

# Bio-LNG in Niedersachsen

## Verflüssigtes Biogas für den Transportsektor

---



## Impressum

Herausgeber:

**3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk  
Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V.**

Kompaniestraße 1 | 49757 Werlte

Tel.: 05951 9893-10 | Fax: 05951 9893-11

E-Mail: [info@3-n.info](mailto:info@3-n.info)

Redaktion:

Michael Kralemann, Philipp Rüschen

1. Auflage Dezember 2019

Alle Rechte liegen beim Herausgeber.

Nachdruck nur mit Genehmigung.

Bildmaterial:

3N Kompetenzzentrum, AG Ems, Wärtsilä

Layout:

Margit Camille-Reichardt

UMWELTFREUNDLICHE  
PRODUKTION



Ausgezeichnet für  
PSI SUSTAINABILITY AWARDS



SIEGWERK  
Pflanzenfarben



Mit Nachhaltigkeit  
der Umwelt zuliebe!

## Inhaltsverzeichnis

1. LNG Pilots	3
2. Vom Biogas zum Bio-LNG	4
3. Nutzungsmöglichkeiten	5
4. Potenzial in Niedersachsen	6
5. Rechtlicher Rahmen	8
6. Technikübersicht	11
7. Ökologischer Wert (Lebenszyklusanalyse)	14
8. Ausblick	16



# 1. LNG Pilots

Das deutsch-niederländische Verbundprojekt LNG Pilots wurde im Rahmen der Interreg V A Förderung am 18. November 2016 in Papenburg bestehend aus 40 niederländischen und deutschen Unternehmen und Forschungseinrichtungen gestartet. Alle Akteure sind in den grenznahen Regionen (Ems Dollart Region (EDR) und EUREGIO) beheimatet und arbeiten an der grenzübergreifenden Entwicklung von (regionalen) innovativen Lösungen für die Transport- und Industriesektoren. Das dreijährige Projekt ist mit einem Finanzvolumen von 6,75 Mio. € ausgestattet. Leadpartner ist die Netzwerkorganisation New Energy Coalition mit Sitz in Groningen, Niederlande.

Folgende Arbeitspakete sind Bestandteil des Projekts:

1. Logistikkonzepte
2. Technische Innovationen für eine neue LNG-Infrastruktur
3. Rahmenbedingungen zur Einführung von Bio-LNG
4. Rahmenbedingungen zur Realisierung einer LNG-Infrastruktur
5. Kommunikation, Wissenstransfer und Weiterbildung

Das Arbeitspaket 3 betrachtet die Rahmenbedingungen zur Einführung von Bio-LNG. Auf deutscher Seite koordiniert das 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V. (3N) im Arbeitspaket 3 A (»Regenerativen Quellen«) die Entwicklung von neuen Businessmodellen sowie den Weiterbetrieb bereits vorhandener Biogasanlagenstandorte zur Bio-LNG Produktion. Ziel ist es, auf kurz- und mittelfristige Sicht innovative Technologien zur Erzeugung von Biomethan und Bio-LNG aufzuzeigen und den Ausbau von geeigneten Produktionsstätten voranzutreiben.

Auf niederländischer Seite koordiniert Ekwadraat BV die Untersuchungen.

Im Arbeitspaket 3 B werden zwei Biogasanlagenstandorte für die Eignung der Bio-LNG Produktion betrachtet. Es wird unter anderem ein Biogasverbundnetz zur Verknüpfung verschiedener Biogasanlagen mit zentraler Biogasaufbereitung und Verflüssigung untersucht.

Die Erzeugung von Bio-LNG kann sowohl zentral wie auch dezentral erfolgen und bietet damit gerade im ländlichen Raum gänzlich neue Möglichkeiten der Wertschöpfung. Die Bio-LNG Produktion kann eine Möglichkeit zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen außerhalb der EEG-Vergütung sein.

Das Interreg V A Projekt LNG Pilots wird gefördert durch die nachfolgend genannten deutschen und niederländischen Provinzen, Ministerien und staatlichen Einrichtungen:



## Kurz erklärt: LNG

Die Abkürzung LNG steht für Liquefied Natural Gas und beschreibt ein tiefkaltes fossiles Gas, das in flüssiger Form vorliegt. Die LNG-Qualität hängt von der Zusammensetzung des Erdgases ab (hauptsächlich Methan mit Anteilen an Ethan,

Propan und weiteren langkettigen Alkanen) und kann je nach Herkunftsland und Region (Katar, Algerien, Russland, USA etc.) schwanken.

## 2. Vom Biogas zum Bio-LNG

Der Biogassektor hat in den letzten zehn Jahren eine beachtliche Entwicklung vollzogen. Derzeit sind in Deutschland etwa 9.500 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 5.200 MW in Betrieb. 2017 stellte Biogas 16 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen und damit 6,1 % des bundesweiten Stromverbrauchs bereit.

Ende 2018 waren in Niedersachsen 1.662 überwiegend landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 1.174 MW in Betrieb. Diese Anlagen erzeugen 18 % des erneuerbaren Stroms in Niedersachsen und leisten darüber hinaus durch Kraft-Wärmekopplung über Nahwärmenetze einen erheblichen Beitrag zur Bereitstellung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.

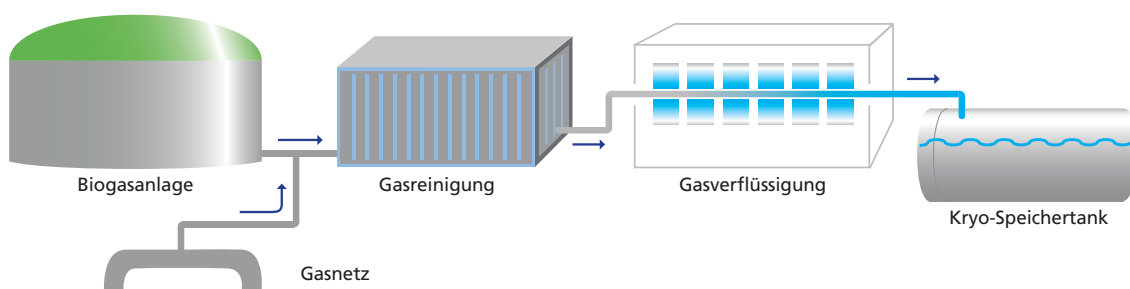
### Neue Funktion für Biogas

Bei der langfristigen Umstellung der deutschen Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger bekommt Biogas eine neue Aufgabe. Der Verkehrssektor stellt eine besondere Herausforderung bei der Energiewende dar. Im Gegensatz zu den Sektoren Strom (bundesweit 30 %) und Wärme (13 %) weist der Verkehrsbereich nur einen Anteil von 4,8 % erneuerbarer Energieträger auf, der im Wesentlichen von Biodiesel und Bioethanol gebildet wird. Um einen größeren Anteil zu erreichen, sehen die überwiegenden Szenarien der zukünftigen Energieversorgung in Biogas eine weitere Chance zur

Erzeugung von Treibstoff. Dies ist eine sinnvolle Ergänzung zur Elektromobilität, insbesondere für den Schwerlastverkehr. Die Biogasnutzung, die heute fast ausschließlich auf die Strom- und Wärmeerzeugung ausgerichtet ist, wird dabei deutlich verändert. Biogas kann sowohl in verdichteter Form als Bio-CNG als auch in verflüssigter, tiefkalter Form als Bio-LNG genutzt werden.

Bio-LNG besteht aus Biomethan (97 - 99 Vol. %) und wird durch Abkühlung erzeugt. Dadurch erhöht sich die Energiedichte des Biomethans erheblich und es kann mit sehr geringem Platzbedarf gespeichert und genutzt werden.

