

Bereitstellung von methanbasierten Kraftstoffen aus biogenen Abfällen

Innovative Prozesskette zur Herstellung von ressourcen-effizienten methanbasierten Bio-Kraftstoffen für Landmaschinen und den Schwerlastverkehr

Elena Holl, Christian Müller, Christiane Staudt, Friedemann Mörs, Jana Schütte, Giorgio Prato-fiorito, Felix Pult, Simon Becker, Marcus Geimer, Fabian Wohlfahrt und Florian Pontzen

Biogas, Bio-CNG, Biomethan, Bio-LNG, Druckfermentation, Power-to-Gas, zweistufige Vergärung

Der fortschreitende Klimawandel fordert eine schnelle sektorübergreifende Energiewende. Biogas kann dabei als flexibler erneuerbarer Energieträger bereits heute einen erheblichen Beitrag leisten. Durch die Erzeugung von Methan aus nachwachsenden Roh- und Reststoffen kann ein klimaneutraler Kraftstoff hergestellt werden, der CO₂-Emissionen vermeidet. Das Projekt probioLNG errichtet deshalb eine Demonstrationsanlage zur Herstellung von biomethanbasierten Kraftstoffen auf Basis einer zweistufigen Druckfermentation. Die neuartige Prozesskette wird unter einem erhöhten Prozessdruck von 10 bar betrieben und hat einen geringeren Strombedarf als konventionelle Anlagen. Das gesamte Projekt verbindet dabei innovative Konversions-, Power-to-Gas- und Gasaufbereitungsverfahren zur Produktion von Bio-LNG und Bio-CNG als lokal und schnell verfügbare Kraftstoffe.

Supply of methane-based fuels from biogenic waste for agricultural machinery and heavy-duty transportation

The progressing climate change demands a rapid cross-sectoral energy transition. As a flexible renewable energy source, biogas can already make a significant contribution. By producing methane from renewable resources and residuals, a climate-neutral fuel, which avoids CO₂, can be produced. Therefore, the probioLNG project is erecting a demonstration plant for the production of biomethane-based fuels based on a two-stage pressure fermentation. The novel process chain is operated at an increased process pressure of up to 10 bar, thus running more energy efficient compared to conventional plants. The entire project combines innovative conversion, power-to-gas and gas treatment processes for the production of bio-LNG and bio-CNG as locally and quickly available fuels.

1. Einleitung

Ziel der Bundesregierung ist, bis 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Dies erfordert jedoch nicht nur eine effizientere Nutzung von Energieträgern und der geplanten Halbierung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008, sondern benötigt ebenfalls eine systemübergreifende

Energiewende [1]. Im Gegensatz zur Stromerzeugung, die 2021 schon zu 41,1 % aus regenerativen Energiequellen erfolgte, ist der Anteil an erneuerbaren Treibstoffen im Verkehrssektor mit 7 % noch gering. Dabei ist Biomasse als vielfältiger Energieträger mit 55 % der größte Bereitsteller an erneuerbarer Endenergie [2]. Zentrales Thema

der Energiewende ist deshalb eine effektive Interaktion von Strom- und Verkehrssektor durch Power-to-Gas oder Power-to-Liquid Technologien.

Der Verkehrssektor, welcher hauptsächlich aus Individual-, Schwerlast- und Luftverkehr besteht, hatte im Jahr 2017 einen Anteil von 30 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland [1]. Aufgrund dessen steht die Umstellung des Straßenverkehrs auf CO₂-neutrale Antriebe im Fokus der Energiewende. Ein wesentlicher Anteil wird voraussichtlich über die Elektromobilität abgedeckt werden, welche jedoch aufgrund von geringen Reichweiten besonders in den Anwendungsbereichen von Nutzfahrzeugen, Schiffen und Flugzeugen ungeeignet ist. Komprimiertes Erdgas (CNG) sowie Flüssigerdgas (LNG) gewinnen sowohl in der Schifffahrt als auch im Schwerlastverkehr immer mehr an Bedeutung [3]. Mit Hilfe der Nutzung alternativer Kraftstoffe aus nachhaltigen Kohlenstoffquellen kann das Einsparungspotenzial noch deutlich gesteigert werden.

Auch in der Landwirtschaft strebt die Regierung eine Treibhausgasminderung von 10 % bis 2030 im Vergleich zu 1990 an. Dabei sind nicht nur Emissionen durch Tierhaltung, landwirtschaftliche Böden und Düngemittel, sondern auch die teilweise in anderen Sektoren bilanzierten Emissionen z. B. durch den Kraftstoffverbrauch landwirtschaftlicher Maschinen zu betrachten [4]. Vor dem Hintergrund des steigenden Bedarfs an klimafreundlichen Kraftstoffen stellt die Herstellung von Biomethan und Bereitstellung als Bio-CNG und Bio-LNG aus nachwachsenden Roh- und Reststoffen eine vielversprechende Lösungsmöglichkeit dar. Mögliche Substrate sind neben nachwachsenden Roh- und Reststoffen sowohl tierische, pflanzliche als auch Haushalts- und Speiseabfälle sowie Klärschlamm und kommunales oder industrielles Abwasser. Das theoretische Reststoffpotenzial beläuft sich in der EU auf bis zu 100 Mio. t, was einem Biomethanpotenzial von 1.150 TWh entspricht. Mit einem Fermentationspotenzial von 40 % des anfallenden Bioabfalls können 30 % des Kraftstoffbedarfs im Schwerlastverkehr gedeckt werden [5]. Eine weitere Steigerung des Biokraftstoffanteils kann durch die Umsetzung des biogenen CO₂ im Biogas mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff erreicht werden. Die Kombination der auf Biomasse basierenden Biogasproduktion mit Power-to-Gas Prozessen eröffnet eine Steigerung des Nutzungsgrades der Kohlenstoffquellen um bis zu 100 %.

Für die Erzeugung und Aufbereitung von Biogas zur Nutzung als Bio-CNG, Bio-LNG oder zur Einspeisung ins Erdgasnetz sind verschiedene Verfahren auf dem Markt verfügbar. In den bisherigen Verfahren wird Biogas in einstufigen, druckfrei betriebenen Anlagen gewonnen. Dieses Biogas weist, in Abhängigkeit der Einsatzstoffe, Methananteile (CH₄) von 52-65 % und CO₂-Anteile von

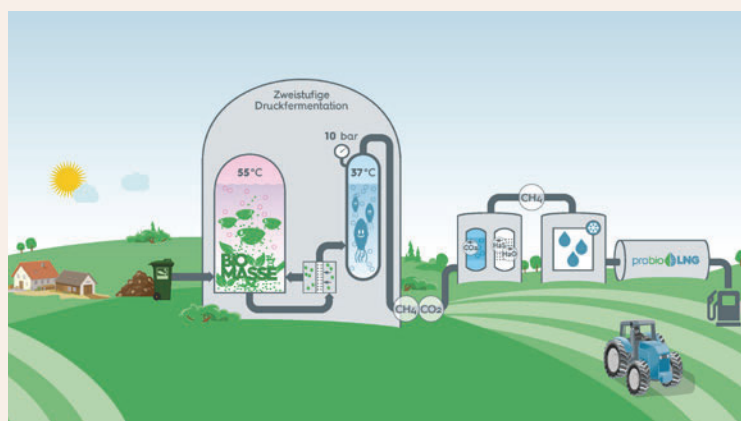


Bild 1: Das grundlegende Verfahrensschema der probioLNG-Prozesskette

33-47 % auf. In den nachfolgenden Aufbereitungsschritten wird der CO₂-Anteil abgetrennt und in die Atmosphäre abgegeben. Zusätzlich wird das Gas getrocknet, verdichtet, einer Feinreinigung zugeführt und zur LNG-Produktion schließlich verflüssigt oder zu CNG verdichtet.

Die konventionelle Biomethanprozesskette weist entscheidende technische Limitationen auf, die eine wirtschaftliche Umsetzung einschränken. Die neuartige probioLNG Prozesskette überwindet diese durch folgende Maßnahmen:

- Gewinnung von schnell vergärbaren organischen Stoffen durch die Kombination eines fermentativen Aufschlusses mit einer Membranfiltration
- Zweistufige Druckfermentation zur Steigerung des Methangehaltes im Biogas auf bis zu 80 %
- Biologische Methanisierung zur Erhöhung der Kohlenstoffausbeute
- Energetisch hocheffiziente Gasfeinreinigung und CO₂-Abtrennung über ionische Flüssigkeiten
- Energieeinsparung bei der Kompression und Verflüssigung durch erhöhten Prozessdruck
- Bereitstellung von LNG mit hoher volumetrischer Energiedichte, welches insbesondere im Fern- und Schwerlastverkehr, der (Binnen-)Schifffahrt und bei mobilen Arbeitsmaschinen in der Landwirtschaft Anwendung finden kann [6].

Um diese Ziele zu erreichen, werden vollkommen neuartige und bekannte Prozessschritte zu einem innovativen Gesamtverfahren kombiniert. Das grundlegende Verfahrensschema ist in **Bild 1** dargestellt. Die Gaserzeugung erfolgt dabei durch eine zweistufige Druckfermentation mit integrierter Membranfiltration. Das erzeugte Biogas wird mit Hilfe einer biologischen Methanisierung und

anschließender Gasfeinreinigung aufbereitet und kann dann verdichtet oder verflüssigt als dezentraler Treibstoff bereitgestellt werden. Das Konzept ist insbesondere für Biogasanlagenbetreiber eine Chance, durch eigens hergestellten biologischen Kraftstoff ihre Emissionen beim Ackerbau zu reduzieren.

2. Innovative Biogasproduktion mittels zweistufiger Druckfermentation

Im Verbundvorhaben probioLNG wird eine neuartige Prozesskette zur methanbasierten Kraftstoffproduktion entwickelt und im Pilotmaßstab demonstriert. Die Pilotanlage wird an einer bestehenden Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim am „Unteren Lindenhof“ aufgebaut und betrieben.

