



dena-STUDIE Bio-LNG

Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr

Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Instrumente



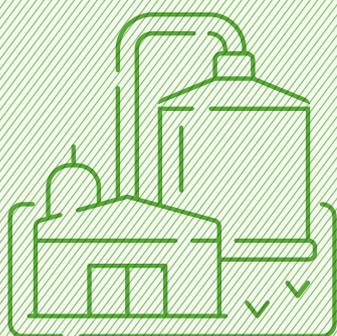
Inhalt

4 Zusammenfassung

Bio-LNG ist eine schnell umsetzbare Maßnahme, um zwei der drängendsten Herausforderungen im Verkehrssektor zu adressieren: Verbesserung der Luftqualität in den Städten durch Verringerung der lokalen Stickoxid-, Feinstaub- und Schwefelemissionen sowie Senkung der Treibhausgasemissionen im Straßengüterverkehr und in der Schifffahrt.

8 Bio-LNG als Kraftstoff

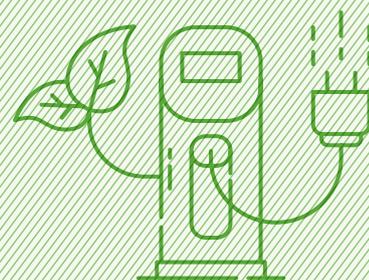
Bio-LNG kann aus verschiedenen Biomassesubstraten erzeugt werden. Da sowohl bestehende Biogasanlagen als auch noch unerschlossene Biomassepotenziale genutzt werden können, ist das Potenzial größer als die bis 2030 zu erwartende Nachfrage. Perspektivisch kann es auch um synthetisch aus erneuerbarem Strom erzeugtes LNG (PtLNG) ergänzt werden.



5

Herausforderungen und Rahmenbedingungen

Politik und Wirtschaft werden in den nächsten zehn Jahren stark gefordert, verkehrsbedingte Emissionen zu senken und den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehr zu steigern, um nationale Ziele und europäische Vorgaben zu erreichen. Verschiedene Szenarien zeigen, dass LNG dabei eine wichtige Rolle einnehmen kann.



13



Treibhausgasemissionen und Bereitstellungskosten

Bei Biokraftstoffen werden schon heute die Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung berücksichtigt und sind zusammen mit den Produktionskosten ein entscheidendes Kriterium bei der Erfüllung der THG-Quote.

17

Maßnahmen für den Markthochlauf

Für die erfolgreiche Etablierung von Bio-LNG als emissionsarmen und klimafreundlichen Kraftstoff können bestehende Maßnahmen angepasst und neue Instrumente eingeführt werden.



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
www.dena.de

Autoren:

Matthias Edel, dena
Jakob Jegal, dena
Stefan Siegemund, dena

Fachliche Beiträge zur technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung:

Patrick Schmidt, LBST
Werner Weindorf, LBST

Bildnachweis:

shutterstock.com: Titelbild – Mr. Amarin
Jitnathum, S. 3, 15 – loraks, S. 19 – Milos Muller,
S. 2, 20 – Kwangmoozaa; S. 2, 5, 12 – GasCom;
S. 8 – ÖKOBIT; S. 9 – Titan LNG. Alle anderen
Bilder Copyright: Deutsche Energie-Agentur
GmbH (dena).

Konzeption & Gestaltung:

Heimrich & Hannot GmbH

Stand: 05/2019

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

1

Zusammenfassung

Die Verflüssigung von Biomethan (Bio-LNG) ist ein Verfahren, das in großtechnischem Maßstab bereits seit vielen Jahren bei der Verflüssigung von Erdgas (Liquified Natural Gas LNG) angewandt wird. Es hat die gleichen Verbrennungseigenschaften wie LNG, ist jedoch erneuerbar und vermeidet damit deutlich mehr Treibhausgasemissionen. Bio-LNG ist folglich ein Energieträger, der zwei der drängendsten Herausforderungen im Verkehr adressiert: Senkung der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen um 40–42 % bis 2030 und Einhaltung der Feinstaub- und Stickoxidgrenzwerte in den Städten bzw. der Schwefeldioxidgrenzwerte in Nord- und Ostsee.

Aufgrund der hohen Energiedichte eignet sich Bio-LNG für den Straßenschwerlastverkehr und die Schifffahrt, wo für die Elektromobilität eine geringere Marktdurchdringung bis 2030 zu erwarten ist. Der seit dem vergangenen Jahr spürbare Markthochlauf von LNG-Lkw in Deutschland und anderen europäischen Staaten bestätigt die Bedeutung von LNG im Straßenverkehr. Auch immer mehr Reeder steigen auf LNG um. Es wird davon ausgegangen, dass LNG-Lkw und LNG-Antriebe in der Schifffahrt deutlich zunehmen werden und folglich die LNG-Nachfrage auf 35–117 PJ in 2030 steigt.

Diese Nachfrage kann vollständig durch Bio-LNG gedeckt werden, da das erschließbare Biogaspotenzial 424–697 PJ beträgt. Davon sind 20–30 % noch unerschlossene Abfall- und Reststoffe. Zwischen 131–151 PJ können aus rund 2.000 bestehenden Biogasanlagen mobilisiert werden, die in den nächsten 10–15 Jahren ihren Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren und sich aufgrund der Anlagengröße für eine Umrüstung auf Biomethan bzw. Bio-LNG besonders gut eignen. Neben einer Erhöhung des Anteils an Rest- und Abfallstoffen ist auch der Einsatz von mehrjährigen Energiepflanzen wie der Durchwachsenen Silphie interessant, die gegenüber dem Mais ökologische Vorteile und eine bessere Treibhausgasbilanz besitzt. Für die Zeit ab 2030 ist damit zu rechnen, dass auch aus erneuerbarem Strom synthetisch erzeugtes LNG (PtLNG) wirtschaftlich werden könnte und das Potenzial an erneuerbaren Gasen erhöht.

Eine erfolgreiche Etablierung von Bio-LNG im Straßengüterverkehr und in der Schifffahrt könnte rund 7 Mio. t CO₂äq (rund 10 % der erforderlichen THG-Vermeidung) bis 2030 einsparen und einen wichtigen Beitrag zur Senkung lokaler Emissionen leisten. Zur Erreichung des in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie festgelegten Anteils von 1,75 % fortschrittlicher Kraftstoffe in 2030 ist Bio-LNG eine wichtige Option, da viele andere fortschrittliche Kraftstoffe heute noch nicht marktreif sind.

Um das Potenzial von Bio-LNG zur Treibhausgasminde rung zu heben, ist die THG-Quote ein zentrales Instrument, weil diese

unabhängig von der Entwicklung einzelner alternativer Antriebe zu einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien beiträgt. Damit zusätzliche CO₂-Emissionen eingespart werden können, ist eine Anhebung der THG-Quote bis 2030 notwendig, die sowohl die Erhöhung des Volumens von Biokraftstoffen als auch den anvisierten Ausbau der Elektromobilität berücksichtigt. Um den ambitionierten, aber schwer prognostizierbaren Ausbau der Elektromobilität abzubilden, könnte die Quotenhöhe jährlich entsprechend dem Ausbau der Elektromobilität im Vorjahr zuzüglich eines Ausbaupfades für Biokraftstoffe erhöht werden.

Die THG-Quote könnte zusätzlich dazu genutzt werden, Biokraftstoffe und später auch synthetische erneuerbare Kraftstoffe in der Schifffahrt zu etablieren, indem das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen in der Schifffahrt auf die Quotenverpflichtung der Mineralölunternehmen angerechnet wird. Für die Schifffahrt wäre der Einsatz von Biokraftstoffen kostenneutral, für die Mineralölwirtschaft eine zusätzliche Option, fortschrittliche Biokraftstoffe wie Bio-LNG auf die THG-Quote anzurechnen.

Ein weiteres Instrument zur Senkung der Emissionen im Straßenschwerlastverkehr ist die Ergänzung der Mautgebühren um eine THG-Komponente. Dabei müsste die Höhe der THG-Komponente so ausgestaltet werden, dass sich der administrative Aufwand auch bei kleineren Spediteuren lohnt. Bis die Einführung einer THG-Komponente durch EU-Recht möglich ist, sollte die Mautbefreiung für emissionsarme Lkw beibehalten werden, um den Markthochlauf von LNG-Lkw zu unterstützen.

Die verpflichtende Verringerung der durchschnittlichen CO₂-Flottengrenzwerte für neu zugelassene schwere Nutzfahrzeuge um 30 % bis 2030 ist ambitioniert. Wenn die Anzahl der Neuzulassungen von Elektro-Lkw und Effizienzmaßnahmen nicht im erforderlichen Maße erfolgt, stellt die Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen, wie Bio-LNG und PtLNG, eine Option dar. Dies muss bei der Überprüfung durch die Europäische Kommission im Jahr 2022 berücksichtigt werden.

Um kurzfristig die Erzeugung von Bio-LNG anzukurbeln, ist auf Erzeugerseite mehr Investitionssicherheit erforderlich. Dies ist einerseits durch eine Befreiung von der EEG-Umlage für die Herstellung von erneuerbarem LNG möglich. Die Produktionskosten können so um 4–9 % gesenkt werden und ein Level-Playing-Field für die energieintensive Erzeugung und Verflüssigung von Biomethan und synthetischen Gasen mit Standorten außerhalb Deutschlands hergestellt werden. Investitionszuschüsse oder eine zeitlich und mengenmäßig begrenzte Ausschreibung von Bio-LNG-Produktionsmengen würde ebenfalls Investitionen anreizen und die Produktion von Bio-LNG beschleunigen.

2

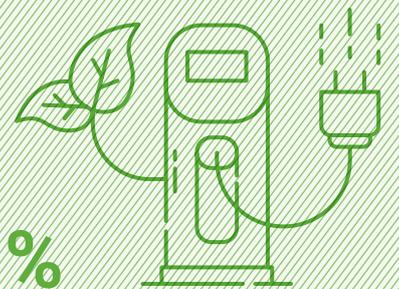
Herausforderungen und Rahmenbedingungen

2.1 Die THG-Emissionen und die lokalen Emissionen des Verkehrs sind deutlich über den Ziel- und Grenzwerten

Im Verkehrssektor wurden in 2017 rund 168 Mio. t CO₂äq emittiert (Quelle: UBA 2019). Der von der Bundesregierung ange-setzte Korridor zur Senkung von Treibhausgas-(THG-)Emissionen für das Jahr 2030 liegt 41 % darunter. Zuletzt sind die THG-Emissionen jedoch gestiegen. Beim Personen- und mehr noch beim Güterverkehr wird bis 2030 mit einem steigenden Verkehrsaufkommen gerechnet (Schubert et al. 2014).

Neben Verkehrsverlagerung liegt der Fokus auf der Steigerung der Antriebseffizienz und dem Einsatz alternativer Kraftstoffe. Dieselmotoren dominieren heute sowohl im Straßenverkehr als auch in der Schifffahrt. Batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge sind im Straßenschwerlastverkehr und in der Schifffahrt nur in Nischenanwendungen im Einsatz. Ein umfangreicher Wechsel auf alternative Antriebe in der Schifffahrt wird dadurch erschwert, dass Schiffe in der Regel mehrere Jahrzehnte betrieben werden. Erneuerbare, emissionsarme Kraftstoffe sind daher im Straßenschwerlastverkehr und in der Schifffahrt eine notwendige Option, um THG-Emissionen bis 2030 einzusparen.

