



H₂-Produktion aus erneuerbaren Energien

GP JOULE-Projekt eFarm gewinnt Deutschen Mobilitätspreis

eFarm, Deutschlands größtes grünes Wasserstoffmobilitätsprojekt, in Nordfriesland entwickelt und betrieben von GP JOULE, wurde mit dem Deutschen Mobilitätspreis in der Kategorie „Veränderung“ des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) ausgezeichnet. André Steinau, Geschäftsführer, und Melanie Koch, Projektleiterin, nahmen die Auszeichnung auch im Namen der GP JOULE-Gruppe und

der am Projekt beteiligten Gesellschafterfirmen entgegen (Bild 1).

Die Anfänge von eFarm liegen Jahre zurück. „Wie schaffen wir schnell mehr Akzeptanz für die Erneuerbaren Energien?“ war die Frage, die 2017 auf dem Tisch lag. „Die damalige Bundesregierung hatte wenig Positives zum Ausbau der Erneuerbaren beigetragen“, erinnert sich Ove Petersen, CEO und Mit-



Bild 1: André Steinau, Geschäftsführer, und Melanie Koch, Projektleiterin (beide GP JOULE HYDROGEN), nahmen die Auszeichnung auch im Namen der GP JOULE-Gruppe und der am Projekt beteiligten Gesellschafterfirmen entgegen



Bild 2: An den Tankstellen kann der grüne Wasserstoff getankt werden

GRÜNER WASSERSTOFF FÜR DIE LOGISTIK

Das ist eFarm: Fünf PEM-Elektrolyseure produzieren Wasserstoff aus überschüssigem Windstrom, also aus Strom, der sonst abgeregelt und nicht genutzt würde. Die bei diesem Prozess entstehende Wärme fließt als Nebenprodukt in ein Nahwärmenetz. Das Hauptprodukt, der grüne Wasserstoff, dient als CO₂-freier Kraftstoff und kann an den projekteigenen Tankstellen in Niebüll und Husum von Bussen, Pkws und Lkws getankt werden. Zur Inbetriebnahme des Projekts im Sommer 2021 wurden zwei Brennstoffzellenbusse für den ÖPNV sowie 30 Pkws angeschafft. Für 2023 sind zusätzliche Busse, Lkws und eine weitere Tankstelle geplant.

Initiator und Betreiber von eFarm ist GP JOULE, das Energiewendeunternehmen in der Region mit mittlerweile knapp 600 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Deren Pionierleistung – die Planung von eFarm war bereits 2016 gestartet – hat sich gelohnt: Einerseits für die Fahrzeughalter in der Region, die seit der Eröffnung vor zwei Jahren den konstant gleichen Preis von 9,99 €/kg grünen Wasserstoff bezahlen. Andererseits für die Initiatoren selbst, denn sie verfügen damit über einen enormen Wissensvorsprung in den Bereichen, die für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur entscheidend sind: in der Produktion von grünem Wasserstoff, im Bau und Betrieb von Wasserstofftankstellen, in allen Fragen der Finanzierung und Förderung sowie in der Beschaffung von Brennstoffzellenfahrzeugen verschiedener Typen.

Interessant ist das besonders für Logistikbetriebe und Speditionsunternehmen. Sie benötigen emissionsfreie Alternativen für ihren Fuhrpark. Mit dem „CO₂-freien Transportkilometer“ hat GP JOULE ein Komplettangebot erstellt, das ihnen den Umstieg deutlich vereinfacht.

Darum Wasserstoff

Brennstoffzellenfahrzeuge bieten kurze Betankungszeiten und hohe Reichweiten bei gleichzeitig geringen Nutzlasteinbußen. Für die Kunden kommt ein entscheidender Faktor hinzu: kein Warten darauf, dass hoffentlich bald und

in der Nähe eine Tankstelle entsteht. Denn der Wasserstoffpionier liefert – wie in Nordfriesland – nicht nur die Fahrzeuge, sondern den Kraftstoff und die Tankstelle gleich dazu.

Doch ist das nicht viel zu teuer? Schon ein neuer Brennstoffzellen-Lkw kostet das Vielfache eines Dieselfahrzeugs. Um die Einstiegshürde so gering wie möglich zu halten, bietet GP JOULE die Fahrzeuge zur Miete inklusive Rundum-Service an. Kunden zahlen nur für das, was sie brauchen. Dieses Pay-per-Use-Modell beinhaltet den Treibstoff, alle Wartungen und Verschleißteile, die Schulung der Fahrzeugführenden und die individuell angesetzte Jahresfahrleistung. Für die Anschaffung der Fahrzeuge will das Unternehmen die Förderaufrufe des Bundes im Rahmen des KsNI-Programms (Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur) nutzen und die Förderung an den Endkunden weitergeben. Durch Kooperationsvereinbarungen mit verschiedenen Fahrzeugherstellern werden lange Lieferzeiten umgangen.

Und so beginnt es

Im Beratungsprozess werden die individuellen Gegebenheiten des Logistikbetriebes zusammengestellt: Wie hoch ist der CO₂-Footprint und möglicherweise auch der Druck von Seiten der Auftraggeber, diesen zu senken? Wie viele Fahrzeuge werden benötigt? Wie gestalten sich die typischen Tagestouren, wie sehen die Umlaufpläne aus? Wo sollte sinnvollerweise die Tankstelle errichtet werden? Gemeinsam mit den Fuhrparkbetreibern plant und geht GP JOULE einen Pfad für die Umstellung der Flotte.

Beim Aufbau der Wasserstoffproduktionsanlagen engagieren sich mitunter weitere lokale Unternehmen. In Bremerhaven, Emden und Kiel beispielsweise werden derzeit Wasserstoffinfrastrukturen in Zusammenschlüssen mit mehreren regionalen Akteuren realisiert. 150 Tankstellen will GP JOULE in den kommenden fünf Jahren in Deutschland errichten.

gründer von GP JOULE, „also haben wir ein Konzept für mehr Wertschöpfung in der Region durch erneuerbare Energien erarbeitet.“ Die technischen Ideen lagen da schon in der Schublade bereit, es ging nur noch um die Umsetzung. „Das war die Geburtsstunde des Projektes eFarm“, so Petersen, „und wir freuen uns riesig, dass wir gerade in der Kategorie ‚Veränderung‘ den Mobilitätspreis des Bundesverkehrsministeriums gewonnen haben.“

Seit zwei Jahren erzeugt eFarm an mehreren Standorten aus überschüssigem Windstrom grünen Wasserstoff. Dieser

wird an zwei eigens errichtete Tankstellen geliefert und kann dort von Pkws, Lkws und Bussen getankt werden (Bild 2). „Das gab es vorher noch nicht“, sagt André Steinau, Geschäftsführer von eFarm und der GP JOULE HYDROGEN, „grünen Wasserstoff an öffentlichen Tankstellen, für alle Fahrzeugtypen, und dann noch aus der Region beliefert.“ Zwei Brennstoffzellenbusse für den Linienverkehr und 30 Wasserstoffautos wurden initial angeschafft. „Damit hat eFarm dem privaten und öffentlichen Verkehr in die Startblöcke geholfen.“

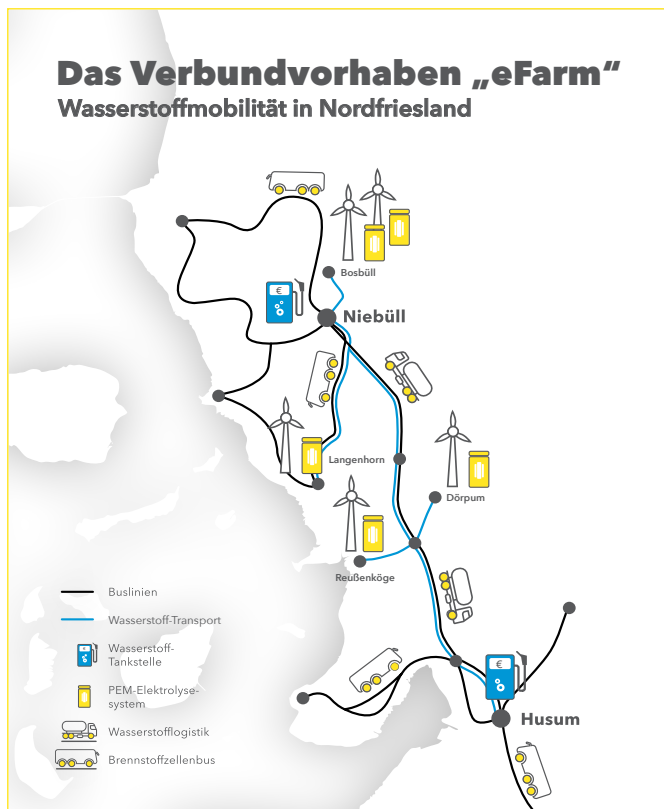


Bild 3: Das Verbundvorhaben „eFarm“

Vorteile für die Gesellschaft

Und so erleben die Fahrgäste in Nordfrieslands Linienverkehr ein Stück Zukunft und fahren emissionsfrei zur Arbeit oder Schule, mit Treibstoff aus nordfriesischer Windenergie. Auch Unternehmen und private Fahrzeughalter, die Wasserstoff für ihre Mobilität nutzen wollen, profitieren von der entstandenen Infrastruktur.

