



Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

METHANVERFLÜSSIGUNG

Technologievergleich im kleinskaligen Leistungsbereich

—
Fünf kleinskalige Technologien für die
dezentrale Verflüssigung von Methan
im Vergleich

—
Technologiebeschreibung
und multikriterieller
Vergleich

—
Berechnung von
Verflüssigungskosten und
Treibhausgas-Emissionen

INHALTSVERZEICHNIS

Übersicht	4
Kontextualisierung.....	5
Zielstellung.....	6
Regulatorische Anforderungen Verflüssigungsanlage.....	6
Kraftstoffanforderungen Bio-LNG	6
Technologieüberblick.....	7
Mixed Refrigerant Cycle.....	8
Gas Expansion Cycle	9
Linde Cycle.....	10
Stirling Refrigeration.....	10
Cryogenic Liquid Vaporization	11
Technologievergleich.....	12
Technische Bewertung.....	12
Vergleich der Verflüssigungskosten.....	13
Vergleich der Treibhausgasemissionen	14
Fazit.....	16
Methodenbeschreibung.....	17
Ökonomische Bewertung.....	17
Ökologische Bewertung.....	17
Das Vorhaben Pilot-SBG.....	18
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	22
Literaturverzeichnis	24

IMPRESSUM

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Autor:innen: Hendrik Etzold, Roy Nitzsche, Katja Oehmichen, Jörg Schröder

Datum der Veröffentlichung: 25. Juni 2024

Zitierempfehlung: Etzold, H.; Nitzsche, R.; Oehmichen, K.; Schröder, J. (2024). Methanverflüssigung - Technologievergleich im kleinskaligen Leistungsbereich. Fokusheft im Projekt Pilot-SBG. Leipzig: DBFZ. 29 S.
ISBN: 978-3-949807-11-4. DOI: 10.48480/bh9h-am62.

ISBN: 978-3-949807-11-4

DOI: <https://doi.org/10.48480/bh9h-am62>

Layout: Rico Ehrentraut

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr unter Aktenzeichen G26/3552.1 durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autor:innen.

ÜBERSICHT

Um Biomethan auch im in kleinem Produktionsmaßstab für den Verkehr besser zugänglich zu machen, können kleine dezentrale Verflüssigungsanlagen eingesetzt werden. Hierfür stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Die betrachteten Technologien weisen Verflüssigungskosten von ca. 0,2-0,33 EUR/kg auf. Im betrachteten Kapazitäts-

bereich bis 15 t/d ist die Verflüssigung mittels Mixed Refrigerant Cycle im Vergleich das günstigste Verfahren. Allerdings ist die Verflüssigung immer ein energieintensiver Prozess. Für die Emissionseinsparung, im Vergleich 0,1-12,4 gCO₂-Äq./MJ, ist daher insbesondere die Herkunft des Prozessstroms entscheidend. Die verschiedenen Technologien unter-

scheiden sich deutlich hinsichtlich Komplexität, Effizienz, Skalierbarkeit, Flexibilität und Kosten. Je nach Standort muss daher eine für die gegebenen Bedingungen passende Technologie ausgewählt werden, um eine kosteneffiziente und emissionsarme Verflüssigung zu erreichen.

Kernthemen der Broschüre

- ▶▶▶ Technologieüberblick kleinskaliger Verflüssigungsverfahren
- ▶▶▶ Literaturbasierte Technologiebewertung
- ▶▶▶ Verflüssigungskosten und -emissionen
- ▶▶▶ Vergleich von Technologien zur dezentralen Verflüssigung von Methan
- ▶▶▶ Berechnung von Treibhausgas-Emissionen und Verflüssigungskosten

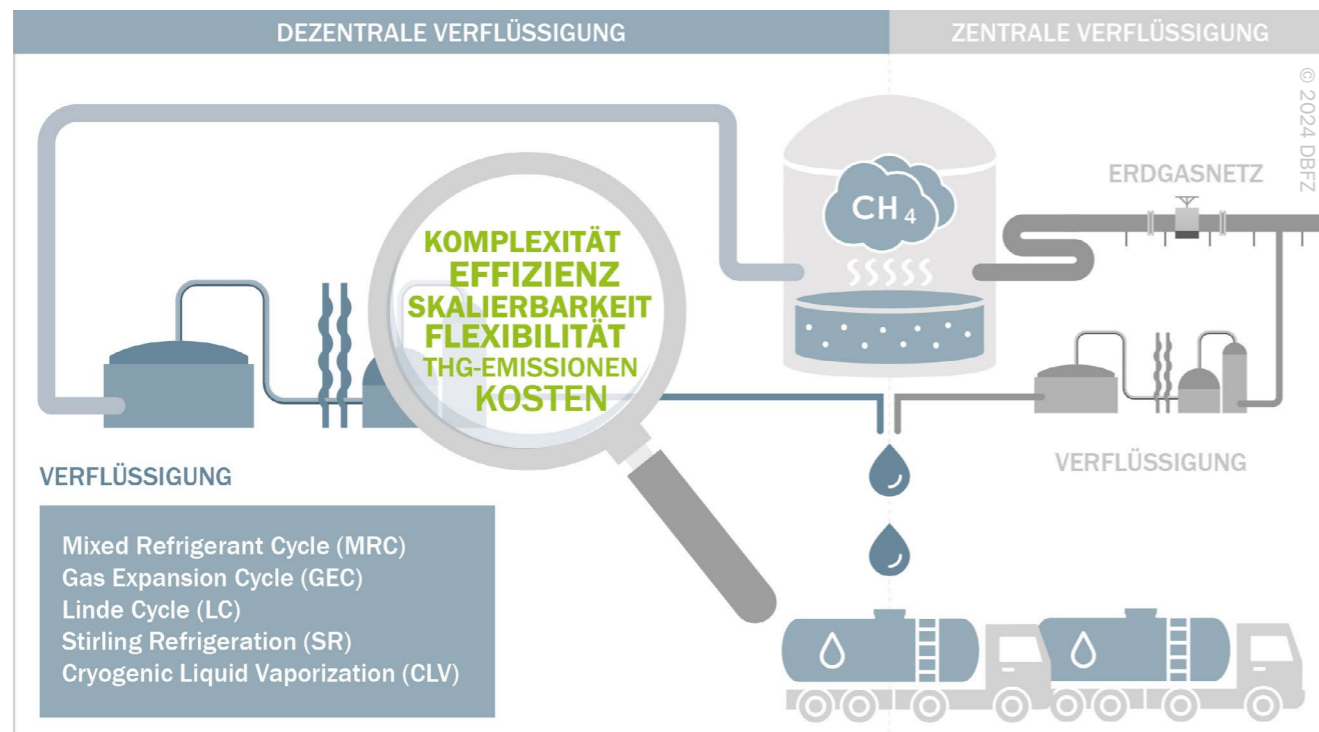
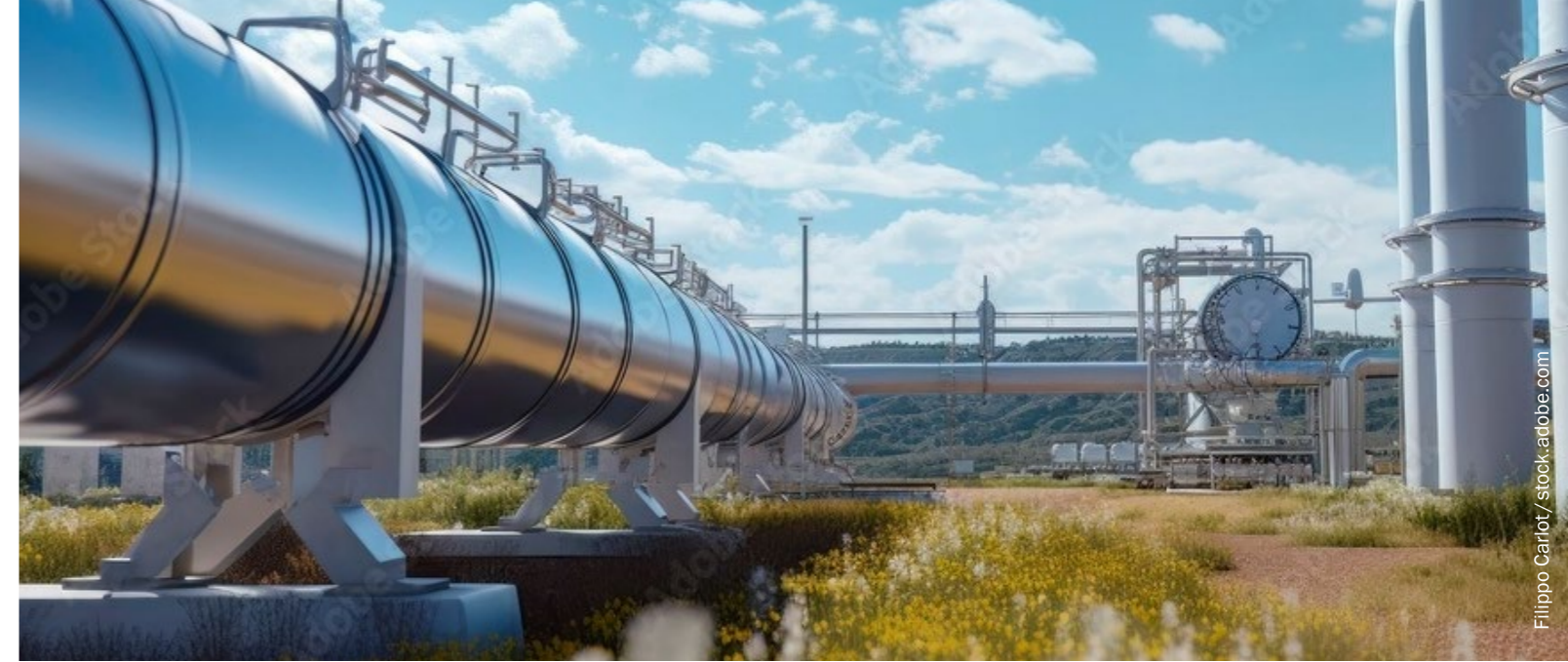


Abbildung 1: Gegenüberstellung der Möglichkeiten der Methanverflüssigung (zentral und dezentral) für Biogasanlagen



Filippo Carloti / stock.adobe.com

KONTEXTUALISIERUNG

Methan wird vom Ort der Gewinnung bis zum Ort der Nutzung entweder gasförmig oder flüssig transportiert. Je nach Transportweg und Platzbedarf wird entschieden, welche der beiden Varianten geeignet ist. So wird gasförmiges Methan, vor allem fossiles Erdgas, derzeit im europäischen Raum per Pipeline transportiert. **Nicht Pipeline gebundene Transporte**, wie Übersee-Importe von Erdgas z. B. aus den USA oder Katar erfolgen dagegen in flüssiger Form als LNG. Dazu wird das unter natürlichen Umgebungsbedingungen gasförmige Methan mit Hilfe geeigneter Technologien verflüssigt.

