

Bio-LNG in Niedersachsen

Verflüssigtes Biogas für den Transportsektor



Inhaltsverzeichnis

1. Modellregion Bio-LNG in Niedersachsen	1
2. Vom Biogas zum Bio-LNG	2
3. Potenzial in Niedersachsen	3
4. Rechtlicher Rahmen	5
5. Nutzungsmöglichkeiten und Infrastruktur	7
6. Zentrale und dezentrale LNG-Produktion	9
7. Übersicht Verflüssigungstechnologien	10
8. Ökologischer Wert (Lebenszyklusanalyse)	14
9. Ausblick	16

1. Modellregion Bio-LNG in Niedersachsen

Das Projekt Modellregion Bio-LNG in Niedersachsen hat die Einführung von verflüssigtem Biogas als Treibstoff einer regionalen Versorgung zum Ziel.

Bei der langfristigen Umstellung der deutschen Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger stellt der Verkehrssektor eine besondere Herausforderung dar. Im Gegensatz zu den Sektoren Strom (bundesweit 41,1 %) und Wärme (16,5 %) weist der Verkehrsbereich nur einen Anteil von 6,8 % erneuerbarer Energieträger auf, der im Wesentlichen von Biodiesel und Bioethanol gebildet wird. Um einen größeren Anteil zu erreichen, sehen die meisten Szenarien der zukünftigen Energieversorgung in Biogas und Power to Gas die Chance zur Erzeugung von Treibstoff. Dies ist eine sinnvolle Ergänzung zur Elektromobilität, insbesondere für den Schwerlastverkehr oder die Seeschifffahrt. Sein besonderer Vorteil liegt in der hohen Energiedichte, der Speicherbarkeit und in einer hohen Erzeugungseffizienz. Daneben ist das bereits vorhandene Fahrzeugangebot – insbesondere im Segment der mittleren und schweren Nutzfahrzeuge – zu nennen.

Die hochentwickelte niedersächsische Biogasnutzung, die heute fast ausschließlich auf die Strom- und Wärmeerzeugung ausgerichtet ist, wird dabei grundsätzlich verändert. Der aktuelle Anlagenbestand schafft hier eine besonders gute Ausgangssituation. Biogas kann sowohl in verdichteter Form als Bio-CNG als auch in verflüssigter Form als Bio-LNG genutzt werden. Mit Biomethan lässt sich schon heute ein nahezu CO₂-freier Transport durchführen.

Das zweijährige Projekt »Aufbau einer Modellregion zur Erzeugung und Nutzung von Bio-LNG« startete im Oktober 2020 und soll zum einen durch das beispielhafte Aufzeigen der gesamten Wertschöpfungskette (Erzeugung, Vermarktung und

Verbrauch) die Funktionalität einer regionalen Bio-LNG-Versorgung demonstrieren und zum anderen einen Beitrag zum Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur leisten. Niedersachsen bietet hierfür aufgrund des hohen Biogasanlagenbestands besonders gute Möglichkeiten. Dieser Modellcharakter kann auf andere Regionen übertragen werden.

Das Projekt Modellregion Bio-LNG in Niedersachsen wird durch das Niedersächsische Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und Energie gefördert und besteht aus vier Arbeitspaketen:

1. In einer Pilotphase wird eine Verflüssigungsanlage zur Herstellung von Bio-LNG für jeweils einen Monat bei zwei Biogasaufbereitungsanlagen betrieben.
2. In einer Pilotphase werden an zwei Standorten für jeweils ein Jahr zwei verschiedene mobile Tankstellen betrieben. Als Einsatzpunkte dienen bestehende und neue Standorte, deren Betreiber Interesse an der Erweiterung ihres Angebotspektrums haben. Es erfolgt eine Auswertung und Vergleich von spezifischen Kennziffern auf Basis der bereitgestellten Informationen der beiden Anlagenbetreiber.
3. Das zunehmende Interesse an der Erzeugung, dem Vertrieb und der Verwendung von Bio-LNG wird durch die gezielte Information und Beratung unterstützt. Dabei werden technische und wirtschaftliche Fragen beantwortet und individuelle Beratungen durchgeführt.
4. Die Verbreitung der Ergebnisse erfolgt mittels einer Abschlussveranstaltung, Fachveröffentlichungen und einem begleitenden Arbeitskreis regionaler Wirtschaftspartner.

Weiterführende Informationen aus dem Projekt finden Sie unter www.3-n.info/modellregion-bio-lng.



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 fünfzehn Jahren eine beachtliche Entwicklung vollzogen. Derzeit sind in Deutschland etwa 9.880 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 5.926 MW in Betrieb. 2022 stellte Biogas 14,3 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen und damit 6,9 % des bundesweiten Stromverbrauchs bereit.

Ende 2021 waren in Niedersachsen 1.676 überwiegend landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung von insgesamt 890 MW in Betrieb. Diese Anlagen erzeugen 13,5 % des erneuerbaren Stroms in Niedersachsen und 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 stellt der Verkehrssektor eine besondere Herausforderung dar. Im Gegensatz zu den Sektoren Strom (bundesweit 41,1 %) und Wärme (16,5 %) weist der Verkehrsbereich nur einen Anteil von 6,8 % erneuerbarer Energieträger auf, der im Wesentlichen von Biodiesel und Bioethanol gebildet wird.

Um einen größeren Anteil zu erreichen, sehen die meisten Szenarien der zukünftigen Energieversorgung in Biogas und Power to Gas sowie perspektivisch in Wasserstoff die Chance zur Erzeugung von Treibstoff. Dies ist eine sinnvolle Ergänzung zur Elektromobilität, insbesondere für den Schwerlastverkehr oder die Seeschifffahrt. Der Bestand niedersächsischer Biogasanlagen schafft hier eine besonders gute Ausgangssituation. Biogas kann sowohl in verdichteter Form als Bio CNG als auch in verflüssigter Form als Bio-LNG genutzt werden.