Damit aus dem ursprünglichen Konzept dieses regionale Vorzeigeprojekt werden konnte, hatte GP JOULE ein breites Spektrum an Partnern geworben. Mit Erfolg: Die Projektgesellschaft hat derzeit 20 Gesellschafter, meist sind es Firmen aus der Region, darunter zahlreiche Bürgerwind- und Bürger-solarparks. Auf diese Weise sind über 3.500 Privatpersonen an eFarm beteiligt (Bild 3).

„Es ist zwar nicht der erste Preis, den GP JOULE gewonnen hat, aber er macht uns besonders stolz“, sagt André Steinau, „denn er belohnt den Mut aller Beteiligten, etwas Neues im großen Maßstab anzupacken.“ Auch der Erfolg gibt dem Projekt recht. Im kommenden Jahr soll eFarm um zusätzliche Tankstellen, Busse und Lkws erweitert werden.

GP JOULE GmbH
www.gp-joule.de

www.gwf-gas.de

Der
Stoff
aus dem
~~die Träume~~
die ~~sind~~
Zukunft
ist

Grüner Wasserstoff als Energiespeicher

Erneuerbare Energien stehen nicht immer und überall zur Verfügung. EWE möchte das mit grünem Wasserstoff ändern und erprobt daher schon heute, wie grüner Wasserstoff erzeugt, gespeichert und transportiert werden kann. Für den bedarfsgerechten Einsatz im Industrie-, Verkehr- und Wärmesektor. Für eine klimaneutrale Zukunft.
ewe.com/wirhierjetzt

Klimaneutral bis 2035

EWE

Pilotanlage für grünes Methan am DBFZ

Der Verkehrssektor ist laut nationalem Inventarbericht für rund 20 % der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in Deutschland verantwortlich (UBA 2022), wobei Emissionen durch den internationalen, von Deutschland ausgehenden Verkehr nicht berücksichtigt sind. Im Jahr 2020 konnte Deutschland sein Klimaziel im Verkehrssektor erreichen. Bereits im Jahr 2021 jedoch liegen die verkehrsbedingten Emissionen bei 148 Mio. t CO₂-Äquivalenten (Umweltbundesamt 2022) und damit trotz der pandemiebedingt verminderten Verkehrsleistung 3,1 Mio. t CO₂-Äquivalente über dem Sektorziel nach Klimaschutzgesetz.

Der Verkehrssektor sieht sich enormen Herausforderungen gegenüber, um die Klimaziele zu erreichen. Diese umfassen in erster Linie die Reduktion des Endenergieverbrauchs, die Elektrifizierung (wo immer es möglich ist) in Verbindung mit massiv steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix und die verstärkte Implementierung nachhaltiger Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen.

Biokraftstoffe sind derzeit maßgeblicher Faktor zur THG-Vermeidung im Verkehr. Hier erfolgt bereits eine verstärkte Fokussierung auf die Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe. Diese können mithilfe der anaeroben Fermentation, dem klassischen Prozess zur Biogasproduktion, zur Gewinnung eines Erdgassubstituts eingesetzt werden. Dieses erneuerbare Methan kann als Kraftstoff für den Schiffs- und straßengebundenen Schwerlastverkehr genutzt werden.

Mit dem Forschungs- und Demonstrationsvorhaben Pilot-SBG, das seit 09/2018 am Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) läuft und vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) finanziert wird, soll ein Beitrag zur Reduzierung von THG-Emissionen durch den Einsatz von erneuer-

barem Methan im Verkehr geleistet werden. Dafür plant und realisiert das DBFZ unter anderem den Bau und Betrieb einer Pilotanlage im technischen Maßstab. In der Pilotanlage sollen biogene Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle nach RED II, Anhang IX Teil A (Europäisches Parlament und des Rates 30.05.2018) und Wasserstoff in erneuerbares Methan in Kraftstoffqualität (DIN EN 16723-2) umgewandelt werden.

Den Kern der Pilotanlage (Bild 1) bildet eine anaerobe Vergärung auf zwei Prozesslinien mit nachgeschalteter katalytischer Methanisierung. Durch die Umsetzung des Kohlendioxids aus dem Biogas mit extern zugeführtem Wasserstoff soll eine maximale spezifische Methanausbeute erreicht werden. Um die Vergärbarkeit der Ressourcen zu verbessern, können die organischen Abfälle und Reststoffe zunächst je nach Zusammensetzung vorbehandelt, z. B. geschreddert, gemischt und hydrothermal aufbereitet werden. Für die Auskopplung zusätzlicher Wertstoffe werden die Gärreste aus dem anaeroben Vergärungsschritt je nach Ausgangsmaterial und gewünschtem Produkt in einer Kaskade verschiedener Verfahren zur Fest-Flüssig- bzw. Flüssig-Flüssig-Trennung weiterbehandelt. Diese Erweiterung des Produktportfolios kann z. B. feste und flüssige Düngemittel sowie Gärreste, die auf das Feld zurückgeführt werden können, oder HTC-Kohle aus abfallbasierten Rohstoffen umfassen. Der Maßstab der Pilotanlage wurde vor dem Hintergrund gewählt, die komplexe Prozesskette abbilden zu können, die prinzipielle Machbarkeit der Umsetzung zu demonstrieren und sowohl skalierbare Anlagen als auch industrielle Standardanlagen einzusetzen.

Die Aktivitäten zur Pilotanlage werden durch begleitende Untersuchungen und Bewertungen im Sinne einer Mach-