Durch die Verflüssigung von Methan erhöht sich dessen volumetrische Energiedichte um den Faktor 600. Bei der Nutzung von Methan als Kraftstoff können so die erforderlichen Tankvolumina am Fahrzeug deutlich reduziert und Reichweiten erreicht werden, die mit denen von dieselbetriebenen Fahrzeugen vergleichbar sind. Für die Nutzung von erneuerbarem Methan als Energieträger im Verkehrssektor, insbesondere im überregionalen Schwerlastverkehr oder in der Schifffahrt, ist die Verflüssigung von Vorteil. Weitere

Informationen zu Methan im Verkehr sind über den QR-Code verfügbar.

In Deutschland wurden im Jahr 2022 ca. 11,2 TWh Biomethan aus Biogasanlagen in das Erdgasnetz eingespeist [Reinholz und Völler 2023], wovon 1,4 TWh im Verkehrssektor genutzt wurden [Hauptzollamt Frankfurt (Oder) 2023]. Als Alternative zum komprimierten Biomethan (Bio-CNG) kann dieses einerseits zentral aus dem Netz entnommen und in großen Verflüssigungsanlagen zu Bio-LNG aufbereitet werden. Die ersten solcher zentralen Verflüssigungsanlagen werden in Deutschland derzeit gebaut und in Betrieb genommen. Andererseits sind auch erste Anlagen zur **dezentralen Verflüssigung** von Methan direkt an den Biogas- bzw. Methanisierungsanlagen bereits in Betrieb (z. B. [Drewes 2022]). Neben dem fehlenden Anschluss an das Erdgasnetz kann hier auch die Etablierung regionaler Vermarktungswege ein Treiber sein.

Vor diesem Hintergrund ist eine verstärkte Nutzung von erneuerbarem Methan als Energieträger im Verkehrssektor zunehmend mit der Verflüssigung zu Bio-LNG im Klein- bis

nanoskaligen Maßstab verbunden. Ziel dieses Fokusheftes ist es, einen Überblick über die technischen, ökonomischen und ökologischen Charakteristika der verfügbaren Verflüssigungstechnologien sowie die Anforderungen an Bio-LNG für den Verkehrssektor zu geben.

- ▶▶▶ Weitere Informationen zu Methan im Verkehr



ZIELSTELLUNG

REGULATORISCHE ANFORDERUNGEN VERFLÜSSIGUNGSANLAGE

Das Gefährdungspotenzial von gasförmigem und flüssigem Methan erfordert die Gewährleistung regulatorischer Standards. So sind Bau und Betrieb einer LNG-Verflüssigungsanlage gegenüber verschiedenen Behörden genehmigungsbedürftig. Die immissionschutzrechtliche Genehmigung hat dabei eine sogenannte Konzentrationswirkung, welche andere erfor-

derliche behördliche Entscheidungen miteinschließt [DVGW 2021]. Folgende Aspekte sind mindestens Bestandteil einer Genehmigung, welche entsprechende Schutzvorkehrungen erfordert:

- Lage und Standortbeschreibung,
- Konzeption der Anlage und deren Betrieb,
- Emissionen und Immissionen,

- Brandschutz,
- Anlagensicherheit und Arbeitsschutz,
- Natur-, Landschaft- und Bodenschutz,
- Umgang mit Abfällen, Abwasser und wassergefährdenden Stoffen.

Der Umfang der Genehmigung ist in der Regel von der Größe der geplanten Anlage abhängig.

KRAFTSTOFFANFORDERUNGEN BIO-LNG

In Deutschland müssen die gegenüber dem Letztverbraucher in Verkehr gebrachten Kraftstoffe den Anforderungen der *Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen* (10. BImSchV) Genügen. Innerhalb der Verordnung werden für Bio-LNG (sowie für Erdgas und Gemische aus beiden) die Anforderungen, Grenzwerte und zugehörige Prüfverfahren über die Kraftstoffnorm DIN EN 16723-2 definiert. Im Fall von Bio-LNG wird aktuell auf die Tabelle D.1 aus der Kraftstoffnorm vom Oktober 2017 verwiesen.

Verantwortlich für die Einhaltung der dort beschriebenen Kraftstoffqualität ist der Tankstellenbetreiber. Jedoch sind LNG-Verflüssigungsanlagen die letzte Instanz vor dem Betanken des Fahrzeugs, welche die Kraftstoffqualität beeinflussen kann. Um die Anforderungen aus der Kraftstoffnorm einhalten zu können, müssen aus dem Biogas bzw. Biomethan typischerweise

nachfolgende Komponenten entfernt werden. [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) 2012; Kompost & Biogas Verband 2016]

- **WASSERDAMPF:** Das im Gas enthaltene Wasser kann durch Korrosion oder Vereisung nachgelagerte Anlagenteile beschädigen. Die Entfeuchtung bzw. Trocknung des Gases erfolgt bis zu einem Wasser- taupunkt von -20°C oder kälter.
- **KOHLENSTOFFDIOXID:** Sauerstoff und Stickstoff: Die drei Komponenten reduzieren den Energiegehalt des Gases. In der Kraftstoffnorm wird ein Grenzwert von maximal $5\% \text{ mol/mol}$ für deren Summe vorgegeben.
- **SCHWEFELWASSERSTOFF:** Schwefelwasserstoff fördert die Bildung von schwefeligen Säuren, wirken korrosiv auf nachgelagerte Aggregate und Rohrleitungen sowie erzeugen bei der Verbren-

nung Schwefeldioxid. Die Entschwefelung des Gases erfolgt auf einen Gesamtschwefelanteil von maximal 10 mg/m^3 bzw. maximal 5 mg/m^3 für die Summe aus Schwefelwasserstoff und Carbonylsulfid (gerechnet als Schwefel).

- **SILOXANE:** Siloxane können Motorschäden verursachen. Nach der Aufbereitung darf maximal $0,3 \text{ mg/m}^3$ Silizium im Gas enthalten sein.
- **AMMONIAK:** Ammoniak ist in Form von Aminkomplexen im Biogas enthalten. Mit Hilfe einer Aminwäsche werden diese Bestandteile entfernt und verhindern damit Ammoniak- und/oder Stickoxidemissionen. Es dürfen maximal 10 mg/m^3 im Gas enthalten sein.
- **STICKSTOFF, SAUERSTOFF UND HÖHERKETTIGE KOHLENWASSERSTOFFE** sind weitere nichterwünschte Bestandteile im Rohbiogas.

Die Anforderungen aus der Kraftstoffnorm decken sich zum Teil mit der geforderten Gasqualität für die Verflüssigung. LNG enthält aus technischen Gründen keine Odorierung. Dies bringt einerseits den Nachteil, dass bei Leckagen das Gas nicht über den Geruch wahrgenommen werden kann. Andererseits hat es den Vorteil, dass das Gas weniger schwefelhaltige Komponenten enthält und die Abgasnachbehandlung am Fahrzeug weniger stark mit dem Katalysatorgift belastet wird.



TECHNOLOGIEÜBERBLICK

Im Folgenden werden relevante Technologien zur Verflüssigung von Methan beschrieben. Bereits etabliert ist die Verflüssigung von Erdgas. Die Bereitstellung von verflüssigtem Methan aus der anaeroben Vergärung biogener Ressourcen ist aktuell im Aufbau. Das Rohbiogas muss zunächst aufgereinigt (z. B. Druckwechseladsorption, Membranverfahren) oder aufgewertet (z. B. Methanisierung) werden, mit dem Ziel einen Methananteil von mindestens 95 bis 99% im Biogas zu erhalten sowie die Bildung von Trockeneis und Korrosion während des Verflüssigungsprozesses zu vermeiden [Capra et al. 2019; El Ghazzi 2019].

Die Verflüssigung von Biomethan ist prinzipiell ähnlich zu der von Erdgas. Die wesentlichen Abweichungen der Prozesse liegen in den Gaszusammensetzungen und Anlagenkapazitäten [Capra et al. 2019]. Erdgas ist ein gasförmiges Kohlenwasserstoffgemisch, das hauptsächlich aus Methan (CH_4) besteht und daneben variierende Mengen anderer höherer Kohlenwasserstoffe wie Ethan (C_2H_6), Propan (C_3H_8), Butan (C_4H_{10}) und Pentan (C_5H_{12}) ent-

hält. Aus diesem Grund erfolgt die Kondensation von Erdgas bei unterschiedlichen Temperaturen, wohingegen Biomethan (fast reines Methan) bei einer nahezu konstanten Temperatur kondensiert. Die Anlagenkapazitäten der Erdgasverflüssigung betragen 1 bis 8 Mt/a [Tractebel Engineering 2015]. Die Größen von Biomethanverflüssigungsanlagen hingegen sind wesentlich geringer mit lediglich 0,001 bis 0,01 Mt/a [Capra et al. 2019]. Daher müssen neben den großskaligen Anlagen für die Erdgasverflüssigung weitere Maßstabskategorien eingeführt werden [Cryonorm 2020]:

- Kleinskalige Verflüssigungsanlagen < 500 t/d (182.500 t/a)
- Mikroskalige Verflüssigungsanlagen < 75 t/d (27.000 t/a)
- Nanoskalige Verflüssigungsanlagen < 10 t/d (3.650 t/a)

Die drei hauptsächlichen Verfahren für die **kommerzielle Erdgasverflüssigung** sind die Kaskadenverflüssigung, die Verflüssigung mit gemisch-

ten Kältemitteln (Mixed Refrigerant Cycle) und die Expansionsverflüssigung (Gas Expansion Cycle) [Cao et al. 2006; Hashemi et al. 2019]. Das energieeffizienteste Verflüssigungsverfahren ist das Kaskadensystem, das mit verschiedenen reinen Kältemitteln (in der Regel Methan, Ethan und Propan) in drei Kältekreisläufen arbeitet. Infolgedessen erfordert das Kaskadenverfahren eine hohe Anzahl an Anlagenkomponenten, damit verbunden hohe Investitionskosten und ist daher für den klein- bis nanoskaligen Maßstab nicht geeignet [Nguyen et al. 2017]. Das Verfahren mit gemischten Kältemitteln, das aus einem einzigen Kältekreislauf mit einer Mischung verschiedener Kältemittel besteht, ist einfacher und hat geringere Investitionskosten als das Kaskadensystem [Yin et al. 2008]. Die Expansionsverfahren sind kompakt und einfach, aber im Allgemeinen weniger effizient [Yin et al. 2008; Nguyen et al. 2017].

Wie zuvor bereits beschrieben ist die größte Herausforderung der **Biomethanverflüssigung** der Maßstab. So können sich geeignete Verfahren für die Verflüssigung im klein- bis nanoskaligen Maßstab erheblich von denen in großen Anlagen unterscheiden. Ursache hierfür ist, dass die großskaligen Technologien bei der Anwendung in kleinen Verflüssigungsanlagen weder praktisch noch ökonomisch sinnvoll sind [Baccioli et al. 2018]. Dabei spielt insbesondere der spezifische Energieverbrauch eine wichtige Rolle, aber auch Faktoren wie Komplexität, Kompaktheit, Flexibilität sowie

MIXED REFRIGERANT CYCLE

Der **Mixed Refrigerant Cycle (MRC)** ist ein Verfahren zur kontinuierlichen Verflüssigung von Methan unter Verwendung eines geeigneten Kältemittelgemisches (üblicherweise bestehend aus leichten Kohlenwasserstoffen und Stickstoff) [Mokhatab et al. 2014]. Dabei findet, im Gegensatz zu Kältemitteln die aus reinen Komponenten bestehen, die Verdampfung des Gemisches, und damit die Bereitstellung der Kühlleistung, entlang der Abkühlungskurve des Methans, also von Umgebungstemperatur bis zu Temperaturen im kryogenen Bereich [Nguyen et al. 2018]. Die Verdampfung erfolgt immer bei der wärmsten möglichen Temperatur, was zu einem hohen thermischen Wirkungsgrad führt. Das Verfahren ist in Abbildung 2(a) schematisch dargestellt.