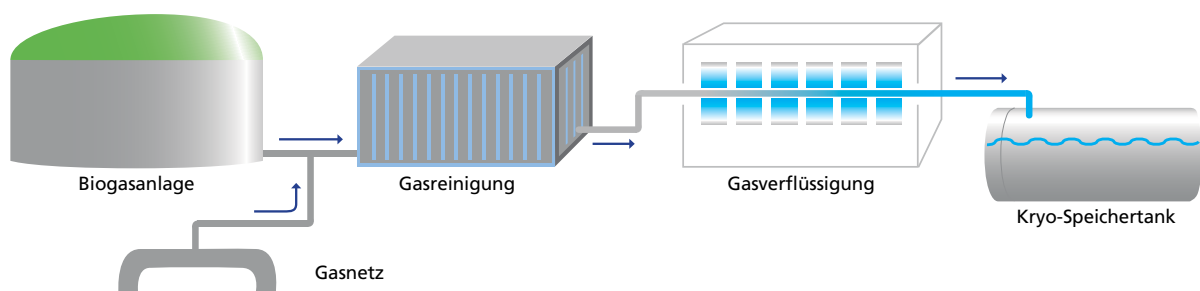


Abb. 1: Vom Biogas zum Bio-LNG

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 °C verflüssigt und liegt in flüssiger Form vor. Die Speicherung erfolgt in Spezialbehältern.

Bio-CNG

Bei **Bio-LNG** und **Bio-CNG** handelt es 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. 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 37 Biogasanlagen Biogas auf (Stand 2021) und speisen dies in das Erdgasnetz ein. Vier der Anlagen sind Kofermentieranlagen und vergären Abfälle. Die Einspeisemenge von 1,2 TWh/a stellt 1,5 % des niedersächsischen Erdgasverbrauches dar.

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. 8,7 Mio. t Gülle und Festmist in Biogasanlagen eingesetzt und energetisch genutzt. Dies entspricht 40 % des Gesamteinsatzes, wodurch 13 % der Gesamtleistung bereitgestellt werden. Das vorhandene Wirtschaftsdüngerpotenzial wird damit aber nur zu etwa 19 % 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**

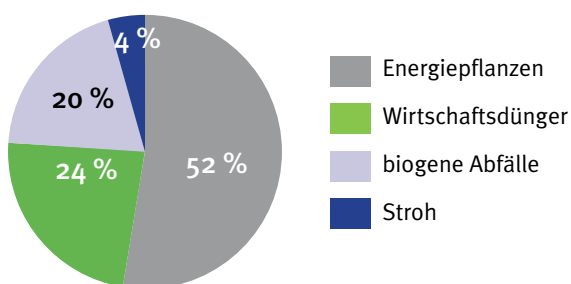
Bio- und Grünabfall ist grundsätzlich gut zur energetischen Nutzung geeignet, die Vergärung stellt bisher jedoch nur eine wenig genutzte Option dar. Niedersachsen weist gute Voraussetzungen für die Vergärung von Bioabfällen auf, da sie in 86 % der Haushalte erfasst werden. In Zukunft ist deshalb keine 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.



Abb. 2: Biogasaufbereitungsanlage

Substrate



Erschließungswege

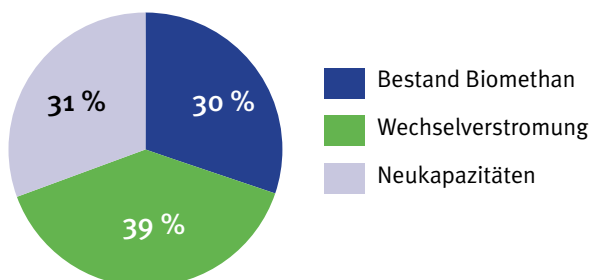


Abb. 3: Anteile der Rohstoffe (bezogen auf Energiegehalt) und der Erschließungswege am Biokraftstoffpotenzial

Ergebnis

In Niedersachsen besteht ein Potenzial zur Erzeugung von Bio-CNG/Bio-LNG von ca. 2,6 Mio. kWh/a und kann damit einen Anteil von 4,2 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs decken. Wird die Erzeugung von Bio-LNG ausschließlich auf das Schwerlastsegment des Straßenverkehrs bezogen, kann es 12,8 % des niedersächsischen Dieserverbrauchs von LKW ersetzen, wenn das Treibstoffpotenzial von Biogas vollständig in Form von Bio-LNG eingesetzt würde. LKW benötigen mit 1,8 Mio. t/a mehr als die Hälfte des gesamten Dieserverbrauchs. Das Erzeugungspotenzial setzt sich sowohl aus bestehenden Biomethaneinspeiseanlagen als auch aus Biogasanlagen zusammen, die aus der Verstromung in die Gaseinspeisung wechseln. Hinzu kommt die Erschließung neuer Potenziale insbesondere bei der Verwendung von Wirtschaftsdünger, landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfall.

Abb. 3 zeigt die Potenzialermittlung im Überblick. 69 % basieren auf dem Anlagenbestand – sowohl die bestehende Biomethaneinspeisung als auch die Verstromungsanlagen, die in die Gaseinspeisung wechseln. Knapp ein Drittel stammt aus der Erschließung von Wirtschaftsdünger und Abfall- und Reststoffen als neue Substrate. Bei den eingesetzten Substraten dominiert trotz des stark erhöhten Wirtschaftsdüngeranteils der Beitrag der Energiepflanzen der Bestandsanlagen. Dabei ist ein ähnlicher Substratwechsel unterstellt, wie er auch bei Fortführung der Verstromung gemäß EEG erforderlich wäre.