41%

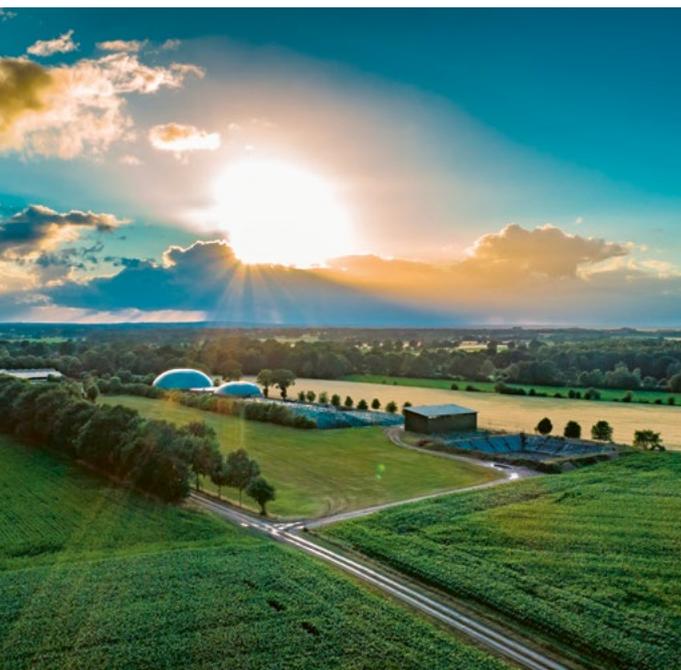


Um 41% müssen die CO₂-Emissionen im Verkehr bis 2030 gesenkt werden.

Auf den Verkehr geht auch ein großer Anteil der Feinstaub- und Stickoxidemissionen zurück. Erste Kommunen und Städte führen u. a. Fahrverbote für ältere Dieselfahrzeuge ein, um die Grenzwerte für Stickoxide einzuhalten. Die Internationale Seeschifffahrts-Organisation (IMO) der Vereinten Nationen hat beschlossen, dass der Schwefelgehalt ab 2020 von 3,5 auf 0,5 % abgesenkt wird. In der Nord- und Ostsee sowie weiteren Umweltzonen weltweit liegt dieser Grenzwert mit 0,1 % sogar noch niedriger. Mit Schwerölen, wie es heute in der Seeschifffahrt noch häufig praktiziert wird, kann dieser Grenzwert nur mit steigendem Aufwand bei der Entschwefelung, durch den Wechsel auf schwefelfreie Kraftstoffe oder die Einrichtung von Abgasreinigungssystemen an Bord von Schiffen eingehalten werden. Zur Absenkung der THG-Emissionen tragen die Abgasreinigungssysteme jedoch nicht bei.

2.2 EU-Regularien erhöhen den Druck

Der Druck auf den Verkehrssektor wird durch europäische Vorgaben erhöht. Die THG-Emissionen von neu zugelassenen schweren Nutzfahrzeugen müssen in 2030 im Schnitt 30 % niedriger sein als bei heute zugelassenen Fahrzeugen. Ob und wie erneuerbare Kraftstoffe auf diesen Zielwert angerechnet werden können, soll bis Ende 2022 von der Europäischen Kommission geprüft werden.



In 2018 wurde die Anschlussregelung für die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive RED2) beschlossen, welche bis 2021 in nationales Recht implementiert werden muss. Demnach soll der Anteil von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor zwischen 2020 und 2030 von 10 auf 14 % ansteigen. Im selben Zeitraum soll auch der Anteil von sogenannten fortschrittlichen Kraftstoffen, dabei handelt es sich um Kraftstoffe, die aus ausgewählten biogenen Rest- und Abfallstoffen hergestellt werden, von 0,05 auf 1,75 % steigen. Aufgrund von Mehrfachanrechnungen wird das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien von 10 auf 14 % in 2030 anzuheben, nicht den notwendigen Ausbau von erneuerbaren Kraftstoffen anstoßen. Jedoch setzt die RED2 wichtige Anreize und Vorgaben für gemeinsame Nachhaltigkeitsstandards bei Biokraftstoffen und für ihren Einsatz in der Schifffahrt.

Exkurs: RED2

Die Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11. Dezember 2018 schreibt den gemeinsamen Regelungsrahmen der europäischen Mitgliedsstaaten für die Förderung von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 fort, definiert neue Ziele und Rahmenbedingungen.

- Der Anteil von erneuerbaren Energien im Straßen- und Schienenverkehr muss von 10% in 2020 auf 14% in 2030 steigen.
- Der Anteil von fortschrittlichen Kraftstoffen muss 0,1% in 2022, 0,5% in 2025 und 1,75% in 2030 betragen.
- Biokraftstoffe aus Energiepflanzen können maximal zu einem Anteil von 7% auf die Ziele angerechnet werden, Biokraftstoffe aus gebrauchten Speiseölen und tierischen Fetten können maximal zu 1,7% angerechnet werden.
- 1,2-fache Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen (keine Nahrungs- und Futtermittelpflanzen), die im Luft- und Seeverkehr eingesetzt werden.
- Strom aus erneuerbaren Energien, der im Straßenverkehr genutzt wird, wird 4-fach, Strom im Schienenverkehr 1,5-fach angerechnet.
- Die Treibhausgasminderung von Biokraftstoffen aus neuen Anlagen (ab 2021) muss mindestens 65% betragen, für ältere Anlagen sind es je nach Inbetriebnahme 50 bzw. 60%.
- Die Treibhausgasminderung für erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs beträgt mindestens 70%.
- Alle Biokraftstoffe müssen Nachhaltigkeitskriterien bei Anbau und Ernte einhalten.

Die Vorgaben der RED werden in Deutschland bislang durch die THG-Quote umgesetzt. Die THG-Quote verpflichtet Unternehmen aus der Mineralölindustrie, die durch den Einsatz von Diesel- und Ottokraftstoffen im Straßenverkehr verursachten THG-Emissionen um 4 % zu senken. In 2020 steigt dieser Wert auf 6 % an und wird um eine Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe in Höhe von 0,05 % ergänzt. Zur Verringerung der THG-Emissionen können erneuerbare Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden, wenn diese Nachhaltigkeitsanforderungen einhalten.

2.3 LNG nimmt Fahrt auf

2.3.1 Status quo

Der Zuschuss für die Anschaffung von LNG-betriebenen Lkw und die Befreiung von der Maut in den Jahren 2019 und 2020 haben ihre Wirkung entfaltet. In diesem Zeitraum sind schätzungsweise 100–200 LNG-Lkw zugelassen worden. Mit Stand 07.03.2019 wurden für 639 LNG-Lkw Anträge gestellt, von denen ein Großteil einen positiven Bescheid erhalten hat (NOW 2019). Die Anzahl der in Deutschland zugelassenen LNG-Lkw könnte daher bis Ende 2019 auf 500 bis 1.000 Fahrzeuge ansteigen. Die Anzahl der Sattelzugmaschinen betrug 218.454 in 2018 (Kraftfahrzeugbundesamt 2018). Durch den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur könnte diese Entwicklung weiter an Fahrt aufnehmen. Zu den vier bekannten LNG-Tankstellen werden in den nächsten 1–2 Jahren 20 zusätzliche Standorte hinzukommen (dena 2019).

Die Schifffahrt hat beim Thema LNG ebenfalls Fahrt aufgenommen, im Vergleich zum Straßenverkehr verläuft die Entwicklung jedoch deutlich langsamer. Dies liegt vor allem daran, dass Schiffe oft über mehrere Jahrzehnte betrieben werden und damit der Wechsel von Antrieben lange Zyklen durchlaufen kann. Mehrere Förderbescheide für die Umrüstung auf LNG-Antrieb und die Anschaffung von LNG-Schiffen wurden 2018 an Reedereien vergeben.

Für Deutschland ist der aktuelle LNG-Absatz schwer abzuleiten. Viele Lkw und insbesondere Schiffe verkehren international und werden an unterschiedlichen Tankstellen und Orten betankt bzw. bebunkert. Wenn die Hälfte der Förderbescheide bis 2020 umgesetzt wird, würden rund zehn Schiffe mit LNG-Antrieb überwiegend in deutschem Seegebiet verkehren. Die LNG-Nachfrage dieser Schiffe würde dann schätzungsweise 0,4 PJ¹ betragen. Setzt sich die aktuelle Entwicklung der Neuzulassungen für LNG-Lkw fort, könnte der jährliche LNG-Bedarf in 2020 zwischen 0,7 und 1,4 PJ betragen.

¹ Zwei Ro-Ro-Fähren, drei Passagierfähren sowie zwei Containerschiffe (1.400 TEU).

Tab. 1: Schätzung des LNG-Absatzes im Straßenverkehr und in der Schifffahrt in 2020

	Anzahl Fahrzeuge	LNG-Verbrauch (PJ)
Schifffahrt	~10	0,4
Lkw	500–1.000	0,7–1,4

Quelle: eigene Schätzung

2.3.2 Ausblick

Bei der langfristigen Senkung der THG-Emissionen können LNG-Antriebe in der Schifffahrt und im Straßenschwerlastverkehr eine wichtige Rolle spielen. Der in Abbildung 1 aufgezeigte Korridor zeigt eine Bandbreite von 35–117 PJ LNG in 2030. Der Großteil der Nachfrage geht dabei auf den Straßenschwerlastverkehr zurück. Der Anteil der Sattelzugmaschinen mit LNG-Antrieb müsste demnach von heute 0,25 auf 10–35 % in Bezug auf den gegenwärtigen Fahrzeugbestand zunehmen. Das ist sehr ambitioniert. Wenn jedoch die aktuelle Dynamik aufrecht erhalten wird, könnte der untere Korridor erreicht werden.

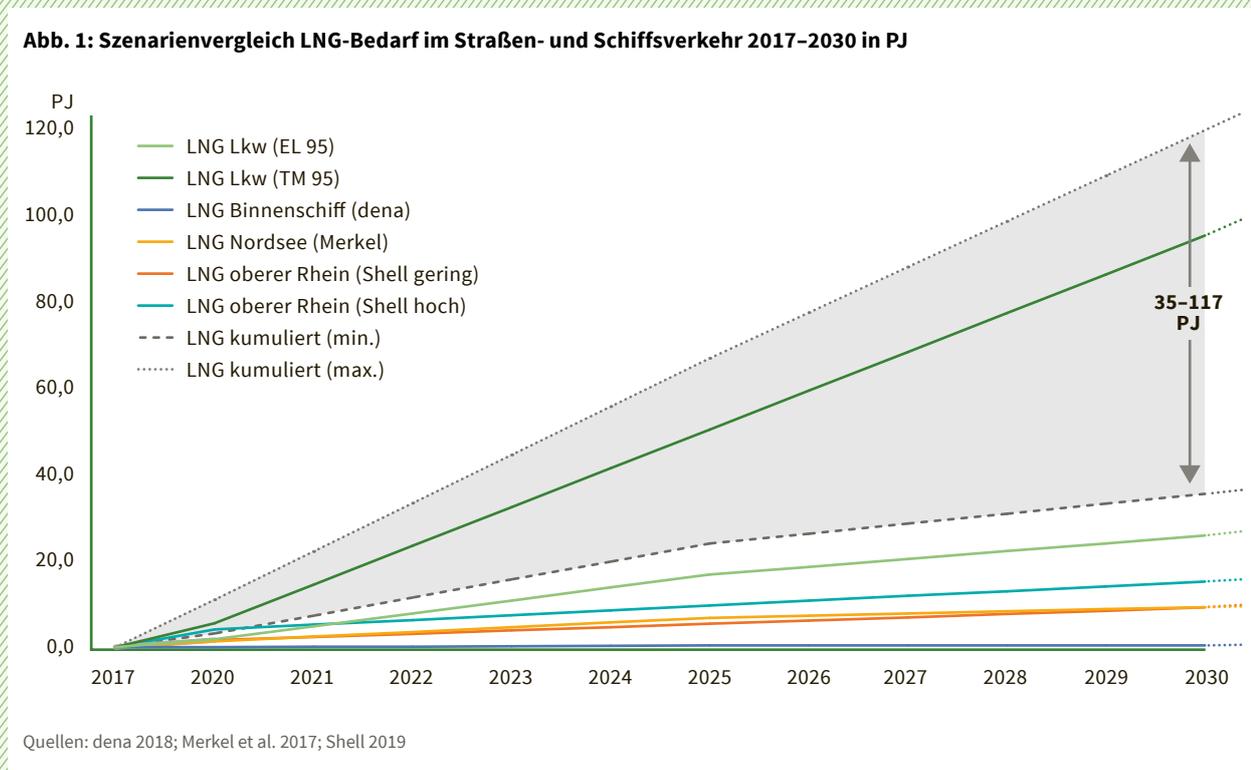
Internationale Container- und Kreuzfahrtschiffe machen den Großteil des Kraftstoffbedarfs in der Schifffahrt aus. Entsprechend sind dort internationale Abkommen, aber auch lokale

Anforderungen an die Emissionen wichtige Faktoren, welche die Umstellung auf LNG-Antriebe begünstigen. Doch auch bei Gas- und Öltankern sowie Spezialschiffen (z. B. für die Off-shore-Versorgung) sind LNG-Antriebe vergleichsweise häufig anzutreffen (DNVGL 2018). Weitere vielversprechende Einsatzgebiete für LNG-Schiffe sind entlang des Rheins und der Donau sowie beim Fährbetrieb auf der Nord- und Ostsee (Shell 2019). Geprüft wird derzeit auch der Einsatz von CNG und LNG in Brennstoffzellen zum Antrieb von Elektromotoren auf Binnenschiffen. Schiffe können dadurch nahezu emissionsfrei betrieben werden.