Bei der Schaffung der erforderlichen Infrastruktur und der Verbreitung geeigneter Fahrzeuge wird noch nicht zwischen Gas aus fossilen und erneuerbaren Quellen unterschieden. Dies ist für die möglichst schnelle Markteinführung der Technologien vertretbar, entspricht dem Vorgehen bei anderen alternativen Treibstoffen wie CNG und Strom und ist auch durch die Umweltentlastung gegenüber Diesel und Benzin begründet. Die gesetzlichen Vorgaben auf nationaler und internationaler Ebene bieten hierfür den Handlungsrahmen und werden durch Fördermaßnahmen des Bundes und des Landes Niedersachsen unterstützt. Mittelfristig werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen wie die europäische Erneuerbare-Energie-Richtlinie den Fokus stärker auf Biogas lenken (s. Kapitel 5).



#### Kurz erklärt: **Bio-LNG**

Die Bezeichnung **Bio-LNG** ist fachlich nicht ganz korrekt, da es sich um ein nicht-fossiles Gas handelt. Der Wortzusatz »Bio« beschreibt die biogene Herkunft und meint vor allem Biomethan aus Biogasanlagen. Dieses Biomethan wird nach der Aufbereitung bei ca.  $-163\text{ °C}$  verflüssigt und liegt in flüssiger Form vor. Die Speicherung erfolgt in Spezialbehältern.

#### **Bio-CNG**

Bei **Bio-LNG** und **Bio-CNG** handelt sich um Kraftstoffe, die in Ottomotoren eingesetzt werden können. Der Unterschied besteht in der Aggregatzustand und in der Speicherung. **Bio-CNG** beschreibt einen gasförmigen Kraftstoff, der bei 200 bar in speziellen Tanks gespeichert wird. Er findet schon heute Anwendung in Bussen, PKW und LKW.

### 3. Nutzungsmöglichkeiten

Bio-LNG kann vielfältig eingesetzt werden: Es dient im Schwerlast- und Schifffahrtsverkehr als Alternative zu Dieselkraftstoff oder als Brennstoff in der Industrie. Aufgrund der hohen Energiedichte kann Bio-LNG auch als Energiespeicher und Transportmedium genutzt und gegebenenfalls wieder zu Biomethan umgewandelt werden (Regasifizierung, auch als L-CNG bezeichnet).

Ebenso wie im Straßenschwerlastverkehr ermöglicht Bio-LNG die Umstellung auf emissionsärmere Antriebe auch in der Schifffahrt. Durch den Verzicht auf Schweröl wird dabei eine besonders hohe Umweltentlastung erreicht. Neben dem Kreuzfahrtschiff AIDAnova sind die im Fährverkehr zwischen Emden und Borkum eingesetzte MS Ostfriesland sowie das Containerschiff Wes Amelie die bisher einzigen niedersächsischen Schiffe mit Flüssigerdgasantrieb. Die MS Ostfriesland wurde 2015 auf LNG umgerüstet und benötigt je nach Saison ein bis zwei Betankungen pro Woche. Die Wes Amelie wurde 2017 auf LNG umgerüstet und soll zukünftig mit synthetischem Kraftstoff aus Werlte fahren.

Wenn Bio-LNG nicht direkt genutzt werden soll, dient die verflüssigte Form als Speicher- und Transport-

medium. In Tankfahrzeugen, -waggons und -schiffen kann LNG aufgrund seiner hohen Energiedichte von den Erzeugungs- zu den Nutzungsorten transportiert werden. Angesichts des weitverbreiteten Erdgasnetzes in Deutschland und des hohen Energieaufwands für die Verflüssigung ist eine Regasifizierung jedoch nur dann sinnvoll, wenn die besonderen Eigenschaften des Bio-LNG benötigt werden – z. B. die hohe Reinheit oder die biogene Herkunft. Einsatzfelder sind Industriebetriebe, die keinen Erdgasanschluss besitzen und konstant hohe Gasqualitäten benötigen.

Ein weiteres Beispiel stellt die Versorgung der öffentlichen Busse in Oslo dar. Der Bioabfall der norwegischen Hauptstadt wird zu Biogas vergoren. Da der Standort jedoch nicht über einen Erdgasanschluss verfügt, wird das Biogas verflüssigt und in das Busdepot Oslo Vest gebracht. Dort wurde eine Infrastruktur mit 44 Betankungsplätzen geschaffen. Das angelieferte Bio-LNG wird in einem hohen Lagerbehälter vorgehalten und bei Bedarf wieder zu gasförmigem Kraftstoff (Bio-CNG) expandiert. Nach 15 bis 20 Minuten sind die CNG-Tanks der Busse gefüllt.



Gasinfrastruktur im Busdepot Oslo Vest (Quelle: 3N)



MS Ostfriesland (Quelle: AG Ems)

#### Kurz erklärt: L-CNG

Wie bei jeder neuen Technologie ist zu Anfang die Anzahl an Nutzern sehr überschaubar. Dies bedeutet am Beispiel von LNG und Bio-LNG, dass Tankstellenbetreiber eine hohe Investition in die Tankstellentechnik vornehmen und auf einen wachsenden Abnehmerkreis warten müssen.

Als Zwischenlösung kann die Umwandlung von LNG und Bio-LNG in CNG und Bio-CNG in Frage kommen. Diese sogenannte Regasifizierung beschreibt die Rückführung von flüssigem LNG in gasförmiges CNG. Der Fachausdruck hierfür lautet Liquefied Compressed Natural Gas, kurz L-CNG.

## 4. Potenzial in Niedersachsen

Das Erzeugungspotenzial für Biogas als Treibstoff in Niedersachsen setzt sich aus zwei betrachteten Potenzialen zusammen.

Das technische Potenzial betrachtet bestehende Biomethan-Einspeiseanlagen sowie Biogasanlagen, die aus der Verstromung in die Gaseinspeisung wechseln. Das Rohstoffpotenzial betrachtet die Erschließung neuer Einsatzstoffe, insbesondere die Verwendung von Wirtschaftsdünger, landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfall. In beiden Betrachtungen müssen Biomethanherzeugung und Verflüssigung nicht ausschließlich am gleichen Standort erfolgen.

### Bestehende Biomethananlagen

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz hat sich zu einem etablierten Verfahren entwickelt. In Niedersachsen bereiten 35 Biogasanlagen Biogas auf und speisen dies in das Erdgasnetz ein. Vier der Anlagen sind Kofermentanlagen und vergären Abfälle. Die Einspeiseleistung beträgt insgesamt 14.360  $m_N^3/h$  Biomethan, was einer elektrischen Leistung von 57,4 MW entspricht.

### Wechsel aus der Verstromung

Für eine Umstellung von der Verstromung von Biogas zur Aufbereitung auf Erdgasqualität kommen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen vor allem Anlagen ab einer Leistung von ca. 1,5  $MW_{el}$  in Frage. Kleinere Anlagen können sich zu einem Verbund zusammenschließen, um eine ausreichende Leistung zu erreichen – insbesondere dann, wenn ein Teil der Gaserzeugung weiterhin in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden soll, um bestehende Wärmekunden zu versorgen.

Für die Realisierung dieses Potenzials sind neben der Bedeutung der örtlichen Wärmeversorgung und der grundsätzlichen individuellen Situation der Biogasanlage auch die Entfernung zu einer Gastransportleitung mit ausreichender Kapazität, das Interesse der Betreiber am Einstieg in eine weitergehende Technologie und ihre Kooperationsbereitschaft mit benachbarten Anlagen entscheidend.