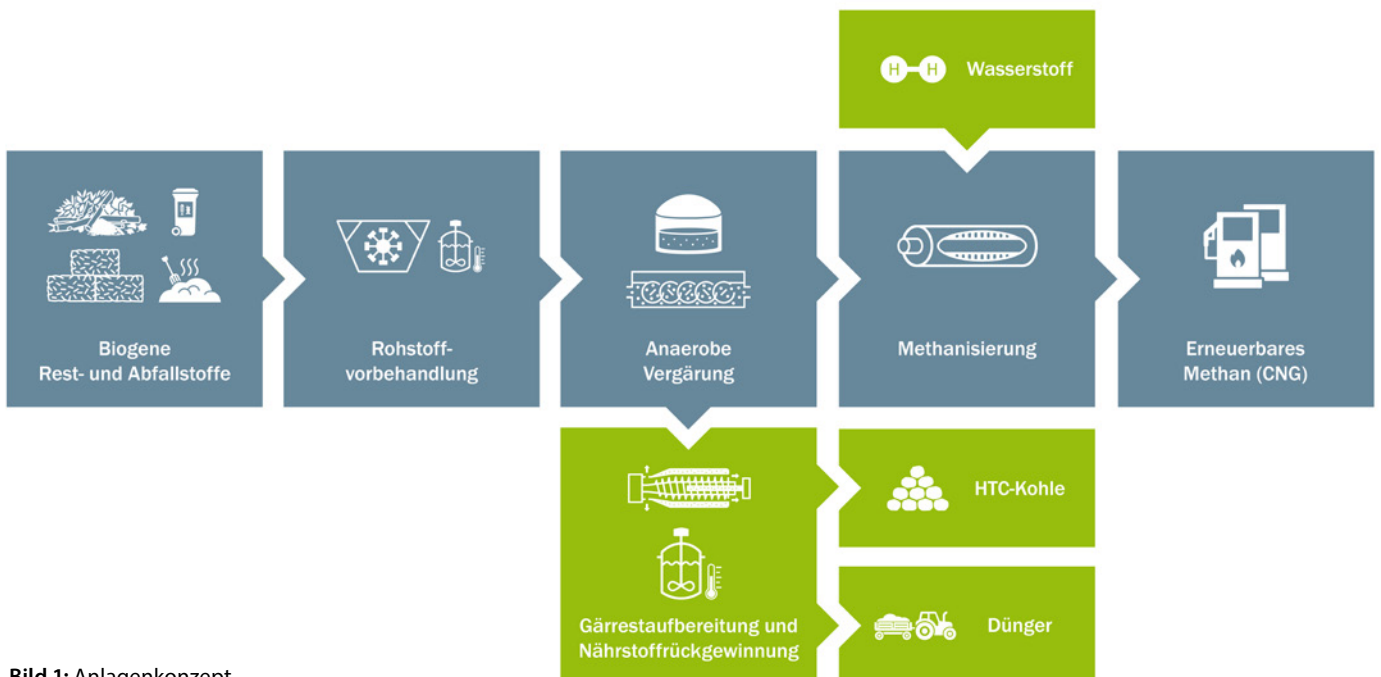


Bild 1: Anlagenkonzept

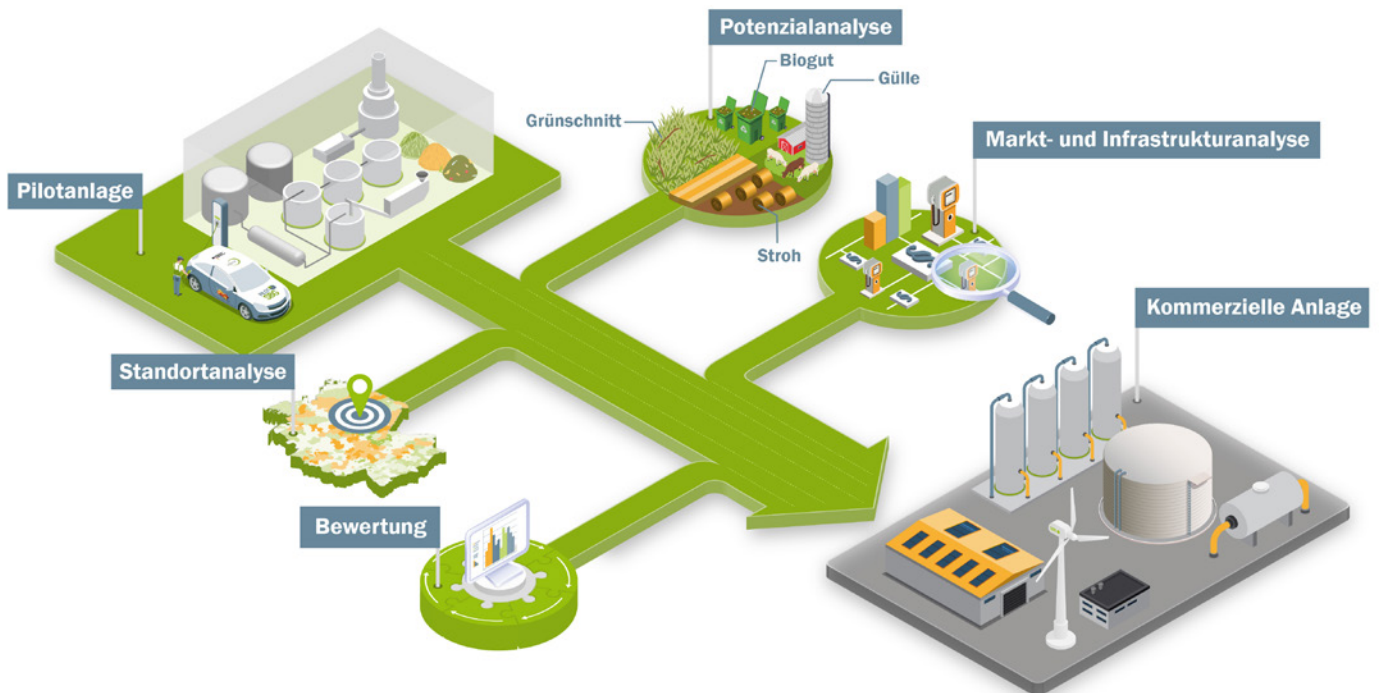


Bild 2: Das Vorhaben Pilot-SBG im Überblick

barkeitsstudie für die Kommerzialisierung des Konzeptes flankiert (Bild 2).

Die als Einsatzstoffe vorgesehenen Ressourcen lassen sich dem ländlichen Raum (Stroh, Gülle) und dem urbanen Raum (Grüngut, Biogut) zuordnen. Für Deutschland ergibt sich für die vergärbaren Ressourcen ein Potenzial von 10 bis 24 Mio. t Trockenmasse, das sich entsprechend mobilisieren lässt. Diese Menge an erneuerbarem Methan entspricht einem Substitutionspotenzial von ca. 10 bis 30 %, bezogen auf den straßengebundenen Verkehr, mehr als 100 % für Binnenschiffe sowie mehr als 65 %, bezogen auf die Bebungung seegehender Schiffe (DBFZ 2021). Dabei ist zu beachten, dass dieses Potenzial nur aus dem Prozessschritt der anaeroben Vergärung resultiert. Mit der nachgeschalteten katalytischen Methanisierung des Kohlendioxidanteils aus dem Biogas lässt sich die Methanausbeute und damit der Impact im Verkehrssektor deutlich erhöhen. Vielversprechend erscheint auch die Erweiterung etablierter Verwertungskaskaden, also einer Vergärung der genannten Ressourcen vor deren Nutzung beispielsweise als organischer Dünger, für die Humusproduktion oder in der Kompostierung.

Ziel des Vorhabens ist es, im Sinne einer innovationsunterstützenden Dienstleistung möglichst umfassende Informationen bereitzustellen, die eine Kommerzialisierung des Konzeptes fördern. Vor diesem Hintergrund sind das Projektteam wie auch alle anderen Wissenschaftler*innen des DBFZ immer am Austausch und an Kooperationen mit Praxispartnern interessiert, um die anwendungsorientierte Forschung des Zentrums an praxisrelevanten Zielstellungen auszurichten.

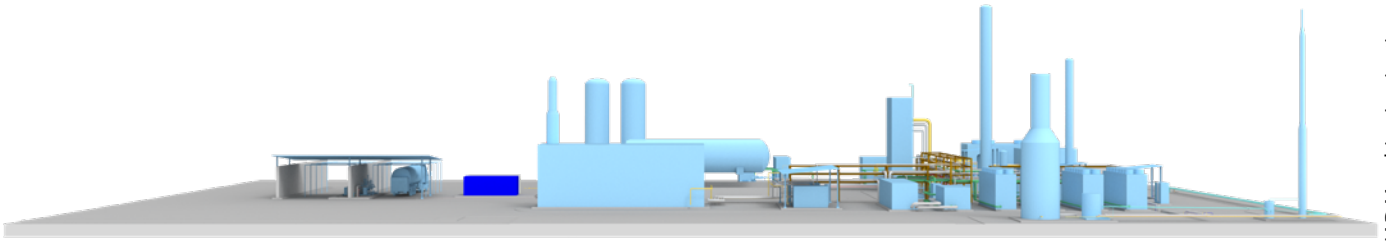
Mehr Informationen zum Vorhaben unter:
www.dbfz.de/pilot-sbg.