4. Rechtlicher Rahmen

Förderungen und Vergünstigungen

Der Einsatz von Biogas als Kraftstoff wird z. Z. (Dez. 2022) vor allem über die THG-Minderungseigenschaften des Kraftstoffes über das beschriebene THG-Quotensystem und die Mautbefreiung sowie eine Reduktion der Energiesteuer unterstützt.

Im Einzelnen:

- Reduzierte Energiesteuer für die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff Fahrzeugantrieb gemäß § 2 Absatz 2 Energiesteuergesetz gegenüber dem regulären Satz von 31,80 €/MWh in Höhe von 13,90 €/MWh bis 31.12.23 abfallend auf 27,33 €/MWh im Jahr 2026
- Vollständige Befreiung von der Fernstraßenmaut für gasbetriebene LKW bis 2023 und Befreiung von der Komponente Luftverschmutzung

Festlegung der Mengenanteile am Kraftstoffverbrauch

Die Mindestabsatzquote für alternative Kraftstoffe wird durch die gesetzlichen Vorgaben der 38. BImSchV, §37a BImSchG und basiert auf der Renewable Energy Directive II der EU (RED II) bestimmt. Die RED II ist im Juni 2021 in das deutsche Recht überführt worden und gilt bis 2030. Die RED II sieht einen Mindestanteil von 14 % erneuerbarer Energien im Verkehrssektor vor. Laut der Vorgaben von 2021 gehen die Anforderungen in Deutschland weit darüber hinaus (28 %). In Deutschland werden diese Vorgaben mit Hilfe der THG-Quote erfüllt.

Die Mineralölunternehmen haben verschiedene Möglichkeiten, sogenannte Erfüllungsoptionen, die THG-Quote umzusetzen. Zu diesen Erfüllungsoptionen gehören grüner Wasserstoff, Strom oder fortschrittliche Biokraftstoffe. Mit der THG-Quote werden Mineralölunternehmen verpflichtet, die Treibhausgasemissionen ihrer abgesetzten Kraftstoffe gegenüber einem fossilen Referenzkraftstoff von aktuell 7 % (2023) bis 25 % (2030) zu senken.

Die derzeit diskutierte RED III plant weitere Verpflichtungen zur Treibhausgasemissionen und Limitierungen der biogenen Einsatzstoffe ab 2030. Darüber hinaus plant die Europäische Kommission im Rahmen des »ReFuelEU«-Ansatzes bis 2030 eine Verdopplung der jährlichen Produktion von Biomethan von heute 17 Mrd. m_N^3 (170 TWh) auf 35 Mrd. m_N^3 . Dabei soll sichergestellt werden, dass

Biomethan aus organischen Abfällen und land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen erzeugt wird.

Auch über die Quotenerfüllung hinaus werden Mengen nachgefragt, wenn dies für die Anwender wirtschaftlich vorteilhaft ist, umweltfreundliche Transportformen gesucht werden oder es der Lösung anderer Problemstellungen dient, wie z. B. der Feinstaubbelastung in Innenstädten.

Regelungen auf Bundes- und europäischer Ebene

Die 38. BImSchV regelt die Quoten für alternative Kraftstoffe für die Periode 2021 - 2030. Kraftstoffe aus Anbaubiomasse sollen die Obergrenze von 4,4 % der energetischen Menge nicht überschreiten. Mengen, die darüber hinaus in Verkehr gebracht werden, werden nicht mehr angerechnet.

Progressive Entwicklungsziele sind nur für sog. fortschrittliche Kraftstoffe festgelegt, die aus Rest- und Abfallstoffen, Gülle, Stroh, Algen etc. oder mit innovativen Verfahren zur CO₂-Abscheidung auf Basis von erneuerbaren Energieträgern hergestellt sind. Eine Unterquote sieht hierfür für 2022 einen Anteil von 0,2 % vor, der 2023 auf 0,3 %, 2024 auf 0,4 %, 2025 auf 0,7 %, 2026 auf 1,0 %, 2028 auf 1,7 % und bis 2030 auf 2,6 % steigen soll. Auch komprimiertes und verflüssigtes Biogas kann auf die Quote angerechnet werden – sowohl als Reinkraftstoff als auch als Gemisch. Mengen oberhalb dieser Unterquoten werden zurzeit mit dem Faktor 2 angerechnet. Für Biotreibstoffe aus Abfall- und Reststoffen gemäß Anlage 4 der 38. BImSchV (vgl. Anhang IX Teil B der RED II) besteht eine Kappungsgrenze von 1,9 %. Zu diesen Stoffen zählen gebrauchtes Speiseöl und tierische Fette gemäß Kategorien 1 und 2 der EU-Hygieneverordnung.

Auch Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe sollen von 2022 bis 2030 ebenfalls zweifach angerechnet werden. Zur Produktion strombasierter Kraftstoffe wird grüner Wasserstoff benötigt. Deshalb soll dieser zunächst dort eingesetzt werden, wo eine direkte Nutzung von elektrischem Strom sehr schwierig ist. Das trifft auf die Industrie sowie See- und Luftverkehr zu. Die THG-Quote soll bis 2030 für flüssige Kraftstoffe aus Ökostrom auf 2 % steigen.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien soll durch eine 2-fache Anrechnung vorangebracht werden. Der direkte Einsatz von (grünem) Strom in Elektroautos stellt eine konkurrierende Erfüllungsoption dar und wird mit einer 3-fachen Anrechnung innerhalb der THG-Quote gefördert. Damit soll der Ausbau von Ladeinfrastruktur gefördert werden.