2.1 Biogaserzeugung

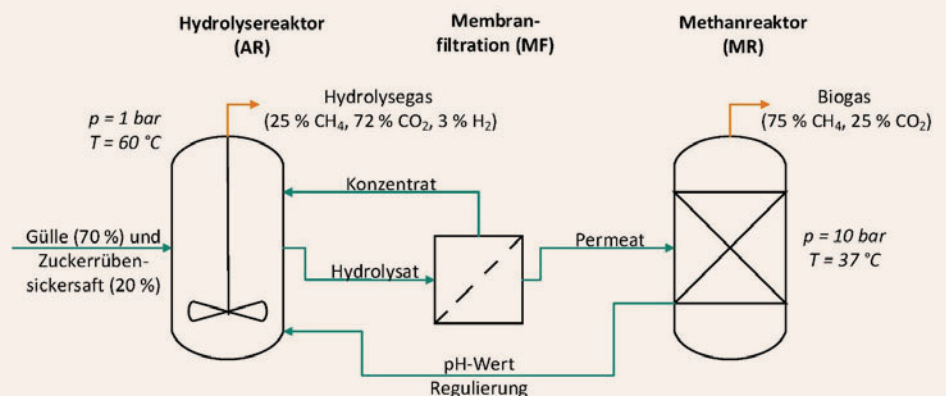
Der Prozess der Biogas-Gärung erfolgt durch ein komplexes Konsortium von Mikroorganismen, das von Bakterien und Archaeen dominiert wird. Diese mikrobielle Substratkonversion ist ein komplexer, mehrstufiger Prozess; die Teilschritte der Biogasbildung sind dabei stets gleich: Die Umsetzung beginnt mit der enzymatischen Hydrolyse des Substrates in kleinere Fragmente oder Monomere. Dann folgt die Versäuerung (Acidogenese) in kurzkettige Amino- oder Fettsäuren. Diese beiden Schritte werden durch dieselben Mikroorganismen durchgeführt. Es folgt die Bildung der Essigsäure (Acetogenese), bei der auch Wasserstoff (H_2) freigesetzt wird. Im abschließenden Teilschritt der Methanogenese spalten methanogene Archaeen die Essigsäure und verwerten H_2 als Substrat, wobei CO_2 und CH_4 gebildet werden. Nach dem Stand der Technik laufen die einzelnen Abbauschritte gleichzeitig in einem Reaktor ab. Die räumliche Trennung der biologischen Abbauschritte in der zweistufigen Fermentation bewirkt, dass pH-Wert, Verweilzeit und Temperatur jeweils auf die vorliegende Biozönose eingestellt werden

können, was zu einer deutlichen Intensivierung des Prozesses führt. Im Vergleich zu den konventionellen Verfahren der fermentativen Biogasgewinnung trägt die zweistufige Prozessführung zu einer Reduktion der Verweilzeit und einer Steigerung der Raumbelastung bei. Durch niedrige pH-Werte und hohe Temperaturen in der ersten Stufe können auch schwer abbaubare Substrate aufgeschlossen und somit das Substratspektrum erweitert werden.

In der zweistufigen Druckfermentation werden im Gegensatz zu konventionellen Verfahren die einzelnen Abbauschritte bei der Vergärung von Biomasse zu Biogas räumlich getrennt. Dabei wird zunächst in einem kontinuierlich durchmischten Hydrolysereaktor (AR) unter thermophilen Bedingungen ($60\text{ }^\circ\text{C}$) Biomasse zu organischen Säuren zersetzt. In der darauffolgenden zweiten Stufe, dem Methanreaktor (MR), erfolgt die Umsetzung des Hydrolysats zu Biogas unter Druck.

Das im AR entstandene Hydrolysat enthält einen großen Anteil an gesamten suspendierten Feststoffen (ca. $19\text{ g} \cdot \text{L}^{-1}$). Um eine Verstopfung des darauffolgenden MRs zu vermeiden, sollen diese Partikel über eine Membranfiltration entfernt und in den AR zurückgeführt werden. Dies ermöglicht eine Entkopplung der Verweilzeit von Fest- und Flüssigphase, erhöht den Nutzungsgrad der Biomasse und verhindert die Ausbringung von Mikroorganismen aus dem AR. Die Filtration verringert die Konzentration von kurzkettigen Fettsäuren, welche für die Biogasproduktion notwendig sind, nur unerheblich, da sie hauptsächlich in gelöster Form vorliegen [7]. Außerdem kann durch den reduzierten Anteil an ungelösten organischen Stoffen, welche von den Methanogenen schlechter zu metabolisieren sind, die Methanbildungsrate gesteigert werden [8]. Das grundlegende Prozessschema ist in **Bild 2** dargestellt. Für das Pilotvorhaben wurde eine Mikrofiltration mit keramischen Membranen ausgewählt, welche thermisch und chemisch besonders beständig sind. Der Porendurchmesser der Membranen

Bild 2: Verfahrensfliessbild der zweistufigen Druckfermentation mit integrierter Membranfiltration



beträgt $0,2 \mu\text{m}$, die gesamte Membranoberfläche umfasst 6 m^2 und es kann eine maximale Permeatleistung von $6 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ erreicht werden. Die Membranmodule arbeiten dabei im Cross-Flow, das heißt der Feed fließt parallel zur Membran, um Fouling zu vermeiden.

Außerdem wird anhand von Grundlagenuntersuchungen im Labor die Aufkonzentrierung der im Hydrolysat enthaltenen organischen Säuren durch Umkehrosmose untersucht. Die dadurch entstehende Verringerung des Volumenstroms, der dem MR zugeführt werden muss, erlaubt eine Verkleinerung des kostentreibenden Druckreaktors. Analog zur Mikrofiltration ist der Druck die treibende Kraft in der Umkehrosmose. Wenn der beaufschlagte Druck höher als der osmotische Druck ist, permeiert Wasser durch die Membran und die Lösung wird konzentriert. Die Ausbeute (der Prozentsatz vom Feed, der als Permeat das System verlässt) ist ein großer Einflussfaktor der Permeation. Übersteigt die Ausbeute einen gewissen Schwellenwert, sinkt die Effizienz des Prozesses [9]. Dies ist auf die erhöhte Konzentration in der Lösung zurückzuführen, welche sich direkt auf den osmotischen Druck auswirkt. Eine wichtige Rolle spielt außerdem der pH-Wert der Lösung bei der Trennung organischer Säuren. Mit sinkendem pH wird der Anteil dissoziierter Säuren kleiner, was zu einem geringeren Prozentsatz ungeladener Säuren führt, welche nur in geringem Maße von der Membran zurückgehalten werden können. Die Anpassung der Prozessbedingungen zwischen dem AR und der Membranfiltration wird deshalb untersucht.

Das Permeat aus der Mikrofiltration wird dann in den MR gefördert und dort bei einem Prozessdruck von 10 bar unter mesophilen Bedingungen von $37 \text{ }^\circ\text{C}$ zu Biogas umgesetzt. Die Druckerhöhung im Festbettreaktor erfolgt dabei ausschließlich durch die Mikroorganismen selbst („autogenerative high pressure fermentation“). Aufgrund der zehnmal höheren Löslichkeit von CO_2 im Vergleich zu CH_4 kann dadurch ein Methananteil von mehr als 80 Vol.-% im Produktgas erreicht werden. Durch die Gaserzeugung unter Druck steigt der Energiebedarf für den Umlauf der Fermenterflüssigkeit, jedoch sinkt der Energieaufwand für die nachfolgende Gasaufbereitung und Gasverdichtung. Dadurch erreicht die gesamte Prozesskette eine Energieeinsparung von 40-60 % im Vergleich zum drucklosen Verfahren. Außerdem können, nach dem derzeitigen Stand der Berechnungen, die Biomethangestehungskosten im Vergleich zum Stand der Technik um ca. 10 % gesenkt werden [10].

2.1 Power-to-Gas

Zur Erhöhung der Kohlenstoffausbeute kann die zweistufige Druckfermentation optional durch einen Power-to-Gas-Reaktor, in dem eine biologische Methanisierung (BM) erfolgt, erweitert werden (siehe **Bild 3**). Durch den