Literatur

- [1] DBFZ (2021): Ressourcendatenbank. DBFZ. Online verfügbar unter <https://webapp.dbfz.de/resource-database/?lang=de>, zuletzt geprüft am 25.10.2021
- [2] DIN EN 16723-2, 2017: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017
- [3] Europäisches Parlament und des Rates (30.05.2018): Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (Text von Bedeutung für den EWR). Verordnung (EU) 2018/842, vom 19.06.2018. In: Amtsblatt der Europäischen Union 61 (L156), S. 26–42. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32018R0842>, zuletzt geprüft am 06.12.2021
- [4] UBA (2022): National Inventory Report (NIR). Germany. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/documents/461930>, zuletzt geprüft am 28.09.2022
- [5] Umweltbundesamt (Hg.) (2022): Trendtabellen THG nach Sektoren. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx

Autorinnen und Kontakt:

Dr.-Ing. Kati Görsch und Karin Naumann
 DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
 gemeinnützige GmbH
 Leipzig
 Tel.: +49 341 2434-329
kati.goersch@dbfz.de



Quelle: SIAD Macchine Impianti

Mögliches Anlagendesign der zukünftigen Bio-Methan-Verflüssigungsanlage

bioplus LNG – „Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs mit Bio-LNG aus Abfall- und Reststoffen“

Die bioplus LNG GmbH investiert einen zweistelligen Millionenbetrag in eine Bio-Methan-Verflüssigungsanlage zur Gewinnung von Bio-LNG. Diese soll in Röthenbach an der Pegnitz (Bayern) entstehen und Ende 2024 in Betrieb gehen. Die Kapazität der Anlage ist auf 50.000 t Bio-LNG pro Jahr ausgelegt, die später im LKW-Verkehr Anwendung finden. Bio-LNG stärkt die Diversifikation im Kraftstoffmarkt und kann entscheidend zur schnellen Dekarbonisierung des Schwerlasttransport beitragen, denn das für die Verflüssigung genutzte Biomethan stammt ausschließlich aus Deutschland und wird vorwiegend aus Gülle und Mist gewonnen, welche andernfalls zu hohen Umweltbelastungen führen würden (Bild 1). Auch Nitratbelastung des Grundwassers wird so vermieden. Durch die positive Klimabilanz des Kraftstoffes können jährlich über 400.000 t CO₂-Äquivalente gegenüber konventionellem Dieselmotorkraftstoff eingespart und die Belastungen durch Lärm (-50 %), Stickoxide (-70 %) und Feinstaub (-95 %) erheblich reduziert werden.

Einführung

Angesichts der erheblichen klimatischen Herausforderungen, sind sich alle einig, dass klimabelastende Emissionen möglichst schnell reduziert und Nachhaltigkeit in sämtlichen Lebensbereichen etabliert werden müssen.

Auch die Politik nimmt sich diesen Zielen an und definiert auf europäischer und nationaler Ebene ambitionierte Klimaziele, so sollen 2030 65 % der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 eingespart werden und bis 2045 die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht sein.

Diese Ziele werden auf die einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr etc.) heruntergebrochen und mit positiven und negativen Anreizen gesteuert.

Das Problem hierbei: Leider verfehlt insbesondere der Verkehrssektor die Einsparungsziele aktuell massiv.

Ein Segment, das im Verkehrssektor aktuell vernachlässigt wird, ist der Schwerlastverkehr, welcher trotz relativ kleinem Anteil am Verkehrsaufkommen für etwa ein Drittel der CO₂-Emissionen im Straßenverkehr verantwortlich ist.

Um in diesem Bereich zügig Emissionen einzusparen, bedarf es einer zielorientierten, technologie-offenen Strategie, welche nicht nur langfristig, sondern auch kurz- und mittelfristig Erfolge erzielt. Hierbei müssen unideologisch und mit den gleichen Maßstäben die Vor- und Nachteile der fortschrittlichen Kraftstoffe bewertet werden und Anreize nach CO₂-Einsparung gesetzt werden. Dafür werden vor allem vier Kraftstoffarten diskutiert: Bio-Diesel, Strom, Wasserstoff und Bio-Methan als Bio-CNG oder Bio-LNG. Eine Bewertung der einzelnen Kraftstoffe für wichtige Aspekte beim Schwerlastverkehr sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Mit gemeinsamer Expertise wird aus Abfall ein Kraftstoff

Um insbesondere kurzfristig CO₂-Emissionen effektiv im Schwerlastverkehr (>26 Tonner) zu vermeiden, ist Bio-LNG ein idealer Kraftstoff und der Anlass zum Bau und Betrieb der Gas-Verflüssigungsanlage.

Dazu wurde die bioplus LNG GmbH gegründet, über die Planung, Bau und Betrieb der Anlage abgewickelt wird. Aber wer steckt hinter der bioplus LNG GmbH und welche Partner sind in das Projekt involviert?

Die bioplus LNG GmbH ist indirekt eine 100 % Tochter der Vier Gas Transport GmbH (VGT). Die VGT fungiert als Investor und Geschäftsentwickler und hat als Ausrichtung den ener-

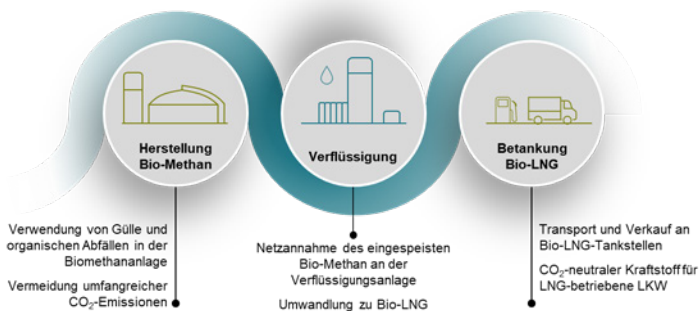


Bild 1: Übersicht der Wertschöpfungskette von Bio-LNG aus Gülle und Mist

Tabelle 1: Gesetzlich festgelegte Treibhausgasminderungs-Quote (Stand 22.09.2021)

Alternative Kraftstoffe	CO ₂ Reduktion ggü. Diesel	Reife der Technologie	Nutzbarkeit im Schwerlastverkehr	Kosten aktuell	Anmerkung
Bio-Diesel	+	++	++	o	Obergrenze erreicht „Teller vs. Tank“
Strom	+*	+	-	o	Für schwere LKW: Akku- & Ladeproblematik
Wasserstoff	+*	-	++	-	
Bio-CNG	++**	++	+	o	Weniger Reichweite als LNG
Bio-LNG	++**	++	++	o	

*Deutscher Strommix; **aus Gülle und Mist

giewirtschaftlichen Bereich mit einem Fokus auf Dekarbonisierung.

Der wohl wichtigste Partner bei diesem Projekt ist die Gas-Com Equipment GmbH. Als ausgewiesener LNG-Experte mit eigenem LNG-Tankstellennetz und ausreichend Bio-Methan Mengen schließt die GasCom die Lücken in der Bio-LNG-Wertschöpfungskette und sichert mit langfristigen Kapazitätsbuchungen die wirtschaftliche Basis für den Anlagenbetrieb.

Weitere Expertise kommt dem Projekt über die Open Grid Europe GmbH zugute, die den Bau der Anlage koordiniert und den späteren technischen Betrieb verantworten wird.

Die Fertigung der wichtigsten Verflüssigungskomponenten wird über den italienischen Spezial-Anlagenhersteller SIAD Macchine Impianti aus Bergamo realisiert, welcher neben LNG auch für seine komplexen Luftzerlegungsanlagen bekannt ist. Bei der geplanten Anlage handelt es sich um das Modell SMART LNG-TB mit einer Tageskapazität von über 140 t LNG am Tag.

Positiver Umwelteinfluss nicht nur durch CO₂-Vermeidung

Zu den erheblichen CO₂-Einsparungen von 400.000 t CO₂-Äquivalent im Jahr gegenüber Diesel hat die geplante Anlage und das darin verflüssigte Bio-LNG weitere positive Effekte für den Verkehr, wie zum Beispiel die Reduzierung der Lärm-, Stickstoffoxid- und Feinstaubbelastung.