Zugleich wird die Anforderung von alternativen Kraftstoffen an die Treibhausgasminderung verschärft werden, die nun für Neuanlagen mindestens 70 % beträgt. Die Inverkehrbringer von Treibstoffen können ihre Verpflichtung gemäß 38. BImSchV durch Ankauf von Emissionsminderungsnachweisen erfüllen. Deren Handel erfolgt parallel zum physischen Handel

der Energieträger. Die Marktwerte solcher Nachweise sind von der damit verbundenen Treibhausgasminderung und den aktuellen CO₂-Minderungskosten bestimmt und liegen voraussichtlich zwischen 3 und 17 ct/kWh (s. Abb. 4). Die Nachweise der Emissionsminderung müssen bei Eintritt in den Handel durch die Verwendung von Standardwerten oder eine Betrachtung der gesamten Erzeugungskette erbracht und durch zugelassene Zertifizierer testiert werden. Biomethan oder Bio-LNG werden im Sinne der THG-Minderung wertvoller (höherer Quotenpreis) je weniger Anbaubiomasse und je mehr Reststoffe (u. a. Abfall, Wirtschaftsdünger) zur Erzeugung verwendet werden.

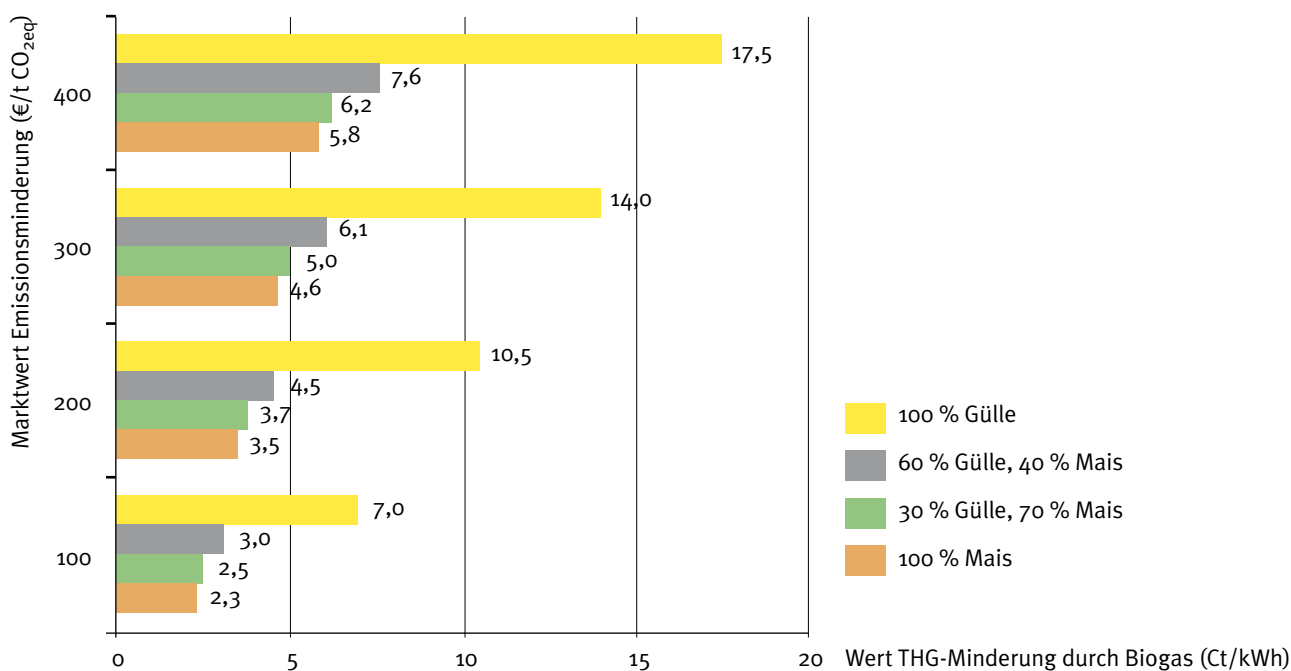


Abb. 4: Wert der Minderung der Treibhausgasemissionen (Quotenhandel) bei Biogas als Kraftstoff

5. Nutzungsmöglichkeiten und Infrastruktur

Bio-LNG kann vielfältig eingesetzt werden: Es dient im Schwerlast- und Schifffahrtsverkehr als Alternative zu Dieselmotoren 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. Wenn Bio-LNG nicht direkt genutzt werden soll, dient die verflüssigte Form als Speicher- und Transportmedium. In Tankfahrzeugen, -waggons und -schiffen kann LNG aufgrund seiner hohen Energiedichte von den Erzeugungsorten 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.

Infrastrukturaufbau für die Straße

Seit Beginn 2021 hat auch in Niedersachsen ein starker Aufbau der LNG-Tankstelleninfrastruktur stattgefunden. Zum Ende 2021 wurde beim Bau von LNG-Tankstellen Wert auf die ersten sogenannten Ankerkunden gelegt, die den Absatz von LNG an einem Standort garantieren. Bis Ende 2021 gab es eine ausreichende Frequenz über die Ankerkunden hinaus. Die sehr ausgeprägte Preiserhöhung für LNG führte zu einem Rückgang des Absatzes. Während zu Projektbeginn fossiles LNG genutzt wurde, wurden 2021 schon geringe Mengen Bio-LNG beigemischt (ca. 5 bis 10 %), die vornehmlich aus dem europäischen Ausland beschafft wurden. Die ersten Bio-LNG-Projekte gingen im zweiten Halbjahr 2022 in Betrieb (Ruhe Biogas in Darchau). Weitere Projekte werden im Verlauf 2023 folgen.