Exkurs: Szenarien dena-Leitstudie

EL 95 beschreibt ein Elektrifizierungsszenario, das 95% THG-Minderung bis 2050 erreicht.

TM 95 setzt auf einen breiten Technologiemix zur Senkung der TGH-Emissionen um 95% bis 2050. Bis 2030 unterscheidet sich die Entwicklung der LNG-Binnenschifffahrt nicht signifikant.



3

Bio-LNG als Kraftstoff

3.1 Definition von Bio-LNG

Bio-LNG (verflüssigtes Biomethan) ist ein flüssiger, geruchsloser und ungiftiger Kraftstoff mit einer hohen Energiedichte. Hergestellt wird Bio-LNG durch die Abkühlung von Biogas auf -162 °C bei 1 bar Druck, wobei sich durch die kryogene Verflüssigung das Volumen des Gases um das rund 600-Fache verringert. Die volumetrische Energiedichte ist etwa 60 % geringer als diejenige von Diesel. Eine besondere Eigenschaft von Bio-LNG ist die hohe Methanzahl, welche als Kennzahl für die Klopfestigkeit bei der Verbrennung von Gasgemischen in motorischen Anwendungen verwendet wird. Die Methanzahl von Bio-LNG beträgt 100, im Vergleich dazu weist nur ein geringer Anteil der fossilen LNG-Lieferungen eine Methanzahl von mehr als 80 auf (Shell 2019).

Der Unterschied zu komprimiertem Erdgas (Compressed Natural Gas CNG) und komprimiertem Biomethan liegt im Wesentlichen in der höheren Energiedichte von (Bio-)LNG. Dies ist vor allem im Straßenfernverkehr und in der Schifffahrt relevant, wo längere Strecken ohne Tankunterbrechung bewältigt werden.

Mit Bio-LNG und LNG betriebene Fahrzeuge haben gegenüber Dieselfahrzeugen durch deutlich geringere Emissionen vielfältige Vorteile: so kann Lärm um rund 50 %, die Freisetzung von Feinstaub um ca. 95 % und der Ausstoß von Schwefel und Stickoxiden fast vollständig reduziert werden (dena 2018c).

Auch zur Erreichung der Klimaziele kann Bio-LNG bei Einsatz bester verfügbarer Technologien einen signifikanten Beitrag leisten: Reduziert sich beim Einsatz von LNG der CO_2 -Ausstoß gegenüber Diesel bestenfalls um 22 %, werden durch Bio-LNG, je nach eingesetzter Fahrzeugtechnologie und Effizienz der Vorstufe, bis zu 77 % weniger $\text{CO}_2\text{-}\dot{a}\text{q}$ emittiert (NGVA 2017). Eine genaue Betrachtung der THG-Minderung findet sich in Kapitel 4.2.

3.2 Power-to-LNG

Das für die Verflüssigung notwendige Methan kann neben biogenen Quellen auch synthetisch aus erneuerbarem Strom erzeugt werden. Dabei werden in einem ersten Schritt elektrischer Strom und Wasser direkt am Standort der Photovoltaik- und Windenergieanlagen durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Alternativ kann erneuerbarer Strom bilanziell aus dem Stromnetz entnommen und zur Wasserstoffproduktion verwendet werden. Im zweiten Schritt findet dann eine Methanisierung des Wasserstoffs mit CO_2 zu Methan statt. Dabei gibt es verschiedene Verfahren zur Gewinnung des CO_2 : entweder durch direkte Entnahme aus der Umgebungsluft (direct air capture) oder durch Nutzung von konzentrierten CO_2 -Emissionen aus thermischen Kraftwerken, Industrieanlagen oder Biogasaufbereitungsanlagen. Schließlich kann das erneuerbare Methan über ein kryogenes Verfahren zu Power-to-LNG (PtLNG) verflüssigt werden.

Die Kraftstoffeigenschaften von PtLNG sind nahezu identisch mit denen von Bio-LNG. Jedoch sind die Potenziale, die Kraftstoffbereitstellungskosten und die THG-Emissionen unterschiedlich.

3.3 Bereitstellung von Bio-LNG

3.3.1 Biogasproduktion

In Deutschland ist die Biogasproduktion weitverbreitet und etabliert. Rund 8.500 Biogasanlagen erzeugen Biogas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. In rund 200 Anlagen wird Biogas zu Biomethan aufbereitet und anschließend in das Gasnetz eingespeist (DBFZ 2017; dena 2018d). Das eingespeiste Biomethan wird bilanziell aus dem Gasnetz entnommen und überwiegend zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und in geringeren Anteilen als Kraftstoff in Gasfahrzeugen oder in Gasthermen zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt (dena 2018d). Für die Herstellung von Biogas werden überwiegend nachwachsende Rohstoffe wie Mais und Getreide und in geringerem Maße Gülle, landwirtschaftliche Reststoffe, kommunale und industrielle Bioabfälle verwendet.

Der Großteil der Biogasproduktion geht auf die Fördermaßnahmen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zurück. 2020 endet für die ersten Biogasanlagen die für 20 Jahre gewährte EEG-Förderung. Für die in den letzten Jahren errichteten Biogasanlagen läuft diese Förderung Mitte der 2030er-Jahre aus. An geeigneten Standorten bietet Bio-LNG nach Auslaufen der EEG-Förderung ein Geschäftsmodell für den Weiterbetrieb der Biogasanlage und eine Erhöhung der Wertschöpfung im ländlichen Raum.



8.500

Rund 8.500 Biogasanlagen erzeugen Biogas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.



3.3.2 Bio-LNG-Bereitstellungskonzepte

Unter kostenoptimalen Gesichtspunkten hängt die Bereitstellung von Bio-LNG von mehreren Faktoren ab, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- Struktur der Abnehmer (Häufigkeit und Umfang des Kraftstoffbedarfs)
- Lokale Produktionskosten von Bio-LNG
- Transportdistanz zwischen Bio-LNG-Erzeugung und Tankstelle
- Verfügbarkeit der Gasnetzinfrastruktur

Dabei können grundsätzlich zwei Konzepte unterschieden werden:

1. Verflüssigung von Biomethan am Standort der Biogasproduktion
2. Massenbilanzielle Entnahme von Biomethan aus dem Gasnetz und Verflüssigung nahe den Verbrauchern

Das erste Konzept bietet den Vorteil, dass die Kosten für die Einspeisung ins Gasnetz entfallen. Zudem können Regionen mit Bio-LNG versorgt werden, die in größerer Entfernung zu LNG-Terminals und zum Gasnetz liegen. Lange Transportwege von (Bio-)LNG können so vermieden werden.

Bei der massenbilanziellen Entnahme von Biomethan wird die Biogasproduktion von der Verflüssigung entkoppelt und optimal auf die Abnahmeseite angepasst. Biomethan von mehreren Biogaseinspeiseanlagen kann im Gasnetz gebündelt und an Standorten mit großer Nachfrage wieder entnommen und verflüssigt werden. Ein solches Konzept könnte sich beispielsweise in Tiefseehäfen eignen, wo in unregelmäßigen Abständen Container- und Kreuzfahrtschiffe bebunkert und Lkw betankt werden.

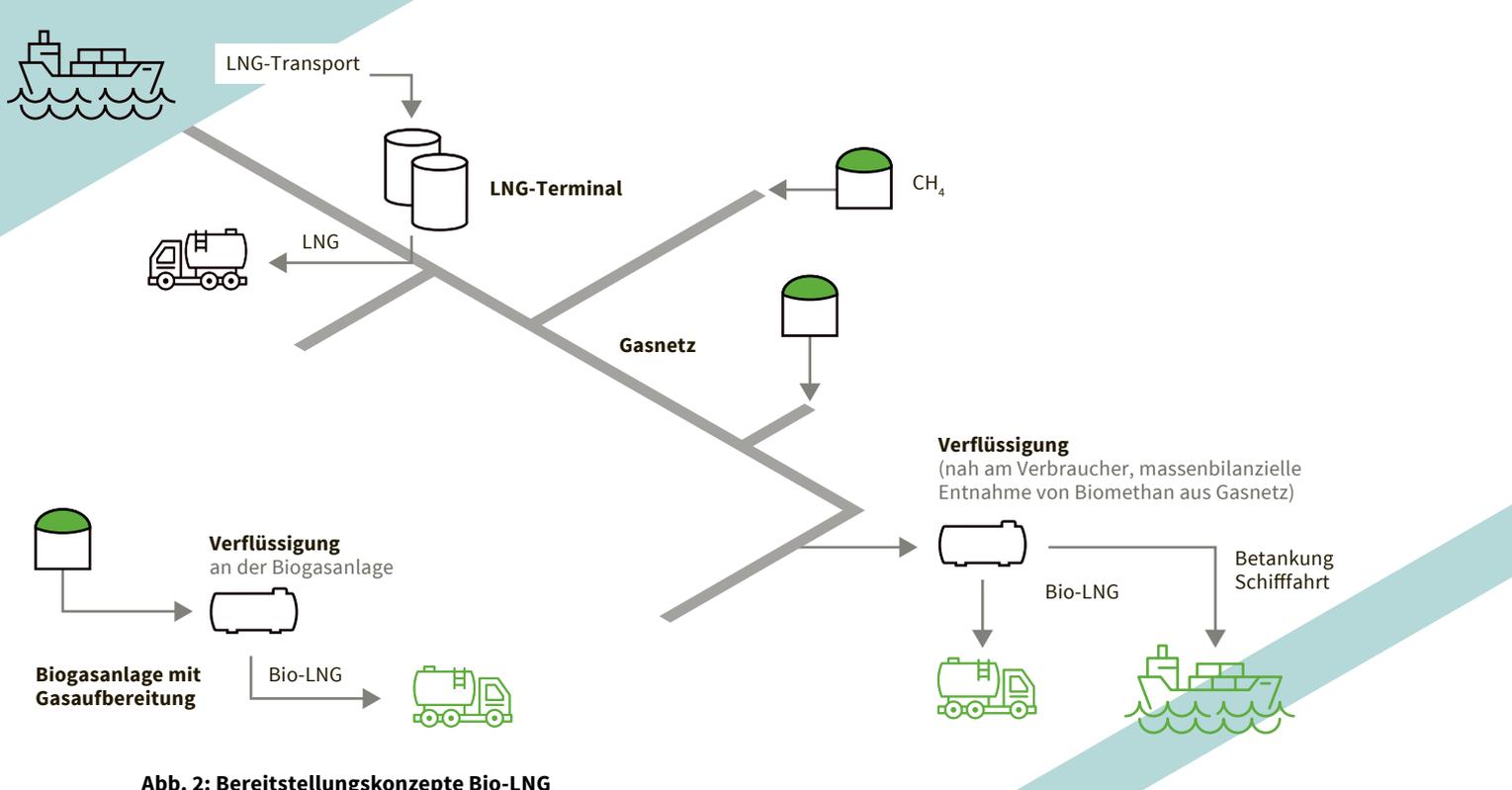


Abb. 2: Bereitstellungskonzepte Bio-LNG

Quelle: eigene Darstellung

3.4 Potenziale zur Erzeugung von Bio-LNG und PtLNG

3.4.1 Biogaspotenziale

Bei den Potenzialen zur Erzeugung von Bio-LNG lohnt sich eine Unterscheidung in Biogasanlagen mit und ohne Biogasaufbereitung sowie zusätzlich erschließbare Potenziale aus Anbaubiomasse und biogenen Rest- und Abfallstoffen.