### Erschließung neuer Substrate

Ungenutzte Potenziale zur Biogaserzeugung finden sich vor allem bei Rest- und Abfallstoffen, die nachfolgend näher erläutert werden:

- **Wirtschaftsdünger**

In Niedersachsen werden rd. 8,2 Mio. t Gülle und Festmist in Biogasanlagen eingesetzt und energetisch genutzt. Dies entspricht 38 % des Gesamteinsatzes, wodurch 12 % der Gesamtleistung bereitgestellt werden. Das vorhandene Wirtschaftsdüngerpotenzial wird damit aber nur zu etwa 17 % energetisch genutzt. Die Mobilisierung des Wirtschaftsdüngerpotenzials ist durch das dezentrale Aufkommen und die geringe Transportwürdigkeit begrenzt. Hierfür kommen vor allem bestehende Biogasanlagen in Frage, die sowohl Anbaubiomasse als auch Abfallstoffe als Kofermente einsetzen können.

- **Stroh und feste landwirtschaftliche Reststoffe**

Diese Stoffgruppe enthält neben Stroh auch Erntereste, Zwischenfrüchte ohne Futternutzung und verdorbene oder krankheitsgeschädigte Pflanzen. Während sie heute mit einer Einsatzmenge von rd. 400.000 t/a nur einen Anteil von 1 % des Substratmixes der niedersächsischen Biogasanlagen ausmachen, kann von einem deutlichen höheren Potenzial ausgegangen werden. Es wird im Wesentlichen von Stroh gebildet, da die übrigen Stoffe in weit geringeren und stark schwankenden Mengen anfallen. Dabei sind die große Bedeutung von Stroh als Einstreu und als Humusbildner sowie die konkurrierenden energetischen Nutzungen wie Verbrennung und Verschwelung zu berücksichtigen.

- **Bioabfall**

Bio- und Grünabfall ist grundsätzlich gut zur energetischen Nutzung geeignet, die Vergärung stellt bisher jedoch nur eine wenig genutzte Option dar. Niedersachsen weist gute Voraussetzungen für die Vergärung von Bioabfällen auf, da sie in 86 % der Haushalte erfasst werden. In Zukunft ist deshalb keine wesentliche Steigerung des Aufkommens zu erwarten. Die energetische Nutzung wird jedoch gegenüber der Kompostierung eine wesentlich höhere Bedeutung bekommen. Hierzu trägt auch die 2017 in Kraft getretene Düngemittelverordnung bei, nach der der Nährstoffgehalt von Kompost bei der landwirtschaftlichen Verwertung vollständig auf die Nährstoffbilanz angerechnet wird, was zu einer verringerten Nutzung dieses Verwertungswegs führen wird.



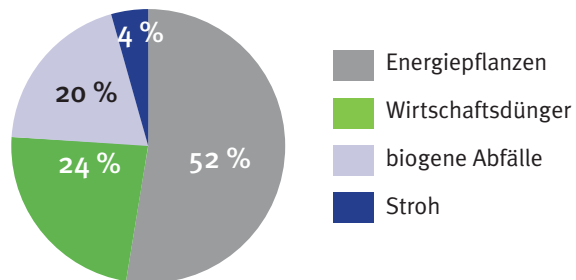
Um belastbare Aussagen zur Potenzialerschließung treffen zu können, müssen technische, wirtschaftliche und rechtliche Restriktionen berücksichtigt werden. Ein Beispiel bilden Reststoffe aus der Lebensmittelverarbeitung. Sie werden aufgrund der hohen Nährstoffgehalte überwiegend als Futtermittel eingesetzt und würden bei einer Umlenkung in die energetische Nutzung den Anbau und/oder Import von entsprechenden Mengen nach sich ziehen. Die gesellschaftlich gewünschte Auflösung des Teller-Tank-Konflikts würde so zu einem Trog-Tank-Konflikt führen.

## Ergebnis

Abbildung 1 zeigt die Beiträge der Rohstoffe und Erschließungswege der Biokraftstoffpotenziale. Der Beitrag von Energiepflanzen sinkt deutlich unter den heutigen Wert von 79 %, leistet aber weiterhin den größten Beitrag. Wirtschaftsdünger steigert seinen Anteil von heute 12 % auf 24 %, biogene Abfälle vervierfachen ihren Anteil auf 20 %. Stroh leistet aus den o. g. genannten Gründen einen geringen Beitrag. In der Summe beträgt der Anteil von Rest- und Abfallstoffen 48 %.

Aus den zuvor skizzierten Annahmen lässt sich somit das nachfolgend genannte Potenzial errechnen. Das niedersächsische Potenzial zur Erzeugung von Bio-CNG/Bio-LNG von rd. 2,6 Mio. kWh/a kann 4,2 % des gesamten Treibstoffverbrauchs decken. Der Beitrag erneuerbarer Energieträger kann damit nahezu verdoppelt werden. Da speziell Bio-LNG im Straßenverkehr ausschließlich im Schwerlastsegment eingesetzt werden wird, ist auch der Vergleich zu dessen Verbrauch sinnvoll. LKW benötigen mit 1,8 Mio. t/a mehr als die Hälfte des gesamten Dieserverbrauchs. Wenn das Treibstoffpotenzial von Biogas vollständig in Form von Bio-LNG eingesetzt wird, kann es 8,5 % des niedersächsischen Dieserverbrauchs von LKW ersetzen. Neben der ausschließlichen Verwendung von Bio-LNG als Ersatz für Diesel kann auch die Beimischung von Bio-LNG zu fossilem LNG eine Option darstellen.

### Substrate



### Erschließungswege

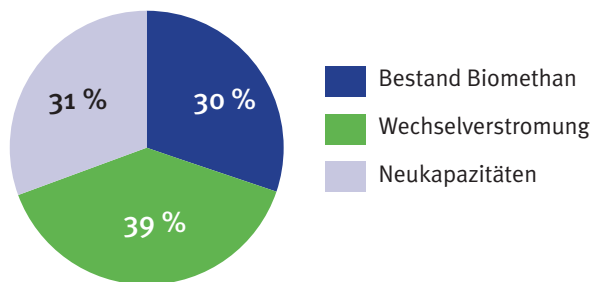


Abb. 1: Anteile der Rohstoffe (bezogen auf Energiegehalt) und der Erschließungswege am Biokraftstoffpotenzial

## 5. Rechtlicher Rahmen

### Förderungen und Vergünstigungen

Der Einsatz von Gas als Kraftstoff wird z. Z. an mehreren Stufen der Wertschöpfungskette unterstützt. Allen Maßnahmen ist gemeinsam, dass nicht zwischen CNG bzw. LNG fossiler und biogener Herkunft unterschieden wird.

#### Investitionszuschuss für LKW

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur hat ein Programm zur Förderung von energieeffizienten und/oder CO<sub>2</sub>-armen schweren Nutzfahrzeugen aufgelegt<sup>1</sup>. Gefördert wird die Anschaffung von LKW und Sattelzugmaschinen mit Erdgasantrieb (CNG), Flüssigerdgasantrieb (LNG) oder Elektroantrieb. Für die einzelnen Antriebsarten sind folgende Zuschüsse pro Fahrzeug pauschal festgesetzt, sie dürfen 40 % der Investition nicht überschreiten:

- CNG-Antrieb: 8.000 €
- LNG-Antrieb: 12.000 €
- Elektroantrieb bis einschließlich 12 t zulässiges Gesamtgewicht: 12.000 €
- Elektroantrieb ab 12 t zulässiges Gesamtgewicht: 40.000 €

#### Senkung der Erdgassteuer

Die Steuer für die Nutzung von Erdgas als Fahrzeugantrieb ist gemäß § 2 Absatz 2 Energiesteuergesetz nach den folgenden Sätzen reduziert gegenüber dem regulären Satz von 31,80 €/MWh:

- bis 31.12.2023 13,90 €/MWh
- 1.1. - 31.12.2024 18,38 €/MWh
- 1.1. - 31.12.2025 22,85 €/MWh
- 1.1. - 31.12.2026 27,33 €/MWh

### Senkung der Fernstraßenmaut

In den Jahren 2019 und 2020 sind gasbetriebene LKW vollständig von der Fernstraßenmaut befreit. Ab 2021 müssen sie nur die Mautkomponenten für Infrastruktur und Lärm entrichten, von der Komponente Luftverschmutzung bleiben sie befreit. Bei einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 18 t gelten die folgenden Sätze<sup>2</sup>:

- Komponente Infrastruktur 0,174 €/km
- Komponente Luftverschmutzung 0,011 €/km
- Komponente Lärm 0,002 €/km

#### Investitionszuschuss für Tankstellen

Das Land Niedersachsen gewährt mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und mit eigenen Mitteln Zuschüsse für den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Treibstoffe<sup>3</sup>.