Die Alternoil GmbH (Alternoil) schätzt: »Ca. 5 % der heute vertankten Menge besteht aus abfallbasiertem Bio-LNG. Nach Fertigstellung der Produktionsanlagen wird die Bio-LNG-Menge 2023 auf ca. 25 %, ab 2024 auf ca. 60 % des abgesetzten Volumens steigen.« Damit würde auch die steigende Nachfrage nach Bio-LNG, die heute noch mit Zukäufen aus dem Ausland befriedigt wird, durch regionale Produkte gedeckt werden können.



LNG & REEFUEL-Tankstelle der Alternoil GmbH in Oldenburg

Die 24/7 GmbH (LIQUIND) bestätigt ebenfalls den Weg zum grünen Bio-LNG: »2022 hat LIQUIND bereits 10 % der Volumina nach RED II zertifiziertem Biomethan zur Verfügung gestellt. Bis Ende 2024 wird das Produktportfolio vollständig grün sein!«

Durch die erhöhte Nachfrage sind bis heute bundesweit 151 (59 in Niedersachsen) LNG-Tankstellen entstanden. Altonoil hat Stand März 2023 bundesweit 75 Tankstellen davon 28 Tankstellen mit Bio-LNG Anteil; 29 in Niedersachsen. LIQUIND hat 24 LNG-Tankstellen, davon zwei in Niedersachsen (Göttingen und Schüttorf).

Das Potenzial von Bio-LNG wird von vielen Akteuren als sehr hoch eingeschätzt. Über die THG-Quote wird Biomethan aus Gülle und Gärresten wirtschaftlicher attraktiver und die Bestrebungen der Politik,

Anbaubiomasse für Kraftstoffproduktion deutlich zu reduzieren, belohnt. Für 3N und für das Projekt »Modellregion Bio-LNG« ist es wichtig, dass gerade regionale Akteure in die Wertschöpfungskette mit eingebunden werden. Spätestens ab 2024 werden in Deutschland nennenswerte Mengen Bio-LNG an den LNG-Tankstellen erhältlich sein.

Die Verflüssigungsanlagen werden in der Regel an logistisch günstigen Lagen errichtet, die auch mit guter Gasinfrastruktur ausgestattet sind. Dieses ermöglicht die Realisierung hoher Leistungen. Die Partner Altonoil und LIQUIND bereiten ebenfalls größere Projekte vor, die 2023 den Betrieb aufnehmen wollen. Zum einen ENVITEC mit LIQUIND im Bioenergiepark Güstrow und zum anderen Altonoil mit bmp greengas und Erdgas Südwest bei Fulda.



LNG-Tankstelle der LIQUIND 24/7 GmbH in Göttingen

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.

6. Zentrale und dezentrale LNG-Produktion

Mineralölversorger realisieren die zentrale Verflüssigung mit Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz. Produktionsmengen von bspw. 60.000 und 100.000 t/a erreichen niedrige Erzeugungskosten und ermöglichen variable Beimischungen zu fossilem Kraftstoff. Die zentrale Verflüssigung ist vor allem durch geringere Verflüssigungskosten und eine gestufte Produktionsweise geprägt. Die Biogasanlagen werden durch Aufbereitungsanlagen ergänzt, die Biomethan in das öffentliche Gasnetz einspeisen. Schwankende Produktionsmengen einzelner Anlagen können daher ausgeglichen werden. Der Vertrieb des Bio-LNG und die Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote erfolgen durch einen Großakteur, der das erforderliche Know-How vorhält, aber auch einen Teil des Erlöses erhält.

Damit werden zum einen regionale Zusammenhänge geschaffen und zum anderen höhere Bio-LNG-Anteile erreicht. Weitere Vorteile ist die Teilhabe an der gesamten Wertschöpfungskette – inkl. des Generierens von Erlösen aus dem Handel der Quotenverpflichtungen gemäß RED II. Den höheren Verflüssigungskosten steht der optimierte technische Ablauf durch die Integration aller Verfahrensschritte gegenüber. Grundsätzlich kann auch auf den Anschluss an das Erdgasnetz verzichtet werden, da das Endprodukt per LKW direkt zu den Abnehmern gebracht wird. Die geringen Entfernungen zu Abnehmern und die Verbindung mit lokalen Verbrauchern stellen weiteren Stärken der dezentralen Erzeugung dar.

Dem gegenüber steht die dezentrale Produktion. Biogasanlagenbetreiber realisieren die Errichtung eigener Produktionen und Tankstellen z. B. in Kooperation mit örtlichen Betreibern von LKW-Flotten.

