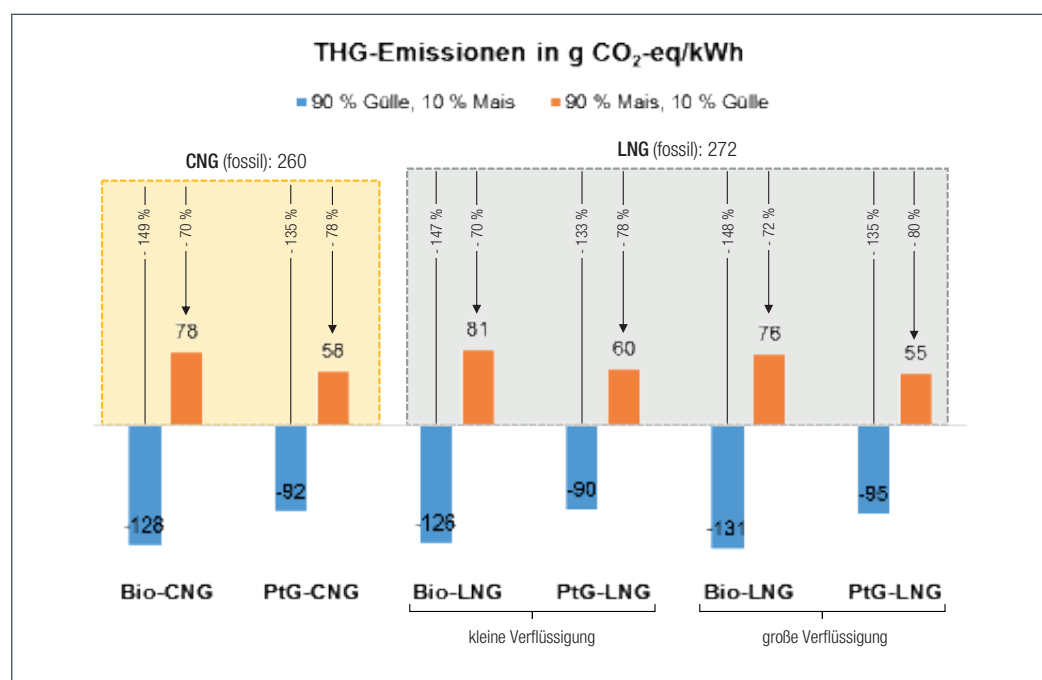
Inverkehrbringen von erneuerbarem Methan analysiert (Abb. 3). Die betrachteten Anlagen beinhalten sowohl komplette Neubauten als auch eine Auf- bzw. Umrüstung von Bestandsanlagen (Retrofitting)<sup>1</sup>. Im Fall der Power-to-Gas-Anlagen wurden zudem unterschiedliche Elektrolyse-Volllaststunden berücksichtigt (2.000 bis 6.000 Stunden pro Jahr (h/a)).

Die Ergebnisse der Kostenanalyse verdeutlichen, dass die Kosten für die überregionale Bereitstellung von EE-Methan im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 noch deutlich über den Kosten der jeweiligen fossilen Kraftstoffpendants liegen (Abb. 4). So weist das kostengünstigste EE-CNG-Bereitstellungskonzept im Jahr 2020 Mehrkosten von 3,9 Euro-Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) (= 156 Prozent) auf: Im Fall von lokal erzeugtem EE-LNG werden Mehrkosten von 6,8 ct/kWh (= 252 Prozent) erreicht. Geringfügige Kostenvorteile ergeben sich durch die regionale Verflüssigung von EE-Methan in einer Großverflüssigungsanlage. Hier fallen die EE-LNG-Kosten gegenüber der lokalen Verflüssigung um etwa 12 Prozent geringer aus.

Im Jahr 2030 erreichen erste auf Biogas-Aufbereitungsanlagen basierende EE-CNG-Anlagenkonzepte den Bereich der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit. Ein entscheidender Faktor stellt hierbei das zum 1. Januar 2021 in Kraft getretene Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) dar, welches Inverkehrbringer von Kraftstoffen zu einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf die von ihnen in Verkehr gebrachte Menge an fossilen Brennstoffen bzw. Kraftstoffen verpflichtet. Die Höhe der Abgabe entspricht in der Einführungsphase (2021 bis 2025) einem festgelegten, jährlich steigenden Zertifikatspreis. Ab 2026 sollen die Zertifikate dann innerhalb eines nationalen Emissionshandelsystems gehandelt werden. Die im Rahmen der Kostenanalyse hinterlegten CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen für die Stützjahre 2030 und 2040 (Abb. 4) basieren auf den Annahmen einer im März 2020 veröffentlichten Studie des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) [8].

Im Fall des EE-LNG und der auf Power-to-Gas basierenden EE-CNG-Bereitstellungskonzepte werden unter den zugrunde liegenden Randbedingungen und Annahmen (siehe Infobox) dagegen erst im Jahr 2040 konkurrenzfähige Kosten erreicht. Als wesentlicher Einflussfaktor auf die Produktionskosten dieser Anlagenkonzepte konnte neben den höheren Investitionskosten insbesondere der Strompreis identifiziert werden. Demnach könnten derartige Anlagen durch geeignete politische Fördermaßnahmen (z. B. Befreiung der Verflüssigungsanlagen von der EEG-Umlage) schon deutlich früher in den Markt gebracht werden.