Der Prozess kann als Single oder Dual MRC ausgeführt sein. Beim Single MRC kommt ein einziges Kältemittelgemisch zum Einsatz und der Ablauf entspricht dem umgekehrten Ranki-

Betrieb und Wartung der Anlage [Nguyen et al. 2017].

Im Weiteren werden die fünf relevanten Verflüssigungsverfahren vorgestellt, die für Anwendungen im Nanomaßstab geeignet sind:

- Mixed Refrigerant Cycle (MRC)
- Gas Expansion Cycle (GEC)
- Linde Cycle (LC)
- Stirling Refrigeration (SR)
- Cryogenic Liquid Vaporization (CLV)

ne-Kreislauf. Das heißt, das Gemisch wird in der Gasphase auf Kondensationsdruck komprimiert (V1), abgekühlt und zu einer unterkühlten Flüssigkeit kondensiert (WÜ1) und anschließend über ein Joule-Thomson-Ventil gedrosselt. In einem kryogenen Mehrstromwärmeübertrager (KWÜ1) wird die Flüssigkeit dann vollständig verdampft und so der Kühleffekt erzielt [Capra et al. 2019]. Der Single MRC ist aufgrund seiner kompakten Bauweise und des geringen Platzbedarfs bei Verflüssigungsanlagen im kleineren Maßstab weit verbreitet [Qyyum et al. 2018]. Der Dual MRC hingegen umfasst zwei Kältekreisläufe. Eine der am weitesten verbreiteten Prozessketten ist der mit Propan vorgekühlte MRC (C3MRC). Der erste Kreislauf, also die Propan-Vorkühlung, kühlt das Methan und das Kältemittelgemisch im zweiten Kreislauf auf -30 bis -40 °C herunter. Der MRC sorgt anschließend für die Verflüssigung und Unterkühlung bis auf -162 °C in einem Mehrstromwärmeübertrager [Nguyen et al.

Für jede dieser Technologien werden kurz die Funktionsweise dargestellt sowie die wesentlichen Vor- und Nachteile diskutiert. Darüber hinaus werden, soweit bekannt, Beispiele bestehender Anlagen genannt. Im Folgenden werden die Verflüssigungsverfahren hinsichtlich technischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen eingeordnet.

2017; He et al. 2018]. Diese Verfahren finden üblicherweise bei größeren Kapazitäten Anwendung. Biomethanverflüssigung mittels der MRC-Technologie erfolgt beispielsweise in der EGE Biogasanlage (Norwegen) mit einer Kapazität von 14.000 Nm³ Biomethan pro Tag [Wärtsilä 2020]. Die Vorteile dieser Verflüssigungstechnologie sind: das verwendete Kältemittelgemisch liegt sehr nah am Betriebspunkt des Wärmeübertragers, d. h. hohe thermische Effizienz, die Kältemittelzusammensetzung kann an Änderungen der Gaszusammensetzung, des Gasdurchsatzes und des Betriebsdrucks der Anlage angepasst werden, es ist ein kompakterer Prozess mit geringerem spezifischen Energieverbrauch im Vergleich zu Gas Expansion, Linde Cycle und Stirling Refrigeration. Nachteile des Verfahrens sind: lange Anfahrzeiten, da das Kältemittelgemisch exakt eingestellt werden muss und hohe Komplexität des Prozesses und damit hoher Equipmentbedarf sowie Kapitalkosten.

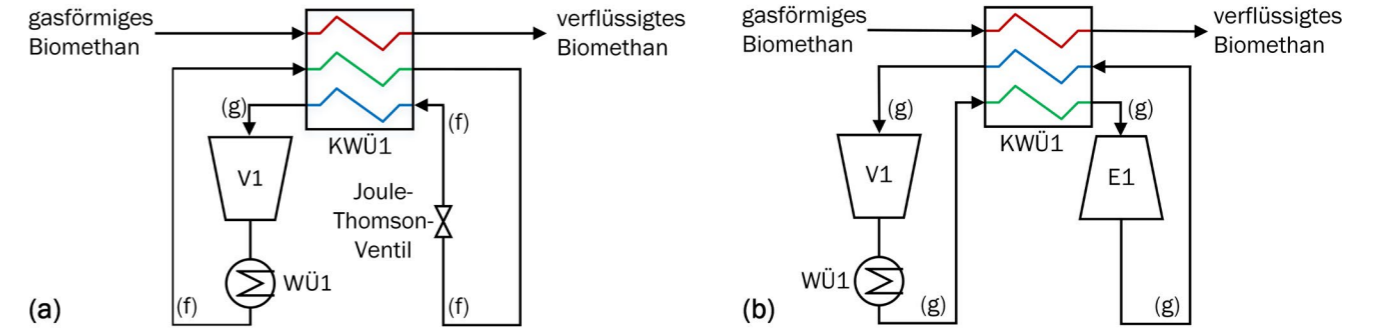


Abbildung 2: Schematische Darstellung des (a) Mixed Refrigerant Cycle und (b) Gas Expansion Cycle [Zhang et al. 2020a]

GAS EXPANSION CYCLE

Der Gas Expansion Cycle (GEC), schematisch dargestellt in Abbildung 2 (b), basiert auf dem gegenläufigen Brayton-Kreislauf. Das bedeutet, dass das gasförmige Kältemittel zunächst komprimiert (V1), dann gekühlt (WÜ1 + KWÜ1) und anschließend expandiert (E1) wird, um ausreichend niedrige Temperaturen zu erzeugen, die das Methan im kryogenen Mehrstromwärmeübertrager (KWÜ1) verflüssigen [Tractebel Engineering 2015]. Das am häufigsten verwendete Kältemittel ist dabei Stickstoff.

Der Prozess kann als Single oder Dual GEC ausgeführt sein. Beim Single GEC liefert das Kältemittel die erforderliche Kühlleistung für den gesamten Temperaturbereich des Prozesses, einschließlich der Vorkühlung, Verflüssigung und Unterkühlung. Das Kältemittel bleibt während des gesamten Prozesses im gasförmigen Zustand [Roberts et al. 2015]. Der offensichtlichste Nachteil dieser Prozesskonfiguration ist, dass das gesamte Kältemittel auf die niedrigste Temperatur des Verflüssigungsprozesses ex-

pandiert werden muss. Das führt zu großen Temperaturdifferenzen zwischen dem Kältemittel und dem zu verflüssigenden Methan und damit zu einem hohen Energiebedarf für die Verdichtungsstufe [Khan et al. 2017]. Die Einführung einer zweiten Expansionsstufe im Dual GEC ermöglicht eine gezieltere Kühlung für die einzelnen Temperaturbereiche, wodurch Kompressionsenergie eingespart werden kann. Ein „warmer“ Expander liefert die Kälte für die Vorkühlung und Verflüssigung und ein „kalter“ Expander für die Unterkühlung [Roberts et al. 2015]. Der Dual GEC Prozess gilt aufgrund seines schnellen Start-ups, relativ geringer Komplexität und dem überschaubaren Wartungsaufwand als geeignetes Verfahren für Methanverflüssigungsanlagen im nanoskaligen Maßstab [He und Ju 2014]. Als Beispiel für die Anwendung eines Dual GEC mit Stickstoff als Kältemittel kann die Lidköping Biogasanlage (Kollaboration von Gasum AB und FordonsGas Sverige AB) mit einer Kapazität von 13 t/d genannt werden [Air Liquide Nordic 2013].

Eine Effizienzverbesserung des Single bzw. Dual GEC kann durch das Hinzufügen eines Vorkühlkreislaufes mit z.B. Propan, CO₂ oder Ammoniak als Kältemittel erzielt werden. Der Stromverbrauch kann so um 15-35% reduziert werden [He und Ju 2014; Khan et al. 2017; Zhang et al. 2020b].

LINDE CYCLE

Der Linde Cycle (LC) ist ein offener Kreislauf in welchem das Methan selbst als Arbeitsmedium verwendet wird. Die Verflüssigung des Gases wird über Drosslung realisiert. Der prinzipielle Aufbau des LC ist in Abbildung 3 dargestellt.

Das gasförmige Methan wird im Prozess auf einen Druck von 200 bis 300 bar verdichtet [Tybirk et al. 2018]. Dieses hohe Kompressionsverhältnis erfordert mehrere Verdichtungs- (V) und Zwischenkühlungsstufen (ZK). Im abgebildeten Beispiel sind es drei Stufen. Das komprimierte Gas durchströmt dann den kryogenen Wärmeübertrager (KWÜ), wo es im Gegenstrom mit kaltem Niederdruckgas vorgekühlt wird. Schließlich wird das kalte Hochdruckgas durch ein Joule-Thomson-Ventil auf das gewünschte Druckniveau von 2 bis 3 bar entspannt [Tybirk et al. 2018]. Am Ausgang des Ventils ist der Methanstrom ein Zweiphasengemisch, d. h. Flüssigkeit und Gas [Windmeier und Barron 2013]. Die flüssige Phase wird im Phasen-

separator (S) aufgefangen. Nicht kondensiertes Gas wird rezirkuliert, mit dem Eduktgasstrom gemischt und den Verdichtern erneut zugeführt. Ein kommerziell verfügbares Verflüssigungsmodul auf Basis der Linde-Technologie ist z. B. die *Galileo Cryobox®*.

Wartung und die schnelle Inbetriebnahme. Darüber hinaus kann der LC nicht nur LNG, sondern bei Bedarf auch CNG bereitstellen. Nachteilig bei der Nutzung des Joule-Thomson-Effektes zur Verflüssigung ist der vergleichsweise hohe Bedarf an

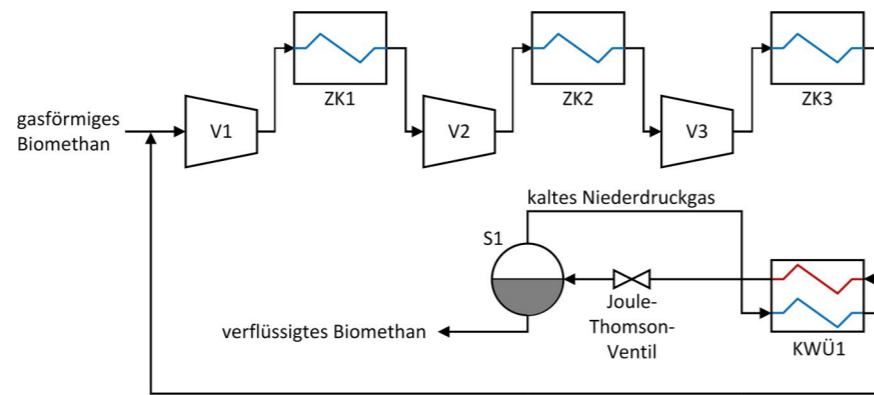


Abbildung 3: Schematische Darstellung des offenen Linde Cycle [basierend auf (Spoof-Tuomi 2020)]

Vorteile dieses Verflüssigungsverfahrens sind zum einen der relativ einfache Prozessaufbau, der Verzicht auf externe Kühlmedien (z. B. Stickstoff oder Propanol), die einfache

Kompressionsenergie und somit ein entsprechend niedriger Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad kann durch eine Zwischenkühlung im System verbessert werden.