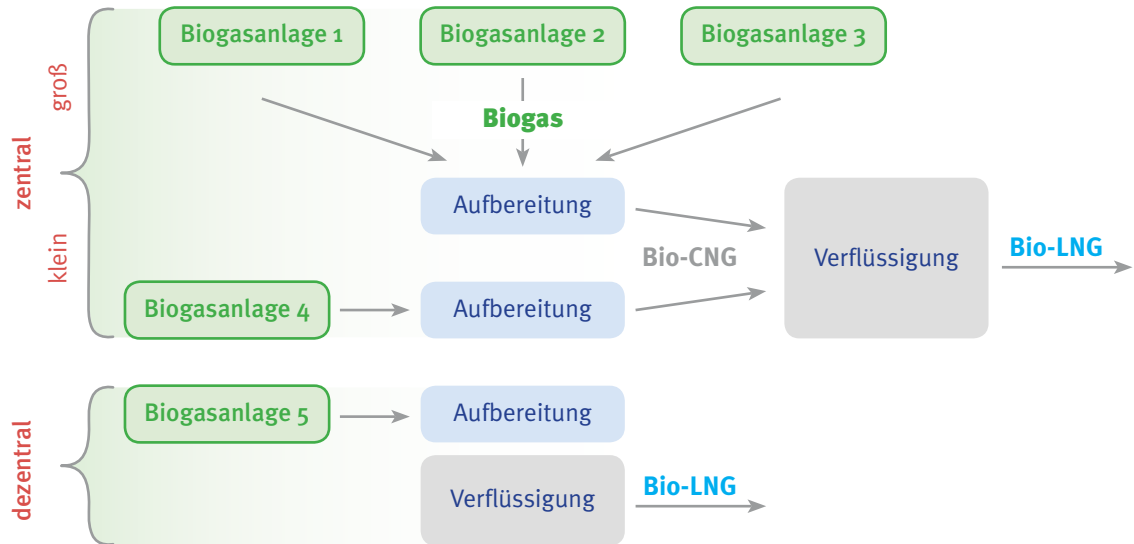


Abb. 5: Zentrale oder dezentrale Produktion von Bio-CNG/LNG

7. Übersicht Verflüssigungstechnologien

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 ₄)	Hauptstrom
Wasser (H ₂ O)	< 1 ppmv
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	< 3,5 ppmv
Kohlendioxid (CO ₂)	< 50 ppmv
Stickstoff N ₂	< 3 %
Sauerstoff O ₂	< 1 %

Tab. 1: Grenzwerte ausgewählter Biogasbestandteile für die Verflüssigung

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. Die Möglichkeit, flüssiges CO₂ für verschiedene industrielle Anwendung abzuscheiden, liegt ebenfalls nahe.

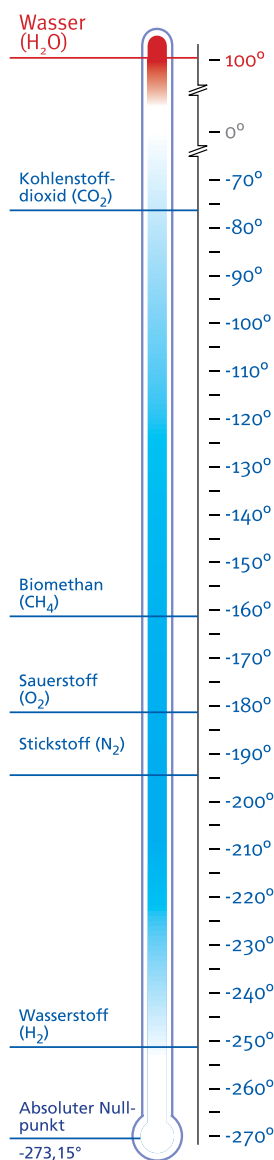


Abb. 6: Siedetemperaturen verschiedener Biogasbestandteile (in °C)

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



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

STECKBRIEF ERT CH₄ Verflüssigungssysteme

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. < 10 m³/h bis ca. 1.200 m³/h und größer

- Einzylinder-Kryogenerator ca.: < 150 - 330 kg/d bzw. < 360 - 1.040 l/d,
- Vierzylinder-Kryogenerator: 0,6 - 1,3 t/d bzw. 1.400 - 4.150 l/d

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

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

- Biomethanverflüssigung und Unterkühlung von flüssigem LNG möglich
- Geeignet für die Verflüssigung von Biomethan. oder Erdgas sowie die Rückverflüssigung von Boil-off-Gas und zur Unterkühlung von Flüssigmethan bei der Tanklagerung

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

www.liqal.com

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, CO₂-Abscheidung und Biomethanverflüssigung über mehrere Wärmetauscher und Verdichterstationen

Leistungsbereich

- 0,7 bis 18,6 t/d (70 bis 2.000 m_N³ Biogas/h)

Referenzanlagen

BIOGNVAL, Frankreich;
Greenville Energy, Irland

Besonderheiten

- CO₂-Abtrennung und Verflüssigung möglich; es entsteht ein separates Produkt in hoher Reinheit
- Biogasaufbereitung und -verflüssigung in einem Prozess kombiniert

Weitere Informationen

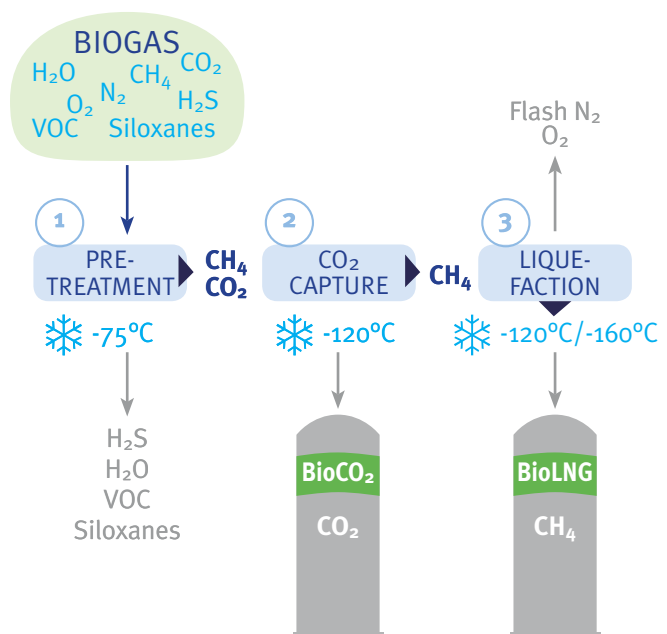
www.cryopur.com/en

STECKBRIEF CH₄LNG

Name	AB Holding S.p.a
Unternehmenssitz	Orzinuovi, Italien
Verfahren	Cryo cooler basiert auf Stirling Technologie und eines TSA Reinigungssystems (Tempertur Swing Adsorption), Verfügbarkeit ca. 98%
Eigenschaften	Hohe Effizienz, vor allem bei vielen Kaskadenschritten; höhere Investitionskosten aufgrund der Vielzahl an Kompressoren und Wärmetauschern.g
Leistungsbereich	5 bis ca. 12 t/d durch Parallelschaltung der Einzelmodule
Referenzanlagen	9 Referenzanlagen, vornehmlich in Italien
Besonderheiten	Skalierbar auch für kleine Größen; arbeitet ohne Verwendung von verflüssigten, technischen Gasen. Lieferbar in modularen Containeranlagen
Weitere Informationen	www.gruppoab.com