Inbetriebnahme noch 2024

Die Projektpartner sind zuversichtlich, dass der Betrieb der Bio-Methan-Verflüssigungsanlage bereits 2024 aufgenommen werden kann. Welche Prozessschritte dann in dieser Anlage durchlaufen werden, ist in **Bild 2** erläutert und schematisch dargestellt:

Nachdem das Gas an der Anlage ankommt, wird zuerst eine Gasmessung und Druckreduzierung über eine Gasdruckregel- und Messanlage durchgeführt (4), danach wird das Gas von dem noch enthaltenen CO₂ (ca. 2 %) durch eine Aminwäsche befreit (5). Hierbei handelt es sich um effiziente Kreisprozesse bei denen das Amin als Absorptionsmittel zur Wiederverwendung regeneriert wird. Durch diese Aminwäsche wird das verbleibende Gas allerdings feucht, daher wird es

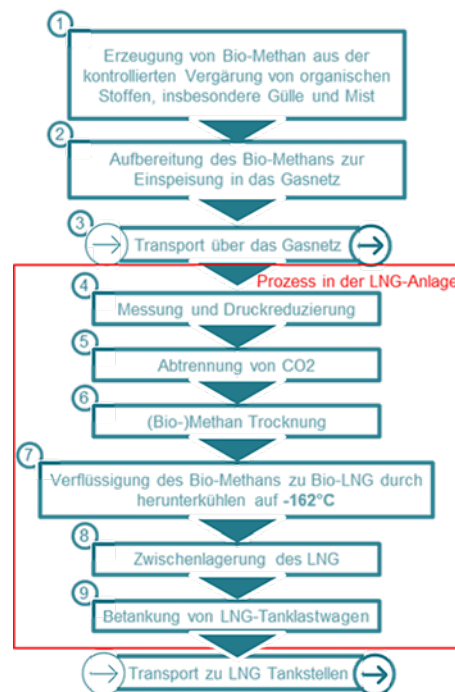


Bild 2: Die verschiedenen Prozessschritte der Anlage

anschließend über Absorptionskolonnen getrocknet (6). Erst dann kann das vorbehandelte Gas in den eigentlichen Verflüssigungsprozess eingeleitet werden. Damit das Bio-Methan vom gasförmigen in den flüssigen Zustand wechselt, muss es auf -162 °C heruntergekühlt werden. Dies funktioniert bei der Anlage in einer „Coldbox“ ähnlich wie bei einem Kühlschrank durch Verdichtung und Entspannung, wobei als Kältemittelkreislauf in der Anlage Stickstoff verwendet wird (7). Durch die Verflüssigung wird aus dem Bio-Methan dann Bio-LNG, welches bei gleichem Volumen eine 600-fache höhere Energiedichte aufweist. Das Bio-LNG wird anschließend in speziellen Lagertanks auf dem Anlagengelände zwischengelagert (8) bis es von Tanklastwagen zu LNG-Tankstellen in ganz Deutschland verteilt wird (9).

Kontakt:

Michael Kranich
Geschäftsführer bioplus LNG GmbH
Tel.: +49 171 974 1624
michael.kranich@viergas.de

Verflüssigung von Biogas und -methan mit der Stirling-Technologie

Stirling Cryogenics entwickelt, baut und liefert kryogene Lösungen, die auf dem umgekehrten thermodynamischen Stirling-Zyklus basieren. Weltweit sind bereits über 4.000 Anlagen installiert. Stirling wurde ursprünglich 1954 von dem multinationalen Technologiekonzern Philips aus den Niederlanden gegründet. Der Stirling-Kryogenerator ist eine eigen-

ständige Maschine, die kryogene Kälte bis zu einer Temperatur von -250 °C erzeugt. In der Praxis wird die Maschine zur Verflüssigung von Gasen wie Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff und Methan eingesetzt (Bild 1).

Die Stirling-Kryogeneratoren haben einen hohen Wirkungsgrad und zeichnen sich durch große Robustheit aus. Das Unternehmen wartet noch Kryogensysteme, die vor mehr als 40 Jahren installiert wurden.

2012 hat Stirling mit der Entwicklung seiner Technologie für die Verflüssigung von Biogas begonnen. Aufgrund seiner relativ hohen Verflüssigungstemperatur von -162 °C (bei atmosphärischem Druck) ist Biogas relativ leicht zu verflüssigen. Die Herausforderung liegt nicht so sehr im eigentlichen Verflüssigungsprozess, sondern vielmehr in der Reinigung des Biogases.

Hier kommt das Know-how der Schwesterfirma Hysytech S.r.l. aus Turin, Italien, ins Spiel. Als Spezialist für die Gasreinigung hat Hysytech marktreife Lösungen für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ($> 97\% \text{ CH}_4$) und die Aufbereitung von Biomethan entwickelt, um es für die Verflüssigung zu verfeinern, indem der Gehalt der verschiedenen Verunreinigungen auf das erforderliche Maß reduziert wird.

Die Kombination dieser beiden Technologien erweisen sich als gute Lösung für die Biogasindustrie, die auf der Suche nach einem alternativen Geschäftsmodell neben der Stromerzeugung sind. Die Kombination von Stirling und Hysytech ermöglicht dem Biogasanlagenbetreiber die Produktion von Bio-LNG, das als Kraftstoff für Schwerlastkraftwagen eingesetzt werden kann. Damit eröffnet sich die Möglichkeit zu einem neuen Geschäftsmodell.



Bild 1: Stirling-Kryogenerator



Bild 2: Verflüssigungsanlage in Schweden mit einer Produktionskapazität von 2t/Tag Bio-LNG

Stirling-Technologie

Der Stirling-Kryogenerator komprimiert und expandiert abwechselnd eine feste Menge Helium in einem geschlossenen Kreislauf. Die Kompression findet bei Raumtemperatur statt, um die Ableitung der durch die Kompression verursachten Wärme zu erleichtern, während die Expansion bei der für die Anwendung erforderlichen Tieftemperatur erfolgt. Das Besondere am Stirling-Kreislauf ist, dass es sich um einen geschlossenen Kreislauf handelt, bei dem das interne Arbeitsgas des Kryogenerators (Helium) niemals mit der zu kühlenden Flüssigkeit in Berührung kommt; die Verbindung besteht lediglich im Wärmestrom durch die Wärmetauscherwand. Durch dieses Konzept wird eine Verunreinigung des Biomethans sowie des Arbeitsgases des Stirlingkreislaufs vermieden, was zu langen Betriebszeiten und einer langen Lebensdauer führt.

Ein Stirling-Kryogenerator ist in der Lage, 1.000 kg LNG/Tag zu verflüssigen. Dies entspricht einem Biogasstrom von $125\text{ Nm}^3/\text{h}$. Der modulare Aufbau der Technologie ermöglicht

es, die Produktionskapazität auf den Durchfluss vieler Biogasanlagen abzustimmen. Damit ist sie eine ideale Technologie für die Biogasindustrie.

Die neueste Entwicklung ist, dass das abgetrennte CO₂ aus dem Biogas in einem Zusatz zur Biogasaufbereitungsanlage zurückgewonnen werden kann. Dieses CO₂ kann auf Lebensmittelqualität gereinigt und verflüssigt werden, um als Zusatzstoff in der (Lebensmittel-)Industrie verwendet zu werden.

Marktperspektive

Nachdem die Technologie in den letzten zehn Jahren entwickelt wurde, konnte Stirling erst 2020 die ersten kommerziellen Projekte verbuchen. Das lag nicht so sehr an der Technologie oder den kommerziellen Bedingungen, sondern viel mehr an den Marktbedingungen.

Jetzt, da die Regierungen und die EU erkannt haben, dass Biogas/Bio-LNG eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Verkehrs spielen kann, hat Stirling begonnen, sich an vielen Projekten zu beteiligen. In Betrieb sind Gasreinigungs- und -verflüssigungsprojekte in Schweden (**Bild 2**), Italien, Spanien und Frankreich. Für 2023 sind auch Projekte in Deutschland geplant, und Projekte in anderen Ländern wie Finnland und Polen werden bald erwartet.

Bis Ende 2023 werden mehr als 75 t/Tag Bio-LNG mit der Stirling-Technologie in mehr als zehn verschiedenen Projekten produziert.