Der Auf- und Ausbau von Tankinfrastruktur zur Versorgung der Binnenschifffahrt und des Straßengüterverkehrs mit alternativen Treibstoffen (z. B. LNG-Betankungseinrichtungen) wird mit einem Zuschuss in Höhe von 50 % der Investition unterstützt. Dabei muss es sich um öffentlich zugängliche Tankstellen handeln. Die Abwicklung erfolgt über die NBank.

#### Festlegung der Mengenanteile am Kraftstoffverbrauch

Die Mindestabsatzquote für Biokraftstoffe wird durch die gesetzlichen Vorgaben bestimmt (38. Bundesimmissionsschutzverordnung und Renewable Energy Directive II). Über die Quotenerfüllung hinaus werden Mengen nachgefragt, wenn dies für die Anwender wirtschaftlich interessant ist, umweltfreundliche Transportformen gesucht werden oder es der Lösung anderer Problemstellungen dient, wie z. B. der Feinstaubbelastung in Innenstädten.

<sup>1</sup> Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: »Richtlinie über die Förderung von energieeffizienten und/oder CO<sub>2</sub>-armen schweren Nutzfahrzeugen in Unternehmen des Güterkraftverkehrs«. Berlin, 22.5.2018

<sup>2</sup> Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: »Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen und Bundesstraßen (Bundesfernstraßenmautgesetz - BFStrMG)«. Berlin, 12.7.2011, letzte Änderung 14.8.2017

<sup>3</sup> Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: »Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen zur Verbesserung der Versorgung mit alternativen Treibstoffen in Niedersachsen«. Hannover, 26.5.2016

## Regelungen auf Bundesebene

Das Bundeskabinett hat im November 2017 die 38. BImSchV verabschiedet, die die Rahmenbedingungen für die Periode 2020 bis 2025 setzt. Dabei wird zwischen konventionellen und fortschrittlichen Kraftstoffen unterschieden. Kraftstoffe aus Anbaubiomasse werden als konventionell definiert, ihr Anteil soll die Obergrenze von 6,5 % der energetischen Menge nicht überschreiten. Mengen, die darüber hinaus in Verkehr gebracht werden, werden wie fossile Kraftstoffe bewertet. Progressive Entwicklungsziele werden nur für sog. fortschrittliche Kraftstoffe festgelegt, die aus Rest- und Abfallstoffen, Gülle, Stroh, Algen etc. oder mit innovativen Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf Basis von erneuerbaren Energieträgern hergestellt sind. Eine Unterquote sieht hierfür für 2020 einen Anteil von 0,05 % vor, der 2021 auf 0,1 %, 2023 auf 0,2 % und bis 2025 auf 0,5 % steigen soll. Kleinere Unternehmen werden in den Anfangsjahren von diesen Verpflichtungen ausgenommen, da sie voraussichtlich schlechteren Zugang zu den geringen verfügbaren Mengen haben werden.

Zur Anrechnung von Kraftstoffen auf die Biokraftstoffquote ist seit 2011 der Nachweis erforderlich, dass Biokraftstoffe die Kriterien der Biokraft-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllen.

Dies bedeutet u. a., dass Biokraftstoffe eine THG-Vermeidung von zunächst mindestens 35 % nachweisen mussten. Diese Nachhaltigkeitskriterien betreffen zum einen die Anbaufläche und die landwirtschaftliche Praxis für die verarbeitenden Pflanzen und zum anderen das Potenzial zur Treibhausgasminderung der erzeugten Biokraftstoffe. Nachdem die Minderung der THG-Emissionen 2017 auf 50 % anhuben wurde, stieg dieser Wert 2018 auf 60 %. Abbildung 2 enthält ausgewählte Standardwerte für die Treibhausgasminderung gegenüber fossilem Referenzkraftstoff. Dabei wird der Einfluss des Rohstoffs und des Herstellungsverfahrens deutlich. Konkrete Verfahren können im Einzelfall ihre Werte nachweisen, so dass auch höhere Emissionsminderungen anerkannt werden können.

Energieerzeugnisse, die vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten hergestellt sind, werden seit 2012 nicht mehr auf die Erfüllung dieser Verpflichtungen angerechnet (§ 37b BImSchG). Der Basiswert fossiler Kraftstoffe wurde 2017 von 83,8 auf 93,3 (Ottokraftstoff) bzw. 95,1 kg CO<sub>2</sub>äq/GJ (Dieselkraftstoff) angehoben, was eine Entlastung für die Quotenverpflichteten darstellt.

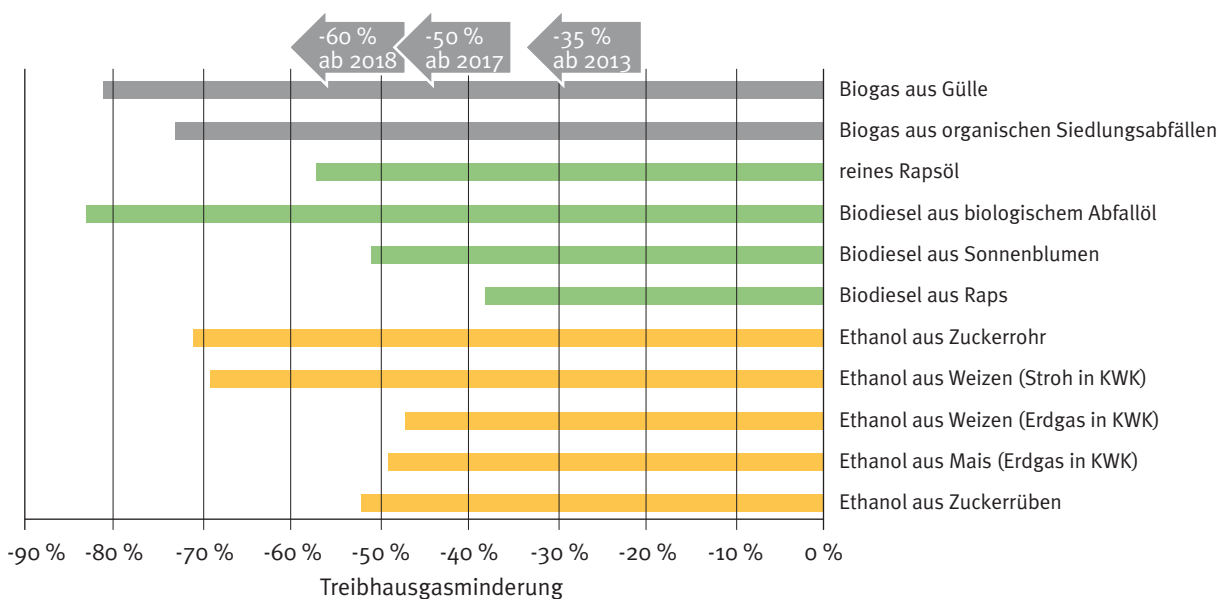


Abb. 2: Standardwerte für Treibhausgasminderung gegenüber fossilen Referenzkraftstoff (83,8 g/MJ CO<sub>2</sub>äq)

Seit 2017 kann auch Strom, der zur Verwendung in Elektrofahrzeugen aus dem Netz entnommen wird, auf die Treibhausgasquote angerechnet werden. Zur Berechnung der Treibhausgasemissionen wird die Strommenge mit den durchschnittlichen THG-Emissionen und der Antriebseffizienz multipliziert. Auch komprimiertes und verflüssigtes Biogas kann auf die Quote angerechnet werden – sowohl als Reinkraftstoff als auch als Gemisch. Ein Novum stellt die Möglichkeit dar, die Quotenvorgaben auch durch fossiles Erdgas oder Wasserstoff aus fossilen Energieträgern zu erfüllen. Durch die geringe THG-Minderung sind hierfür allerdings entsprechend große Anteile erforderlich. Dies stellt eine Bestandssicherung für die Erdgastankstellen dar, deren Zahl sich in den letzten Jahren kontinuierlich verringert hat. Die Tankstellenbetreiber können nun durch die Emissionseinsparungen von CNG gegenüber Otto- und Dieselmotoren die Quotenverpflichtungen von Mineralölgesellschaften übernehmen. Der Biomethananteil am Erdgaskraftstoff wird sich hierdurch jedoch verringern.