STECKBRIEF Nordsol - Technologie

Name	Nordsol
Unternehmenssitz	Bunnik bei Amsterdam, Niederlande
Verfahren	Membranverfahren
Eigenschaften	Biogas wird durch Membranen in Methan und CO ₂ aufgetrennt. Die Membranen werden durch die zurückgeführten Gase gereinigt. Nach den Membranen sind keine weiteren Reinigungsschritte notwendig. Das verflüssigte Methan wird auch als Kühlmittel genutzt, sodass keine weiteren Kühlmittel notwendig sind.
Leistungsbereich	10 t/d
Referenzanlagen	Bio-LNG Anlage Amsterdam
Besonderheiten	produziert seit ca. 1 Jahr (Stand Dezember 2022)
Weitere Informationen	www.nordsol.com



8. 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 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 Abb. 7). 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.

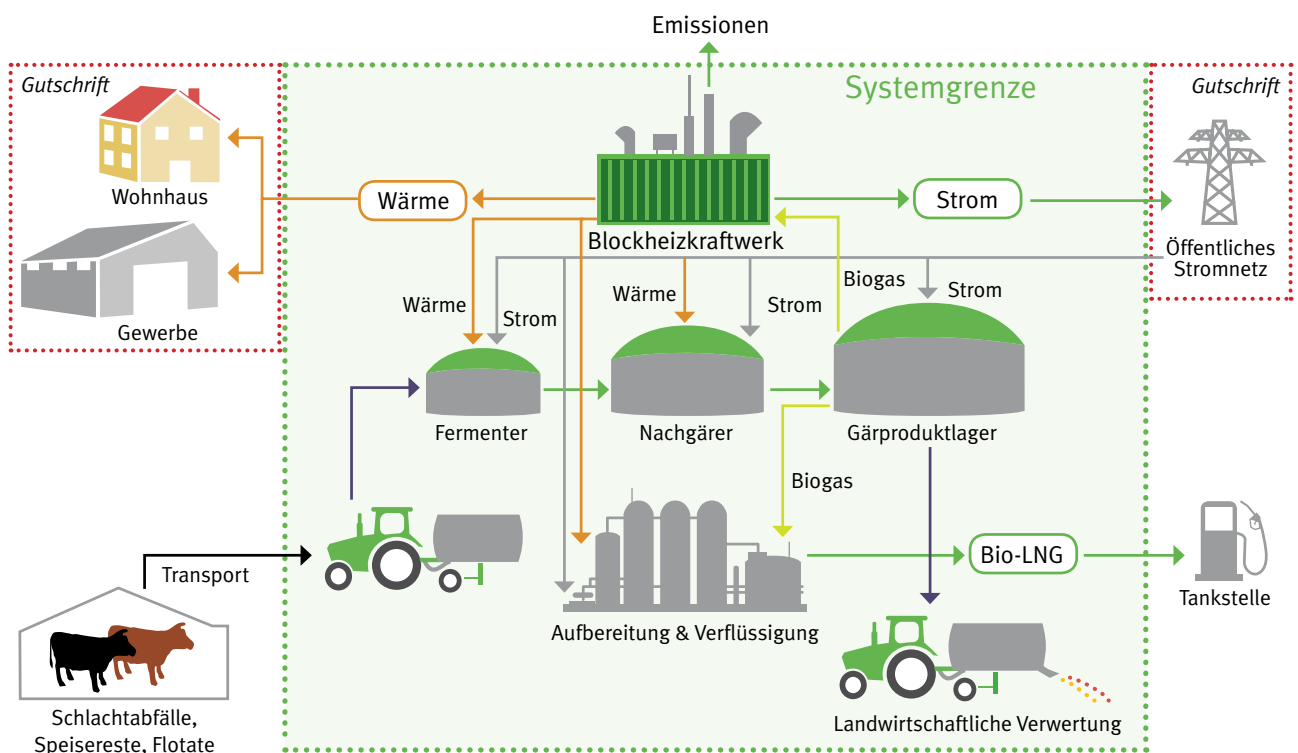


Abb. 7: Einfache Systemgrenze zum Lebensweg der Bio-LNG Bereitstellung aus Abfall-Biogas (rote Kästen: Erweiterte Systemgrenzen mit Gütschriften für Strom und Wärme)

Kurz erklärt: LCA

Eine Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment, LCA), auch Ökobilanz genannt, umfasst die systematische Analyse und Bewertung eines Produkts 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 »CO₂-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, welches zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist wird (Abb. 8).

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 CO₂ eq. pro MJ Bio-LNG). Die Bilanzierung mit Literaturdaten für ein Biogasgemisch liefert ähnliche Werte (33 g CO₂ eq. pro MJ Bio-LNG), liegt aber oberhalb des Reduktionsziels von 65 %, wobei die Unsicherheitsspanne von

31 - 35 g CO₂ eq. pro MJ Bio-LNG reicht. Betrachtet man das Best Practice-Szenario mit Strom- und Wärmegutschriften, so liegen die Netto-Emissionen mit -20 g CO₂ 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 Methanschleupf). Die Substratbereitstellung hat trotz der teils großen Transportentfernungen nur einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen genauso wie die Gutschriften für die Hygienisierung.