STIRLING REFRIGERATION

Die Kühlleistung des Stirling Refrigeration (SR) Verfahrens wird durch einen umgekehrten Stirling-Prozess bzw. -Kreislauf bereitgestellt. Das heißt, durch die Kompression und Expansion eines Arbeitsmediums in einem geschlossenen Volumen mittels mechanischer Kolben [Stirling Cryogenics 2016]. In Abbildung 4 ist dieses Verfahren schematisch dargestellt.

Der Kältekreislauf des Stirling Refri-

geration Verfahrens besteht aus zwei Prozessen mit konstanten Volumen sowie zwei isothermen Prozessen (Capra et al. 2019):

1. Isotherme Kompression des Arbeitsmediums mit Wärmeabgabe an die Umgebung,
2. Regenerative Kühlung bei konstantem Volumen, bei der die Wärme an einen festen Regenerator übertragen wird,

3. Isotherme Expansion des Arbeitsmediums um die Kühlleistung bereitzustellen und

4. Regenerative Erwärmung bei konstantem Volumen, mit Wärmeübertragung vom festen Regenerator an das Arbeitsmedium.

Am Ende des vierten Prozessschrittes ist der Zustand der Kältemaschine der gleiche wie zu Beginn des ersten und der Kreis-

lauf beginnt von neuem. Gasförmiges Methan strömt durch den kalten Wärmeübertrager, wobei Wärmeenergie entzogen wird und das Methan verflüssigt wird. Als Arbeitsmedium wird üblicherweise Helium eingesetzt. Kommerziell verfügbare Anwendungen sind z. B. das StirLNG-System von Stirling Cryogenics mit einer Kapazität von 200 - 15.000 kg/d. Stirling Refrigeration ist ein robustes und autarkes System, welches einfach zu bedienen ist und wenig Wartung bedarf. Der größte Nachteil ist, dass derzeit nur kleine Anlagen mit geringen Kapazitäten verfügbar sind. Das heißt, dass für größere Leistungen mehrere Geräte parallel geschaltet werden müssen, was Skaleneffekte verhindert. Andererseits ermöglicht die modulare Bauweise eine hohe Teillastfähigkeit und Flexibilität.

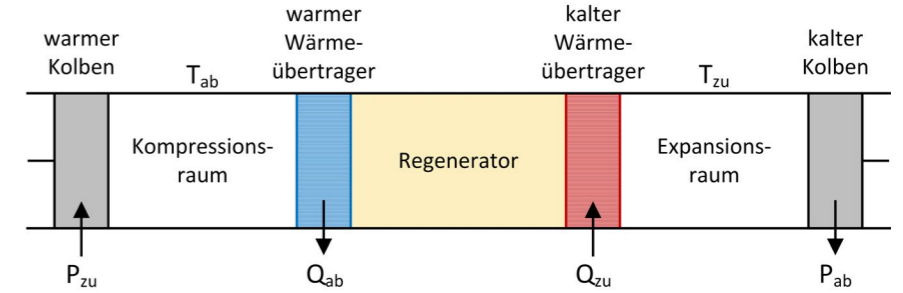


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Stirling Refrigeration Verfahrens [basierend auf (Spoof-Tuomi 2020)]

CRYOGENIC LIQUID VAPORIZATION

Cryogenic Liquid Vaporization (CLV) bzw. die Verdampfung von flüssigem Stickstoff zur Bereitstellung der Kühlleistung für die Methanverflüssigung ist die funktionell einfachste und am wenigsten kapitalintensive Verfahrensvariante. Ein vereinfachtes Fließbild ist in Abbildung 5 dargestellt. Voraussetzung ist das Vorhandensein von Flüssigstickstoff in einem Lagertank (T1), welcher extern produziert wird. Der flüssige Stickstoff und das gasförmige Methan durchströmen im Gegenstromprinzip einen kryogenen Wärmeübertrager (KWÜ), wobei der Methanstrom Wärmeenergie für die Verdampfung des Flüssigstickstoffes abgibt und somit verflüssigt. Der Flüssigstickstoffverbrauch beträgt in etwa 2,5 kg pro 1 kg Biomethan [SIAD Macchine Impianti 2018]. Die

se Art der Methanverflüssigung ist geeignet für Anlagen mit geringen Methankapazitäten und Verfügbarkeit von Flüssigstickstoff [Cryotec 2014].

Die Verdampfung von flüssigem Stickstoff für die Methanverflüssigung ist von Vorteil, da der Prozess nur sehr wenig Prozessequipment und keine teuren Kraft-/Turboma-

schinen benötigt. Darüber hinaus wird ein hohes Maß an Sicherheit geboten, da ein Inertgas als Kältemittel verwendet wird und keine Notwendigkeit für die Lagerung von flüssigen Kohlenwasserstoffen besteht. Die Betriebskosten für das Verfahren hängen weitgehend von dem Preis ab, zu dem flüssiger Stickstoff verfügbar ist.

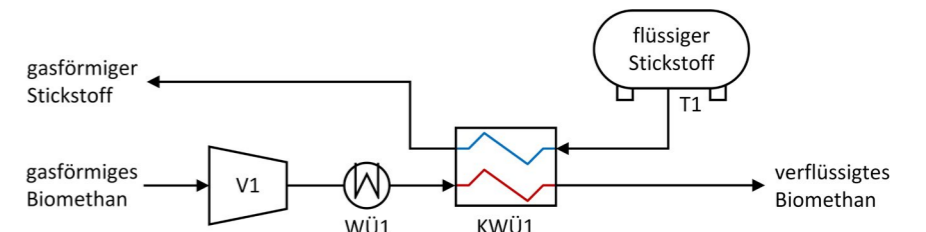


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Flüssigstickstoffverdampfung für die Verflüssigung von Biomethan [basierend auf (Capra et al. 2019)]

TECHNOLOGIEVERGLEICH

TECHNISCHE BEWERTUNG

Die technische Bewertung der fünf betrachteten Verflüssigungsverfahren (siehe vgl. Abschnitt Zielstellung) in den Kategorien Komplexität, Effizienz, Skalierbarkeit und Flexibilität ist in Tabelle 1 dargestellt. Die qualitative Bewertung erfolgt basierend auf Literatur und den daraus abgeleiteten Erkenntnissen der Autoren.

Die Kriterien sind wie folgt definiert:

Komplexität umfasst den Bedarf an verfahrenstechnischem Equipment, die technische Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, sowie den Aufwand für Betrieb und Wartung der Anlage. **Effizienz** betrachtet den thermischen Wirkungsgrad des Gesamtprozesses und den spezifischen Energiebedarf pro kg verflüssigtem Methan. Die **Skalierbarkeit** wird darüber bewertet, wie stark Skaleneffekte (Economy of

Scale) wirken. **Flexibilität** umfasst die Dynamik der An- und Abfahrvorgänge.

Die Bewertung erfolgt symbolisch von ++ bis --. Die Bedeutung der Symbole ist wie folgt definiert:



Das Verfahren weist signifikante Vorteile gegenüber den Vergleichsverfahren oder im Bereich des angegebenen Bewertungskriteriums auf.



Das Verfahren weist geringe Vorteile gegenüber den Vergleichsverfahren oder im Bereich des angegebenen Bewertungskriteriums auf.



Das Verfahren weist geringe Nachteile gegenüber den Vergleichsverfahren oder im Bereich des angegebenen Bewertungskriteriums auf.



Das Verfahren weist große Nachteile gegenüber den Vergleichsverfahren oder im Bereich des angegebenen Bewertungskriteriums auf.

Tabelle 1: Bewertungsmatrix für die übersichtlich Darstellung der Technologiebewertung

Bewertungskriterien	Mixed Refrigerant Cycle	Gas Expansion Cycle	Linde Cycle	Stirling Refrigeration	Cryogenic Liquid Vaporization
Komplexität	--	-	-	+	++
Effizienz	+	-	-	--	++
Skalierbarkeit	++	++	+	--	-
Flexibilität	--	++	++	-	+

Die qualitative Bewertung erfolgt auf Grundlage von: [Finn et al. 1999, 2000; Gong et al. 2012; Khan et al. 2013; Lim et al. 2013; He und Ju 2014; Mokhatab et al. 2014; Roberts et al. 2015; Tractebel Engineering 2015; Stirling Cryogenics 2016; Khan et al. 2017; Nguyen et al. 2017; Rouaud 2017; Baccioli et al. 2018; Morosanu et al. 2018; Nguyen et al. 2018; SIAD Macchine Impianti 2018; Tybirk et al. 2018; Capra et al. 2019; Hönig et al. 2019; Palizdar et al. 2019; Pasini et al. 2019; Ancona et al. 2020; Gustafsson et al. 2020; Lee et al. 2020; Rehman et al. 2020; Spoof-Tuomi 2020; Zhang et al. 2020a, 2020b]

VERGLEICH DER VERFLÜSSIGUNGSKOSTEN

Die Technologien unterscheiden sich neben ihrer Funktionsweise auch hinsichtlich der entstehenden **Kosten**. In dieser Betrachtung werden vereinfachend nur die Investitionskosten für die Verflüssigungsanlage sowie die verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten der Anlagen verglichen. Technologische Vor- und Nachteile beim Betrieb der Anlagen können in diesem Rahmen nicht berücksichtigt werden. Als Grundlage für die Betrachtung dient eine Veröffentlichung [Spoof-Tuomi 2020] mit einer ausführlichen Kostenrecherche auf Basis von Literatur- und Wirtschaftsdaten.

Die **Investitionskosten** der verschiedenen Technologien werden von der Dimension sowie der Komplexität der Anlagen bestimmt. Betrachtet werden Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 15 t/d, die dem nano- bis mikroskaligen Bereich zuzuordnen sind. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die spezifischen Investitionen betrachtet (Tabelle 2).

Es ist zu erkennen, dass die Investitionen für alle Technologien in den jeweiligen Kapazitätsbereichen stark variieren. Die niedrigsten Investitionen verzeichnet die CLV, was auf den sehr einfachen Prozess zurückzuführen ist. Die Verflüssigung durch das SR-Verfahren ist aufgrund der schlechten Skalierbarkeit des Prozesses am kapitalintensivsten.

Die elektrischen Energiebedarfe bezogen auf ein Kilogramm verflüssigtes Methan sind ebenfalls in Tabelle 2 dargestellt. Eine Besonderheit in der Auflistung stellt die CLV dar, da hier nicht primär Strom als Prozessenergie genutzt wird, sondern verflüs-

sigter Stickstoff der als Verbrauchsmittel anfällt (siehe vgl. Abschnitt Cryogenic Liquid Vaporization). Den höchsten Strombedarf hat der SR-Prozess während das MRC-Verfahren einen sehr geringen Energiebedarf aufweist. Bezogen auf den Heizwert des Methans entspricht der Strombedarf etwa 2 bis 10% des im Methan gespeicherten Energiegehalts.