Stirling cryogenics

Patrick Dumpe

p.dumpe@stirlingcryogenics.eu

Tel.: 0171 179 5994

www.stirlingcryogenics.eu

Bio-LNG ermöglicht Klimaneutralität zu planbaren und wettbewerbsfähigen Konditionen

2022 war ein herausforderndes Jahr am Kraftstoffmarkt. Die Preise stiegen unaufhörlich und besonders LNG, kostengünstige und leistungsstarke Alternative für teuren Truck-Diesel, wurde zusehends teurer. Die bmp greengas GmbH, Europas führender Biomethan-Vermarkter, prognostiziert, dass sich das schon bald wieder regulieren könnte. Entscheidend dafür ist die bessere Verfügbarkeit von Bio-LNG, das aus Biomethan produziert wird und somit unabhängig von Börsenpreisen ist.

„Am Beispiel der Entwicklung Bio-CNGs im Jahr 2022 lässt sich gut ablesen, wie wettbewerbsfähig umweltfreundliche Substitute sein können“, schildert Maximilian Kurth von bmp greengas. „Bio-CNG konnte trotz der sehr hohen Preise für Erdgas deutlich günstiger als konventionelle Alternativen angeboten werden. Dieser Effekt wird im LNG-Markt ebenfalls erwartet, wenn Bio-LNG flächendeckend am Markt verfügbar ist und konventionelles LNG substituiert. Dadurch wird der Kraftstoff preislich konstanter. Unternehmen gewinnen an Planungssicherheit und können einen nachhaltigen Transport sicherstellen.“

Laut unterschiedlicher Studien hat Deutschland ein erhebliches Potenzial an Biomethan aus Reststoffen für den Verkehrssektor. Diese Potenziale zu heben und somit die Mobilitätswende zu unterstützen hat sich bmp greengas als Teil des Verflüssigungsprojektes „REEFUELERY“ als Ziel gesetzt. Das Joint Venture mit der Erdgas Südwest GmbH und der avanca Energy AG baut gemeinsam die zweitgrößte Biomethanver-



Mit „REEFUELERY“ wird die zweitgrößte Biomethanverflüssigungsanlage der Welt in der Nähe von Fulda gebaut

flüssigungsanlage der Welt in der Nähe von Fulda. Nach der Inbetriebnahme voraussichtlich Anfang 2024 liefert bmp greengas das benötigte Biomethan pro Jahr, aus dem bis zu 63.000 t Bio-LNG produziert werden. Das grüne Gas wird in der Anlage zu Bio-LNG verflüssigt und bundesweit als emissionsarmer Kraftstoff für Lkw an den Tankstellen der Altonoil angeboten. So sollen bis zu 180 t Bio-LNG pro Tag produziert und bis zu 4.500 Lkw klimaneutral betrieben werden können.

bmp greengas

www.bmp-greengas.com

Mit Wasserstofftankstellen zur Mobilitätswende

Grüner Wasserstoff ist eines der Schlüsselemente für den langfristigen Erfolg der Energiewende weltweit. Sei es in der chemischen Industrie, im Wärmesektor oder im Mobilitätsbereich: Der Bedarf nach diesem vielfältig einsetzbaren Energieträger ist hoch. Das bestätigt auch eine aktuelle Studie der Plattform H2BW. Allein für das Land Baden-Württemberg werden bis 2035 rund 555.000 t Wasserstoff benötigt.

Als führender Anbieter und Entwickler von Wasserstofftankstellen hat die Maximator Hydrogen GmbH das Potenzial und die Bedeutung von Wasserstoff als nachhaltige und alternative Antriebslösung früh erkannt. Seit 1999 produziert das Unternehmen Wasserstoffverdichter-Systeme und Wasserstofftankstellen mit einem europaweiten Marktanteil von 25 %. „Um die Energiewende weiter voranzubringen, sind innovative Technologien gefragt – Wasserstoff ist dabei ein zentraler Baustein, da er eine deutlich größere Flexibilität in der Energieversorgung ermöglicht“, erklärt Mathias Kurras, Geschäftsführer der Maximator Hydrogen GmbH. „Gerade in der Industrie und im Mobilitätsbereich wird sich Wasserstoff als Energieträger weiter etablieren und der Bedarf an Wasserstofftankstellen steigen. Bei Letzterem werden vor allem Langstrecken und damit Lastkraftwagen sowie Personenkraftwagen von der Technologie profitieren.“ Bis 2030, so Kurras, benötige man für Europa und Nordamerika ca. 10.000 installierte Zapfpunkte, da bis 2027 bereits mehr als eine Million Brennstoffzellenfahrzeuge auf den Straßen unterwegs sein werden.

Signifikante Reduzierung von Ausfallzeiten dank patentierter H₂-Technologie

Am Produktionsstandort in Nordhausen entwickelt und stellt der Wasserstoffspezialist rund 40 bis 50 Anlagen pro Jahr her. „Unser Ziel ist es, bis 2030 die Technologie für bis zu 4.000



Bild 1: Das Herzstück der Maximator Hydrogen Wasserstofftankstellen: MAX Compression 2.0 mit patentierter Automatic Seal Exchange Technologie

Tankstellen zur Verfügung zu stellen und so weiter zum Ausbau einer H₂-Infrastruktur in Europa und Nordamerika beizutragen“, so Kurras weiter. Herzstück der Wasserstofftankstellen von Maximator Hydrogen ist die neueste und im Juni 2022 gelaunchte Verdichtergeneration MAX Compression 2.0 (Bild 1), die mit einer bis zu fünf Mal höheren Leistung arbeitet. Zudem lässt sich mit ihr der Wasserstoff für die Nutzung in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren bei der Betankung direkt und ohne die bisher übliche Zwischenspeicherung bei hohem Druck verdichten. Das ermöglicht es, die Leistung und Wirtschaftlichkeit der Anlage um mehr als 25 % zu erhöhen. Mit der weltweit patentierten Dichtungswechselltechnologie Automatic Seal Exchange (ASX), die in den Kompressoren enthalten ist, hat Maximator Hydrogen eine Lösung entwickelt, die sowohl Ausfallzeiten als auch OPEX-Kosten signifikant reduziert. Die ASX-Funktion ermöglicht, dass der regelmäßig notwendige Dichtungswechsel der Kolbendichtungen im Betankungssystem automatisch und innerhalb von 15 s abläuft. Ungewünschte Stillstandzeiten und kostenintensive Austauschvorgänge innerhalb der Wasserstofftankstelle werden damit auf ein industrieweites Minimum reduziert. Ihren ersten Einsatz findet die neue Verdichtergeneration bei der kürzlich geschlossenen Kooperation mit den schwedischen Unternehmen REH2 und Tankstellenbetreiber Rasta. Bis 2025 liefert Maximator Hydrogen 24 Wasserstofftankstellen und unterstützt so den strategischen Ausbau einer nationalen grünen Infrastruktur für schwere Lastkraftwagen entlang der großen Autobahnen in Schweden. Damit liefert das Unternehmen die maßgebliche Infrastruktur für das weltweit dichteste Netzwerk an Wasserstofftankstellen.

**Polyamid 12
Druckrohrleitungstage**

25. - 26.04.2023, SKZ, Würzburg

Jetzt anmelden
und mitreden!