### Regelungen auf europäischer Ebene

Die wichtigste rechtliche Rahmenbestimmung stellt die Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU dar (RED II), die von 2021 bis 2030 gelten soll. Sie sieht im Verkehrsbereich eine Quotenregelung für den Anteil der Biokraftstoffe vor und hat das Ziel, den Anteil von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse zu reduzieren.

### Die wichtigsten Regulierungsgegenstände:

1. Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger von 10 % 2020 auf 14 % 2030 (gemessen am Gesamtendenergieverbrauch der im Straßen- und Schienenverkehr verbrauchten fossilen Energie)
2. Kappungsgrenze für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse von 7,0 %
3. Förderung der Kraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen (»Fortschrittliche Treibstoffe«).  
Der Anteil von Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen (gemäß Anhang IX der Positivliste) soll von 1,5 % 2021 auf 6,8 % 2030 steigen. Für Reststoffarten gemäß Anhang IX Teil A (Stroh, Gülle, Bagasse, Rohglycerin etc.) besteht eine Unterquote von 0,2 % 2022 über 1,0 % 2021 bis

3,5 % 2030. Sie wird ergänzt durch Stoffe gemäß Teil B (gebrauchte Fette und Öle, tierische Fette der Kategorie 1 und 2 sowie Molasse aus der Zuckerrüben-/Zuckerrohrverarbeitung) in Höhe von 1,7 % und sieht zudem erneuerbare Kraftstoffe nichtbiogenen Ursprungs (Power-to-X) sowie die Anrechnung der eMobilität vor.

Zugleich soll die Anforderung an die Treibhausgas-minderung verschärft werden, die für Neuanlagen mindestens 70 % beträgt. Hierdurch sind energieaufwendige Verfahren wie die Biodieselerzeugung aus Raps- und Palmöl oder die Herstellung von diesel-ersetzenden Kraftstoffen aus Pyrolyseverfahren betroffen. Abgesehen von der Biokraftstoffproduktion aus Abfallstoffen (gebrauchte Fette und Öle) konzentrieren sich die Verfahren für fortschrittliche Biokraftstoffe vor allem auf die Biomethan- und Bioethanolproduktion.

Die Energieträger werden hinsichtlich ihrer Herkunft und Produktionsverfahren mit unterschiedlichen Faktoren bewertet:

- Biokraftstoffe auf Basis von Rohstoffen aus Anhang IX (Teil A und B) 2-fach
- Elektromobilität im Straßenverkehr 4-fach
- erneuerbarer Strom im Schienenverkehr 1,5-fach
- erneuerbare Kraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr 1,2-fach

Die nationale Umsetzung der RED II muss in Form einer Novellierung der 38. BImSchV bis zum 30.6.2021 erfolgen. Die gestiegenen Anforderungen insbesondere an »fortschrittliche Treibstoffe« lassen eine erhöhte Nachfrage an gasförmigen Kraftstoffen biogenen Ursprungs erwarten.

## 6. Technikübersicht

Bei der Verflüssigung von Biogas aus Biogas-, Deponie- oder Klärgasanlagen spricht man von der Small Scale-Verflüssigung, der Umwandlung von Biogas zu Bio-LNG im kleintechnischen Maßstab. Die dafür notwendige Technik zur Erzeugung tiefkalter Temperaturen findet seit Jahrzehnten Anwendung in der Erdgasbranche. Bei den Technologien für den Biogasbereich handelt es sich um skalierte Anlagen, die speziell für kleinere Volumenströme angepasst wurden.

Im ersten Schritt zur Umwandlung von Biogas in Biomethan erfolgt eine Aufreinigung, bei der vor allem Kohlenstoffdioxid bis zu einem Grenzwert von ca. < 50 ppmv abgeschieden wird. Weitere Biogasbestandteile wie Schwefelwasserstoff und Sauerstoff müssen ebenfalls entfernt werden. Tabelle 1 zeigt die einzuhaltenden Grenzwerte der einzelnen Biomethanbestandteile.

Für die Verflüssigung von Biomethan zu Bio-LNG ist nach der Biogasaufbereitung eine weitere Prozessstufe notwendig. Diese setzt sich aus einem Verdichter, einem Kühlmittelkreislauf und Wärmetauschern zusammen. Die Verflüssigung erfolgt über die Abführung der Energie (Wärme) des Biomethans.

Bei der Wahl der Verflüssigungstechnik kann zwischen verschiedenen Technologien und Anbietern ausgewählt werden. Aktuell im Markt verfügbare Technologien nutzen ein Kaskadenverfahren (Liqal), einen linksläufigen Stirlingprozess (ERT), einen Kältegemischmittelkreislauf (Wärtsilä) oder ein System aus mehreren hintereinandergeschalteten Wärmetauschern und Verdichtern (Cryo Pur). Darüber hinaus gibt es weitere Technologien und Anbieter.

Biomethanbestandteil	Anteil
Methan (CH <sub>4</sub> )	Hauptstrom
Wasser (H <sub>2</sub> O)	< 1 ppmv
Schwefelwasserstoff (H <sub>2</sub> S)	< 3,5 ppmv
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	< 50 ppmv
Stickstoff N <sub>2</sub>	< 3 %
Sauerstoff O <sub>2</sub>	< 1 %

Tab. 1: Grenzwerte ausgewählter Biogasbestandteile für die Verflüssigung

Vorhandene Bio-LNG Erzeugungsanlagen befinden sich in Oslo und Skogn in Norwegen sowie Greenville in Irland. Weitere Projekte, u. a. in Rotterdam (NL) und am Bodensee (D), sind geplant.

Der Hauptzweck der Verflüssigung von Biomethan zu Bio-LNG besteht in der Verringerung des Volumens durch Abkühlung von Biomethan auf eine Temperatur von ca. -163 °C. Dabei wird die Energiedichte pro Gewichtseinheit erhöht, der Platzbedarf zur Speicherung stark verringert und somit eine Verbesserung der Transportwürdigkeit erreicht.

Aufgrund der hohen Reinheit des Biomethans, welche für die Verflüssigung benötigt wird, entsteht auch am Ende ein Produkt mit einer sehr hohen Reinheit. Bio-LNG eignet sich daher nicht nur für den Verkehrssektor, sondern auch für industrielle Anwendungen.