Die Unterschiede im Energieverbrauch ergeben sich neben der Anlagengröße aus unterschiedlichen Parametern [Zhang et al. 2020a]:

- Inputstrom (Biomethanzusammensetzung, Druck, Temperatur)
- Technologie (Verflüssigungsrate, Effizienz der Kompressoren und Expander)
- Outputstrom (Druck im LNG-Speicher)

Diese sehr unterschiedlichen Einflussgrößen führen je nach Konzept der gesamten Anlage und

nach den getroffenen Annahmen zu der in Abbildung 6 dargestellten Bandbreite.

Für eine bessere ökonomische Vergleichbarkeit werden folgend die **Verflüssigungskosten** für Methan dargestellt. Der größte Kostenanteil entfällt bei allen Verfahren auf die Bereitstellung der Prozessenergie (65 bis 88%). Sowohl die Investitionen als auch die Betriebskosten spielen eine untergeordnete Rolle. Zwischen den Technologien gibt es große Kostenunterschiede. So ist die SC-Verflüssigung mit 0,33 EUR/kg_{LNG} ca. 60% teurer als die MRC-Verflüssigung mit 0,20 EUR/kg_{LNG}, welche die günstigste Verflüssigungstechnologie ist.

Tabelle 2: Bewertungsmatrix für die übersichtlich Darstellung der Technologiebewertung

Technologie	Betrachtete Kapazitäten in t/d	Spezifische Investitionen in EUR/t pa	Spezifischer Energiebedarf kWhel/kg _{LNG}
Mixed Refrigerant Cycle	4,6 – 15	789	0,65
Gas Expansion Cycle	3 – 15	914	0,85
Linde Cycle	4,6 – 15	1.366	0,85
Stirling Refrigeration	1,5 – 5	1.401	1,01
Cryogenic Liquid Vaporization	4,6	283	0,02

Die **Energiebereitstellung** macht einen erheblichen Kostenanteil bei der Verflüssigung aus, weshalb eine detailliertere Betrachtung der Energiekosten sinnvoll ist. Die Energiepreise unterliegen zeitlichen, regionalen und mengenabhängigen Schwankungen. In einer Sensitivitätsanalyse wird für die Verfahren MRC, GEC, LC und SR der Strompreis und für CLV der Stickstoffpreis im Bereich von -30% bis +30% variiert. Der Einfluss auf die Verflüssigungskosten ist in Abbildung 6 als Bandbreite aufgetragen. Die dargestellten Bandbreiten verdeutlichen den hohen Einfluss der Energiekosten auf die Verflüssigungskosten und unterstreichen die Notwendigkeit einer technologie- und standort-spezifischen Betrachtung.

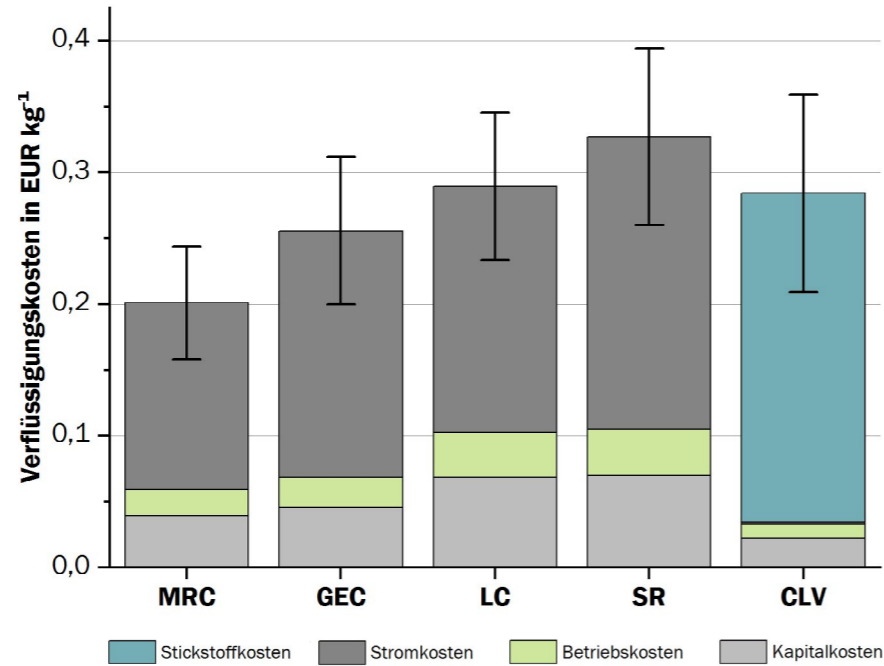


Abbildung 6: Spezifische Verflüssigungskosten von Methan in EUR/kg sowie Bandbreiten bei der Variation der Energiekosten bzw. der Stickstoffkosten um -30% bis +30%

VERGLEICH DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Analog zur ökonomischen Bewertung wurden auch für die ökologische Bewertung vereinfacht nur die verbrauchsgebundenen Treibhausgas (THG)-Emissionen der Anlagenkonzepte verglichen.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse bezüglich der Gesamt-THG-Emissionen und möglicher Zertifizierungsverfahren im Kontext der RED II [European Commission 2018] wurden den THG-Bilanzen der Verflüssigung die Bereitstellungsemissionen für Biomethan aus Bioabfall mit einem Wert von 17,5 gCO₂-Äq./MJ vorangestellt [Giuntoli et al. 2017; Adam et al. 2018]. Dieser Wert umfasst im Wesentlichen die Emissionen aus dem Biogasanlagenbetrieb und der Biogasaufbereitung. Erwartungsgemäß stellen sich die Verflüssigungskonzepte MRC, GEC und LC mit einem geringeren Bedarf

an elektrischer Energie mit Blick auf die THG-Bilanz am vorteilhaftesten dar. Eine Ausnahme bildet die Verflüssigung mittels CLV-Verfahren. Dem geringen Strombedarf stehen hier die Emissionen aus der Stickstoffverflüssigung gegenüber, was in Summe zu den höchsten THG-Emissionen der hier betrachteten Verfahren führt. Ursächlich für die klimarelevanten Emissionen aus der Netzstromnutzung ist die Verbrennung fossiler Energieträger, die einen relativ hohen Anteil am Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerkparcs ausmacht. Wie in Abbildung 7 dargestellt, führt der für 2030 angenommene höhere Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Strommix zu einer signifikanten Reduktion der THG-Emissionen, die dann aber immer noch deutlich über den Emissionen bei ausschließlicher Nutzung von EE-Strom liegen. Die mit der Ver-

flüssigung verbundenen THG-Emissionen haben je nach eingesetztem Verfahren einen signifikanten Einfluss auf die gesamten THG-Emissionen der Bio-LNG-Bereitstellung. Dieser Anteil an den Gesamtemissionen kann durch den ausschließlichen Einsatz von EE-Strom deutlich reduziert und somit die THG-Minderung gegenüber fossilen Kraftstoffen erhöht werden. Der in diesem Fall gewählte fossile Referenzwert von 94 gCO₂-Äq./MJ entspricht dem fossilen Komparator der RED II, der dort zur Ermittlung der THG-Minderung definiert ist. Die RED II regelt, dass Biokraftstoffe eine THG-Minderung von mindestens 65% nachweisen müssen, um auf die nationale Biokraftstoffquote angerechnet werden zu können. Die wird unter den gegebenen Bedingungen mit den untersuchten Verflüssigungstechnologien erreicht.

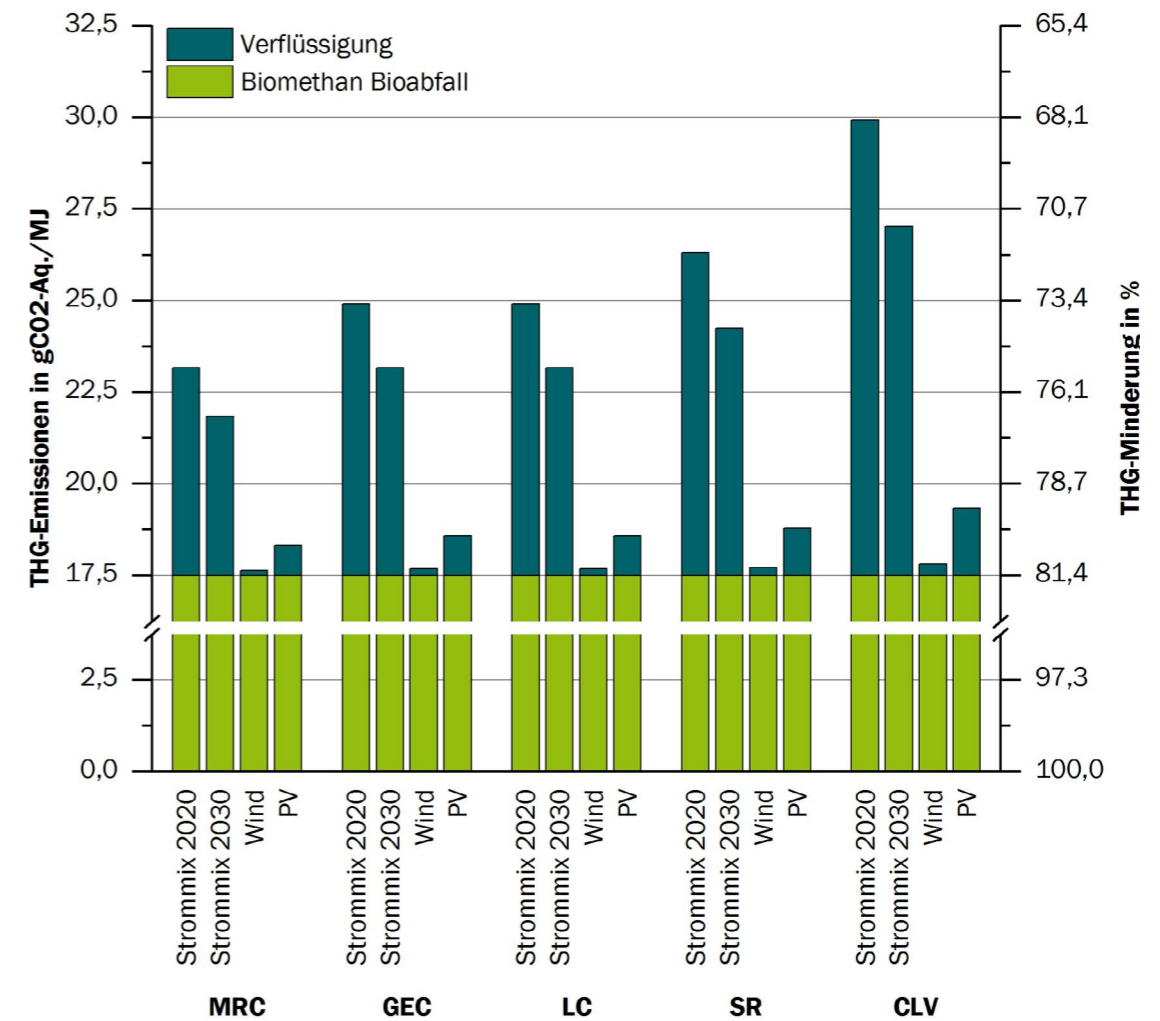


Abbildung 7: Spezifische THG-Emissionen in der Biomethanverflüssigung incl. Vorkettenemissionen aus der Bereitstellung von bioabfall-basiertem Biomethan in g CO₂-Äq./MJ Biomethan

FAZIT

Alle Verflüssigungsverfahren weisen spezifische Vor- und Nachteile auf. Dies bedeutet, dass für eine erfolgversprechende Umsetzung im Klein- bzw. Nanomaßstab eine Balance zwischen technischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften gefunden werden muss. Dabei sind zumindest folgende Aspekte zu berücksichtigen: Komplexität, Effizienz, Skalierbarkeit, Flexibilität sowie Kosten und Emissionen.