www.skz.de/151

Maximator Hydrogen GmbH
www.maximator-hydrogen.de

Neuer Business-Case? Quotenhandel von Wasserstoff aus Biomasse

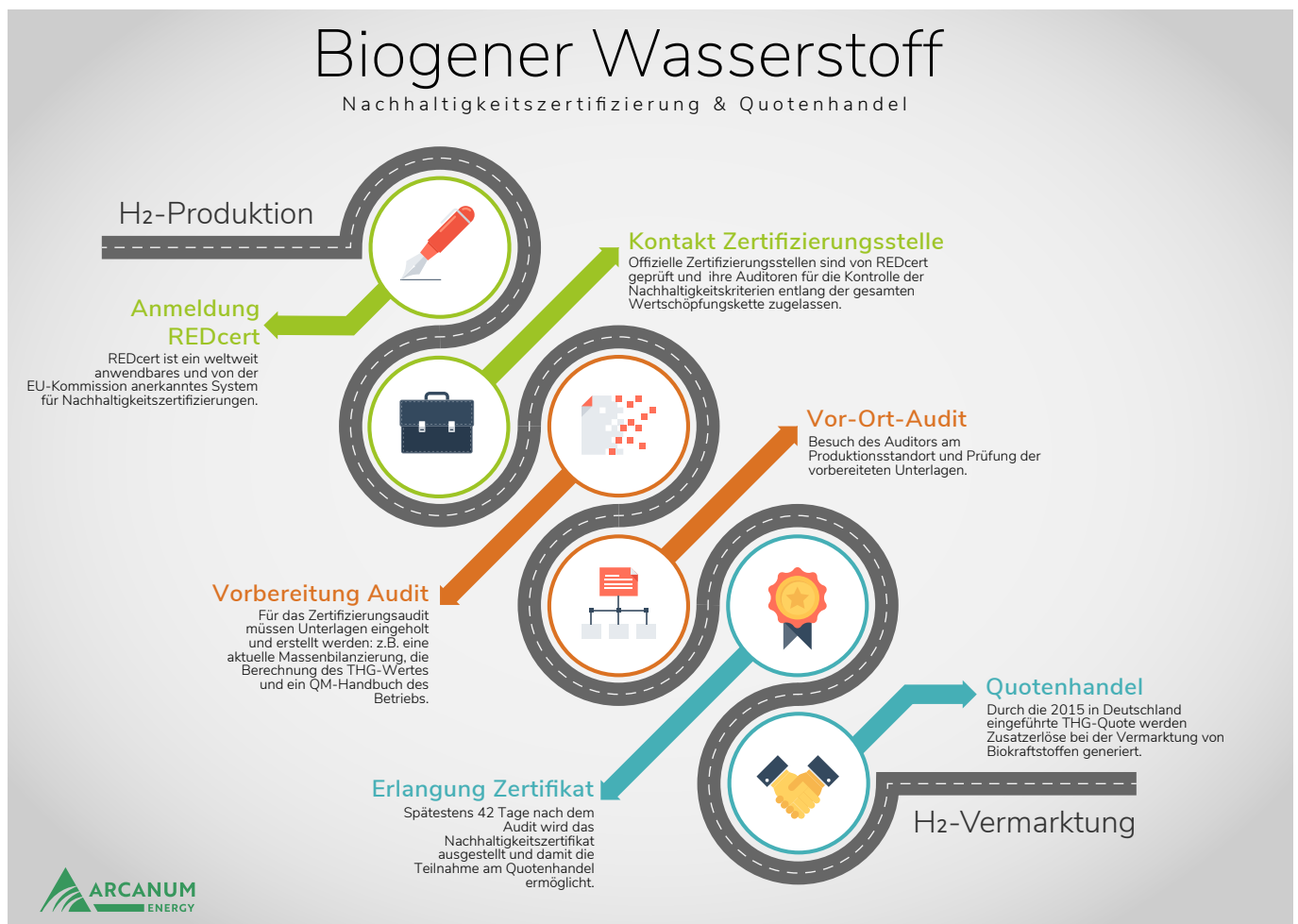
Spätestens seit der Verabschiedung der europäischen und deutschen Wasserstoffstrategie Mitte 2020 ist H₂ in aller Munde. Bisher stand Wasserstoff, der in Elektrolyse-Verfahren produziert wird, im Fokus der Politik, während biogener, d. h. aus Biomasse hergestellter Wasserstoff, eine untergeordnete Rolle spielte und bis heute explizit von bestimmten Fördermechanismen ausgenommen wird.

Im Kraftstoffsektor zeichnet sich jedoch ein Einlenken der Gesetzgeber und damit ein Schritt in Richtung Technologieoffenheit ab: Ab dem 01. Juli 2023 entfällt laut aktuellem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG, Stand 22. Juli 2022) der Ausschluss von biogenem Wasserstoff auf die Anrechenbarkeit der deutschen Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote). Das ist ein gutes Signal an die Branche sowie potenzielle Investoren und Projektpartner, da der Quotenhandel enormen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Kraftstoffen hat.

Um die Quotenfähigkeit von biogenem Wasserstoff sicherzustellen, müssen allerdings mehrere Voraussetzungen eingehalten werden: Grundsätzlich dürfen nur abfall-/reststoffstämmige Rohstoffe eingesetzt werden, die sich im Anhang IX Teil A der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) wiederfinden. Des Weiteren müssen Nachhaltigkeitskriterien eingehalten und im Rahmen einer Nachhaltigkeitszertifizierung bestätigt werden.

Voraussetzung für den Quotenhandel: Die Nachhaltigkeitszertifizierung

Grundlage der Nachhaltigkeitszertifizierung ist die aktuelle, von der EU-Kommission herausgegebene Fassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie. Derzeit ist dies die RED II, welche als Weihnachtsgeschenk der EU-Kommission am 24.12.2018 auf dem Gabentisch der Erneuerbaren-Energien-Branche lag.



Um von der THG-Quote zu profitieren, ist eine Nachhaltigkeitszertifizierung zwingenderforderlich. Spezialisierte Dienstleister, wie z. B. die ARCANUM Energy Systems GmbH & Co. KG, unterstützen im Zertifizierungsprozess und bei der Vermarktung

Tabelle 1: Gesetzlich festgelegte Treibhausgasminderungs-Quote (Stand 22.09.2021)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote [%]	7	8	9,25	10,5	12	14,5	17,5	21	25

Die Richtlinie definiert dabei neben dem Hauptziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bis zum Jahr 2030 auf mindestens 32 % auszubauen, weitere Nachhaltigkeits- und CO₂-Minderungskriterien, die von erneuerbaren Energien eingehalten werden müssen.

In der Biogasbranche wurde die novellierte Richtlinie mit gemischten Gefühlen aufgenommen. Für Biomethan als Kraftstoff wurden vor allem durch den eingeführten Güllebonus starke Anreize gesetzt, die Rohstoffbasis umzustellen bzw. vermehrt Biomethan auf Gülle-/Mist-Basis zu erzeugen und in den Kraftstoffsektor zu vermarkten. Für BHKW-Betreiber kam hingegen eine Verpflichtung zur Nachhaltigkeitszertifizierung von Anlagen, deren Feuerungswärmeleistung 2 MW überschreitet, hinzu, um weiterhin gewohnte EEG-Förderungen zu erhalten. Biogener Wasserstoff wurde zwar in der RED II berücksichtigt, fand jedoch aufgrund des Ausschlusses von der THG-Quote in Deutschland keine Anwendung.

Die RED II musste bis zum 01. Juli 2021 von den einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union in nationales Recht umgesetzt werden. Deutschland ist dieser Anforderung am 2. Dezember 2021 in Form der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV), der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) sowie weiterer Verordnungen und Gesetze nachgekommen.

Wirtschaftsbeteiligte, die nachweisen wollen oder müssen, dass sie die Nachhaltigkeitskriterien der RED II bzw. der nationalen Umsetzung einhalten, müssen eine Nachhaltigkeitszertifizierung nach den Vorgaben eines von der EU-zugelassenen Zertifizierungssystems durchlaufen. In Deutschland sind die führenden Systeme für Biogas REDcert (Kraftstoffsektor) und SURE (Strom-/Wärmesektor).

Die Kontrollen (Audits) zur Überprüfung der Einhaltung dieser Vorgaben werden wiederum von sogenannten Zertifizierungsstellen durchgeführt, die ihrerseits von den Zertifizierungssystemen zugelassen und überprüft werden.

Im Zuge der Nachhaltigkeitszertifizierung werden Nachhaltigkeitskriterien in der gesamten Wertschöpfungskette der Biokraftstoffproduktion überprüft. Angefangen beim Anbau bzw. Entstehungsbetrieb der für die Produktion notwendigen Substrate bis hin zum Produzenten des finalen Kraftstoffes. Überprüft werden dabei auf Anbauebene unter anderem die Einhaltung der Cross-Compliance-Kriterien sowie der Umbruch und Ackerbau auf Flächen, die im Sinne der Nachhaltigkeit unzulässig sind (z. B. Primärwälder). Weitere Prüfpunkte sind die Führung einer systemkonformen Massenbilanz und einer Treibhausgasberechnung (THG-Berechnung) sowie weitere Punkte, die das QM-System sowie die Dokumentation im Unternehmen angehen.