Je nachdem ob die Nutzung von Grünland mitbetrachtet wird und welche Annahmen zur Entnahme von Stroh vom Acker getroffen werden, liegen die Biogaspotenziale zwischen 579 und 848 PJ in 2030. Davon werden aktuell 314–343 PJ zur Biogasproduktion eingesetzt. Aus Energiepflanzen wie Mais, Roggen und Zuckerrüben wird der Großteil des Biogases hergestellt, jedoch häufig in Kombination mit landwirtschaftlichen Reststoffen wie Gülle oder Mist. Aufgrund der Kritik an Energiepflanzen aus intensiver landwirtschaftlicher Erzeugung, wie z. B. Mais, wurden einige Kulturen erprobt, die ein vergleichbares Ertragspotenzial wie Mais aufweisen, aber bessere ökologische Eigenschaften vorweisen und die THG-Bilanz der Biogasproduktion verbessern können (siehe Exkurs). Abzüglich der bereits in Biogasanlagen genutzten Substrate sind zukünftig noch zwischen 256 und 516 PJ Biogas zusätzlich erschließbar.

Exkurs: Durchwachsene Silphie

Die Durchwachsene Silphie ist neben Wildpflanzen und Sorghum-Hirse eine von mehreren Kulturen, die als alternatives Biogassubstrat zum Mais an Bedeutung gewinnen. Die Durchwachsene Silphie ist eine aus Nordamerika stammende mehrjährige Pflanze, die mehr als zehn Jahre genutzt werden kann. Abgesehen vom Jahr der Aussaat kann weitestgehend auf Pflanzenschutzmittel verzichtet werden. Die Durchwachsene Silphie zeichnet sich dadurch aus, dass sie Stickstoff bei der Düngung nahezu vollständig aufnimmt und dadurch kein Nitratreintrag in das Grundwasser erfolgt. Von der langen Blütezeit von Anfang Juli bis Mitte September profitieren zahlreiche Bienen- und Insektenarten. Der Verzicht auf Bodenbearbeitungsmaßnahmen bei mehrjährigen Kulturen kann die CO₂-Fixierung im Boden und somit die THG-Bilanz gegenüber einjährigen Pflanzen insgesamt verbessern. In Bezug auf den Flächenertrag liegen die Methanerträge ca. 10–15% unterhalb von Mais (TLL 2018).

Das Potenzial an Substraten, die nach Anhang IX Teil A RED2 zur Herstellung von fortschrittlichen Kraftstoffen verwendet werden können, beträgt 168–218 PJ und ist zu einem großen Teil noch nicht erschlossen. Dabei handelt es sich u. a. um Gülle, Festmist, kommunale Bioabfälle und Stroh, aber auch zahlreiche Reststoffe aus der Milchverarbeitung sowie der Papier- und Zellstoffproduktion.

Tab. 2: Biogaspotenziale 2030 in PJ

	Technisches Biogaspotenzial		Davon bereits genutzt (Stand 2016)		Zusätzlich erschließbares Biogaspotenzial	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Gülle und Festmist	128,8	128,8	38,9	42,2	86,6	89,9
Energiepflanzen (mit/ohne Grünland)	346,7	573,1	259,5	275,7	87,2	297,4
Stroh (Getreide)	41,8	69,1	0,3	0,3	41,5	69,1
kommunale Reststoffe (mit/ohne Organik im Restabfall)	26,9	42,2	5,5	8,1	21,4	34,1
industrielle Abfälle und Reststoffe	35,0	35,0	9,7	16,2	18,8	25,3
Summe	579,2	848,1	313,9	342,5	255,6	515,7

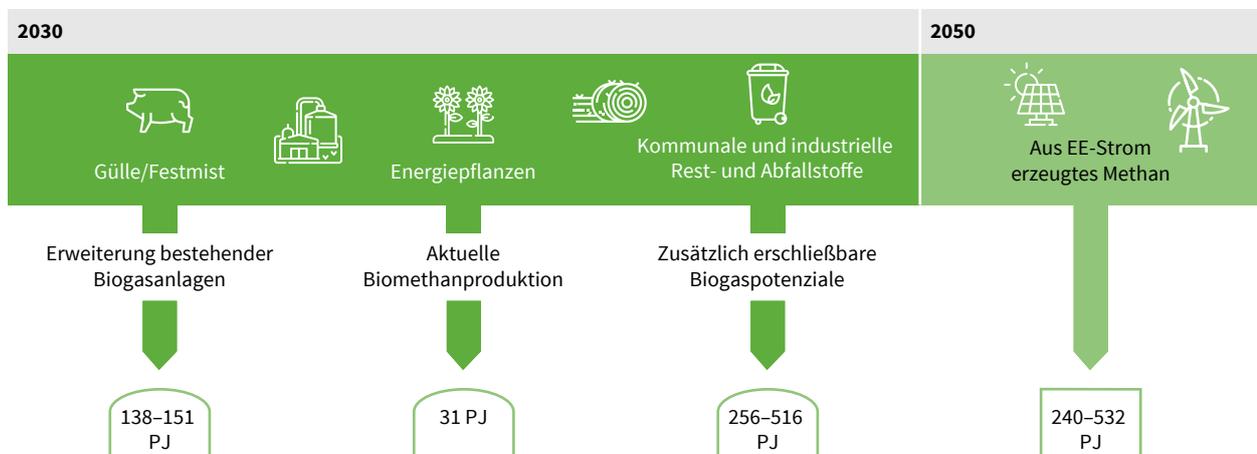
Quellen: Fraunhofer IEE & DBFZ & DBI & dena 2019; Zeller et al. 2011

Das Potenzial zur Herstellung von Bio-LNG umfasst allerdings weit mehr als nur Biogassubstrate, die noch nicht erschlossen wurden. Auch Biogas aus bestehenden Biogasanlagen und Biomethan-Erzeugungsanlagen kann zu Bio-LNG verflüssigt werden. Die Anlagen, die bis 2030 den Anspruch auf eine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verlieren und sich aufgrund der Anlagengröße für eine Erweiterung um eine Gasaufbereitungs- und/oder Verflüssigungsanlage eignen, stellen ebenfalls ein interessantes Biogaspotenzial dar. Nach Fraunhofer IEE & DBFZ & DBI & dena 2019 besitzen rund 2.000 Biogasanlagen aufgrund der Anlagenkapazität (>400 kW_{el}) gute Voraussetzungen, um die Anlage zu erweitern. Bei Biogasanlagen, die vorwiegend Gülle und Mist einsetzen, können

ten auch kleinere Anlagengrößen wirtschaftlich sein. Das entspricht rund 44 % der aktuellen Biogasproduktion bzw. 138–151 PJ. Hinzu kommt das Potenzial von Biomethan, das in 2017 in einer Größenordnung von 31 PJ in das Gasnetz eingespeist wurde und sich ebenfalls für eine Verflüssigung eignen würde (dena 2018b).

Wenn die in Abschnitt 2.3.2 prognostizierte LNG-Nachfrage komplett mit Bio-LNG befriedigt wird, könnte das Biokraftstoffvolumen gegenüber der aktuellen Menge um 30–107 % erhöht werden. Bei sonst gleichbleibendem Biokraftstoffmix könnte der Anteil der Rest- und Abfallstoffe auf über 50 % erhöht werden.

Abb. 3: Erschließbare Biogas- und Methanpotenziale für die Produktion von Bio-LNG und PtLNG in 2030 bzw. 2050



Quellen: Fraunhofer IEE & DBFZ & DBI & dena 2019; DVGW 2018; Zeller et al. 2011



3.4.2 Synthetisch erzeugtes Methan

Das Power-to-Gas-(PtG-)Verfahren wird aktuell in etwa 40 Forschungs- und Pilotprojekten in Deutschland erprobt. An 27 Standorten wird per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und danach entweder direkt genutzt, ins Gasnetz eingespeist oder wie an derzeit 14 Standorten in Deutschland unter Verwendung von CO₂ zu Methan weiterverarbeitet (PtCH₄). Die installierte PtG-Leistung beträgt aktuell knapp 30 MWel (Schmidt 2019), davon etwas mehr als 8 MWel für PtCH₄. Die gegenwärtig produzierte Menge an synthetischem Methan ist daher vernachlässigbar gering.

Die inländischen, wirtschaftlichen Potenziale zur Erzeugung von synthetischem Methan aus erneuerbarem Strom hängen stark von rechtlichen Rahmenbedingungen und der Technologieentwicklung (z. B. Lernkurveneffekte) ab. Vor diesem Hintergrund ist die Marktdurchdringung von Methan zur Erzeugung von PtLNG kurzfristig nicht in großem Maßstab zu erwarten, könnte aufgrund der erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale in Deutschland und Europa (dena & LBST 2017) aber bis 2050 durchaus Relevanz erlangen. Denn durch die Nutzung von Überschussstrom und den Zubau von insbesondere Wind- und Solarenergie könnten 240–532 PJ Methan synthetisch in 2050 erzeugt (DVGW 2018) und u. a. für die Verflüssigung zu LNG genutzt werden. Hinzu kommt, dass durch die an der deutschen Nord- und Ostseeküste geplanten LNG-Terminals zukünftig auch der Import von PtLNG aus Regionen mit relativ günstigen Produktionsbedingungen für erneuerbare Gase möglich wird.

3.4.3 Import von Bio-LNG und PtLNG

Der Import von Bio-LNG und PtLNG kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen. In flüssiger Form per Lkw und Schiff oder zunächst gasförmig über das europäische Gasnetz. In einigen europäischen Staaten gibt es noch große unerschlossene Potenziale zur Erzeugung von Biogas aus Rest- und Abfallstoffen. In welchem Umfang diese Potenziale für den deutschen Markt verfügbar gemacht werden können, ist vor allem von nationalen Strategien und Rahmenbedingungen zum Ausbau von erneuerbaren Energien abhängig.

Bei der Bewertung ausländischer Biogaspotenziale für den Import nach Deutschland ist daher die Zielerfüllung des jeweiligen Landes zu berücksichtigen. Darüber hinaus müssen die in der RED2 definierten Grundsätze für die Überprüfung und Dokumentation der Nachhaltigkeit und über staatliche Förderung der Produktion vorliegen, um eine Verzerrung zwischen einheimischer Produktion und Importen zu vermeiden. Für die Anerkennung von Bio-LNG aus dem Ausland auf nationale Vorgaben und Ziele sollten daher insbesondere die folgenden Voraussetzungen erfüllt sein:

- Die Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED2 werden durch ein unabhängiges Audit bestätigt
- Die Produktion von Bio-LNG und Biomethan sowie gegebenenfalls gewährte staatliche Förderungen werden in einem Massenbilanzsystem dokumentiert, das von nationalen Behörden anerkannt ist
- Für die Produktion von Bio-LNG und Biomethan wurde keine staatliche Förderung im Erzeugungsland gewährt
- Eine europäische Datenbank zur eindeutigen Rückverfolgbarkeit von Biokraftstoffen ist eingerichtet

Für Bio-LNG und PtLNG aus anderen Staaten sollten vergleichbare Voraussetzungen gelten und eine regelmäßige Überprüfung vorgenommen werden.