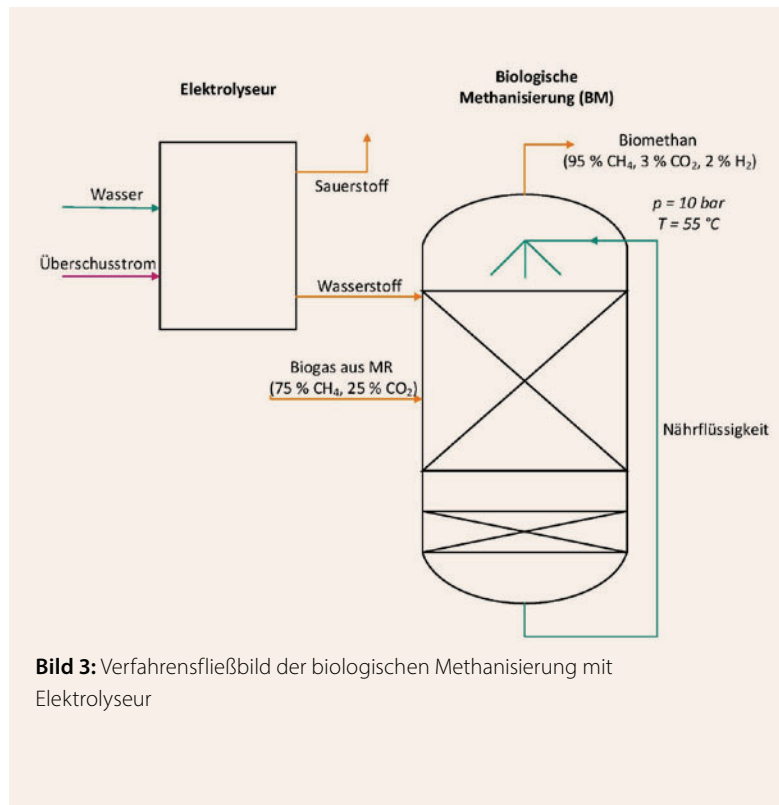


Bild 3: Verfahrensfließbild der biologischen Methanisierung mit Elektrolyseur

Einsatz von Überschussstrom für die Produktion von H_2 durch Elektrolyse wird dadurch eine Kopplung von Strom- und Verkehrssektor erreicht. Der Abbau der gasförmig in den Prozess eingebrachten Edukte H_2 und CO_2 durch Mikroorganismen läuft in einer wässrigen Phase bei Temperaturen von bis zu $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ab und wird momentan bei Drücken von bis zu 10 bar realisiert [11, 12]. Da die biologische Methanisierung in einer wässrigen Phase abläuft, müssen die gasförmigen Edukte CO_2 und H_2 zunächst aus der Gasphase über die Flüssigphase zu den Mikroorganismen transportiert werden [13]. Aufgrund der 25-mal schlechteren Löslichkeit von H_2 im Vergleich zu CO_2 kommt es bei ausreichender Nährstoffversorgung der Mikroorganismen zu einer H_2 -Stofftransportlimitierung bei der Produktion von CH_4 [14]. Eine Verbesserung des Gas-Flüssig-Stofftransportes durch eine Erhöhung des volumetrischen Stoffübergangskoeffizienten und des Konzentrationsgradienten gehört daher zu den größten technischen Herausforderungen bei der BM und ist entsprechend der wichtigste Anknüpfungspunkt für die Weiterentwicklung des Verfahrens. Durch den erhöhten Druck im Reaktor steigt auch der Partialdruck p_{H_2} und damit die Konzentration von H_2 an der Phasengrenzfläche. Hierdurch ergibt sich ein größeres Konzentrationsgefälle im Flüssigkeitsfilm und somit ein schnellerer Transport von H_2 in die Flüssigkeit. Dies führte in den experimentellen Ergebnissen zu einer Steigerung des

Methangehalts im Produktgas und damit auch der Methanbildungsrate (MFR) bei gleichbleibender Raumgeschwindigkeit (GHSV) [15]. Bei Versuchen im Labormaßstab mit einem Rieselbettreaktor wurden bei einem Druck von 10 bar CH_4 Konzentrationen von bis zu 97 Vol.% erreicht [16].

2.2 Gasaufbereitung

Das Biogas wird zunächst mit Aktivkohle entschwefelt. Durch eine Kondensation und darauffolgende Adsorption an Zeolithen wird das Rohbiogas auf einen Taupunkt von ca. $-20\text{ }^\circ\text{C}$ vorgetrocknet. Steht Strom zur Verfügung, um die BM zu betreiben, so kann das konditionierte Gas direkt zu CNG komprimiert werden. Es erfüllt bereits alle Anforderungen für eine Einspeisung ins Gasnetz oder für die Kompression zu Bio-CNG [17].

Für LNG als Zielprodukt müssen jedoch höhere Anforderungen an die Gasreinheit erreicht werden. Da das Biogas bei der Verflüssigung auf bis zu $-161,5\text{ }^\circ\text{C}$ abgekühlt wird, können CO_2 , H_2O und weitere Gasbegleitstoffe ausfrieren, was im Verflüssigungsprozess verhindert werden muss. Diese Gaskomponenten müssen durch eine Gasaufbereitung nahezu vollständig entfernt werden. Diese Vorreinigung ist typischerweise in gängigen Methan-Verflüssigungsanlagen enthalten.

Bei probioLNG reduziert eine neuartige chemische Wäsche zunächst die Restkonzentration von CO_2 auf unter 1 Vol.-%. Dies ist vor allem bei der direkten Nutzung des Biogases aus dem MR ohne biologische Methanisierung erforderlich. Anstelle konventioneller, amin-basierter Waschmittel werden ionische Flüssigkeiten eingesetzt. Diese sind Salzschnmelzen, die schon bei Raumtem-

peratur flüssig sind und aufgrund ihrer molekularen Bindungen einen sehr geringen Dampfdruck aufweisen. Dies ermöglicht eine Desorption des CO_2 bei Vakuum. Absorption und Desorption finden bei derselben Temperatur statt, was ein energieintensives Aufheizen der Flüssigkeit, z. B. bei konventionellen chemischen Wäschen, überflüssig macht. Die bei der Absorption freiwerdende Reaktionswärme gleicht dabei dem Energiebedarf der Desorption. Durch diesen quasi-isothermen Betrieb werden Wärmeverluste vermieden und ein energieeffizienter Betrieb gewährleistet.

Bild 4 zeigt das Verfahrensfließbild der Gasaufbereitung. Das Gas tritt am Sumpf in die Absorptionskolonne ein und verlässt diese aufgereinigt am Kopf. Das CO_2 chemisorbiert in der Waschflüssigkeit. In der Desorption kann die Waschflüssigkeit dann bei Vakuum (50 mbar) regeneriert werden. CO_2 gast aus und verlässt die Desorptionskolonne als Schwachgas am Kopf [21]. Im Gegensatz zu herkömmlichen chemischen Wäschen mit thermischer Regeneration kann der Energiebedarf der Anlage um ca. 50 % gesenkt werden. Außerdem findet ein Wechsel von thermischem zu elektrischem Energiebedarf statt, was unter dem Aspekt einer immer stärker strombasierten Energieversorgung vorteilhaft sein kann.

Für die Herstellung von Bio-LNG folgt anschließend eine Feinreinigung. Zunächst wird das restliche CO_2 bis zu einer Restkonzentration von $< 50\text{ ppm}$ adsorptiv mit Atemkalk entfernt. Für die Feintrocknung des Produktgases wird eine weitere Schüttung aus Molekularsieben verwendet. Hierdurch wird ein Taupunkt von $-70\text{ }^\circ\text{C}$ erreicht. Nun erfüllt das Biomethan alle Anforderungen konventioneller Verflüssigungsverfahren.

Alle Prozessschritte nach der Biogaserzeugung finden unter Druck statt. Neben dem Vorteil der überfälligen Kompression bei der Biogaserzeugung hat dies auch energetische Vorteile bei der Verflüssigung. Der Siedepunkt des Gases wird erhöht, wodurch die Kondensation bei höheren Temperaturen stattfindet. So kann der Wirkungsgrad des probioLNG-Prozesses erheblich gesteigert werden.

2.3 Verflüssigung zu LNG

Zur LNG-Produktion existieren verschiedene Verfahren, die sich je nach Anlagengröße stark unterscheiden. Für eine energieeffiziente Verflüssigung muss dabei stets das treibende Temperaturgefälle zwischen Methan und Kältemittel minimiert werden, was die Verluste bei der Wärmeübertragung verringert. Höhere Kohlenwasserstoffe im Erdgas beeinflussen dessen Siedelinie. Deshalb müssen die Verfahren stets an die jeweilige Gaszusammensetzung angepasst werden.

Bei großen Verflüssigungsanlagen, welche für den Transport von Erdgas per Schiff zum Einsatz kommen,

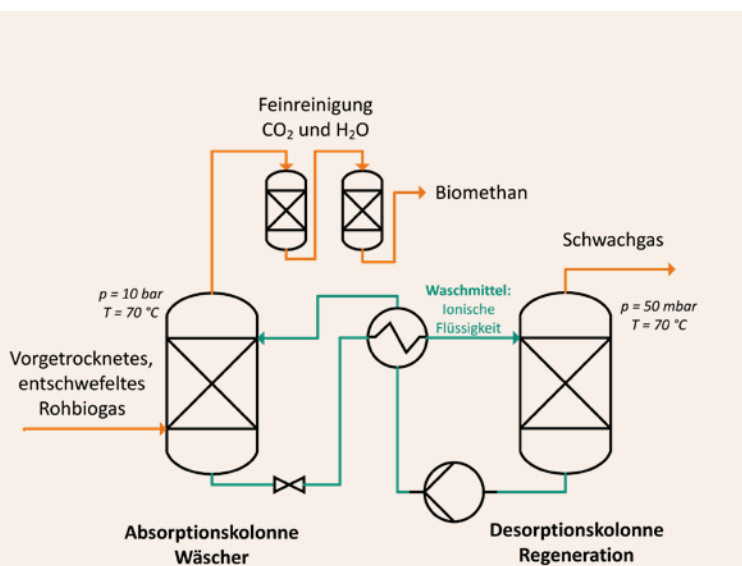


Bild 4: Verfahrensfließbild der Gasaufbereitung

werden hierzu häufig in Reihe geschaltete Kältekreisläufe mit verschiedenen Reinstoffen und somit unterschiedlichen Siedepunkten, genutzt. Durch unterschiedliche Druckniveaus innerhalb der Kreisläufe und durch eine Vielzahl an Wärmeübertragern können so sehr geringe elektrische Energiebedarfe von $< 0,3 \text{ kWh}\cdot\text{kg}^{-1}$ Methan erreicht werden [18].

Bei kleineren Anlagen, welche auch bereits bei der Verflüssigung von Biomethan zum Einsatz kommen, können so genannte Gemisch-Kältemittelkreisläufe genutzt werden. Hier wird das Siedeverhalten des Kältemittels durch die Mischung verschiedener Stoffe wie N_2 , CH_4 , Ethan, Propan, Butan so eingestellt, dass auch hier spezifische elektrische Energiebedarfe von bis zu $0,3 \text{ kWh}\cdot\text{kg}^{-1}$ möglich sind [19]. Jedoch erfordert dies gleichzeitig eine Vielzahl von Wärmeüberträgern und führt somit zu hohen Investitionskosten. Kleinskalige Verflüssiger werden deshalb typischerweise mit einfacheren Kühlkreisläufen ausgestattet, um Investkosten zu sparen, und werden somit zumeist mit höheren Stromverbräuchen von $0,5\text{-}1 \text{ kWh}\cdot\text{kg}^{-1}$ betrieben.