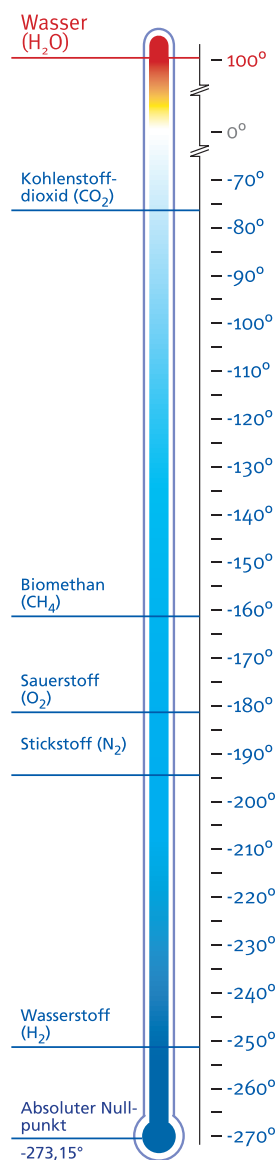


Abb. 3: Siedetemperaturen verschiedener Biogasbestandteile (in °C)

## STECKBRIEF Wärtsilä Gas Solutions

### Name

Wärtsilä Gas Solutions

### Unternehmenssitz

Helsinki, Finnland

### Verfahren

Kältemittelgemisch-Verfahren  
(eng. Mixed Refrigerants (MR) process)

### Eigenschaften

Geschlossener Kühlkreislauf mit mehreren Wärmeüberträgern und Ventilen; wiederholte Phasen aus Entspannung, Phasentrennung Wärmetausch und Verdichtung; optimiertes Kältemittelgemisch mit variablem Siedepunkt

### Leistungsbereich

10, 17 und 25 t LNG/d

### Referenzanlagen

- EGE Biogas, Oslo
- Biokraft, Skogn
- weitere Referenzanlagen für die LNG Produktion vorhanden

### Besonderheiten

Für größere Volumenströme sind weitere Technologien vorhanden (u.a. Reverse Brayton Verfahren, Stickstoffverflüssigung [LIN])

### Weitere Informationen

[www.wartsila.com/de](http://www.wartsila.com/de)



1. LNG-Speichertank und Übergabestation
2. Verflüssigungseinheit
3. Vorbehandlungseinheit (Gasreinigung)
4. Glykolkühlung (Vorkühler)
5. Prozessüberwachung

Quelle: Wärtsilä

## STECKBRIEF ERT

### Name

ERT Refrigeration Technology GmbH

### Unternehmenssitz

Hamburg, Deutschland

### Verfahren

Verflüssigung nach dem Stirling-Prinzip

### Eigenschaften

Kryogeneratoranlage nach dem Stirling-Prinzip. Geschlossener Kreislauf mit Helium als Arbeitsmedium, das abwechselnd einem regenerativen Wärmetauscher und Gasverdränger zugeführt wird.

- Biomethanverflüssigung und Unterkühlung von flüssigem LNG möglich
- Einsatz an Land und im Off-shore-Bereich

### Leistungsbereich

Einsatzbereich von < 150 kg/d bis ca. 20 t/d, für Biomethanmengen von ca. <math>10 \text{ m}\_N^3/\text{h}</math> bis ca. <math>1.200 \text{ m}\_N^3/\text{h}</math> und größer

- Einzylinder-Kryogenerator ca.: <math>< 150 - 330 \text{ kg/d}</math> bzw. <math>< 360 - 1.040 \text{ l/d}</math>
- Vierzylinder-Kryogenerator: <math>0,6 - 1,3 \text{ t/d}</math> bzw. <math>1.400 - 4.150 \text{ l/d}</math>  
Methangastemp. von +20 °C, je nach Verflüssigungs-/Lagerdruck

Leistungsbereich allgemein mit mehreren Modulen und einzeln von 0 bis 20 bar.

### Referenzanlagen

LNG Boil-off-Gas (BOG) Handling / Verflüssigung techn. Gase (Stickstoff, Argon, Sauerstoff, etc).

### Besonderheiten

- Als Stand-alone-Anlage mit eigener Steuereinheit oder in einer Multisystem-Anordnungen einsetzbar
- Einfach, robust, besonders für Kleinanlagen (v. a. Laborbereich)
- Geeignet für die Verflüssigung von Biomethan oder Erdgas sowie die Rückverflüssigung von Boil-off-Gas und zur Unterkühlung von Flüssigmethan bei der Tanklagerung

### Weitere Informationen

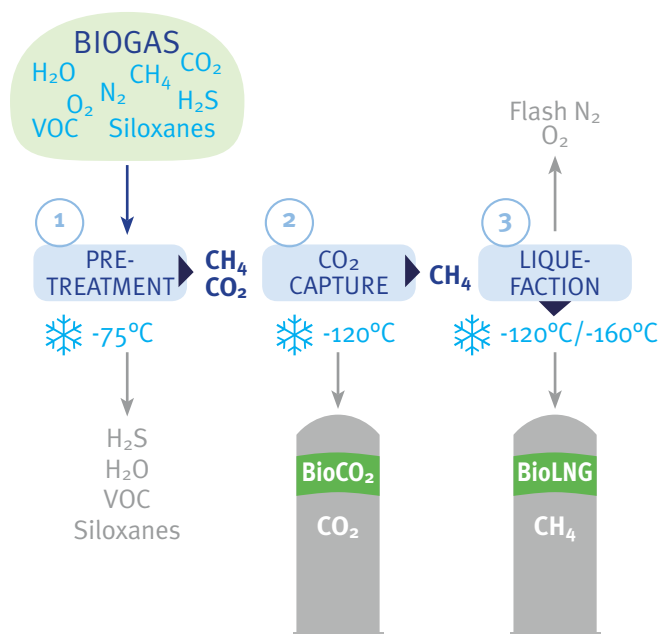
[www.ertgmbh.de](http://www.ertgmbh.de)

## STECKBRIEF Liqal

Name	Liqal
Unternehmenssitz	Breda, Niederlande
Verfahren	Kaskadenverfahren
Eigenschaften	Hohe Effizienz, vor allem bei vielen Kaskadenschritten; höhere Investitionskosten aufgrund der Vielzahl an Kompressoren und Wärmetauschern <ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomethanverflüssigung und Unterkühlung von flüssigem LNG möglich</li> <li>• Geeignet für die Verflüssigung von Biomethan- oder Erdgas sowie die Rückverflüssigung von Boil-off-Gas und zur Unterkühlung von Flüssigmethan bei der Tanklagerung</li> </ul>
Leistungsbereich	0,25 bis 25 t/d
Referenzanlagen	LNG Boil-off-Gas (BOG) Handling. Verflüssiger werden an Tankstellen u. a. in den Niederlanden zur Rückverflüssigung der Gasphase eingesetzt
Besonderheiten	Geeignet für die Rückverflüssigung von Boil-off-Gas (BOG) und zur Unterkühlung von Flüssigerdgas bei der Tanklagerung
Weitere Informationen	<a href="http://www.liqal.com">www.liqal.com</a>

## STECKBRIEF Cryo Pur

Name	Cryo Pur SAS
Unternehmenssitz	Massy, Frankreich
Verfahren	Kryogene Kondensation verschiedener Biogasbestandteile durch unterschiedliche Temperaturniveaus
Eigenschaften	Integriertes System bestehend aus kryogener Gasaufbereitung, CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Biomethanverflüssigung über mehrere Wärmetauscher und Verdichterstationen
Leistungsbereich	• 0,7 bis 18,6 t/d (70 bis 2.000 m <sup>3</sup> Biogas/h)
Referenzanlagen	BIOGNVAL, Frankreich; Greenville Energy, Irland
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Verflüssigung möglich; es entsteht ein separates Produkt in hoher Reinheit</li> <li>• Biogasaufbereitung und -verflüssigung in einem Prozess kombiniert</li> </ul>
Weitere Informationen	<a href="http://www.cryopur.com/en">www.cryopur.com/en</a>



## 7. Ökologischer Wert (Lebenszyklusanalyse)

Ob eine Biogasanlage im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken ökologisch vorteilhaft ist, lässt sich mit Hilfe einer Klimagasbilanz beurteilen. Diese betrachtet den Einfluss einer Technologie auf den Treibhausgaseffekt, sowohl qualitativ als auch quantitativ, und bildet die Grundlage, um verschiedene Energieerzeugungsformen hinsichtlich ihrer Treibhausgaswirkung zu vergleichen.