4

Treibhausgasemissionen und Bereitstellungskosten

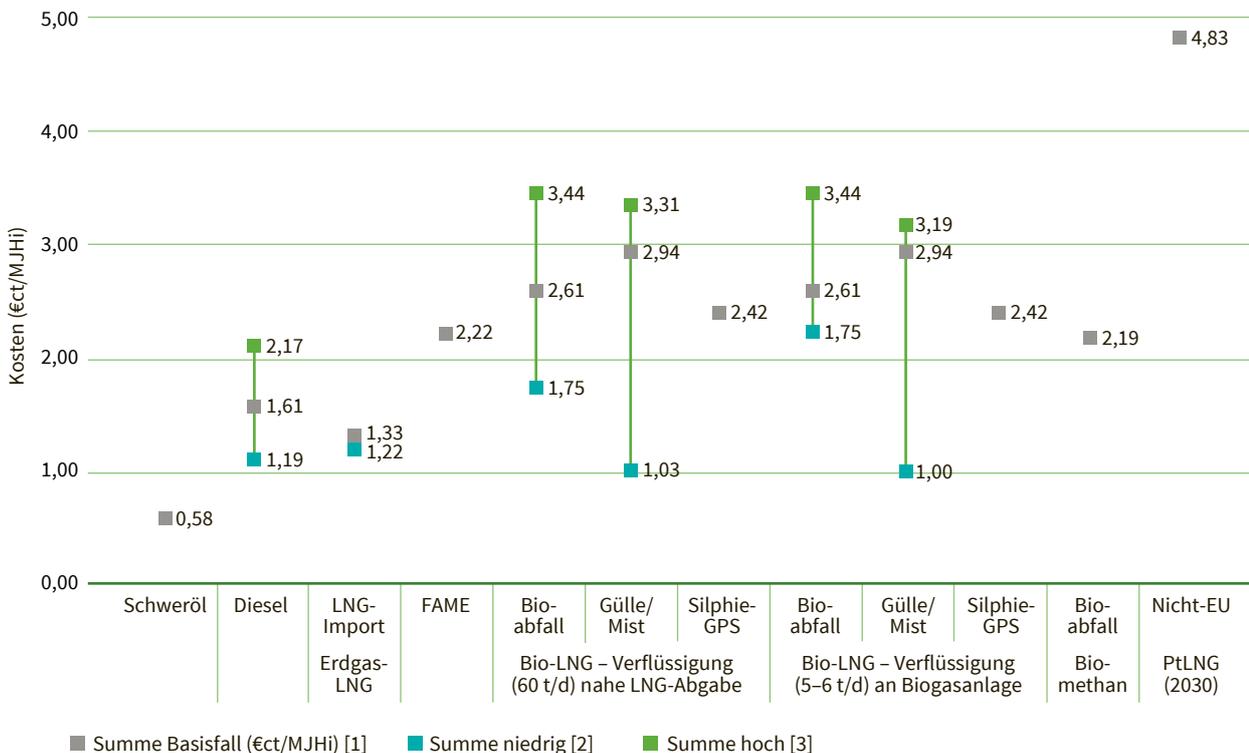
4.1 Kraftstoffbereitstellungskosten

Die Bereitstellungskosten für unterschiedliche Kraftstoffe, die heute und bis 2030 im Straßenschwerlastverkehr (40 t) und in der Schifffahrt eingesetzt werden können, hängen von vielen Faktoren ab. Bei fossilen Kraftstoffen beeinflussen neben den Förder- und Transportkosten insbesondere auch die globale Angebots- und Nachfragesituation den Preis an der Abgabestelle. Bezogen auf den Energieinhalt war Diesel in den vergangenen zehn Jahren fast immer teurer als LNG, das bei 1,22 ct/MJ (LNG-Import) bzw. 1,33 ct/MJ (Gaspipeline und lokale Verflüssigung) liegt. Die betrachteten erneuerbaren Kraftstoffe erstrecken sich über die heute industriell verfügbaren sowie hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit bis 2030 vielversprechenden Optionen. Das sind in der Schifffahrt und im Lkw-Bereich Biodiesel und Bio-LNG. Für den Einsatz von Wasserstoff gibt es noch keine Schiffe (DNV-GL 2018), im Straßenverkehr laufen erste Pilotprojekte für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen-Lkw. Bei Lkw ist auch komprimier-

tes Biomethan zu berücksichtigen, das aufgrund der geringeren Energiedichte für kürzere Transportdistanzen zum Einsatz kommen kann.

Biodiesel (FAME) kann u. a. aus heimischem Raps als auch aus Altspisefetten und -ölen erzeugt werden. Die Bereitstellungskosten sind mit rund 2,22 ct/MJ relativ gering. Bei Bio-LNG variieren die Bereitstellungskosten je nach Substratkonzept und den damit einhergehenden Substratkosten bzw. den Erlösen für die Entsorgung von Gülle oder Bioabfällen. Im Basisfall (500 Nm³/h Aufbereitungskapazität) wurden für Bioabfälle Entsorgungserlöse von 35 €/t und für Gülle von 0 €/t angenommen. Regional können diese Erlöse höher ausfallen und die Bereitstellungskosten von 2,61 ct/MJ bzw. 2,94 ct/MJ auf unter 2 ct/MJ verringern. Bei der Durchwachsenen Silphie werden keine vergleichbaren Abweichungen erwartet und Kosten von 2,42 ct/MJ angesetzt.

Abb. 4: Well-to-Tank-Kraftstoffkosten



[1] Basisfall | Bioabfall: 35 €/t Entsorgungserlös; Gülle: 0 €/t Entsorgungserlös, 500 Nm³/h Biogaskapazität
 [2] Niedrig | Bioabfall: 50 €/t Entsorgungserlös; Gülle: 5 €/t Entsorgungserlös, 1.000–6.500 Nm³/h Biogaskapazität
 [3] Hoch | Bioabfall: 20 €/t Entsorgungserlös; Gülle: 0 €/t Entsorgungserlös, 250 Nm³/h Biogaskapazität

Bei einer Erweiterung von bestehenden Biogas- bzw. Biogaseinspeiseanlagen können gegenüber einem Neubau geringere Kapitalkosten angesetzt werden. Die Ausgangsvoraussetzungen sind je nach Bauart der Fermenter, Silos und Gärrestlager sowie dem Substratkonzept sehr unterschiedlich. Wird von einer Bandbreite von 10 bis 50 % geringeren Kapitalkosten ausgegangen, lassen sich die Bereitstellungskosten bei der durchgewachsenen Silphie zwischen 1 und 9 % gegenüber einem Neubau verringern.

Die Bereitstellungskosten für die Verflüssigung nahe dem Biogasanlagenstandort (5–6 t LNG pro Tag) unterscheiden sich nur geringfügig von einer vergleichsweise größeren Verflüssigung (60 t LNG pro Tag) in der Nähe des LNG-Tanklagers. Die Kosten für eine Verflüssigung des Biogases entfallen bei komprimiertem Biomethan. Der Aufwand für die Komprimierung zu Bio-CNG fällt vergleichsweise geringer aus, weshalb die Bereitstellungskosten von Bio-CNG niedriger sind als bei den entsprechenden Bio-LNG-Konzepten.

Bei den Produktionskosten von strombasierten Kraftstoffen sind noch erhebliche Lernkurveneffekte und damit verbundene

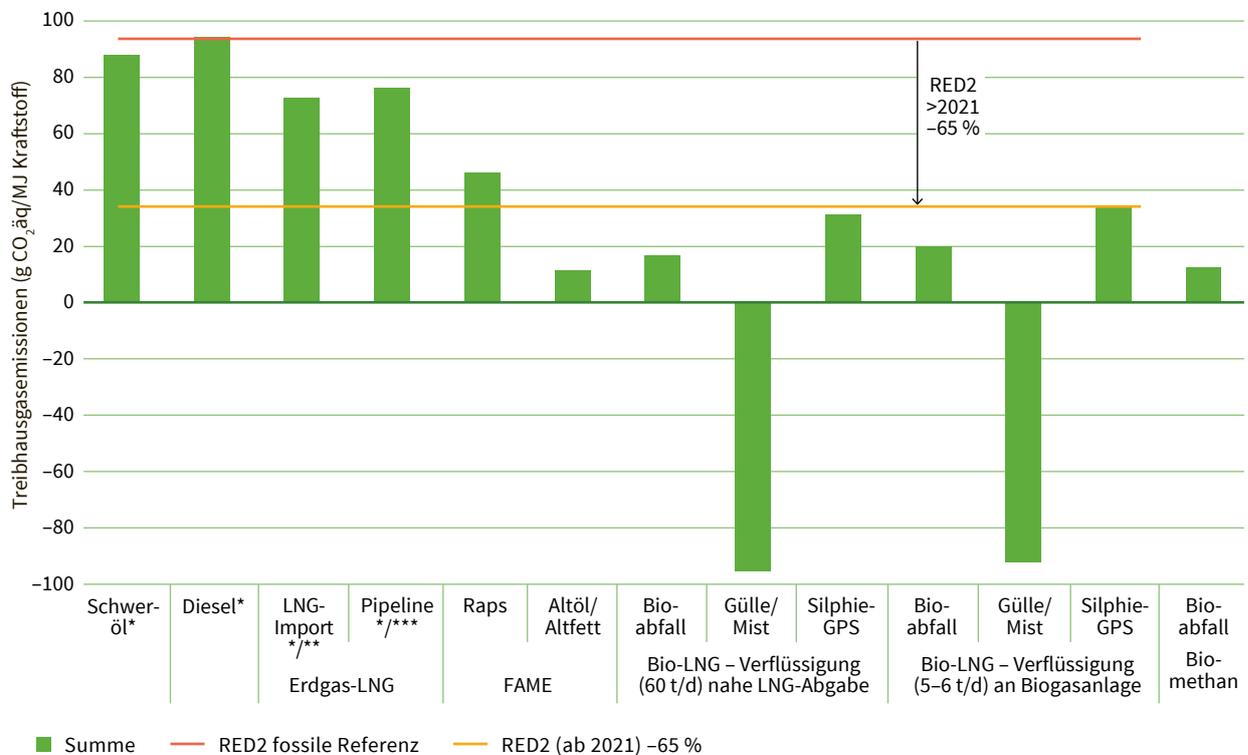
Kostensenkungspotenziale zu erwarten. Im Unterschied zu den biogenen Pfaden wurden daher PtLNG-Bereitstellungskosten für das Jahr 2030 hinzugezogen. Jedoch liegen diese auch bei Importen aus Regionen (Nicht-EU-Ausland) mit relativ niedrigen Gesteungskosten für erneuerbaren Strom mit 4,83 ct/MJ PtLNG deutlich über denen von vergleichbaren biogenen Kraftstoffen (ewi 2018).

Für den Straßengüterfernverkehr werden zudem auch Oberleitungshybrid-Lkw (OH-Lkw) auf ersten Teststrecken erprobt. Für einen erfolgreichen Markthochlauf muss das „Henne-Ei-Problem“ zwischen Infrastrukturaufbau und der Anzahl der Fahrzeuge gelöst werden und ein europäischer abgestimmter Ausbau der Infrastruktur erfolgen (dena 2018a). Eine tiefer greifende Betrachtung erfolgt daher hier nicht.

4.2 Treibhausgasemissionen

Die Berücksichtigung von THG-Emissionen von erneuerbaren Kraftstoffen erfolgt im Verkehr in unterschiedlicher Weise. In der internationalen Systematik wird die Berechnung von

Abb. 5: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen nach RED2-Methode (Berechnungen von LBST)



*für alle fossilen Kraftstoffe wurde der aktuelle EU-Mix und ein Transport über 4.000 km per Schiff zum Terminal und Weitertransport über 400 km per Pipeline zur Raffinerie angesetzt.

** für den Transport von LNG wurden 4.000 km Transport per Schiff und 500 km per Lkw angenommen.

*** für den Transport von Erdgas wurden 4.000 km Fernleitungstransport und 500 km Gasverteilung angenommen.

Quelle: Berechnungen von LBST

THG-Emissionen anhand einer Tank-to-Wheel-(TTW-)Methode vorgenommen. Das bedeutet, dass die mit der Erzeugung des Fahrzeugs und der Bereitstellung von Energieträgern verbundenen Emissionen nicht dem Verkehr zugeordnet werden. Die Methode der RED2 hingegen basiert auf einem Well-to-Tank-(WTT-)Ansatz. Die bis zur Vertankung des Kraftstoffes erfolgten THG-Emissionen müssen demnach erhoben werden. Die nachfolgenden THG-Emissionen basieren auf dem WTT-Ansatz nach RED2.

Alle biogenen Kraftstoffe müssen im Vergleich zum fossilen Referenzwert ab 2021 mindestens eine THG-Minderung von 65 % aufweisen. Für Kraftstoffe aus Bestandsanlagen beträgt dieser Wert 60 bzw. 50 %. Für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, wie z. B. PtLNG oder PtH₂, ist eine THG-Minderung von mindestens 70 % verpflichtend. Im Durchschnitt betrug die THG-Minderung aller Biokraftstoffe, die in 2017 auf die THG-Quote angerechnet wurden, 81 % (BLE 2018).