Technik

Der MRC ist eine robuste, zuverlässige und ausgereifte Verflüssigungstechnologie. Durch den Einsatz geeigneter Kältemittelmischungen hat sie eine bemerkenswert hohe Effizienz und damit einen geringeren Energiebedarf im Vergleich zu GEC, LC oder SR. Dem stehen eine hohe Komplexität und hohe Investitionskosten gegenüber. Im Gegensatz dazu ist der GEC ein weniger komplexer und verständlicher Prozess, der einfach zu bedienen und zu warten ist. Außerdem ist Stickstoff ein inertes Kältemittel, das ein hohes Maß an Sicherheit bietet. Die Hauptnachteile sind die geringe Energieeffizienz und der relativ große Platzbedarf. Die Vorteile des LC sind die geringe Komplexität, kein externes Kältemittel, einfache Wartung und schnelle Inbetriebnahme. Nachteilig ist der hohe Energiebedarf für die Verdichtung und damit eine entsprechend geringe Effizienz. SR ist ein robustes, autarkes System, das einfach zu bedienen ist. Der größte Nachteil ist, dass nur Anlagen mit geringer Kapazität verfügbar sind. CLV ist funktionell

die einfachste und am wenigsten kapitalintensive Technologie, da für den Verflüssigungsprozess nur sehr wenig Equipment benötigt wird und keine teuren Turbomaschinen erforderlich sind. Außerdem bietet sie ein hohes Maß an Sicherheit durch die Verwendung von Inertgas als Kältemittel. Nachteile sind die geringe Kapazität und die Notwendigkeit, flüssigen Stickstoff vor Ort verfügbar zu haben.

Kosten

Ob eine kleintechnische Methanverflüssigung wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt neben der Investitionsentscheidung vor allem von der Energiebereitstellung ab. Mit durchschnittlich 5 bis 10 % des Heizwertes des Methans wird in diesem Prozessschritt eine erhebliche Energiemenge benötigt. Die mit Abstand geringsten Investitionen sind bei der CLV zu erwarten. Allerdings ist hier die Verfügbarkeit von Flüssigstickstoff der entscheidende Kostenfaktor, der die Verflüssigungskosten stark in die Höhe treibt. Bei günstiger Versorgung mit Flüssigstickstoff ist die Technologie aus Kostensicht eine gute Option. Das günstigste Verfahren im Vergleich ist MRC mit moderaten Investitionen und vergleichsweise geringem Energiebedarf. Die Verflüssigung von Biomethan mittels SR ist aufgrund der hohen Investitionen und des hohen Energiebedarfs die teuerste Option.

Treibhausgasquote

Die mit der Verflüssigung verbundenen THG-Emissionen haben je nach verwendetem Verfahren einen signifikanten Einfluss auf die gesamten THG-Emissionen der Bio-LNG-Bereitstellung. Dieser Anteil an den Gesamtemissionen kann durch den ausschließlichen Einsatz von EE-Strom deutlich reduziert und somit die THG-Minderung im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erhöht werden. Das MRC Verflüssigungsverfahren mit dem geringsten Gesamtenergiebedarf ist aus Sicht der THG-Bilanzierung am vorteilhaftesten.

METHODENBESCHREIBUNG

ÖKONOMISCHE BEWERTUNG

Zur Vereinfachung werden jeweils die angegebenen Mittelwerte der Investitionen und Energiebedarfe verwendet. Auf eine Berücksichtigung von Zinsen oder Gewinn wird verzichtet. Die Berechnung erfolgt unter den in Tabelle 3 getroffenen Annahmen.

Die Berechnung der spezifischen Verflüssigungskosten von Methan wird durch die unten aufgeführte Formel durchgeführt. Wobei n die Lebensdauer der Anlage in Jahren entspricht.

Tabelle 3: Basisannahmen für die Berechnung der Verflüssigungskosten

Parameter	Annahme
Lebensdauer der Anlage	20 a
Betriebsstunden	8000 h/a
Anlagengröße	15 t/d
Betriebskosten	2,5 % der Investitionen [Spoof-Tuomi 2020]
Strom	0,22 €/kWh [European Union 2022]
flüssiger Stickstoff	100 €/t

$$\text{Spezifische Verflüssigungskosten} = \frac{\text{Investition} + \sum_{t=1}^n (\text{Energiekosten} + \text{Betriebskosten})}{\sum_{t=1}^n \text{verflüssigtes Methan}}$$

ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG

Die Bilanzierung der THG-Emissionen der Verflüssigung bezieht sich ausschließlich auf den Einsatz von elektrischer Energie entsprechend des technologiespezifischen Bedarfs, wie in Tabelle 2 angegeben. Für die CLV fallen zusätzlich 2,5 kg flüssiger Stickstoff pro kg Biomethan an. Angenommen wird hier für die Verflüssigung ein Strombedarf von 0,56 kWh je kg Stickstoff [Swiss centre for life cycle inventories 2016]. Sowohl für die Verflüssigung des Biomethans als auch für die des eingesetzten Stickstoffs werden unterschiedliche Strombereitstellungskonzepte und die damit verbundenen THG-Emissionen betrachtet. Die entsprechenden Annahmen sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Emissionsfaktoren Strombereitstellung

Annahme Strombereitstellung	Emissionsfaktor in g CO ₂ -Äq./kWh	Quelle
Strommix 2020	436	[BMWi 2017]
Strommix 2030	336	[BMWi 2017]
Windstrom	5	[Swiss centre for life cycle inventories 2016]
Solarstrom	25	[Swiss centre for life cycle inventories 2016]

DAS VORHABEN PILOT-SBG

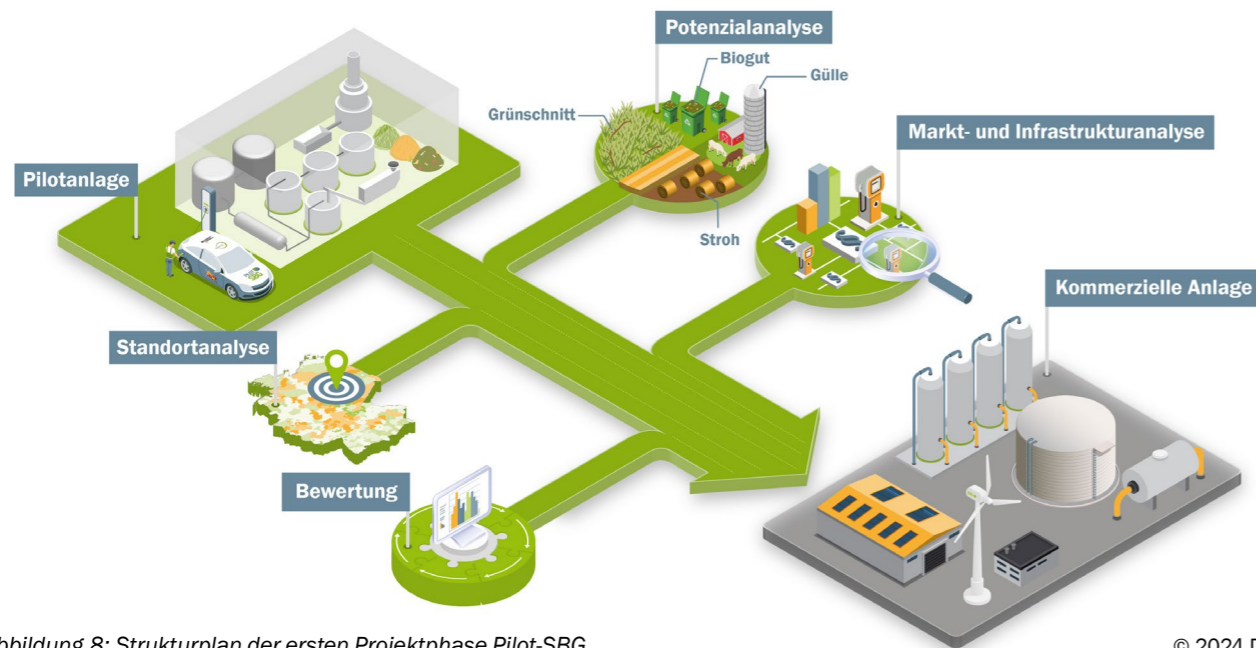


Abbildung 8: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG

© 2024 DBFZ

Das Vorhaben fokussiert als innovationsunterstützende Dienstleistung auf die Weiterentwicklung von fortschrittlichem erneuerbarem Methan als Kraftstoff in Deutschland. Es baut auf der in der ersten Projektphase geplanten und errichteten Pilotanlage im Technikumsmaßstab und entsprechenden Vorversuchen auf. Der

Während nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2023 der technologische Schwerpunkt im Projekt auf der erfolgreichen Pilotierung und Prozessoptimierung liegt, werden darüber hinaus Rückschlüsse für modulspezifische und konzeptionelle Optimierungsansätze und den Erfolg im kommerziellen Maßstab abgeleitet. Die Optimierungs-

kampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

Das Vorhaben Pilot-SBG adressiert die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Energieträger für schwer elektrifizierbare Verkehrssektoren.

innovative Verfahrensansatz der Pilotanlage zielt auf die Erhöhung der Methanausbeute aus dem Biogasprozess, u. a. durch die Verwertung des biogenen CO₂ mit grünem Wasserstoff. Zentrale Aspekte einer begleitenden Machbarkeitsanalyse sind vor allem die Ressourcenverfügbarkeit und -verteilung sowie weitere Standort-, Infrastruktur- und Marktfragen (Abbildung 8).

kriterien der Prozessführung und der Prozesskette sind dabei Ressourceneffizienz und die Schließung von Stoffkreisläufen sowie Treibhausgasvermeidungskosten. In den zwei Teilpaketen werden daher praktische Forschungsversuche einerseits und deren Bewertung auf konzeptioneller Ebene andererseits realisiert. Neben dem reproduzierbaren Routinebetrieb der Gesamtanlage in Versuchs-

Im Anschluss an das Projekt Pilot-SBG soll die Pilotanlage als zentraler Bestandteil einer Technologieplattform für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft dienen. Von besonderem Vorteil ist dabei die hohe Flexibilität der Anlage hinsichtlich einer bspw. veränderten Anordnung oder Erweiterung der modularen Prozesskette.