Am Beispiel einer niedersächsischen Abfallvergärungsanlage wurde mithilfe einer Lebenszyklusanalyse untersucht, ob die Nutzung von Bio-LNG ökologische und ökonomische Vorteile im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen bietet und die Nachhaltigkeitskriterien (Emissionsreduktion um 65 % ab 2021) der europäischen Erneuerbare-Energien-

Richtlinie (Renewable Energy Directive / RED II) eingehalten werden können.

Bei der betrachteten Biogasanlage handelt es sich um eine Bestandsanlage, die im Wesentlichen Schlachtabfälle einsetzt und über ein Wärmenutzungskonzept verfügt (siehe Abbildung 4). Das Biogas, das bereits in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verstromt wird und Industrie- und Privatkunden mit Wärme versorgt, steht für eine Aufbereitung zu Bio-LNG nicht zur Verfügung. Es werden ausschließlich freie Mengen für die Aufbereitung eingesetzt, also bisher nicht in KWK verstromtes Biogas sowie Biogas, das aus einer Steigerung der Gaserzeugung resultiert. Es ergibt sich eine Bio-LNG Menge von rund 1.400 t/a.

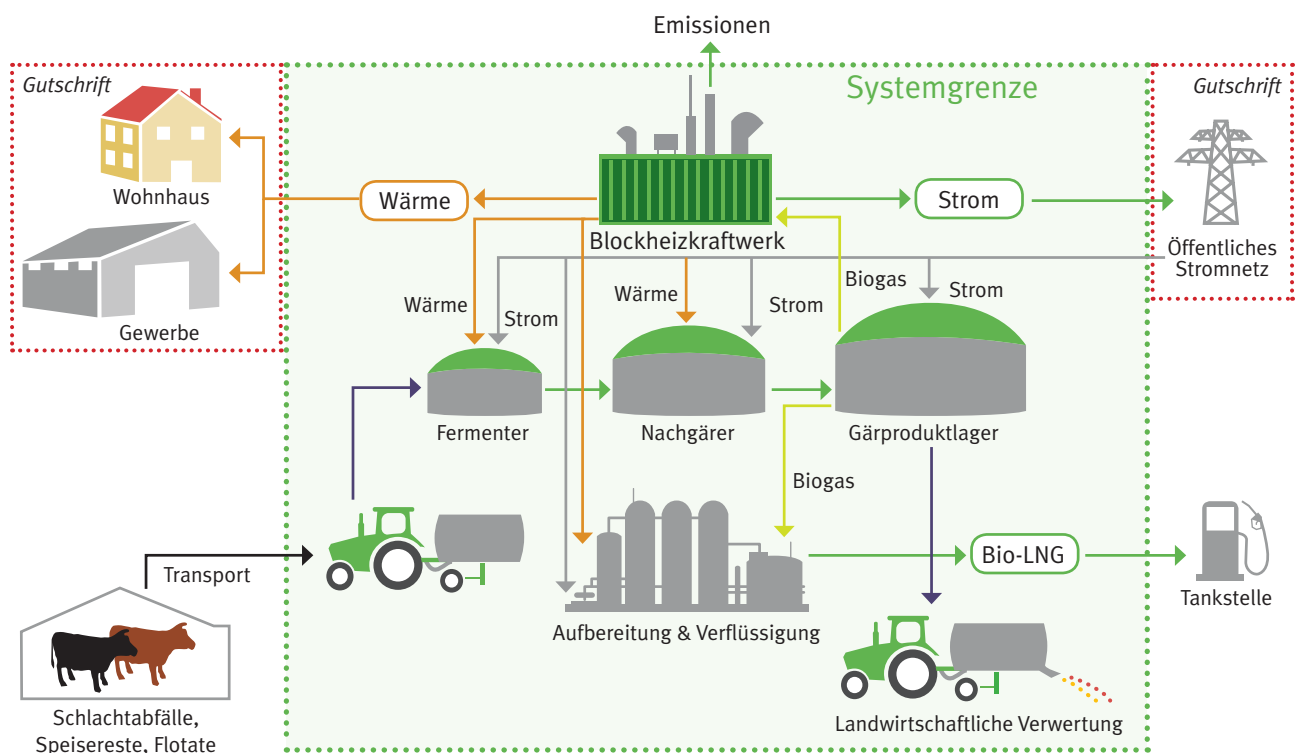


Abb. 4: Einfache Systemgrenze zum Lebensweg der Bio-LNG Bereitstellung aus Abfall-Biogas (rote Kästen: Erweiterte Systemgrenzen mit Gutschriften für Strom und Wärme)

### Kurz erklärt: LCA

Eine Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment, LCA), auch Ökobilanz genannt, umfasst die systematische Analyse und Bewertung eines Produktes oder Prozesses hinsichtlich ihrer Umwelteinflüsse. Betrachtet wird der gesamte Lebenszyklus, beginnend bei der Gewinnung des

Rohstoffs und der Produktion über die Nutzung bis hin zum Recycling und/oder der Entsorgung. Unternehmen nutzen diese ökobilanzielle Betrachtung zunehmend zur Prozessoptimierung und zur Erstellung eines sogenannten »CO<sub>2</sub>-Fußabdruckes«.



Die Auswertung der Lebenszyklusanalyse in der Wirkungskategorie »Global Warming Potential (GWP)« für die dezentralen Bio-LNG Erzeugung beinhaltet zum einen das Bioraffineriekonzept nach RED II (einfache Systemgrenzen) und zum anderen das Best-Practice-Beispiel der betrachteten Biogasanlage einschließlich Strom- und Wärmegutschriften (erweiterte Systemgrenzen). Um die Vergleichbarkeit mit anderen Biogasbereitstellungspfaden zu gewährleisten, wurde zudem ein Literaturwert für ein Biogasgemisch aus Wirtschaftsdünger und Bioabfall (50%/50%) herangezogen, welcher zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist wird (vgl. Abbildung 5).

Die Auswertung der Wirkungskategorie GWP für die drei betrachteten Szenarien zeigt, dass die Biogasanlage die Bewertungskriterien nach RED II erfüllt, wenn auch nur knapp (31 g CO<sub>2</sub> eq. pro MJ Bio-LNG). Die Bilanzierung mit Literaturdaten für ein Biogasgemisch liefert ähnliche Werte (33 g CO<sub>2</sub> eq. pro MJ Bio-LNG), liegt aber oberhalb des Reduktionsziels von 65 %, wobei die Unsicherheitspanne von

31 - 35 g CO<sub>2</sub> eq. pro MJ Bio-LNG reicht. Betrachtet man das Best Practice-Szenario mit Strom- und Wärmegutschriften, so liegen die Netto-Emissionen mit -20 g CO<sub>2</sub> eq. pro MJ Bio-LNG sogar im negativen Bereich. Es werden demnach mehr Emissionen eingespart als freigesetzt.

Die Aufteilung der Emissionsanteile zeichnet folgendes Bild: Bei den Szenarien ohne externe Strom- und Wärmegutschriften liegen die Emissionen aus der Biogaserzeugung und der Aufbereitung zu Bio-LNG auf einem ähnlichen Niveau. Die Hauptemissionsquellen sind die Gärrestbehandlung (bei energieintensiven Aufbereitungsprozessen) mit direkten Emissionen (Lachgas, Ammoniak) und entsprechenden Gutschriften für die Mineraldüngersubstitution sowie die direkten Emissionen aus der Biogasanlage und den BHKW (hauptsächlich Methanschluß). Die Substratbereitstellung hat trotz der teils großen Transportentfernungen nur einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen genauso wie die Gutschriften für die Hygienisierung.