**Abb. 5: THG-Emissionen der betrachteten Bereitstellungskonzepte (Well-to-Wheel)**



Quelle: DVGW

## INFORMATIONEN

Die der Kostenberechnung zugrunde liegenden Strompreise wurden aus [9] übernommen. Für die betrachteten Biogaserzeugungs-, -aufbereitungs- und -verflüssigungsanlagen mit jeweils 8.000 Volllaststunden pro Jahr wurde der Strompreis inklusive aller anfallenden Steuern, Abgaben und Entgelte berücksichtigt (2020: 17,8 ct/kWh, 2030: 19,7 ct/kWh, 2040: 16,9 ct/kWh). Für die PtG-Anlagen wurde dagegen ein an die jeweils betrachteten Betriebsstunden (2.000, 4.000 und 6.000 Volllaststunden pro Jahr) angepasster mittlerer Strompreis ohne zusätzliche Abgaben verwendet. Dieser spiegelt einen Betriebsmodus wider, in dem hohe Strompreise vermieden werden. Demzufolge sinken mit abnehmenden Volllaststunden auch die mittleren Strompreise (**Tab. 2**).

Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung zeigen, dass die THG-Einsparungen der EE-Methanbereitstellungspfade in großem Maße von den zugrunde liegenden Substraten abhängen (**Abb. 5**). Demnach weisen Anlagen, in denen überwiegend Mais als Substrat eingesetzt wird, THG-Minderungen von 70 bis 80 Prozent gegenüber der fossilen Referenz auf. PtG-Anlagen werden ebenfalls vom THG-Fußabdruck der Substrate beeinflusst, da diese als Erweiterung der Biogasanlage betrachtet und gemeinsam mit dieser bilanziert werden. Güllebasierte Anlagenkonzepte erreichen dagegen deutlich höhere THG-Minderungen von 135 bis 149 Prozent. Grund dafür ist, dass Gülle im Gegensatz zu Mais ein Reststoff ist und dementsprechend nicht mit THG-Emissionen vorbelastet ist. Zusätzlich werden durch die Fermentation von Gülle natürliche Abbauprozesse und damit Treibhausgas-Emissionen vermieden, wodurch auf Güllebasis erzeugte Gase entsprechend der Richtlinie 2018/2001/EU (RED II) einen negativen THG-Fußabdruck aufweisen.

## Fazit

Grüne Gase sind eine vielversprechende Option, um die THG-Emissionen des Verkehrssektors schnell und nachhaltig zu senken. Die hierzu erforderlichen EE-Gase stehen in Deutschland in ausreichenden Mengen zur Verfügung. Aufgrund perspektivisch zunehmender Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage müssen für einen erfolgreichen Markthochlauf jedoch

frühzeitig überregionale Bereitstellungskonzepte (wie z. B. EE-Methan-Einspeise- oder Verflüssigungsanlagen) zur Verfügung stehen. Aktuell ist die überregionale Bereitstellung von EE-Methan für den Verkehrssektor im Vergleich zu fossilem Methan in vielen Fällen noch deutlich teurer. Mit der Verteuerung fossiler Brenn- und Kraftstoffe durch politische Maßnahmen, wie z. B. dem Brennstoffemissionshandelsgesetz, sowie zusätzlichen Erlösen durch den THG-Quotenhandel sind mittelfristig wirtschaftlich konkurrenzfähige Vermarktungskonzepte realisierbar. ■

### Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutzplan 2050: Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin 2016.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, online unter [www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz\\_zahlen\\_2020\\_broschue-re\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2020_broschue-re_bf.pdf), abgerufen am 21. Dezember 2020.
- [3] Bundesverfassungsgericht: Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich. Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021. Online unter [www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html;jsessionid=ED857014CAE2FDC7120C8212EBD3950F2\\_cid386](http://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html;jsessionid=ED857014CAE2FDC7120C8212EBD3950F2_cid386), abgerufen am 27. Mai 2021.
- [4] Erler, R. et al.: Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase): Abschlussbericht, Bonn 2019.
- [5] Deutsche Bundesregierung: Generationenvertrag für das Klima: Klimaschutzgesetz 2021. Online unter [www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672](http://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672), abgerufen am 27. Mai 2021.
- [6] Bidart, C., Schuhmann, E., Köppel, W., Erler, R.: Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotenzial), Bonn 2019.
- [7] Kasten, P., Mottschall, M., Köppel W., Degünther, C.: Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, 2016.

[8] Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050: Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Online unter [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8), abgerufen am 19. November 2020.

[9] Ahnis, E., Wehling, A., Köppel, W., Sterner, M., Lucke, N.: Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengestützten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens – SMARAGD: Abschlussbericht G201708“, Becker Büttner Held; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT); OTH Regensburg FENES; Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., November 2018.

## Die Autoren

**Maximilian Heneka** ist Projektingenieur mit Schwerpunkt Mobilität in der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

**Wolfgang Köppel** ist Leiter der Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

**Dr. Frank Graf** leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

**Ronny Erler** ist Leiter des Fachgebietes „Energieversorgungssysteme/Erneuerbare Energien“ der DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

**Enrico Schuhmann** war Projektleiter im Fachgebiet „Energieversorgungssysteme/Erneuerbare Energien“ der DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

**Nico Steyer** ist Projektleiter im Fachgebiet „Energieversorgungssysteme/Erneuerbare Energien“ der DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

### Kontakt:

Maximilian Heneka  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie  
Engler-Bunte-Ring 1–9  
76131 Karlsruhe  
Tel.: 0721 608-41225  
E-Mail: [heneka@dvwg-ebi.de](mailto:heneka@dvwg-ebi.de)  
Internet: [www.dvwg-ebi.de](http://www.dvwg-ebi.de)