ÜBERBLICK FOKUSHEFTE 2023/2024

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext der Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Kraftstoff im Verkehr kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Im Vorhaben Pilot-SBG wird in einem integrierten Konzept aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und dieses anschließend mit grünem Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Um das Konzept optimal zu unterstützen, werden neben den technologischen Fragestellungen innerhalb des Vorhabens auch Themen der Markt- und Standortanalyse adressiert. Ein erster Meilenstein ist die übersichtliche Zusammenfassung des Status quo in einer Veröffentlichungsreihe zu ausgewählten Schwerpunkten.

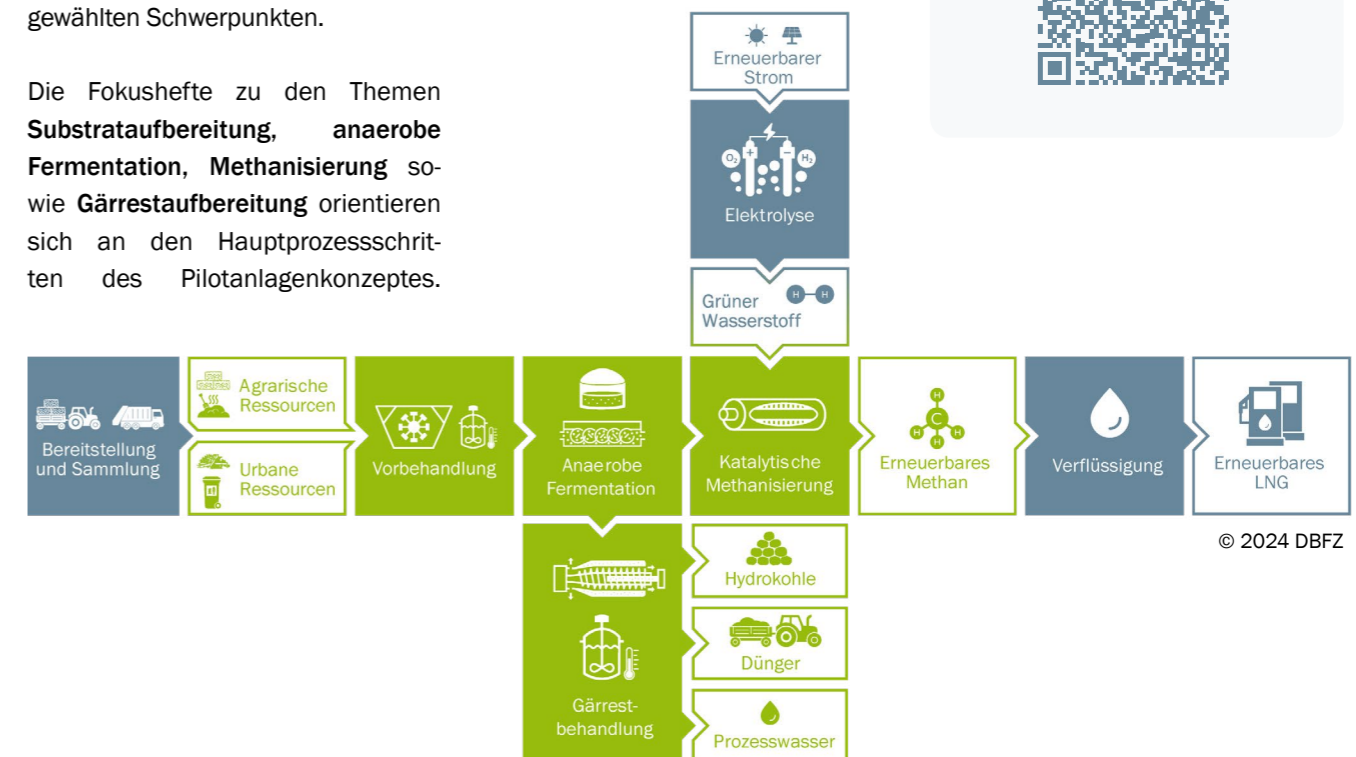
In jedem Fokusheft wird ein Überblick über die verfügbaren Optionen des jeweiligen Prozessschritts gegeben und diese werden in einem kurzen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleich einander gegenübergestellt. Analog hierzu verfahren auch die beiden Fokushefte zur **Wasserstoffbereitstellung** sowie zur **Methanverflüssigung**. Diese Prozessschritte sind zwar nicht Bestandteil der Pilotanlage, aber für eine Skalierung in den kommerziellen Maßstab unabdingbar (Abbildung 9).

Die Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse aus der ersten Projektphase sind neben dem vorliegenden Fokusheft zur **Marktanalyse und Treibhausgasquote** zusammenfassend in denen zur **Standortanalyse und Ressourcen-**

verteilung sowie **Infrastrukturanalyse** dargestellt, wobei sie thematisch vielfach ineinandergreifen.

Die Umsetzung von integrierten Bereitstellungskonzepten für erneuerbares, also bio- und strombasiertes Methan ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann in seiner standortspezifischen Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erstes **Beispielkonzept** für die Umsetzung im kommerziellen Maßstab wird in einem weiteren Fokusheft dargestellt.

►► Weitere Informationen: Report 44 „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“



© 2024 DBFZ

Abbildung 9: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)



Abbildung 10: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
LNG	Liquified Natural Gas bzw. Flüssigerdgas
Bio-LNG	Flüssiges Biomethan
MRC	Mixed Refrigerant Cycle
GEC	Gas Expansion Cycle
LC	Linde Cycle
SR	Stirling Refrigeration
CLV	Cryogenic Liquid Vaporization
V	Verdichter
WÜ	Wärmeübertrager
KWÜ	Kryogener Wärmeübertrager
E	Expander
THG	Treibhausgas
EE	Erneuerbare Energien
RED II	Renewable Energy Directive II
LNG	Liquified Natural Gas

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gegenüberstellung der Möglichkeiten der Methanverflüssigung (zentral und dezentral) für Biogasanlagen..... 4

Abbildung 2: Schematische Darstellung des (a) Mixed Refrigerant Cycle und (b) Gas Expansion Cycle [basierend auf (Zhang et al. 2020a)]..... 9

Abbildung 3: Schematische Darstellung des offenen Linde Cycle [basierend auf (Spoof-Tuomi 2020)] 10

Abbildung 4: Schematische Darstellung des Stirling Refrigeration Verfahrens [basierend auf (Spoof-Tuomi 2020)] .. 11

Abbildung 5: Schematische Darstellung der Flüssigstickstoffverdampfung für die Verflüssigung von Biomethan [basierend auf (Capra et al. 2019)] 11

Abbildung 6: Spezifische Verflüssigungskosten von Methan in EUR/kg sowie Bandbreiten bei der Variation der Energiekosten bzw. der Stickstoffkosten um -30% bis +30% 14

Abbildung 7: Spezifische THG-Emissionen in der Biomethanverflüssigung incl. Vorkettenemissionen aus der Bereitstellung von bioabfall-basiertem Biomethan in g CO₂-Äq./MJ Biomethan 15

Abbildung 8: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG 18

Abbildung 9: Prozessschritte in der Pilotanlage (grün) und Betrachtungsrahmen für den kommerziellen Maßstab (grün + petrol)..... 19

Abbildung 10: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig 20

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Bewertungsmatrix für die übersichtlich Darstellung der Technologiebewertung..... 12

Tabelle 2: Bewertungsmatrix für die übersichtlich Darstellung der Technologiebewertung..... 13

Tabelle 3: Basisannahmen für die Berechnung der Verflüssigungskosten..... 17

Tabelle 4: Emissionsfaktoren Strombereitstellung..... 17

LITERATURVERZEICHNIS

Adam, Gilles; Mottet, Alexis; Lemaigre, Sébastien; Tsachidou, Bella; Trouvé, Emmanuël; Delfosse, Philippe (2018): Fractionation of anaerobic digestates by dynamic nanofiltration and reverse osmosis. An industrial pilot case evaluation for nutrient recovery. In: *Journal of Environmental Chemical Engineering* 6 (5), S. 6723–6732. DOI: 10.1016/j.jece.2018.10.033.

Air Liquide Nordic (2013): Air Liquide Biogas solutions - Innovations for a sustainable energy. Online verfügbar unter <http://www.biogasproduktionsterlen.se/wp-content/uploads/2014/12/R%C3%B6ddinge-project.pdf>, zuletzt geprüft am 29.04.2022.

Ancona, Maria Alessandra; Bianchi, Michele; Branchini, Lisa; Catena, Francesco; Pascale, Andrea de; Melino, Francesco et al. (2020): Overall Performance Evaluation of Small Scale LNG Production Processes. In: *Applied Sciences* 10 (3), S. 785. DOI: 10.3390/app10030785.

Baccioli, A.; Antonelli, M.; Frigo, S.; Desideri, U.; Pasini, G. (2018): Small scale bio-LNG plant. Comparison of different biogas upgrading techniques. In: *Applied Energy* 217 (2), S. 328–335. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.149.

BMWi (Hg.) (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Cao, Wen-sheng; Lu, Xue-sheng; Lin, Wen-sheng; Gu, An-zhong (2006): Parameter comparison of two small-scale natural gas liquefaction processes in skid-mounted packages. In: *Applied Thermal Engineering* 26 (8-9), S. 898–904. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2005.09.014.

Capra, Federico; Magli, Francesco; Gatti, Manuele (2019): Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. In: *Applied Thermal Engineering* 158 (2), S. 113815. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.113815.

Cryonorm (2020): LNG Liquefaction Plants. Online verfügbar unter <https://cryonorm.com/en/t/lng-liquefaction-plants/125>, zuletzt geprüft am 02.05.2022.

Cryotec (2014): LNG – Liquid Natural Gas. Online verfügbar unter http://northtrade.cz/wpcontent/uploads/CR_2014-07-22-Presentation-Cryotec_LNG_short_eng-Jens.v1.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2022.

Drewes, Boris (2022): Green Line Liquid. Dezentrale Produktion von Bio-LNG aus Biogas.

DVGW (2021): Genehmigungen von LNG-Tankstellen. Rechtliche, technische und sicherheitsrelevante Fragen. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/LNG_Taskforce/2021_04_Genehmigungshandbuch_LNG-Tankstellen.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2022.

El Ghazzi, Rima (2019): Biomethane liquefaction – technology and future potential. In: Paliva, S. 14. DOI: 10.35933/paliva.2019.01.03.

European Biogas Association (2021): EBA Statistical Report 2021. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.cng-mobility.ch/wp-content/uploads/2021/12/EBA_Statistical_Report_Webinar_Slides___printed.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2022.

European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.

European Union (2022): Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten. Hg. v. Statistisches Amt der Europäischen Union, zuletzt aktualisiert am 19.04.2022.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2012): Biomethan. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Gülzow-Prüzen. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/fnr_biomethan_web.pdf.

Finn, A. J.; Johnson, G. L.; Tomlinson, T. R. (1999): Developments in natural gas liquefaction. In: *Hydrocarbon Processing* 78 (4), 47,59.

Finn, A. J.; Johnson, G. L.; Tomlinson, T. R. (Hg.) (2000): LNG Technology for Offshore and Mid-scale Plants. 79th Annual GPA Convention. Atlanta, GA, USA.