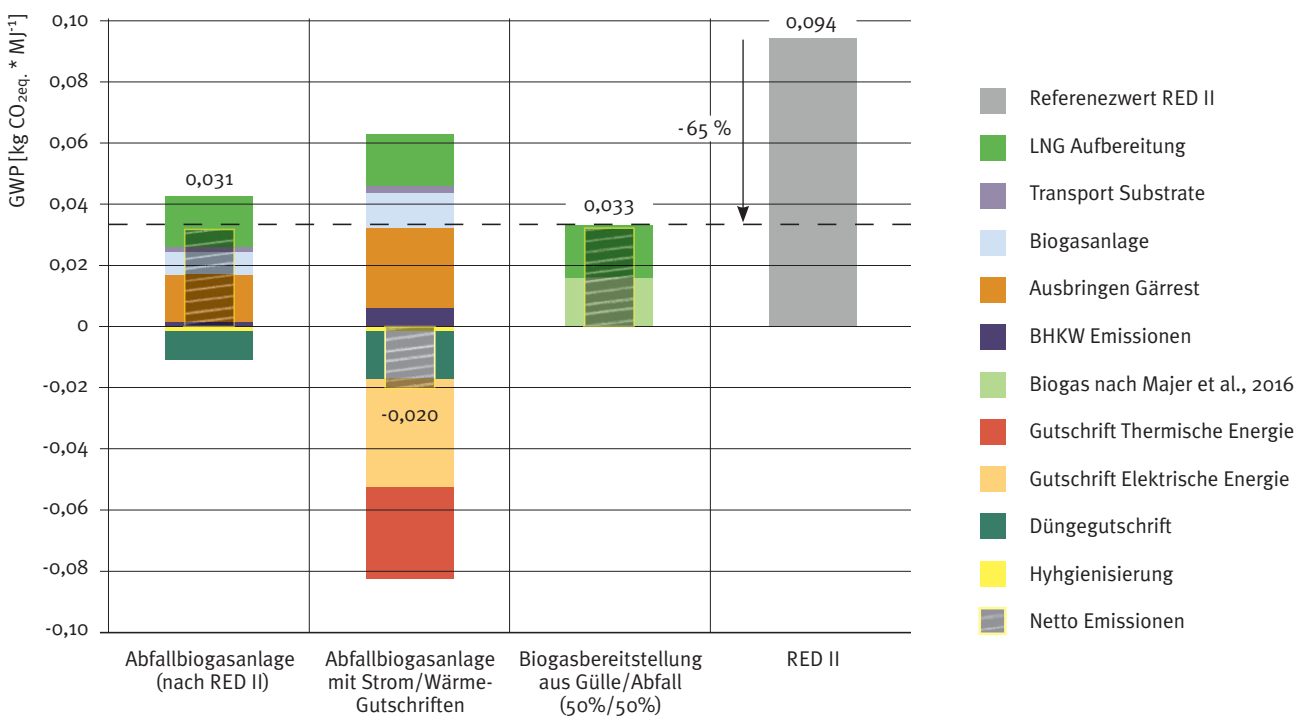


Abb. 5: Wirkungsabschätzung in der Kategorie »Klimawandel« (GWP) verschiedener Small Scale-LNG-Bereitstellungspfade im Vergleich zum RED II-Referenzwert

## 8. Ausblick

Um Bio-LNG als Kraftstoff zu etablieren, müssen die Einflussfaktoren entlang der gesamten Herstellungs- und Nutzungskette betrachtet werden. Neben den technischen Möglichkeiten und dem rechtlichen Rahmen zählen dazu auch das wirtschaftliche Umfeld und die Akzeptanz der Anwender.

Die Verbreitung von Biogas im Verkehr ist im Gegensatz zu flüssigen Kraftstoffen auf den Ausbau der geeigneten Infrastruktur angewiesen. Bei strombetriebenen Fahrzeugen zeigt sich ein ähnliches Bild. Das flächendeckend vorhandene Stromnetz muss durch eine ausreichende Verteilung von Ladepunkten ergänzt werden. Ein gänzlich anderes Bild zeigt sich bei LNG und Wasserstoff, für die bisher kaum eine Tankinfrastruktur besteht. Hier kann eine Verbreitung nur punktweise von einzelnen Tankstellen ausgehen, die vorwiegend für Flottenkunden mit begrenztem Aktionsradius errichtet werden. Mehrere Mineralöllieferanten und Energieversorger planen deutschlandweit bis Ende 2020 rd. 40 Tankstellen, davon 10 in Niedersachsen, Hamburg und Bremen.

Für den Zeitraum Juli 2018 bis Juli 2019 sind insgesamt 1.390 energieeffiziente LKW über das Förderprogramm des Bundes unterstützt worden. LNG-LKW erfahren mit einem Umfang von 994 Fahrzeugen die größte Nachfrage gefolgt von CNG-LKW mit einem Umfang von 339 Bewilligungen. 57 Elektro-LKW sind für den betrachteten Zeitraum gefördert worden.

### Verlässliche Einsatzbedingungen für Biogas als Kraftstoff

Für die Biogasanlagenbetreiber haben vor allem ein stabiler rechtlicher Rahmen und die Entwicklung der Substratkosten die größte Bedeutung. Biogas wird heute vorrangig zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt. Für die bestehenden Biomethan-BHKW bleibt dieser Pfad – ebenso wie für die mit Rohbiogas betriebenen BHKW – während der verbleibenden Vergütungsdauer des EEG zumindest für Biogas aus Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger attraktiv. Ab 2025 ist hier eine Verschiebung zu Gunsten der Kraftstoffnutzung zu erwarten. Für Biogas und Biomethan aus Abfallstoffen und Wirtschaftsdünger ist dieser Pfad bereits heute schon interessant. Für die Produktion von Bio-LNG aus Biogas sind Technologien im kleinen Leistungsbereich erforderlich. Hier sind bereits einige technische Entwicklungen auf dem Markt.

Für die potenziellen Anwender von LNG stehen die technischen und wirtschaftlichen Fragen im Vordergrund. Nur bei ausreichender Infrastruktur, breiter Fahrzeugvielfalt und zufriedenstellender Reichweite resultiert aus grundsätzlichem Interesse eine Kaufentscheidung. Bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit spielen sowohl die Anschaffungskosten als auch die Kraftstoffkosten eine Rolle. Beide werden durch die bestehenden steuerlichen Bestimmungen und Förderprogramme positiv beeinflusst.

Von entscheidender Bedeutung ist die Bewertung der Umweltentlastung durch Bio-LNG im Gegensatz zu LNG fossiler Herkunft. Von der nationalen Umsetzung der RED II sind hier deutliche Impulse zu erwarten, die die Gasbereitstellungskosten auf das aktuelle Marktniveau absenken können.





**Geschäftsstelle Werlte**

Kompaniestraße 1 | 49757 Werlte  
Tel.: +49 (0) 5951 9893-10 | Fax: +49 (0) 5951 9893-11 | E-Mail: [info@3-n.info](mailto:info@3-n.info)

**Büro Göttingen**

Rudolf-Diesel-Straße 12 | 37075 Göttingen  
Tel.: +49 (0) 551 30738-17 | Fax: +49 (0) 551 30738-21 | E-Mail: [goettingen@3-n.info](mailto:goettingen@3-n.info)

**Büro Heidekreis**

Walsroder Straße 9 | 29683 Bad Fallingbostel  
Tel.: +49 (0) 5162 8850-474 | Fax: +49 (0) 5162 9856-297 | E-Mail: [heidekreis@3-n.info](mailto:heidekreis@3-n.info)

[www.3-n.info](http://www.3-n.info)