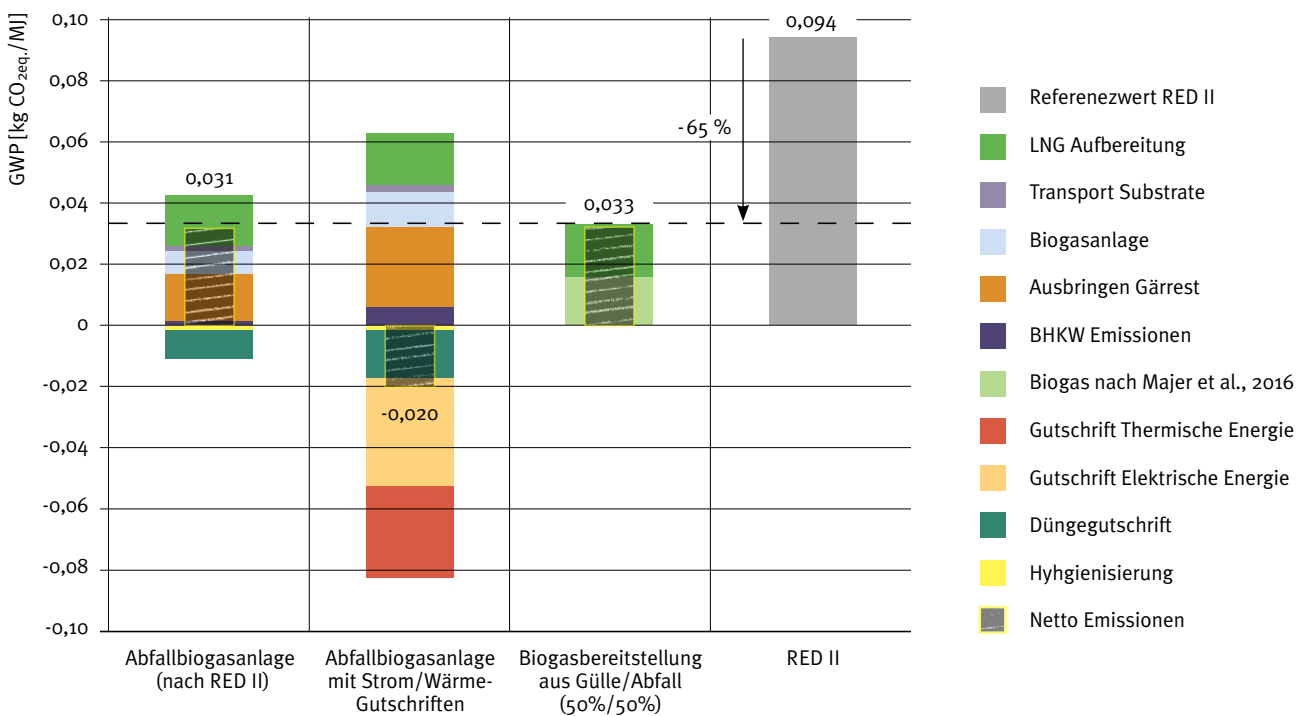


Abb. 8: Wirkungsabschätzung in der Kategorie »Klimawandel« (GWP) verschiedener Small Scale-LNG-Bereitstellungspfade im Vergleich zum RED II-Referenzwert

9. Ausblick

Um Bio-LNG als Kraftstoff zu etablieren, müssen die Einflussfaktoren entlang der gesamten Herstellung- 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 2022 rd. 151 Tankstellen, davon ca. 59 in Niedersachsen, Hamburg und Bremen.

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. Die nationale Umsetzung der RED II hat hier deutliche Impulse gesetzt. Die Substratbasis wird sich aufgrund der rechtlichen Vorgaben deutlich in Richtung Abfall- und Reststoffe verändern. Hier weist Niedersachsen große Potenziale auf. Bio-CNG und -LNG können ergänzend zur Elektromobilität mit Batterie und Brennstoffzelle zur Erreichung der Klimaschutzziele im Schwerlastverkehr eingesetzt werden.

Impressum

Herausgeber:

Niedersachsen • Netzwerk
Nachwachsende Rohstoffe
3N Dienstleistungen GmbH



3N Dienstleistungen GmbH

Kompaniestraße 1 | 49757 Werlte

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

E-Mail: info@3-n.info

im Auftrag von:



**Niedersächsisches Ministerium
für Umwelt, Energie und Klimaschutz**

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie
und Klimaschutz

Archivstraße 2 | 30169 Hannover

Redaktion:

Dr. Frank Köster, Michael Kralemann, Tobias Röther

2. Auflage 2022

Alle Rechte liegen beim Herausgeber.

Nachdruck nur mit Genehmigung.

Bildmaterial:

3N Kompetenzzentrum,

außer: S. 4: Hinrich Neumann; S. 9: Alternoil GmbH,

S. 10: LIQUIND 24/7 GmbH; S. 11: Wärtsilä

Layout:

Margit Camille-Reichardt

UMWELTFREUNDLICHE
PRODUKTION



Ausgezeichnet für
PSI SUSTAINABILITY AWARDS



SIEGWERK
Pflanzenfarben



Mit Nachhaltigkeit
der Umwelt zuliebe!



Geschäftsstelle Werlte

Kompaniestraße 1 | 49757 Werlte
Tel.: +49 (0) 5951 9893-10 | Fax: +49 (0) 5951 9893-11 | E-Mail: 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

Büro Heidekreis

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

www.3-n.info