Für Kleinstanlagen, wie beispielsweise bei der Rückverflüssigung während des Transports, kommen Stirling-Maschinen zum Einsatz. Der Prozess beruht auf der Kompression und Expansion von einem Permanentgas wie Helium in einem von einem Motor angetriebenen, geschlossenen Kolben. Durch einen ebenfalls zyklisch bewegten Regenerator im Kolbeninneren wird das komprimierte Helium vorgekühlt. Nach wenigen Minuten erreicht der Kühkopf des Zylinders seine Endtemperatur. Mit diesen Maschinen ist ein spezifischer, elektrischer Energiebedarf von ca. $1,4 \text{ kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$ zu erreichen [20]. Aufgrund des passenden Anwendungsbereichs, der kurzen Anfahrzeiten und der vergleichsweise geringen Kosten, kommt dieses Verfahren bei der Demonstrationsanlage zum Einsatz.

Der Einsatz von Bio-CNG oder Bio-LNG kann zur Reduktion des CO_2 -Ausstoßes im Verkehrssektor beitragen. Um das aufgereinigte Biogas als Kraftstoff nutzbar zu machen, kann es entweder, wie zuvor beschrieben, zu Bio-LNG verflüssigt oder zu Bio-CNG komprimiert werden. Bei der Herstellung von Bio-CNG erfolgt eine Kompression des Gases auf 200 bar, sodass die Energiedichte um ein Vielfaches ansteigt.

Anstelle einer Nutzung als Kraftstoff kann das aufgereinigte Biogas als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist werden. Hier kann es anschließend zur Wärmeerzeugung in Haushalten, in der Industrie oder zur Stromproduktion genutzt werden.

2.4 Infrastruktur

Um das erzeugte Bio-LNG in Umlauf zu bringen, werden Tankstellen benötigt. In 2018 wurde die erste LNG-Tank-

stelle in Deutschland eröffnet. Seitdem nimmt die Zahl der Tankstellen stetig zu. Momentan (Stand Mai 2022) sind insgesamt 112 öffentliche LNG-Tankstellen in Deutschland im Betrieb [21]. Der Projektpartner LIQUIND 24/7 GmbH ist kofinanziert von der Fazilität „Connecting Europe“ der Europäischen Union und hat es sich zum Ziel gesetzt, ein flächendeckendes Netzwerk von LNG-Tankstellen in Deutschland zu entwickeln. LIQUIND 24/7 GmbH betreibt 19 LNG-Tankstellen, weitere 17 Tankstellen befinden sich in Planung (Stand Juli 2022 [22]). Die LNG-Taskforce, 2015 von der dena, dem DVGW und der Initiative Zukunft Gas gegründet, gibt als nächstes Ziel an, bis 2025 ein umfassendes Verteilnetz mit insgesamt 200 LNG-Tankstellen in Deutschland zu schaffen [23].

3. Neuartige Antriebs- und Nutzungskonzepte für Landmaschinen

3.1 Biomethanbasierte Antriebe in schweren Erntemaschinen

Die Darstellung ausreichender energetischer Reichweiten stellt einen zentralen Aspekt für die Konzeptionierung alternativer defossilisierter Antriebssysteme im Bereich der Landtechnik dar. Besonders schwere erntetechnische Anwendungen stellen hohe Anforderungen bzgl. ihrer Einsatzzyklen sowie ihres Energie- und Leistungsbedarfs. Im Vergleich zu batterieelektrischen oder Wasserstoffbasierten Konzepten kann durch Biomethan als defossilisierten Energieträger eine höhere energetische Dichte und damit eine potenziell bessere Integrierbarkeit erzielt werden. Aus dem On-Road-Sektor sind dazu zwei Speichertechnologien mit hoher Marktreife bekannt – CNG und LNG. Im Vergleich zu konventionellen Diesel-basierten Speichersystemen können jedoch nicht die bekannten Speicherdichten erzielt werden, was eine genauere Analyse der verfügbaren Speicherbau Räume notwendig macht. Hierzu wurde eine exemplarische Integrationsstudie anhand eines Mittelklassemähdreschers der Baureihe „TRION“ (Firma CLAAS) durchgeführt. Vertreter dieser Fahrzeugklasse im Bereich von 190 bis 300 kW eignen sich dabei bzgl. Motorverfügbarkeit, absolutem Energiebedarf und Bauraumverfügbarkeit für eine Integration am ehesten (**Bild 5**).

Im Vergleich zur Dieselbasis (650 l Speichervolumen) können in der LNG-Variante etwa 550 kg Methan gespeichert werden, was einer äquivalenten Reichweite zum Diesel entspricht. In der CNG-Variante sind Speichermengen von etwa 200 kg Methan umsetzbar, was mit einer Reichweitenreduktion auf etwa 40 % zur Dieselbasis korrespondiert. Auch in dieser Anwendung wird – wie aus anderen landtechnischen Applikationen bekannt – deutlich, dass auch unter Nutzung von erweiterten Bauräumen eine vollumfängliche energetische Autonomie im

Vergleich zum Diesel mit CNG-Lösungen nicht zu erzielen ist. Das LNG-Konzept ist aus Sicht des Stauraums zwar besser geeignet, stellt jedoch wesentlich höhere Anforderungen bzgl. des Tankhandlings und des Verbrauchmanagements, da es auf Grund des unvermeidbaren Wärmeeintrags in die Tanks zu einer stetigen Temperaturerhöhung mit verbundener Verdampfung („Boil-Off-Effekt“) und Methanemissionen kommt. Letztere müssen z. B. durch Abfackeln vermieden werden, damit die gesamten Treibhausgasemissionen ausreichend gering bleiben. Analog muss ein Methanschleup im Motor vermieden werden. Durch die kurzen und stark saisonalen Betriebszyklen von Erntemaschinen stellt die Vermeidung von Boil-Off-Verlusten eine besondere Herausforderung dar. Zur Wahl der optimalen Speichertechnologie ist folglich die Konzeptbewertung hinsichtlich des energetischen Autonomiegrads im Vergleich zu seinen ökonomischen und technischen Anforderungen von entscheidender Bedeutung. Hierbei spielt die Symbiose aus Betankungsinfrastruktur und Speichergroße eine zentrale Rolle. Bewertungsmaßstäbe sind dazu

- die Kosten und technischen Aufwände für die Betankungsinfrastruktur, die bei autonomiereduzierten Konzepten einer mobilen Komponente bedarf
- die Aufwände für die Maschinenintegration
- der ökonomische Verlust im Maschinenbetrieb
- die Praktikabilität im Handling („häufige Betankungen vs. Boil-Off“)

Zusammenfassend sind die Faktoren der Speicherdimensionierung, Fahrzeugflotte und Infrastrukturbereitstellung als die zentralen Parameter für den Erfolg einer biomethanbasierten landtechnischen Prozesskette zu betrachten. Hierbei müssen für erfolgreiche CNG-Konzepte „schlanke“ Speichersysteme auf den Maschinen gepaart mit einer geeigneten Infrastruktur für geringe

reichweitenbedingte Betriebszeitausfälle sorgen. Ein geeignetes Flottenkonzept oder eine sektorfremde Mitnutzung der Tankstelleninfrastruktur ist dabei Bedingung für eine Gesamtwirtschaftlichkeit des Konzepts. LNG-Konzepte bringen deutliche Herausforderungen bzgl. des Handlings mit sich - dabei besonders durch das saisonal schwer vermeidbare Boil-Off-Gas - aber auch durch die Betankungs- und Versorgungsinfrastruktur von Betrieben. Hier liegt der Fokus auf der Bildung energetisch und ökonomisch sinnvoller Konzepte für den Umgang mit den Tankstrukturen bzgl. ihres Gasverlusts – besonders im außersaisonalen Bereich, um die integrationsseitigen Vorteile dieser Technologie für den Landtechniksektor nutzbar zu machen.

3.2 Antriebskonzepte für LNG-betriebene Landmaschinen

Im Folgenden werden alternative Antriebskonzepte für Traktoren, Mähdrescher und Teleskoplader vorgestellt, da diese ein maschinenabhängiges und zeitlich sehr inhomogenes Nutzungsprofil auf einem landwirtschaftlichen Betrieb repräsentieren. Dabei wird nicht der komplette Antriebsstrang der Maschine betrachtet, sondern nur die Primärenergieversorgung. Diese besteht aus einem LNG nutzenden Energiewandler und einem LNG-Tank. Der restliche Antriebsstrang der mobilen Arbeitsmaschine kann nahezu unverändert bleiben, da die Leistungsabgabe ähnlich der eines Dieselmotors angenommen wird.

Für eine nähere Untersuchung und einen anschließenden Vergleich mithilfe einer Nutzwertanalyse werden drei Antriebskonzepte ausgewählt, die jeweils mit dem klassischen Konzept mit Dieselmotor verglichen werden. Diese Konzepte werden ausgewählt, da sie sich bereits heute in Serie befinden und somit ausgereift und verfügbar sind. Um die Nutzwertanalyse durchzuführen, werden sieben Bewertungskriterien festgelegt. Der Bauraum bzw. das Gewicht beschreiben den nötigen Platz respektive das anfallende Gewicht der neuen Primärenergieversorgung. Die Wirkungsgrade stellen ein weiteres Kriterium dar. Der Punkt Motorleistung berücksichtigt die Leistungsentfaltung des Energiewandlers. Die Anschaffungskosten stehen ausschließlich für den Erwerb eines Fahrzeugs. Laufende Kosten, die für die Betriebsbereitschaft nötig sind, fallen unter den Wartungsaufwand. Im letzten Punkt Umweltverträglichkeit werden alle Emissionen wie Stickoxide und Partikel, aber auch Schallemissionen zusammengefasst. Da Traktoren, Mähdrescher und Teleskoplader sehr unterschiedliche Nutzungsprofile haben, werden die Kriterien je nach Maschine in der Nutzwertanalyse unterschiedlich gewichtet (siehe **Tabelle 1**). Das letzte Kriterium wird mit 25 % gewichtet.