Giuntoli, Jacopo; Agostini, Alessandro; Edwards, Robert; Marelli, Luisa (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions: Calculated according to methodology set in COM(2016) 767: Version 2. Hg. v. Publications Office of the European Union.

Gong, Maoqiong; Wu, Jianfeng; Sun, Zhaohu; Liu, Jiayong; Hu, Qinguo (2012): Development and performance test of a small trailer-mounted moveable natural gas liquefier. In: *Energy Conversion and Management* 57 (7–8), S. 148–153. DOI: 10.1016/j.enconman.2011.10.027.

Gustafsson, Marcus; Cruz, Igor; Svensson, Niclas; Karlsson, Magnus (2020): Scenarios for upgrading and distribution of compressed and liquefied biogas – Energy, environmental, and economic analysis. In: *Journal of Cleaner Production* 256 (5.3), S. 120473. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120473.

Hashemi, Sayed Ebrahim; Sarker, Shiplu; Lien, Kristian M.; Schnell, Sondre K.; Austbø, Bjørn (2019): Cryogenic vs. absorption biogas upgrading in liquefied biomethane production – An energy efficiency analysis. In: *Fuel* 245, S. 294–304. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.01.172.

Hauptzollamt Frankfurt (Oder) (Hg.) (2023): Vorläufige Statistische Angaben über die Erfüllung der Treibhausgasquote - Quotenjahr 2022. vorläufig. Online verfügbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Downloads/DE/Links-fuer-Inhaltseiten/Fachthemen/Verbrauchsteuern/quotenerfuellung_2022_vorlaeufig.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt aktualisiert am 01.11.2023, zuletzt geprüft am 03.04.2024.

He, T. B.; Ju, Y. L. (2014): Performance improvement of nitrogen expansion liquefaction process for small-scale LNG plant. In: *Cryogenics* 61, S. 111–119. DOI: 10.1016/j.cryogenics.2013.09.004.

He, Tianbiao; Karimi, Iftekhar A.; Ju, Yonglin (2018): Review on the design and optimization of natural gas liquefaction processes for onshore and offshore applications. In: *Chemical Engineering Research and Design* 132, S. 89–114. DOI: 10.1016/j.cherd.2018.01.002.

- Hönig, Vladimír; Prochazka, Petr; Obergruber, Michal; Smutka, Luboš; Kučerová, Viera (2019): Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU. In: *Energies* 12 (8), S. 1565. DOI: 10.3390/en12081565.
- Khan, Mohd Shariq; Karimi, I. A.; Wood, David A. (2017): Retrospective and future perspective of natural gas liquefaction and optimization technologies contributing to efficient LNG supply. A review. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 45 (6–7), S. 165–188. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.04.035.
- Khan, Mohd Shariq; Lee, Sanggyu; Rangaiah, G. P.; Lee, Moonyong (2013): Knowledge based decision making method for the selection of mixed refrigerant systems for energy efficient LNG processes. In: *Applied Energy* 111 (8–9), S. 1018–1031. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.06.010.
- Kompost & Biogas Verband (2016): Gasaufbereitung. Hg. v. Kompost & Biogas Verband. Wien. Online verfügbar unter <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/gasaufbereitung/>, zuletzt aktualisiert am 2016, zuletzt geprüft am 25.05.2022.
- Lee, Sang Hyun; Lim, Dong-Ha; Park, Kyungtae (2020): Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations. In: *Applied Sciences* 10 (15), S. 5391. DOI: 10.3390/app10155391.
- Lim, Wonsub; Choi, Kwangho; Moon, Il (2013): Current Status and Perspectives of Liquefied Natural Gas (LNG) Plant Design. In: *Ind. Eng. Chem. Res.* 52 (9), S. 3065–3088. DOI: 10.1021/ie302877g.
- Mokhatab, Saeid; Mak, John Y.; Valappil, Jaleel V.; Wood, David A. (2014): Handbook of liquefied natural gas. First edition. Amsterdam, Boston, Heidelberg: Gulf Professional Publishing GPP Elsevier.
- Morosanu, Eduard Alexandru; Saldivia, Andrés; Antonini, Massimiliano; Bensaid, Samir (2018): Process Modeling of an Innovative Power to LNG Demonstration Plant. In: *Energy Fuels* 32 (8), S. 8868–8879. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b01078.
- Nguyen, Tuong-Van; Rothuizen, Erasmus Damgaard; Markussen, Wiebke Brix; Elmegaard, Brian (2018): Thermodynamic comparison of three small-scale gas liquefaction systems. In: *Applied Thermal Engineering* 128, S. 712–724. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.09.055.
- Nguyen, T-V.; Rothuizen, E. D.; Markussen, W. B.; Elmegaard, B. (2017): Development, modelling and evaluation of a small-scale gas liquefaction plant. In *Proceedings of ECOS 2017: 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*. Online verfügbar unter <https://orbit.dtu.dk/en/publications/development-modelling-and-evaluation-of-a-small-scale-gas-liquefa>, zuletzt geprüft am 12.04.2022.
- Palizdar, Ali; Ramezani, Talieh; Nargessi, Zahra; AmirAfshar, Saeedeh; Abbasi, Mojgan; Vatani, Ali (2019): Advanced exergoeconomic evaluation of a mini-scale nitrogen dual expander process for liquefaction of natural gas. In: *Energy* 168 (446), S. 542–557. DOI: 10.1016/j.energy.2018.11.058.
- Pasini, G.; Baccioli, A.; Ferrari, L.; Antonelli, M.; Frigo, S.; Desideri, U. (2019): Biomethane grid injection or biomethane liquefaction. A technical-economic analysis. In: *Biomass and Bioenergy* 127 (3), S. 105264. DOI: 10.1016/j.biombioe.2019.105264.
- Qyyum, Muhammad Abdul; van Long, Nguyen Duc; Le Minh, Quang; Lee, Moonyong (2018): Design optimization of single mixed refrigerant LNG process using a hybrid modified coordinate descent algorithm. In: *Cryogenics* 89 (12), S. 131–140. DOI: 10.1016/j.cryogenics.2017.12.005.
- Rehman, Ali; Qyyum, Muhammad Abdul; Ahmad, Ashfaq; Nawaz, Saad; Lee, Moonyong; Wang, Li (2020): Performance Enhancement of Nitrogen Dual Expander and Single Mixed Refrigerant LNG Processes Using Jaya Optimization Approach. In: *Energies* 13 (12), S. 3278. DOI: 10.3390/en13123278.
- Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023. Analyse. Hg. v. DENA. Deutsche Energie-Agentur. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf, zuletzt geprüft am 03.04.2024.
- Roberts, M.; Chen, F.; Saygi-Arslan, Ö. (2015): Brayton refrigeration cycles for small-scale LNG. In: *Gas*, S. 27–32, zuletzt geprüft am 29.04.2022.
- Rouaud, Y. (2017): Biogas to Bio-LNG as transport fuel. In: *Gas for energy* 3, zuletzt geprüft am 06.05.2022.
- Shell (2022): Shell beginnt mit Bau der grössten Bio-LNG-Anlage Deutschland. Köln-Godorf. Nielsen, Jörg. Online verfügbar unter <https://www.shell.de/ueber-uns/newsroom/pressemitteilungen-2022/shell-beginnt-mit-bau-der-groessten-bio-ling-anlage-deutschlands.html>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.
- SIAD Macchine Impianti (2018): Micro and Mini Biomethane or Natural Gas Liquefaction Plant. Online verfügbar unter https://www.siadmi.com/documents/56460/302019/Micro_and_Mini_Biomethane_or_Natural_Gas_%0ALiquefaction_Plant.pdf/0d6488b2-34fc-5a6c-436a-4c70d54de970, zuletzt geprüft am 07.04.2022.
- Spoof-Tuomi, Kirsi (2020): Techno-economic analysis of biomethane liquefaction processes. Biogas Utilization Opportunities in Ostrobothnia Region. In: University of Vaasa, School of Technology and Innovations.
- Stirling Cryogenics (2016): Technical specification – StirlingLNG-4, Stirling Cryogenics gas liquefier for LNG production. Online verfügbar unter https://www.stirlingcryogenics.eu/files/__documents/1/StirlingLNG-4ProductionTechnicalSpecification.pdf, zuletzt geprüft am 05.04.2022.
- Swiss centre for life cycle inventories (2016): Ecoinvent v3.3 for umberto.
- Tractebel Engineering (2015): Mini and Micro LNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas. World Bank Other Operational Studies, No 25919, The World Bank,. Online verfügbar unter <https://EconPapers.repec.org/RePEc:wbk:wbooper:25919>, zuletzt geprüft am 12.04.2022.
- Tybirik, K.; Solberg, F. E.; Wennerberg, P.; Wiese, F.; Danielsen, C. G. (2018): Biogas Liquefaction and use of Liquid Biomethane. Status on the market and technologies available for LNG/LBG/LBM of relevance for biogas actors in 2017.
- Wärtsilä (2020): EGE Biogas, Nes (Norway). Online verfügbar unter <https://www.wartsila.com/marine/build/gas-solutions/biogas-solutions/ege-biogas>, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

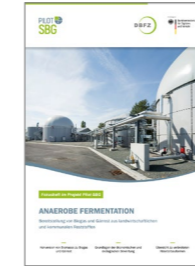
Windmeier, C.; Barron, R.F (2013): Cryogenic technology, In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim,,: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Yin, Q. S.; Li, H. Y.; Fan, Q. H.; Jia, L. X. (2008): Economic analysis of mixed refrigerant cycle and nitrogen expander cycle in a small scale natural gas liquefier. In: AIP Conference Proceedings 985, S. 1159–1165. DOI: 10.1063/1.2908467.

Zhang, Jinrui; Meerman, Hans; Benders, René; Faaij, André (2020a): Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. In: Applied Thermal Engineering 166, S. 114736. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114736.

Zhang, Jinrui; Meerman, Hans; Benders, René; Faaij, André (2020b): Technical and economic optimization of expander-based small-scale natural gas liquefaction processes with absorption precooling cycle. In: Energy 191 (1–2), S. 116592. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116592.

Weitere Fokushefte im Projekt Pilot-SBG



Anaerobe Fermentation
Bereitstellung von Biogas und Gärrest aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen

DOI: 10.48480/b9vn-9686
ISBN: 978-3-949807-09-1



Beispielkonzept
zur Bereitstellung von erneuerbarem LNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen und erneuerbarem Wasserstoff im kommerziellen Maßstab

DOI: 10.48480/jsct-z879
ISBN: 978-3-949807-06-0



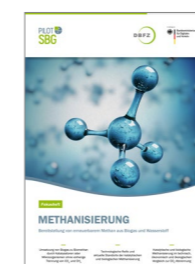
Infrastruktur
für erneuerbares Methan im Verkehr

DOI: 10.48480/78kk-xp41
ISBN: 978-3-949807-01-5



Marktanalyse und Treibhausgasquote
für erneuerbares Methan im Verkehr

DOI: 10.48480/fctg-2823
ISBN: 978-3-949807-00-8



Methanisierung
Bereitstellung von Biogas und Gärrest aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen

DOI: 10.48480/rm3g-ej31
ISBN: 978-3-946629-99-3