Betroffene Unternehmen stehen häufig vor großen Herausforderungen, um den komplexen Vorgaben der Zertifizierungssysteme gerecht zu werden. Spezialisierte Dienstleister, wie z.B. die ARCANUM Energy Systems GmbH & Co. KG, bieten in diesem Fall Lösungen an, indem sie bei der Durchführung sowie der Vor- und Nachbereitung des Zertifizierungsprozesses unterstützen. Des Weiteren können in diesem Zuge Synergieeffekte ermittelt und z. B. durch eine Optimierung des THG-Wertes der Produktwert gesteigert werden.

Bei Feststellung der Systemkonformität sind die Zertifizierungsstellen berechtigt, Nachhaltigkeitszertifikate an die Unternehmen auszustellen. Diese Zertifikate ermöglichen die Teilnahme am Quotenhandel.

Langfristige Perspektive: Treibhausgasquote

Inverkehrbringer von CO₂-emittierenden Kraftstoffen (z. B. fossiles Benzin) sind in Deutschland dazu verpflichtet, entstehende THG-Emissionen teilweise zu kompensieren. Die Höhe der Kompensation richtet sich derzeit nach dem in **Tabelle 1** angegebenen Pfad.

Die Quote kann entweder durch eine Selbsterfüllung des Quotenverpflichteten z. B. durch eine Beimischung von CO₂-armen Kraftstoffen oder durch Dritte z. B. durch den Erwerb von CO₂-Quotenmengen erfüllt werden.

So können z. B. Betreiber von Wasserstofftankstellen ihre Quotenmengen an Quotenverpflichtete wie z. B. Mineralölunternehmen verkaufen und damit direkt am Quotenhandel teilnehmen. Produzenten von biogenem Wasserstoff, die ihre Produkte nicht selbst inverkehrbringen, nehmen dagegen indirekt am Quotenhandel teil, indem sie ihre quotenfähigen Produkte höherpreisig an Händler oder Inverkehrbringer vermarkten.

Einflussfaktoren Quotenerlöse

Wichtiger Einflussfaktor auf den Quotenerlös ist der im Zuge der Nachhaltigkeitszertifizierung bescheinigte THG-Wert des Produktes. Grundsätzlich gilt dabei Folgendes: je geringer der THG-Wert, desto wertvoller das Produkt. Niedrige THG-Werte lassen sich mit dem Einsatz von Abfall- und Reststoffen erzielen, da diese keine Anbauemissionen mit sich bringen. Besonders niedrige THG-Werte treten bei der Nutzung von Gülle und den dadurch erhaltenen „Güllebonus“ auf. Weiterer Einflussfaktor ist die Nachfrage, welche politisch durch die Vorgabe der Quotenmenge gesteuert wird. Durch den stetigen Anstieg der Quote bis 2030 (siehe **Tabelle 1**) steigt die Nachfrage langfristig. Der Rahmen für den Quotenpreis wird durch die sogenannte „Pönale“, derzeit in Höhe von 600 €/t CO₂äq.-Überschuss bei Nichterfüllung der Quote (Stand

November 2022), vorgegeben. Politisch angekurbelt wird der Quotenhandel ebenfalls durch die Deckelung konventioneller Biokraftstoffe, wie z. B. Bioethanol, auf insgesamt 4,4 % (Stand 22.09.2021). Dadurch sind z. B. Mineralölunternehmen kaum noch in der Lage, die vorgegebene Quotenmenge durch Beimischungen zu realisieren, sondern müssen diese am Quotenmarkt erwerben. Die Verpflichtung zur Erfüllung einer stetig steigenden Unterquote für sogenannte fortschrittliche Kraftstoffe (z. B. auf Basis von Gülle) und deren doppelte Anrechnung oberhalb dieser Quotenmenge wirkt sich ebenfalls entscheidend auf den Quotenpreis aus.

Bei aktuellen Quotenpreisen von ca. 400 €/t CO₂ (Stand November 2022) lassen sich vor allem mit der Vermarktung von mist-/ güllebasierten Kraftstoffen lukrative Quotenerlöse erzielen. Bei Annahme einer Einfachanrechnung auf die Quote und einer Berechnung der THG-Werte nach der RED II-Methodik liegen die Erlöse von biogenem Wasserstoff auf einem vergleichbar hohen Niveau zu denen, die derzeit mit Biomethan im Kraftstoffsektor auf gleicher Rohstoffbasis am Quotenmarkt erzielt werden. Derzeit bestehen allerdings noch Unsicherheiten über die konkrete Ausgestaltung bei der Quotenanrechnung von biogenem Wasserstoff. Unklarheit besteht z. B. über die anzuwendende THG-Berechnungsmethodik sowie die Anrechnungshöhe. Eine derzeit anvisierte Einfachanrechnung würde eine Benachteiligung gegenüber Biomethan im Verkehrssektor darstellen und somit für ein weiteres Ausbremsen der Technologie sorgen.

Fazit und Ausblick

Die angekündigte Quotenfähigkeit von biogenem Wasserstoff ist ein gutes Signal an die Branche, denn sie eröffnet neue Perspektiven durch das Schaffen finanzieller Anreize. Voraussetzung zur Teilnahme am Quotenhandel ist eine Nachhaltigkeitszertifizierung sowie die Abfall-/Reststoffstammigkeit der Rohstoffe. Eine optimale Ausgangssituation bietet sich bei eigener Inverkehrbringung und der damit einhergehenden direkten Teilnahme am Quotenhandel. Langfristige Perspektiven im Quotenhandel sind durch die im Rahmen der Gesetzgebung erhöhte Nachfrage nach Quotenmengen, z. B. durch eine steigende THG-Quote und Deckelung der Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, zu erwarten. Bestehende Unsicherheiten sollten vom Gesetzgeber allerdings schnellstmöglich abgeschafft werden, um Investitionssicherheit zu schaffen.

Voraussichtlich wird biogener Wasserstoff weiterhin ein Nischenprodukt bleiben, doch kann dieser lokal ökologisch und nunmehr auch ökonomisch durchaus eine interessante Handlungsoption darstellen.

Autor

Leon Wagener

Projektingenieur für Grüne Gase

Bereich Nachhaltigkeitszertifizierung nach REDcert und SURE und Quotenhandel

ARCANUM Energy Systems GmbH & Co. KG (NEA GROUP)

www.arcanum-energy.de

Volvo mit (Bio-) LNG

Liquefied Natural Gas (LNG) bietet gegenüber herkömmlichem Erdgas Vorteile: Durch die hohe Energiedichte des verflüssigten Erdgases können auch große Motoren mit der notwendigen Energie versorgt werden. Volvo Trucks ist der einzige Hersteller, der beim LNG-Antrieb nicht auf den Otto-Motor setzt, sondern beim klassischen Dieselmotor bleibt. Das Antriebsaggregat selbst unterscheidet sich nur in den LNG-spezifischen Details von den auf Millionen Kilometern weltweit bewährten Volvo-Dieselmotoren. Volvo Trucks hat dafür seine schweren Lkw mit Gesamtzuggewichten bis 40 t mit dem LNG-Antrieb ausgestattet. Der Volvo FH LNG und Volvo FM LNG sind schwere Lkw, deren Leistung und Wirtschaftlichkeit für die Anforderungen im Regional- und Fernverkehr geeignet sind.

Die beiden Modelle bieten dieselben Leistungswerte und Fahreigenschaften wie ihr Dieselpendant und erzielen so eine Reichweite von bis zu 1.000 km. Dabei reduzieren sie die CO₂-Emissionen schon beim Antrieb mit fossilem LNG um bis zu 20 % gegenüber einem vergleichbaren Dieselfahrzeug.

Mit dem LNG-Antrieb kann sogar noch deutlich mehr CO₂ eingespart werden, wenn man für den Antrieb statt fossiler künftig erneuerbare Kraftstoffe wie Bio-LNG und HVO ver-



Bild: Volvo Trucks

wendet würde. Bio-LNG, das nach aktuellen Nachhaltigkeitskriterien auf Basis von Biomasse erzeugt wird, ebenso wie synthetisches LNG, das aus erneuerbarem Strom hergestellt wird, können die CO₂-Emissionen um nahezu 100 % senken, wenn auch noch die notwendige Dieselbeimischung mit CO₂-neutralem Biodiesel oder HVO erfolgt.

Volvo Trucks

Manfred Nelles

Tel.: + 49 89 80074 119

manfred.nelles@volvo.com