Das erste Konzept, ein Gasmotor mit Fremdzündung, wird in dieser Form bereits im Traktor New Holland T6.180

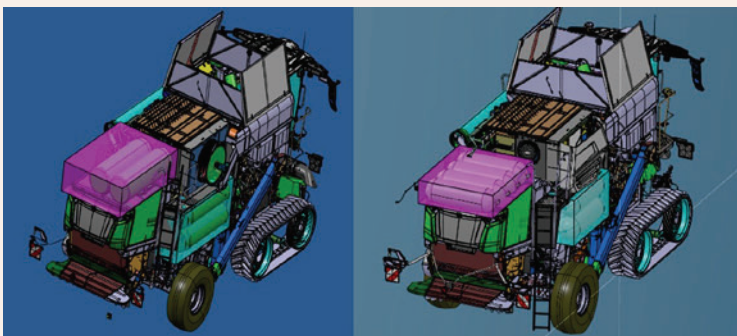


Bild 5: Exemplarische Bauraumstudie für LNG (links) und CNG (rechts).

Tabelle 1: Wichtung der Kriterien nach [23] (oben) und Bewertung der Konzepte (unten)

Wichtung/ Konzepte	Bauraum	Gewicht	Wirkungs- grad	Leistung	Kosten	Wartungs- aufwand	Umwelt- verträglichkeit
Traktor	5	4	5	2	2	2	25 %
Mähdrescher	3	3	2	1	4	1	25 %
Teleskoplader	5	1	2	5	4	2	25 %
Gasmotor mit Fremdzündung	2	2	3	3	2	2	5
Gasmotor mit Selbstzündung	1	1	3	3	2	2	4
Brennstoffzelle	1	1	4	3	1	3	5

Methan Power und in LKWs von Iveco und Scania serienmäßig eingesetzt. In allen Fällen handelt es sich um einen monovalenten Verbrennungsmotor nach dem Ottoprinzip. Statt Diesel wird hier LNG oder CNG verbrannt.

Diese Gasmotoren werden von Dieselmotoren abgeleitet und haben damit den gleichen Platzbedarf [24] und ein ähnliches Gewicht. Der Gewichts- und Platzvorteil bei stöchiometrischem Betrieb durch teilweise wegfallende Abgasnachbehandlung (ANB) [25] wird durch größere [24] und bis zu 600 kg schwerere LNG-Tanks [26] egalisiert. Bezüglich Leistungsentfaltung und Wirkungsgrad ist der fremdgezündete Gasmotor laut [26] dem Diesel ebenbürtig. Die hohen Kosten der ANB fallen teilweise weg, aber der Edelmetallgehalt im 3-Wege-Katalysator ist vier mal höher [25]. Dies erzeugt neben den aufwändigeren Tanks auch die ca. 35 % höheren Kosten für LNG-LKW [26]. Die Wartungskosten sind ca. 10 % höher als bei Diesel-LKW [27]. Es entstehen praktisch keine Partikel-Emissionen [25, 26], deutlich weniger Schallemissionen [28] und der geschlossene CO₂-Kreislauf mit Bio-LNG führt zu 77 % weniger CO₂ Ausstoß [6].

Der Gasmotor mit Selbstzündung, das zweite Konzept, ist in Volvo-LKWs heute im Einsatz. Es basiert auf Dieselmotoren und besitzt deren Charakteristik. Vor der Hochdruckgaseinblasung wird etwas Diesel direkteingespritzt (chemische Zündkerze) und zündet das Methan [29]. Wie beim ersten Konzept nimmt der Motor an sich nicht mehr Platz oder Gewicht ein. Allerdings bleibt die komplette Diesel-ANB bestehen und es muss auch noch Diesel und AdBlue mitgeführt werden, während die LNG-Tanks gleich groß sind. Der Bauraumbedarf ist also höher und das Gewicht nimmt um ca. 400 kg zu [30]. Dank der Dieselcharakteristik sind Wirkungsgrad und Motorleistung mit dem Dieselmotor identisch [24, 30]. Jedoch ist ein LNG-LKW 35 % teurer als ein Diesel-LKW [30] bei 17 %

höheren Wartungskosten [24]. Dagegen hat dieses Konzept weniger Schallemissionen [24, 30] und 50-70 % der Partikel- und NO_x-Emissionen eines Diesels [25, 27], aber einen deutlich erhöhten Methanschluß (Methanslip) [31].

Die Proton Exchange Membrane Brennstoffzelle (PEMFC) stellt das dritte Konzept dar. Sie wandelt Wasserstoff und Sauerstoff in elektrische Energie um. Neben Wasserstoff kann auch Methan mithilfe eines zusätzlichen Reformers eingesetzt werden [32, 33]. Reformer für den mobilen Einsatz sind aktuell noch nicht am Markt verfügbar [34, 35].

Brennstoffzelle und E-Motor bauen kompakt. Diesen Vorteil machen aber das 5-fach größere Volumen und das 3- bis 4-fache Gewicht der Wasserstoff-Tanks zunichte [36]. Die PEMFC hat zwar einen deutlich höheren Systemwirkungsgrad von 45-60 %, der jedoch durch den notwendigen Reformer deutlich verringert werden wird [32]. Die Antriebsleistung eines Brennstoffzellen-LKW ist seinem Diesel-Pendant mittlerweile ebenbürtig [37]. Durch vermehrte Serienfertigung sollen PEMFC-Fahrzeuge bis 2030 nur noch das 1,5-fache eines Diesel-Fahrzeugs kosten [38]. Die Zuverlässigkeit und damit auch der Wartungsaufwand sind vergleichbar [36]. Die Schallemissionen

Tabelle 2: Ergebnis der Nutzwertanalyse

Fahrzeug	Gasmotor - Fremdzün- dung	Gasmotor - Selbstzün- dung	PEMFC-Brenn- stoffzelle
Traktor	3,0	2,4	2,9
Mähdrescher	2,9	2,3	2,5
Teleskoplader	2,9	2,5	2,8

nen sind deutlich niedriger und die PEMFC arbeitet emissionsfrei [32, 38]. Einzig der Reformer hat CO₂-Emissionen [35], die aber mit deutlichem Gewichts- und Bauraumnachteil theoretisch auch auf dem Fahrzeug gespeichert werden könnten [33].

Das Ergebnis der gesamten Nutzwertanalyse findet sich dann in **Tabelle 2**. Sie zeigt, dass der fremdgezündete Gasmotor für alle drei Landmaschinen das beste Antriebskonzept ist. Dieses Konzept liegt damit bei deutlich besserer Umweltverträglichkeit auf einem Niveau mit dem Dieselmotorkonzept, das per Definition immer die Bewertung 3,0 erhält.

3.3 Reduktion und Vermeidung von Boil-Off-Gas

Ein Nachteil beim Einsatz von LNG in Landmaschinen sind die langen Standzeiten und dadurch entstehende Erwärmung des tiefkalten LNG. Dadurch findet eine Aggregatzustandsänderung an der Oberfläche des LNG statt und es entsteht Boil-Off-Gas (BOG), was eine 600-fache Volumenzunahme und einen starken Druckanstieg im Tank verursacht [40]. Während des Betriebs sorgen Economizer in LNG-betriebenen Fahrzeugen dafür, dass das BOG direkt der Verbrennung zugeführt wird [41].

Um die Entwicklung von BOG zu reduzieren, entwickelt und untersucht Pult et al. [42] Konzepte für ein BOG-Handling-System (BHS) während einer langen Standzeit von 2-4 Wochen zwischen der Fruchtfolge am Beispiel eines Mähdeschers. Die folgenden beiden Konzepte repräsentieren die besten Ansätze zum Senken des durch das BOG verursachten Drucks aus Pult et al. [42]. **Bild 6** zeigt den im Weiteren untersuchten Antriebsstrang mit einem großen Tank und allen nötigen Komponenten des BHS.

Beim ersten Konzept wird neben dem Economizer ein über das externe Stromnetz betriebenes Kühlsystem installiert, das aus einem extern der Maschine angeordneten Kompressor und einem in den Tank integrierten Kaltkopf

besteht. Im Kaltkopf nimmt ein Kühlmittel die Wärme aus dem Tank auf und gibt diese über den Kompressor an die Umgebung ab.

Das in **Bild 6** dargestellte 2. Konzept entnimmt dem Tank zusätzlich BOG und verbrennt es in der Verbrennungskraftmaschine (VKM). Der Generator, hier die Lichtmaschine, speichert die erzeugte elektrische Energie in einer Batterie, um das Kühlsystem zu betreiben. Dabei leistet der Generator mehr als die maximal 3,3 kW Eingangsleistung des Kühlssystems.

Bei beiden Konzepten werden die BOG-Reduktionsmaßnahmen gestartet, wenn der Druck im Tank den kritischen Wert von 16 bar erreicht. Mit dem Anschluss an das Stromnetz kühlt das Kühlsystem im ersten Konzept den Tank, bis der Druck auf einen zu definierenden Druck p_1 gesenkt ist. Beim zweiten Konzept wird das Kühlsystem zunächst mit der Batterie betrieben. Sobald die Batterie leer ist, betreibt die VKM die Lichtmaschine mit BOG als Kraftstoff und lädt damit die Batterie auf und versorgt das Kühlsystem mit Strom, bis die Batterie wieder voll ist.