Unter der Annahme der besten verfügbaren Technik bezüglich der Minimierung von Methanverlusten weist fossiles LNG aus der konventionellen Erdgasförderung rund 20 % geringere THG-Emissionen als die fossile Referenz auf. Die THG-Minderung von Biodiesel (FAME) aus Altspeisefetten und -ölen erreicht nahezu 90 %. Gülle schneidet bei Bio-LNG am besten ab, da durch die Güllevergärung Methanemissionen vermieden und den THG-Emissionen gutgeschrieben werden. Bioabfälle und Reststoffe besitzen ebenfalls eine hohe THG-Minderung von rund 80 %. Der Anbau von mehrjährigen Pflanzen wie der Durchwachsenen Silphie hat in Bezug auf die THG-Emissionen den Vorteil, dass über den Anbauzyklus betrachtet weniger Dünger eingesetzt werden muss. Bio-LNG, welches aus der Durchwachsenen Silphie erzeugt wurde, erreicht eine THG-Minderung von rund 65 %. Durch eine Mischung mit Gülle oder anderen landwirtschaftlichen Reststoffen kann die THG-Minderung so verbessert werden, dass die Grenzwerte auf jeden Fall eingehalten werden.

Die Kapazität der Verflüssigungsanlage kann sich ebenfalls auf die resultierenden THG-Emissionen auswirken, da der spezifische Strombedarf bei größeren Verflüssigungsanlagen niedriger ist. In den betrachteten Anlagenkonzepten führt dies dazu, dass Bio-LNG aus der kleineren Verflüssigungsanlage ungefähr 3 g CO₂ äq höhere Emissionen pro MJ hat. Der Einsatz von erneuerbarem Strom als Hilfsstrom für den Betrieb der Biogas- und Verflüssigungsanlage kann die THG-Emissionen von Bio-LNG signifikant senken, und das bei nur marginalen Mehrkosten. Ein darüber hinausgehender Einsatz von PtH₂ in Verbindung mit einer biologischen oder katalytischen Verarbeitung der CO₂-Überschüsse aus der Biogasanlage kann den Methanertrag aus biogenen Quellen um etwa ein Drittel erhöhen.

Bei komprimiertem Biomethan fehlen die mit der Verflüssigung verbundenen THG-Emissionen, wodurch dieses insgesamt eine etwas bessere THG-Bilanz als Bio-LNG aus vergleichbaren Substraten hat.



> 80% 

beträgt die THG-Minderung von Bio-LNG aus Rest- und Abfallstoffen.

4.3 THG-Minderungskosten

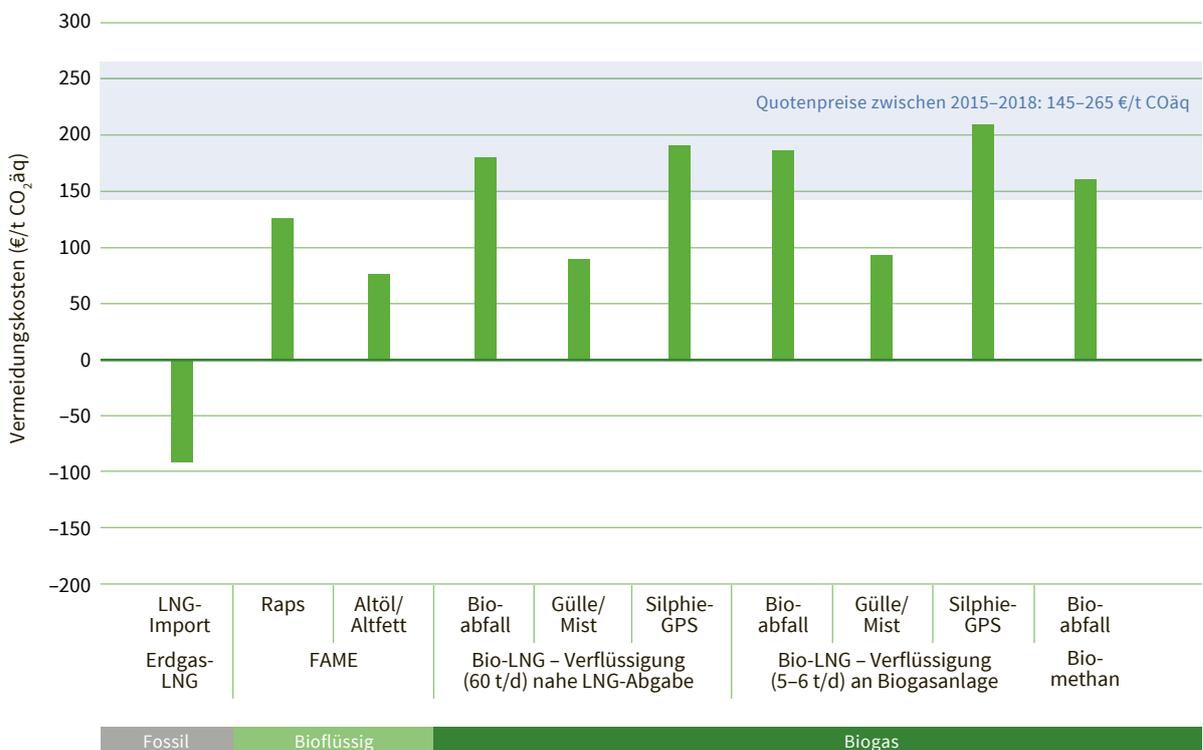
Für die Erfüllung der THG-Quote sind THG-Minderungskosten eine wichtige Kennzahl. Im Rahmen der THG-Quote werden diese durch das Verhältnis der Treibhausgasreduzierung (erneuerbarer Kraftstoff zu fossilem Referenzwert) zu den Kraftstoffdifferenzkosten (erneuerbarer Kraftstoff zu fossilem Substitut) bestimmt. Die dargestellten THG-Minderungskosten erstrecken sich über Kraftstoffe, die im Straßenschwerlastverkehr und in der Schifffahrt bis zum Jahr 2030 in relevanten Mengen eingesetzt werden können. Die Erfüllung der THG-Quote wird gegenwärtig überwiegend erfüllt von Biodiesel mit einem Anteil von 70,7 %, gefolgt von Bioethanol (26,5 %), Biomethan (1,4 %) und hydrierten Pflanzenölen (Hydrotreated Vegetable Oil HVO) mit 1,2 % im Jahr 2017 (BLE 2018). Wobei Bioethanol im Schwerlastverkehr keine Relevanz besitzt.

Fossiles LNG weist die niedrigsten THG-Minderungskosten auf, jedoch ist die spezifische THG-Minderung vergleichsweise gering. Mit rund 75 €/t CO₂äq sind auch die THG-Minderungskosten von Biodiesel aus Altspesiefetten und -ölen sehr niedrig. Allerdings sind die Potenziale begrenzt, sodass trotz der viel höheren THG-Minderungskosten von Biodiesel aus Raps der Anteil am Biodiesel unter 50 % liegt (BLE 2018).

Bei Bio-LNG weisen die Konzepte mit Gülle/Mist die niedrigsten THG-Minderungskosten auf, was vor allem auf die hohe THG-Minderung zurückzuführen ist. Die THG-Minderungskosten von Bio-LNG auf Basis von Bioabfall und der Durchwachsenen Silphie unterscheiden sich nur geringfügig und liegen im Bereich zwischen 180 €/t CO₂äq und 210 €/t CO₂äq. Attraktiv ist zudem der Einsatz von erneuerbarem Strom als Hilfsenergie für den Betrieb der Biogasanlage sowie der Verflüssigung. Durch die damit verbundene THG-Verringerung bei nur geringen Mehrkosten gegenüber den Basisfällen verringern sich die THG-Minderungskosten nochmals um ca. 10–15 %. Da bei Biomethan die Kapital- und Energiekosten für die Verflüssigung wegfallen, sind die THG-Minderungskosten niedriger als bei vergleichbaren Bio-LNG-Anlagenkonzepten. Im Fall von Biomethan aus Bioabfällen sind es 150 €/t CO₂äq.

Die THG-Minderungskosten aller Bio-LNG-Konzepte bewegen sich somit in der Spanne der Quotenpreise von 145–265 €/t CO₂äq, die zur Erfüllung der THG-Quote zwischen 2015 und 2018 zu beobachten war (STX Services 2019). Es ist somit für quotenverpflichtete Unternehmen deutlich günstiger, erneuerbare Kraftstoffe einzusetzen, als die Ausgleichsabgabe in Höhe von 470 €/t CO₂äq für eine Unterschreitung der THG-Quote zu entrichten.

Abb. 6: THG-Minderungskosten



Quelle: Berechnungen nach LBST und dena

5

Maßnahmen für den Markthochlauf

5.1 THG-Quote: nicht das einzige, aber das wichtigste Instrument

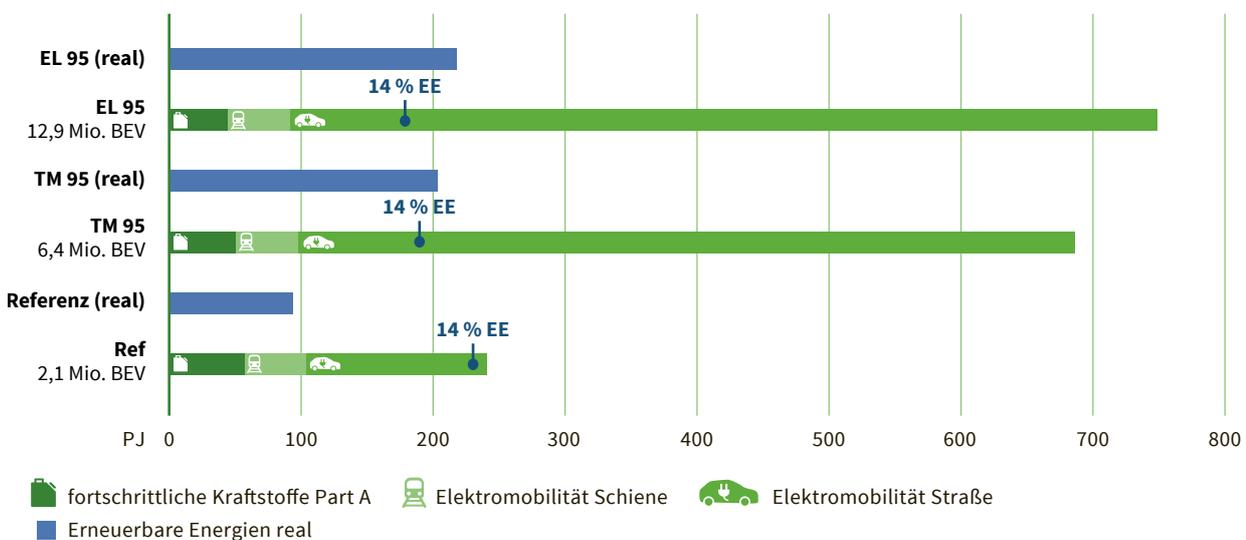
5.1.1 RED2 setzt wichtige Impulse zur Weiterentwicklung der THG-Quote

Der Mechanismus der THG-Quote hat seit der Einführung im Jahr 2015 zu einer Verbesserung der durchschnittlichen THG-Vermeidung von Biokraftstoffen von 70 auf 81 % und einer Erhöhung des Anteils von Rest- und Abfallstoffen auf rund 30 % beigetragen (BLE 2018). Für die Implementierung der verkehrsbezogenen Vorgaben der RED2 in nationales Recht ist die THG-Quote daher gut geeignet. Das Ziel der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 14 % des Endenergieverbrauchs im Verkehr wird jedoch nicht den notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis 2030 anreizen. Bereits mit dem Referenzszenario der dena-Leitstudie (dena 2018) wären 14 % erneuerbare Energien aufgrund der Mehrfachanrechnung von Elektromobilität und fortschrittlichen Kraftstoffen nach der RED2 erreichbar. Die absolute Menge erneuerbarer Energien im Verkehr würde allerdings um rund 20 % gegenüber dem heutigen Stand sinken (siehe Abbildung 7).