Beide für einen Mähdescher entwickelten Konzepte können BOG reduzieren und müssen dieses innerhalb von vier Wochen auch nicht abblasen. Dabei ist Konzept 1 effizienter, benötigt aber einen Anschluss an das Stromnetz. Konzept 2 ist komplexer und benötigt mehr Energie, ist aber unabhängig vom Stromnetz nutzbar. Sichermann [43] hat den gleichen Entwicklungsprozess auch noch für Traktoren und Teleskoplader durchgeführt.

Es ist zudem anzumerken, dass der Bauraum in realen Anwendungen für einen einzigen großen Tank nicht ausreichen wird. In der weiteren Forschung sind daher Konzepte mit mehreren LNG-Tanks und Kühlköpfen zu untersuchen. Zusätzlich kann der Energiebedarf von beiden Konzepten noch verbessert werden, wenn ein effizienteres Kühlsystem eingesetzt wird. Darüber hinaus bietet Konzept 2 Optimierungsmöglichkeiten für die Lichtmaschine und den Gasmotor. Wenn ein zusätzlicher, für

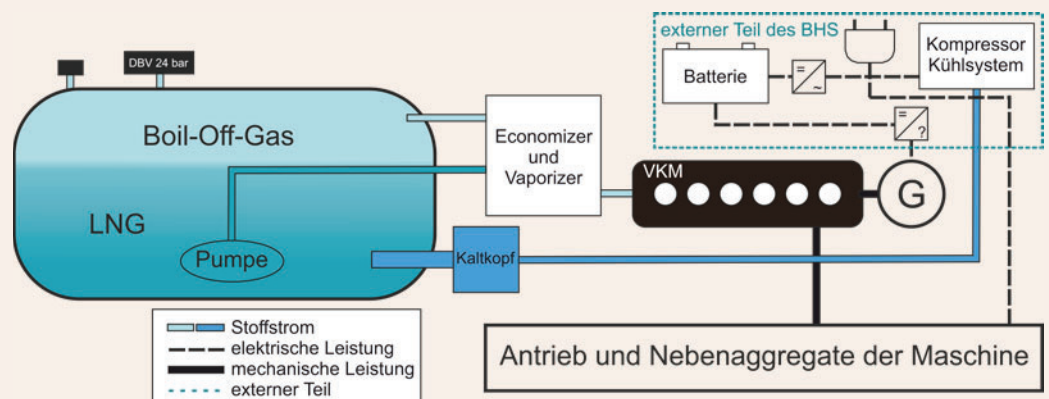


Bild 6: Konzept eines Boil-Off-Gas Handling Systems mit allen verwendeten Komponenten

kleine Lasten optimierter Gasmotor und eine effizientere Lichtmaschine eingesetzt werden, kann der Methanbedarf um bis zu 30 % gesenkt werden.

4. Vom Labor zur Anwendung

Ein wichtiger Schritt in der Kommerzialisierung einer Technologie ist die Maßstabsvergrößerung in einem relevanten Produktionsmaßstab. Hierbei ist der Biogas-/Biomethan-Sektor sicherlich eine Ausnahme im Vergleich zu chemischen Industrieprozessen, charakterisiert durch eine deutlich kleinere Anlagengröße und den Betrieb in einem agrartechnischen Umfeld, also z. B. als Teil eines kleinbäuerlichen Betriebs.

4.1 Scale Up

Für eine Kommerzialisierung des Anlagenkonzeptes werden verschiedene Betriebsmodi angestrebt, entweder basierend auf kleinen Biogasanlagen („Güllekleinanlagen“) mit Verflüssigung im Verbund mehrerer Anlagen oder auf Basis größerer Biogasanlagen mit eigenem Verflüssiger sowie von Biomethananlagen mit Netzwerkeinspeisung und zentralem Verflüssiger an einer Erdgaspipeline. Letzteres ist hierbei vor allem relevant für großskalige LNG-Nutzer, wie z. B. dem Schifffahrtssektor, welcher derzeit eine zunehmende Nachfrage nach Bio-LNG zeigt [44]. Ein weiterer Aspekt, welcher im Rahmen des Projektes adressiert wird, ist die Kopplung von fluktuierenden Mengen an H_2 aus einer Elektrolyse und Umsetzung in der BM.

Obwohl Biogasanlagen im Vergleich zu großindustriellen Anlagen eher geringe Kapazitäten haben (typischer Bereich ca. $50\text{--}5000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ Biomethan), bedarf die zweistufige Druckfermentation einer signifikanten Kapazitätssteigerung, bis relevante Biomethanmengen erreicht werden können. Hierbei besteht zweierlei Herausforderung für den Scale-Up, da neuartigen Technologiebauteile wie AR, MR, BM und IL-Wäsche einen Scale-Up erfordern, während eine Nutzung von Standardbauteile aus der Großindustrie (z. B. Druckbehälter, Wärmetauscher etc.) einen Scale-down erfordern würden.

Beispiele sind zylindrische Druckbehälter, welche in Chemieanlagen typischerweise Volumina von weniger als 250 m^3 besitzen. Ein solcher Reaktor hätte bereits einen Durchmesser von 4 m und eine Höhe von 20 m. Für $550 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ Biomethan bräuchte man bereits ein Reaktorvolumen von mehr als 500 m^3 bei einem Druck von ca. 10 bar. Hier wird bereits deutlich, dass kein beliebiges Scale-Up möglich ist und stattdessen mehrere parallele Reaktoren benötigt werden. Auch dies macht die zweistufige Druckfermentation eher passend für Anlagengrößen, die keine Mehrsträngigkeit benötigen (also maximal

etwa $200 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ Biomethan). Ein Beispiel für Technologien, die nur begrenzt verkleinert werden sollten, ist die Aminwäsche, welche zur CO_2 -Entfernung genutzt wird. Hier sind kleinere Anlagengrößen zwar technisch denkbar, jedoch sind diese erst ab einer Biogaskapazität von ca. $500 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ wirtschaftlich sinnvoll. Größere Kapazitäten hingegen sind kein Problem und so existieren Aminwäsche-Anlagen, z. B. für die CO_2 -Entfernung aus Synthesegas für Anlagenkapazitäten von mehr als $200.000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ Abgas mit ca. 20 % CO_2 .

4.2 Techno-ökonomische Analyse

Die techno-ökonomische Analyse (TEA) der Bio-LNG-Produktion erfolgt durch die Air Liquide als erfahrenem Industriepartner. Hierbei ist die Expertise im Bereich Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von entscheidendem Vorteil, zumal bereits Erfahrung im Bereich der Umsetzung von Reststoffen zu Biomethan mittels thermochemischer Prozesse besteht [45]. Bisherige Analysen im Rahmen des Projektes haben ergeben, dass ein Haupttreiber der Kosten bei den Hochdruckreaktoren liegt. Aufgrund der langen Verweilzeit von ca. 36 Stunden im MR ist das Volumen dieses Druckbehälters einer der Kostentreiber. Hierbei wird einer der Hauptunterschiede zwischen den typischerweise schnellen chemokatalytischen Hochtemperaturprozessen und biokatalytischen Prozessen signifikanter, welche oft deutlich geringere Produktivität, aber höhere Selektivitäten erlauben. Im vorliegenden Fall führt die lange Verweilzeit zu deutlichen Kosten der Hochdruck-Bauteile MR und BM, welche insgesamt 43-68 % der Anlagenkosten ausmachen. Auch wenn im besten Fall die CO_2 -Entfernung ganz eingespart werden kann, so sind die zusätzlichen Kosten dieser Bauteile nicht zu kompensieren. Bei geringeren Biogaskapazitäten von wenigen hundert $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ sind die Einsparungen durch eine wegfallende CO_2 -Entfernung deutlich größer, was die zweistufige Druckfermentation eher für geringe Kapazitäten prädestiniert (siehe **Tabelle 3**). Vor allem für solch geringe Anlagengrößen sind heutzutage die Kosten für CO_2 -Entfernung und Verflüssigung unverhältnismäßig hoch. Ob dies mit der zweistufigen Druckfermentation anders ist, konnte bisher noch nicht gezeigt werden.

Bisherige Analysen der Produktionskosten von Biomethan durch die Projektpartner im Rahmen von Vorgängerprojekten waren vielversprechend [10]. In einer ersten Ermittlung der Produktionskosten im Rahmen von probioLNG konnte festgestellt werden, dass die Hauptkostentreiber die Investitionskosten sind, welche auch für mittlere Kapazitäten 60-70 % der Gesamtproduktionskosten ausmachen. Ein elementares Ziel der Entwicklungen muss also eine Verringerung der Anlagenkosten sein, welche beispielsweise über eine Modularisierung und

Tabelle 3: Kostenanteile der Teilprozesse an den Gesamt-Investitionskosten der zweistufigen Hochdruck-Fermentation

Anteil der Gesamt-Investition [%]	Rohstoff-lagerung	Hydrolyse	Methan-reaktor	Elektro-lyse	Methani-sierung	CO ₂ -Ent-fernung	Verflüssi-gung
50 Nm³·h-1 Biomethan ohne H₂-Zugabe	14	7	43	-	-	10	27
1000 Nm³·h-1 Biomethan ohne H₂-Zugabe	8	4	54	-	-	10	22
50 Nm³·h-1 Biomethan inkl. H₂-Zugabe	10	5	30	6	27	-	22
1000 Nm³·h-1 Biomethan inkl. H₂-Zugabe	5	2	36	10	32	-	17

Standardisierung (Einsparung von Ingenieurs- und Designkosten sowie Kostenreduktion über eine Mengenfertigung) sowie eine Verringerung der Reaktorvolumina möglich ist. So kann beispielsweise eine Verringerung der Verweilzeit im MR um zweidrittel, z. B. durch eine Verbesserung des Massentransfers, die Anlagenkosten um 30-35 % senken, was wiederum die Produktionskosten um 20 % reduzieren würde. Gleiches gilt für den BM, welcher im Optimalfall entweder ganz weggelassen werden kann (CO₂-Methanisierung im MR) oder zumindest ausreichende Umsätze auch für Verweilzeiten im Bereich von Minuten erlauben sollte [46].

Ziel der abschließenden TEA-Aktivitäten im Rahmen des probioLNG-Projektes ist nun vor allem eine Validierung der Anlagenkosten auf Basis der Pilotanlage und möglichen Einsparungen durch einen Scale-Up und eine Optimierung des Prozesses. Des Weiteren ist aufgrund der derzeitigen Situation auf dem deutschen Markt (Energieknappheit, zunehmender Druck, Treibhausgasemissionen zu reduzieren, sowie rasch eine Entwicklung im Bereich Elektro- und H₂-Mobilität) eine Neubewertung des Potenzials von Bio-LNG für den Mobilitätssektor notwendig.

4.3 Ökobilanzierung

Eine Ökobilanzierung, auch Life-Cycle-Analysis (LCA, Lebenszyklusanalyse) genannt, wertet die Umweltauswirkungen eines Produkts von der Herstellung bis zur Entsorgung aus. Zur Erarbeitung der Ökobilanzierung werden die vier Phasen Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung sowie Auswertung betrachtet und dokumentiert [47, 48].

Die Ökobilanzierung im Verbundvorhaben probioLNG vergleicht die Umweltauswirkungen bei der Produktion und anschließenden Verwendung von Bio-LNG mit denen von fossilem Diesel. Die Betrachtung beginnt mit der

Rohstoffproduktion, umfasst die Erzeugung von Biomethan und Bio-LNG und endet nach deren Nutzung in Antrieben landwirtschaftlicher Fahrzeuge.

Die Sachbilanz umfasst die Schritte Verflüssigung, Distribution, Speicherung und Umwandlung in mechanische Energie. Dabei werden zum einen der Wirkungsindikator „IPCC GWP 2013 100a“ zur Bewertung der Klima Auswirkungen in 100 Jahren in CO₂-Äquivalent (CO_{2eq}) in Kilogramm sowie der Wirkungsindikator „ReCiPe 2016 Endpoint (H)“ benutzt, welcher in einer Midpoint- und Endpointanalyse konkrete Auswirkungen wie Klimawandel oder Schäden für die menschliche Gesundheit betrachtet. Bezüglich der Verflüssigung zeigt sich, dass große Verflüssigungsanlagen deutlich effizienter als kleine Anlagen arbeiten.

Auch wenn eine Verflüssigungsanlage immer für die Versorgung mehrerer Betriebe ausgelegt wird, ergeben sich über das Jahr gesehen Schwankungen im Kraftstoffbedarf landwirtschaftlicher Betriebe. Es wird daher eine Einspeisung in das Gasnetz mitbetrachtet, welches auch für einen möglichen Transport zwischen Standort der Gaserzeugung und der Verflüssigungsanlage dienen kann. Alternativ wird das LNG mittels Tanklaster verteilt, welche selbst direkt mittels LNG betrieben werden können. Im Mittel ergibt sich für Verflüssigung und Speicherung für den Wirkungsindikator IPCC ein Wert von 0,246 kg CO_{2eq}·kg⁻¹ LNG.

Für die Speicherung und Betankung von LNG werden Varianten von einer zentralen, öffentlichen LNG-Tankstelle über die Speicherung direkt auf den landwirtschaftlichen Betrieben bis hin zur Direktbetankung mit Tankfahrzeugen betrachtet. Hier ergibt sich im Mittel ein IPCC Wert von 0,244 kg CO_{2eq}·kg⁻¹ LNG.

Bei der Betrachtung der Umwandlung in mechanische Energie ist zwischen den verschiedenen grundsätzlichen verbrennungsmotorischen Konzepten von Diesel-

und Gasmotor zu unterscheiden. Für einen mittelgroßen landwirtschaftlichen Betrieb ergibt sich ein IPCC Wert von $150 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} \cdot \text{ha}^{-1} \cdot \text{Jahr}^{-1}$ bei einem dieselmotorischen Verbrennungskonzept, während sich der Wert auf $2,15 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} \cdot \text{ha}^{-1} \cdot \text{Jahr}^{-1}$ bei einem Gasmotor mit Fremdzündung (Ottoprinzip) verändert. Dies ist das am besten eingestufte Konzept in Kapitel 3.2.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Das Projekt probioLNG adressiert die derzeitigen Herausforderungen der Klima- und Energiekrise durch eine Flexibilisierung in der Energiebereitstellung, indem Strom-, Wärme- und Verkehrssektor gekoppelt werden. Im Verbundvorhaben wird dafür eine neuartige Prozesskette im Pilotmaßstab errichtet und betrieben, welche Biomasse zu Biogas umwandelt und zu Biomethan und Bio-LNG aufbereitet. Die gesamte Prozesskette wird auf ihre Wirtschaftlichkeit und Möglichkeit zur industriellen Nutzung untersucht sowie Antriebskonzepte für die Nutzung von CNG und LNG in landwirtschaftlichen Arbeitsmaschinen detailliert betrachtet. Die ersten Ergebnisse zeigen bereits positive Bilanzen für die Verfahrenskette, welche durch ihre Effizienz und dem Einsatz von 70 % Gülle im Eingangssubstrat zur Treibhausgasreduktion beitragen kann.

Förderhinweis

Das Verbundvorhaben „probioLNG: Innovative Prozesskette zur ressourceneffizienten Erzeugung von Bio-LNG“ wird unter dem Förderkennzeichen 03SF0578 über den Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert. Wir danken für die gute Zusammenarbeit.

Literatur

- [1] Erneuerbare Energien im Verkehr (2021). <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energie-im-verkehr>. Zugegriffen: 16. März 2022
- [2] Erneuerbare Energien in Zahlen (2021). <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>. Zugegriffen: 16. März 2022
- [3] Adolf, J.; Balzer, C.; Kofod, M.; Lenz, B.; Lischke, A.; Knitschky, G.; Wirz, F. und Wendland, M.-L.: Shell LNG-Studie. Verflüssigtes Erdgas - Neuer Energie für Schiff und LKW? Fakten, Trends und Perspektiven(2019)
- [4] Klimaschutz in der Landwirtschaft (2022). <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/landwirtschaft-umweltfreundlich-gestalten/klimaschutz-in-der-landwirtschaft#emissionen-aus-der-landwirtschaft>. Zugegriffen: 25. Juli 2022
- [5] Wiesenthal, T.: How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? EEA report, Bd 2006,7. Office for Official Publ. of the European Communities; European Environment Agency, Luxembourg, Copenhagen
- [6] Edel, M.; Jegal, J. und Siegmund, S.: Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr (2019). Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente. dena-STUDIE Bio-LNG
- [7] Tuczinski, M.: Applikation von keramischen Mikrofiltrationsmembranen in der zweistufigen Biogasproduktion (2019). Karlsruhe
- [8] Tuczinski, M.; Saravia, F. und Horn, H.: Treatment of thermophilic hydrolysis reactor effluent with ceramic microfiltration membranes. *Bioprocess Biosyst Eng* 41(11):1561–1571 (2018). doi:10.1007/s00449-018-1983-3
- [9] Prato Fiorito, G.; Horn, H. und Saravia, F.: Impact of the Recovery on Concentrating Acetic Acid with Low-Pressure Reverse-Osmosis Membranes. *Membranes* (Basel) 11(10) (2021). doi:10.3390/membranes11100742
- [10] Lemmer, A.; Merkle, W.; Zielonka, S.; Graf, F.; Ortloff, F.; Bär, K.; Horn, H.; Saravia, F.; Tuczinski, M.; König, H.; Türkes, T. und Ahlert, S.: Autogenerative Two-Phase High Pressure Fermentation (AG-HiPreFer). Integrative Biogaserzeugung und Aufbereitung zur Einspeisung in Hochdruck-Erdgasnetze. Schlussbericht (2018)
- [11] Takai, K.; Nakamura, K.; Toki, T.; Tsunogai, U.; Miyazaki, M.; Miyazaki, J.; Hirayama, H.; Nakagawa, S.; Nunoura, T. und Horikoshi, K.: Cell proliferation at 122 degrees C and isotopically heavy CH₄ production by a hyperthermophilic methanogen under high-pressure cultivation. *Proc Natl Acad Sci U S A* 105(31), 2008:10949–10954. doi:10.1073/pnas.0712334105
- [12] Bartlett, D.H.: Pressure effects on in vivo microbial processes. *Biochimica et Biophysica Acta (BBA) - Protein Structure and Molecular Enzymology* 1595(1-2):367–381 (2002). doi:10.1016/S0167-4838(01)00357-0
- [13] Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R. und Kolb, T.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy* 85:1371–1390 (2016). doi:10.1016/j.renene.2015.07.066
- [14] Seifert, A.H.; Rittmann, S. und Herwig, C.: Analysis of process related factors to increase volumetric productivity and quality of biomethane with Methanothermobacter marburgensis. *Applied Energy* 132:155–162 (2014). doi:10.1016/j.apenergy.2014.07.002
- [15] Ullrich, T.; Lindner, J.; Bär, K.; Mörs, F.; Graf, F. und Lemmer, A.: Influence of operating pressure on the biological hydrogen methanation in trickle-bed reactors. *Bioresour Technol* 247:7–13 (2018). doi:10.1016/j.biortech.2017.09.069
- [16] Ullrich, T. und Lemmer, A.: Performance enhancement of biological methanation with trickle bed reactors by liquid flow modulation. *GCB Bioenergy* 11(1):63–71 (2019). doi:10.1111/gcbb.12547
- [17] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2021) Arbeitsblatt G 260 (A). Gasbeschaffenheit - Gas quality
- [18] Schier, M. und Schüler, T.: Das Snøhvit-Projekt – Erdgasverflüssigung nördlich des Polarkreises. *gwf - Gas | Erdgas* (02) (2008)
- [19] Zhang, J.; Meerman, H.; Benders, R. und Faaij, A.: Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance (2020). *Applied Thermal Engineering* 166:114736. doi:10.1016/j.applthermaleng.2019.114736
- [20] Stirling Cryogenics: Technical specifications. Stirling Cryogenics gas liquefier for LNG production (2019)