5.1.2 THG-Quote dynamisch entsprechend dem Ausbau der Elektromobilität anpassen

Bei der zukünftigen Ausgestaltung der THG-Quote legt die RED2 die Nachhaltigkeitsstandards für Biokraftstoffe und den Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen (Teil A, Anhang IX) fest. Für die Festlegung der Höhe der THG-Quote empfiehlt sich allerdings eine Orientierung an der bis 2030 anvisierten THG-Minderung im Verkehrssektor, die zusätzlich durch erneuerbare Kraftstoffe und den Ausbau der Elektromobilität erreicht werden kann. Dabei muss darauf geachtet werden, dass der Ausbau der Elektromobilität nicht auf Kosten der bereits durch Biokraftstoffe erzielten THG-Minderung erfolgt. Dies könnte dadurch realisiert werden, dass der Zubau der Elektromobilität bei der Anpassung der Quotenhöhe so berücksichtigt wird, dass gleichzeitig eine Erhöhung des Biokraftstoffvolumens bewirkt wird. Die THG-Quote müsste folglich dynamisch an die Entwicklung der Elektromobilität angepasst werden. Dadurch würde sowohl für die Quotenverpflichteten als auch für die Produzenten von Biokraftstoffen Planungs- und Investitionssicherheit hergestellt.

Abb. 7: Vergleich zwischen Erreichung des RED2-Ziels und realem Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehr in 2030 in Abhängigkeit der Entwicklung der Elektromobilität nach Szenarien der dena-Leitstudie



Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung auf Basis Szenarien dena-Leitstudie

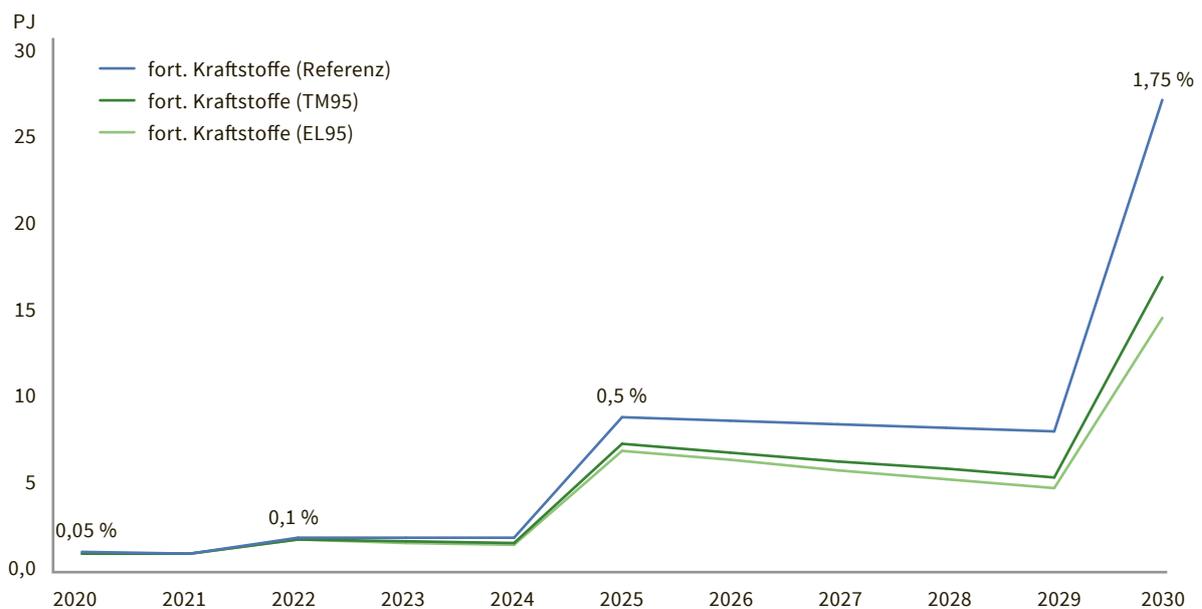
5.1.3 Bio-LNG ist wichtiger Baustein zur Steigerung fortschrittlicher Kraftstoffe

Der durch die RED2 festgelegte Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen wird entscheidend zur Erhöhung des Anteils von biogenen Rest- und Abfallstoffen beitragen. Da viele der in Anhang IX Teil A der RED2 definierten Substrate schon in signifikanten Mengen in Biogasanlagen eingesetzt werden, ist die Aufbereitung dieser Substrate zu Biomethan und Bio-LNG technisch realisierbar. In geringen Mengen (<100 TJ/a) werden fortschrittliche Kraftstoffe aus Bioabfällen und Klärschlämmen auf die THG-Quote angerechnet (BLE 2018). Der zukünftige Mindestbedarf an fortschrittlichen Kraftstoffen wird stark von der Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr und der Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe (siehe Vorgaben RED2 in Abbildung 8) abhängig sein. Legt man die Szenarien der dena-Leitstudie zugrunde, bewegt sich dieser zwischen 14 und 27 PJ in 2030. Das Potenzial an fortschrittlichen Kraftstoffen (168–218 PJ) sowie der erwartete LNG-Korridor (35–117 PJ) sind ausreichend, um diesen Bedarf ausschließlich mit Bio-LNG zu decken. Vor dem Hintergrund, dass nur wenige fortschrittliche Kraftstoffe heute bereits Marktreife erlangt haben (Maniatis et al. 2017), kommt Bio-LNG und Biomethan zur Erreichung des Unterziels von fortschrittlichen Kraftstoffen eine wichtige Bedeutung zu.

5.1.4 THG-Quote ermöglicht Einstieg von erneuerbaren Kraftstoffen im Schiffsverkehr

In der Schifffahrt werden bislang keine erneuerbaren Kraftstoffe eingesetzt. Außerhalb der ECA-Zone ist es sogar üblich, mit Schweröl zu fahren. Die Anrechnung von Biokraftstoffen, die in der Schifffahrt eingesetzt werden, mit dem Faktor 1,2 ist daher ein erster Versuch, erneuerbare Kraftstoffe in der europäischen Schifffahrt zu etablieren. Bio-LNG eignet sich hierfür insbesondere, weil es im Vergleich zu konventionellen Schiffskraftstoffen über ein hohes THG-Minderungspotenzial verfügt und deutlich niedrigere Partikel- und Schwefeldioxidemissionen verursacht. Damit erste Schritte zur THG-Vermeidung in der Schifffahrt flankiert werden, sollten erneuerbare Kraftstoffe in der Binnen- und Seeschifffahrt mit dem Faktor 1,2 auf die THG-Quote der Quotenverpflichteten angerechnet werden.

Abb. 8: Entwicklung Bedarf fortschrittlicher Kraftstoffe in Abhängigkeit des zukünftigen Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehr (auf Basis von Szenarien der dena-Leitstudie) und der Unterquote nach RED2 in PJ



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis Szenarien dena-Leitstudie



5.2 Lkw-Maut um THG-Komponente ergänzen

Die bis einschließlich 2020 geltende Mautbefreiung für emissionsarme Lkw (Gas- und Elektro-Lkw) trägt zur positiven Absatzentwicklung von LNG-Lkw bei. Um neben den Umwelt- zukünftig auch die Treibhausgasvorteile zu berücksichtigen, sollten die Mautgebühren um eine THG-Komponente erweitert werden. Damit diese THG-Komponente einen Anreiz zum Einsatz von erneuerbaren Energien (erneuerbarem Strom bei Elektro-Lkw und erneuerbaren Kraftstoffen für Verbrennungsmotoren) bietet, muss sie ausreichend hoch dimensioniert werden. Das heißt, die THG-Minderung muss deutlich über dem Wert liegen, der mit emissionsarmen, fossilen Kraftstoffen erreicht werden kann. Zum anderen muss die damit verbundene Mautreduzierung so hoch sein, dass sich der erforderliche administrative Aufwand für Spediteure lohnt. Die Nachweise zur Verringerung von THG-Emissionen durch den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen könnten analog zur THG-Quote über das Hauptzollamt (Biokraftstoffquotenstelle) erfolgen. Die Nachhaltigkeitsanforderungen an die erneuerbaren Kraftstoffe müssten denen der RED2 entsprechen.

Eine THG-bezogene Mautreduzierung könnte beispielsweise in Höhe von 5 ct/km gewährt werden, wenn die THG-Minderung gegenüber Diesel mindestens 50 % beträgt. Um einen Fadenriss bei den Neuzulassungen von emissionsarmen Lkw zu vermeiden, sollte die Mautbefreiung für emissionsarme Lkw bis zur Einführung einer THG-Komponente fortgeführt werden.

5.3 Bio-LNG könnte zur Einhaltung der CO₂-Grenzwerte für neue schwere Lkw genutzt werden

Wie bei Pkw werden zukünftig auch für neu zugelassene schwere Lkw Grenzwerte für den maximalen durchschnittlichen CO₂-Ausstoß (Tank-to-Wheel) festgelegt. 2025 muss der durchschnittliche CO₂-Ausstoß von neuen schweren Lkw 15 % niedriger als 2019 sein. In 2030 wird dieser Wert auf 30 % angehoben. Bei Nichterfüllung müssen die Fahrzeughersteller Strafen zahlen. Einen Vorschlag zur Anrechnung erneuerbarer gasförmiger und flüssiger Kraftstoffe auf diese CO₂-Grenzwerte soll die Europäische Kommission bis Ende 2022 vorlegen. Die Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED2 wäre unbedingt erforderlich (Europäischer Rat 2019).

Im Zusammenhang mit der Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen auf die CO₂-Grenzwerte für schwere Lkw wäre der Vorteil von Bio-LNG, dass es unbegrenzt beigemischt werden kann. Wenn also Elektro-Lkw und flüssige erneuerbare Kraftstoffe noch nicht im nötigen Umfang wirtschaftlich verfügbar sind, kann dies durch einen entsprechend hohen Anteil von Bio-LNG ausgeglichen werden. Erreicht ein Fahrzeughersteller in 2030 durchschnittlich 25 % CO₂-Minderung, dann könnte er die fehlenden 5 % je nach Anteil der LNG-Lkw an den Neuzulassungen durch einen Bio-LNG-Anteil von 16 bis 63 % am Kraftstoffverbrauch der Lkw erreichen.

Tab. 3: Notwendige Beimischung von Bio-LNG in Abhängigkeit der Verfehlung des CO₂-Flottendurchschnitts und des Anteils von LNG-Lkw an den Neuzulassungen in 2030

Anteil LNG-Lkw an Neuzulassungen	10 %	20 %	30 %	40 %
Fehlende CO₂-Minderung				
5 %	63 %	31 %	21 %	16 %
10 %		63 %	42 %	31 %

Quelle: eigene Berechnungen

5.4 Bio-LNG-Produktion mittels Marktanreizen beschleunigen

Die zuvor beschriebenen Maßnahmen sind mit einigen Unsicherheiten verbunden, weshalb nur einzelne Pläne für Bio-LNG-Anlagen bekannt sind. Um dennoch die Marktentwicklung rechtzeitig anzukurbeln und die Investitionsrisiken für die Pioniere zu verringern, sollte kurzfristig ein befristetes Markteinführungsprogramm aufgelegt werden. Dieses könnte durch einen Investitionszuschuss für die Verflüssigung von Biomethan und synthetischem LNG erfolgen. Alternativ ist auch eine zeitlich und mengenmäßig begrenzte Ausschreibung von Bio-LNG-Produktionsmengen denkbar.



5.5 Befreiung von der EEG-Umlage schafft Level-Playing-Field für erneuerbares LNG aus Deutschland

Die Elektrolyse von Wasserstoff, aber auch die Verflüssigung von Biomethan und synthetisch aus erneuerbaren Energien erzeugtem Methan sind stromintensiv. Die Stromkosten von Bio-LNG liegen je nach Anlagenkonzept und Aufbereitungstechnologie zwischen 8 und 18 %. Davon macht die EEG-Umlage – ähnlich wie bei PtG-Anlagen – nahezu 50 % der Kosten aus (dena 2018b). Das bedeutet, die Erzeugungskosten von Bio-LNG könnten um ca. 4 bis 9 % verringert werden, wenn Bio-LNG-Anlagen nicht als Letztverbraucher, sondern als Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen definiert würden. Bei PtG-Anlagen wäre die Kostenreduktion durch eine Befreiung von der EEG-Umlage deutlich höher.

Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit einer heimischen Produktion von erneuerbarem LNG in Zukunft sicherzustellen, sollte die Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen von der EEG-Umlage befreit werden.

4–9% 

Die Erzeugungskosten von Bio-LNG könnten um ca. 4 bis 9 % verringert werden, wenn Bio-LNG-Anlagen nicht als Letztverbraucher, sondern als Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen definiert würden.

5.6 Eine Verdopplung des Volumens von Biokraftstoffen ist möglich

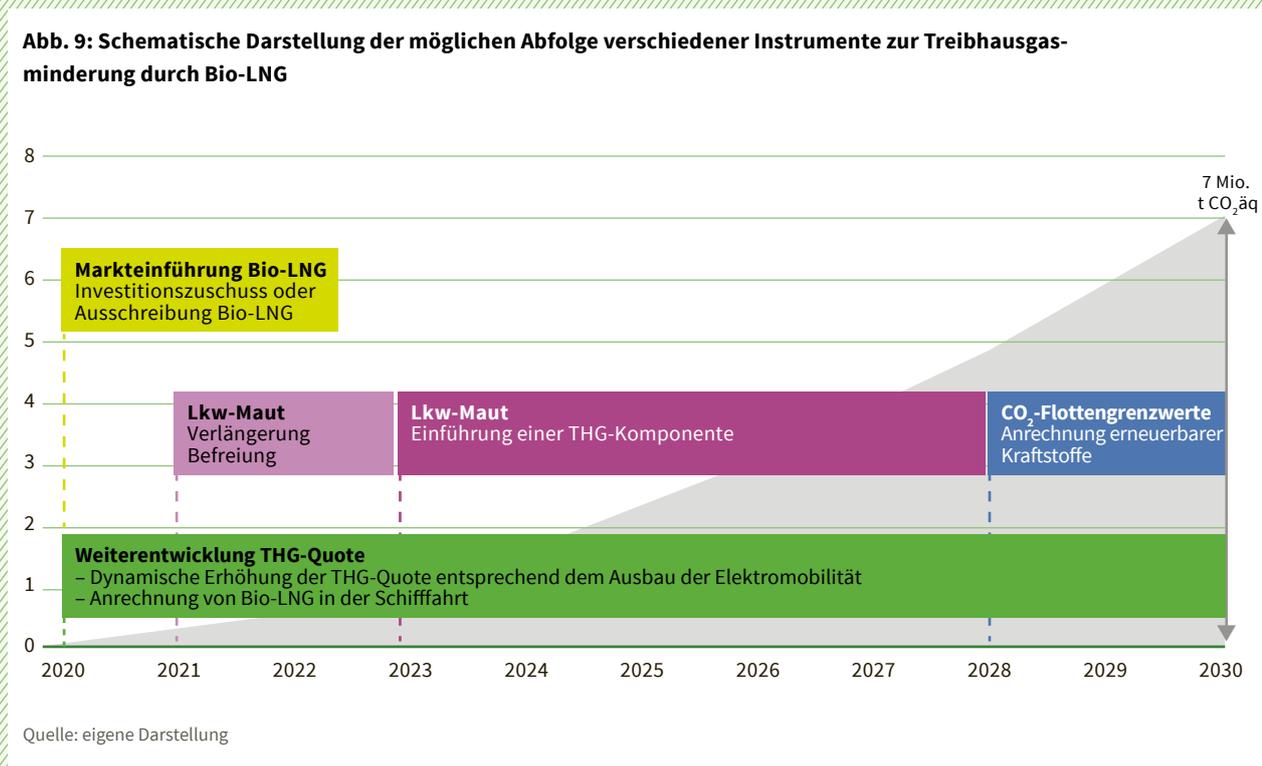
Um im Verkehrssektor die Treibhausgasemissionen um rund 69 Mio. t CO₂äq bis 2030 zu senken, muss ein umfassendes Bündel an Maßnahmen ergriffen werden. Von der Verkehrsverlagerung über die Digitalisierung bis hin zur Förderung von alternativen Antrieben und erneuerbaren Kraftstoffen. Eine Verdopplung des Volumens von erneuerbaren Kraftstoffen auf rund 220 PJ ist durch die Mobilisierung der vorhandenen Biogaspotenziale und den Einsatz von Bio-LNG realisierbar. Dadurch könnten 7 Mio. t CO₂äq zusätzlich bis 2030 eingespart werden. Zudem könnte der Anteil von Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen gegenüber dem heutigen Stand deutlich erhöht, die lokalen Emissionen verringert und die regionale Wertschöpfung gesteigert werden.

Es gibt mehrere vielversprechende Ansätze, wie der Einsatz von Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen in den kommenden Jahren gesteigert werden kann. Die THG-Quote ist dabei das wichtigste Instrument, weil es sich um einen bewährten und technologieoffenen Mechanismus handelt, der kurzfristig angepasst werden kann. Die THG-Quote setzt dabei Anreize, Biokraftstoffe mit einer hohen THG-Vermeidung zu verwenden.

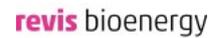
Darüber hinaus kann sie dazu genutzt werden, erneuerbare Kraftstoffe im Schiffs- und Flugverkehr zu etablieren, wo es bisher keine effektiven Anreize für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen gibt.

Um die Entwicklung von Bio-LNG in Gang zu setzen, benötigen Investoren und Akteure Planungssicherheit. Mit einem Investitionszuschuss für den Bau von Bio-LNG-Anlagen oder einer auf wenige Jahre befristeten Ausschreibung von Bio-LNG-Produktionsvolumen könnte die Marktentwicklung bis Mitte der 2020er-Jahre entscheidend angeschoben werden. Der Anteil von fortschrittlichen Kraftstoffen könnte dadurch beschleunigt und die Verfügbarkeit von Bio-LNG für in der Zukunft liegende Maßnahmen wie die Einführung einer THG-Komponente in der Lkw-Maut oder eine Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen auf die CO₂-Flottenziele vorbereitet werden.

Für alle Maßnahmen gilt, dass einheitliche Nachhaltigkeitsstandards für Biokraftstoffe nach RED2 gelten müssen. Weiterhin ist es wichtig, dass die Maßnahmen gut aufeinander abgestimmt sind und keine Zielkonflikte dadurch entstehen, dass unterschiedliche Akteure um dieselben limitierten Ressourcen konkurrieren.



Wir danken den Partnern der Initiative Bio-LNG:



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenarienvergleich LNG-Bedarf im Straßen- und Schiffsverkehr 2017–2030 in PJ	7
Abbildung 2: Bereitstellungskonzepte Bio-LNG	10
Abbildung 3: Erschließbare Biogas- und Methanpotenziale für die Produktion von Bio-LNG und PtLNG in 2030 bzw. 2050	11
Abbildung 4: Well-to-Tank-Kraftstoffkosten (nach Berechnungen von LBST bzw. PtLNG von ewi 2018)	13
Abbildung 5: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen nach RED2-Methode	14
Abbildung 6: THG-Minderungskosten	16
Abbildung 7: Vergleich zwischen Erreichung des RED2-Ziels und realem Ausbau erneuerbarer Energien im Verkehr in 2030 in Abhängigkeit der Entwicklung der Elektromobilität nach Szenarien der dena-Leitstudie	17
Abbildung 8: Entwicklung Bedarf fortschrittlicher Kraftstoffe in Abhängigkeit des zukünftigen Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehr in PJ	18
Abbildung 9: Schematische Darstellung der möglichen Abfolge verschiedener Instrumente zur Treibhausgasminderung durch Bio-LNG.....	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Schätzung des LNG-Absatzes im Straßenverkehr und in der Schifffahrt in 2020.....	7
Tabelle 2: Biogaspotenziale 2030 in PJ	11
Tabelle 3: Notwendige Beimischung von Bio-LNG in Abhängigkeit der Verfehlung des CO ₂ -Flottendurchschnitts und des Anteils von LNG-Lkw an den Neuzulassungen in 2030	20

Literaturverzeichnis

Amtsblatt der Europäischen Union (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

DBFZ (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan: Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Leipzig.

BLE (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017 – Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn.

Dena/LBST (2017): E-Fuels – Study: The potential of electricity-based fuels for low emission transport in the EU. Berlin, München.

Dena (2018a): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, Köln.

Dena (2018b): Power to X: Strombezug. Berlin.

Dena (2018c): LNG als alternativer Kraftstoff im Straßengüterverkehr: Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung der Marktentwicklung. Berlin.

- Dena (2018d):** Branchenbarometer Biomethan 2017/18. Berlin.
- Dena (2019):** Schätzung der LNG-Taskforce zum der Ausbau LNG-Tankstelleninfrastruktur. Mündliche Mitteilung am 29.04.2019.
- DIW (2019):** Der Beitrag von Biokraftstoffen zur Erreichung der Klimaziele 2030. Berlin.
- DNVGL (2018a):** Alternative Fuels Insight. Internet: afi.dnvgl.com, aufgerufen am 16.11.2018.
- DNVGL (2018b):** Maritime – Assessment of selected alternative fuels and technologies. Hamburg.
- DVGW (2018):** Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. Köln.
- Europäischer Rat (2019):** Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council setting CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles – Final compromise text approved by Coreper. Brüssel, 22.02.2019.
- ewi Energy Research & Scenarios GmbH (2018):** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Teil B: Gutachterbericht. Köln, Berlin.
- Fraunhofer IEE & DBFZ & DBI & dena 2019:** Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA) – Schlussbericht. Kassel, Leipzig, Berlin.
- Kraftfahrzeugbundesamt (2018):** Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019. Internet: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html?nn=644526, aufgerufen am 29.03.2019.
- Maniatis et al. (2017):** Building up the future: Sub group on advanced biofuels. Luxembourg.
- Mekel et al. (2017):** Potenzialanalyse: LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste unter Betrachtung besonders geeigneter Standorte.
- NGVA (2017):** Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas. Brussels.
- NOW (2019):** Schriftliche Mitteilung zum Stand der LNG-Tankstellen und Förderbescheide für LNG-Lkw. Per Mail am 01.04.2019.
- Schmidt (2019):** Hydrogen from electrolysis as a key element in PtX pathways – Scenarios for massive scale-up. Präsentation im Rahmen der Konferenz Fuels for Future am 21.01.2019 in Berlin.
- Schubert et al. (2019):** Verkehrsverflechtungsprognose 2030 Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Flugverkehrs. Freiburg, München, Aachen, Essen.
- Shell (2019):** Verflüssigtes Erdgas – Neue Energie für Schiff und Lkw: Fakten, Trends und Perspektiven. Hamburg.
- STX Services (2019):** Biokraftstoffquoten 2015–2018. Schriftliche Mitteilung von STX Service am 23.04.2019.
- TLL (2018):** Leitlinie zur effizienten und umweltverträglichen Erzeugung von Durchwachsener Silphie. Jena.
- UBA (2019):** Aufbereitung Trendtabellen – Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990. Dessau.
- Zeller et al. (2011):** Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. Leipzig.

Abkürzungsverzeichnis

Bio-CNG	Komprimiertes Biomethan	MWel	Megawatt elektrisch
Bio-LNG	Verflüssigtes Biomethan	Nm³	Normkubikmeter
CNG	Compressed Natural Gas – komprimiertes Erdgas	OH-Lkw	Oberleitungshybrid-Lkw
CO₂	Kohlenstoffdioxid	PJ	Petajoule
ECA	Emission Control Area, Sonderzonen der Schifffahrt	PtCH4	Power-to-Methane
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	PtG	Power-to-Gas
FAME	Fettsäuremethylester – Biodiesel	PtH2	Power-to-Wasserstoff
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil – Hydriertes Pflanzenöl	PtLNG	Power-to-LNG
IMO	Internationale Seeschiffahrts- Organisation (IMO)	PV	Photovoltaik
LNG	Liquefied natural Gas – Flüssigerdgas	RED2	Renewable Energy Directive 2
		TEU	Twenty Foot Equivalent Unit
		THG	Treibhausgas
		TTW	Tank-to-Wheel
		WTT	Well-to-Tank