- [21] LNG-Tankstelle: Standorte im Überblick und betriebseigene Lösungen. <https://fluessiggas.de/wissen/gewerbe/lng-tankstelle/>. Zugegriffen: 25. Juli 2022
- [22] Air Liquide Homepage Turbo-Brayton for small scale methane liquefaction. https://advancedtech.airliquide.com/sites/abt_at/files/2021/05/19/turbo-brayton_smallscale_liquefaction_brochure_en_01.18_sd.pdf. Zugegriffen: 19. Juli 2022
- [23] 50. LNG-Tankstelle in Deutschland eröffnet. LNG-Taskforce erreicht wichtiges Etappenziel (2021). <https://www.dena.de/newsroom/50-lng-tankstelle-in-deutschland-eroeffnet/>. Zugegriffen: 25. Juli 2022
- [24] *Tschakert, W.*: Erdgas statt Diesel. *Busfahrt* 65(1):8–13 (2017)
- [25] *Basshuysen, R.*: Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb. Wege zur klimaneutralen Mobilität, 2015. Aufl. Der Fahrzeugantrieb. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden
- [26] *Hausmann, F.*: „Sauberer ist ein Verbrennungsmotor kaum zu betreiben“ (2019). <https://www.cng-mobility.ch/beitrag/sauberer-ist-ein-verbrennungsmotor-kaum-zu-betreiben/>. Zugegriffen: 04. November 2021
- [27] *Mottschall, M.; Kasten, P. und Rodríguez, F.*: Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective (2020)
- [28] *Hoffmann, K.; Benz, M.; Weirich, M. und Herrmann, H.-O.*: Der neue Erdgasmotor für mittelschwere Nfz von Mercedes-Benz. *MTZ Motortech Z* 75(11) (2014):12–19. doi:10.1007/s35146-014-0569-0
- [29] Volvo Truck Corporation: Produktinfo Motor G13C460 (2018). https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjn0r7Uuf7oAhUQCewKHxjWArSQFjABegQIBhAB&url=https%3A%2F%2Fstpi.it.volvo.com%2FSTPIFiles%2FVolvo%2FFactSheet%2FG-13C460%2C%2520EU6SCR_Ger_01_309253876.pdf&usq=AOvVaw1guGbrAdbalCOUI3XPECXe. Zugegriffen: 23. April 2020
- [30] *Domina, R.*: Zündende Idee: Die flüssige Zündkerze. *Transport* 29(1-2) (2019)
- [31] *Engelmann, D.; Zimmerli, Y.; Ruoss, F. und Frank, E.*: Real Driving Emissions of Diesel and LNG Euro VI Heavy-Duty Vehicles Measured with FTIR-PEMS. In: SAE international (Hrsg) 15th International Conference on Engines & Vehicles. SAE International 400 Commonwealth Drive, Warrendale, PA, United States (2021)
- [32] *Klell, M.; Eichseder, H. und Trattner, A.*: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden (2018)
- [33] *Ays, I. und Geimer, M.*: Methane-Fuel cell-CCS-Drive: the emission-free working machine. Hybride und energieeffiziente Antriebe für mobile Arbeitsmaschinen : 7. Fachtagung, 20. Februar 2019, Karlsruhe:143. doi:10.5445/IR/1000091557
- [34] *Khojasteh Salkuyeh, Y.; Saville, BA. und MacLean, HL.*: Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies. *International Journal of Hydrogen Energy* 42(30) (2017):18894–18909. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.05.219
- [35] *Sjödín, A. und Ekberg, E.*: Hydrogen - The Future Fuel for Construction Equipment? Masterthesis, Mälardalen University (2020)
- [36] *Wietschel, M.; Gnann, T.; Thielmann, A. und Kühn, A.*: Stand der Forschung, Marktpotentiale und Forschungsbedarf für Brennstoffzellen-LKW. MKS-Fachworkshop, Berlin (2016)
- [37] *Seibt, T.*: In Zukunft fahren alle Daimler-Lkw elektrisch. *Auto Motor und Sport* (2022). <https://www.auto-motor-und-sport.de/neuheiten/brennstoffzellen-lkw-mercedes-benz-genh2-truck/>. Zugegriffen: 08. Juli 2022
- [38] *Adolf, J.; Balzer, C.; Loui, J.; Schabla, U.; Fishedick, M.; Arnold, K.; Pastowski, A. und Schüwer, D.*: Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? (2017)
- [39] *Lemmer, A.; Holl, E.; Streinbrenner, J.; Bär, K.; Mörs, F.; Müller, C.; Graf, F.; Prato Fiorito, G.; Saravia, F.; Horn H.; Pult, F.; Stein, A.; Geimer, M.; Olindo, R.; Pontzen, F.; Wohlfahrt, F.; Terörde, S. und Hoffmann, J.*: Schlussbericht zum Vorhaben „Innovative Prozesskette zur ressourceneffizienten Erzeugung von Bio-LNG“ (2023) (unveröffentlicht)
- [40] Deutsches Institut für Normung e. V. Erdöl- und Erdgasindustrie – Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl (ISO 16903:2015); Deutsche Fassung EN ISO 16903:2015 75.060(16903) (2015)
- [41] *Kitterer, H. und Ruedel, M.*: Iveco Stralis LNG - Practical experience with Europe's first series production Liquefied Natural Gas vehicle – Future developments of natural gas engines for heavy trucks. In: VDI Verlag GmbH (Hrsg) 13. International Conference Commercial Vehicles. Truck, Bus, Van, Trailer. VDI-Verl., Düsseldorf, S 257–268 (2015)
- [42] *Pult, F.; Stein, A. und Geimer, M.*: Challenges in the Use of Alternative Fuels: Solutions to handle Boil-Off Gas in Agricultural Machines. In: Max-Eyth-Gesellschaft für Agrartechnik (Hrsg) Land.Technik 2022 : the forum for agricultural engineering innovations : February 25th 2022. VDI Verlag, Düsseldorf
- [43] *Sichermann, D.*: Auswahl und Simulation von Konzepten für den Umgang mit Boil-Off-Gas in LNG betriebenen mobilen Arbeitsmaschinen mit landwirtschaftlichem Einsatzprofil. Masterthesis, Karlsruher Institut für Technologie (2020)
- [44] CMA CGM Homepage: World premiere: bunkering of a new-generation LNG-powered container ships begins in Rotterdam. <https://www.cma-cgm.com/news/3379/world-premiere-bunkering-of-a-new-generation-lng-powered-container-ships-begins-in-rotterdam> (2020). Zugegriffen: 19. Juli 2022
- [45] *Kraussler, M.; Pontzen, F.; Müller-Hagedorn, M.; Nennung, L. LUISER, M. und Hofbauer, H.*: Techno-economic assessment of biomass-based natural gas substitutes against the background of the EU 2018 renewable energy directive. *Biomass Conv. Bioref.* 8(4):935–944. doi:10.1007/s13399-018-0333-7
- [46] *Rusmanis, D.; O'Shea, R.; Wall, DM. und Murphy, JD.*: Biological hydrogen methanation systems - an overview of design and efficiency. *Bioengineered* 10(1) (2019):604–634. doi:10.1080/21655979.2019.1684607
- [47] Europäisches Komitee für Normung: Umweltmanagement - Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen 13.020.10(14040). Beuth Verlag GmbH, Berlin (2009). Zugegriffen: 07. Oktober 2019
- [48] Europäisches Komitee für Normung: Umweltmanagement – Ökobilanz– Anforderungen und Anleitungen 13.020.10(14044). Beuth Verlag GmbH, Berlin (2018). Zugegriffen: 07. Oktober 2019

Autor:innen



Elena Holl, M.Sc.
Universität Hohenheim |
Stuttgart |
Tel.: +49 711 459-23757 |
elena.holl@uni-hohenheim.de



Felix Pult, M.Sc.
Karlsruher Institut für Technologie (KIT) |
Karlsruhe |
Tel.: +49721 608-41848 |
felix.pult@kit.edu



Christian Müller, M.Sc.
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-
Institut des KIT |
Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41271 |
mueller@dvgw-ebi.de



Simon Becker, M.Sc.
Karlsruher Institut für Technologie |
Karlsruhe |
Tel.: +49721 608-48643 |
simon.becker@kit.edu



Christiane Staudt, M.Sc.
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-
Institut des KIT |
Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41271 |
staudt@dvgw-ebi.de



Prof. Dr. **Marcus Geimer**
Karlsruher Institut für Technologie (KIT) |
Karlsruhe |
Tel.: +49721 608-48601 |
marcus.geimer@kit.edu



Friedemann Mörs, M.Sc.
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-
Institut des KIT |
Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41274 |
moers@dvgw-ebi.de



Fabian Wohlfahrt, M.Sc.
CLAAS Selbstfahrende Erntemaschinen
GmbH |
Harsewinkel |
Tel.: +49 5247 12-2693 |
fabian.wohlfahrt@claas.com



Jana Schütte
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-
Institut des KIT |
Karlsruhe |



Dr. rer. nat. **Florian Pontzen**
Air Liquide Forschung und Entwicklung
GmbH |
Frankfurt am Main |
Tel.: +49 69 5808-5678 |
florian.pontzen@airliquide.com



Giorgio Prato Fiorito, M.Sc.
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-
Institut des KIT |
Karlsruhe |
gorgio.prato Fiorito@partner.kit.edu