

# LNG kann Grün!

Erneuerbares LNG – LRG  
(Liquefied Renewable Gas)



## Impressum

### *Herausgeber*

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
Technisch-wissenschaftlicher Verein

im Auftrag der Taskforce LNG für schwere Nutzfahrzeuge, einer Kooperation  
der Deutschen Energie-Agentur (dena), Zukunft ERDGAS und dem DVGW.

Josef-Wirmer-Str. 1–3  
53123 Bonn  
Tel.: +49 228 91 88-5  
Fax: +49 228 91 88-990  
E-Mail: [info@dvgw.de](mailto:info@dvgw.de)  
Internet: [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

### *Kontakt*

Dr. Dietrich Gerstein	Frederik Brandes
Tel.: +49 172 6959327	Tel.: +49 228 91 88-780
E-Mail: <a href="mailto:gerstein@dvgw.de">gerstein@dvgw.de</a>	E-Mail: <a href="mailto:brandes@dvgw.de">brandes@dvgw.de</a>

Titelfoto: shutterstock/seewhatmitchsee

# LNG kann Grün!

## 1. Grundlagen und Begriffsbestimmungen

Auf der UN-Klimakonferenz 2015 in Paris hat sich die internationale Staatengemeinschaft darauf verständigt, die Emissionen von Treibhausgasen (THG) deutlich zu reduzieren, um bis zum Jahr 2100 die durchschnittliche Erderwärmung auf 2 Grad Celsius bzw. im besten Fall auf weniger als 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Dies kann nur dann erreicht werden, wenn Energie für alle energieverbrauchenden Sektoren zukünftig weitgehend ohne Emissionen von Treibhausgasen bereitgestellt wird.

Während die THG-Emissionen in Deutschland in der Industrie, im Wärmemarkt sowie in der Energiewirtschaft in den vergangenen Jahren reduziert werden konnten, sind die Emissionen im Verkehrsbereich seit 2007/2008 wieder gestiegen, zuletzt auf 171 Mio. Tonnen in 2017. Damit hat der Verkehrssektor aktuell einen Anteil von knapp 20 Prozent an den gesamten THG-Emissionen in Deutschland.

Bei Pkw, leichten Nutzfahrzeugen (LNF) und kleineren bis mittleren Lkw sind batterieelektrische oder Brennstoffzellenantriebe technisch und mittelfristig wirtschaftlich möglich und werden eingeführt. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion von Emissionen in der Mobilität sind erneuerbare gasbasierte Kraftstoffe. Diese können dort eingesetzt werden, wo E-Mobilität oder Brennstoffzellenantriebe nicht oder nur sehr langfristig umsetzbar sind. Hierzu gehören die Schifffahrt, der Luftverkehr und der Straßengüterverkehr auf der Langstrecke.

Bereits heute wird in der Schifffahrt und bei schweren Lkw zunehmend LNG (Liquefied Natural Gas) als Kraftstoff verwendet. LNG wird durch die Verflüssigung von Erdgas hergestellt und ist ein fossiler Energieträger bzw. Kraftstoff. Aufgrund des geringen Kohlenstoffanteils und der sauberen Verbrennung von Gas können durch die Nutzung von LNG als Kraftstoff Emissionen von CO<sub>2</sub> und Luftschadstoffen gegenüber konventionellen Kraftstoffen reduziert werden.

LNG kann auch über Power-to-Gas-Verfahren (PtG) aus regenerativen Energien, Wasser und CO<sub>2</sub> synthetisch hergestellt werden (**Abb. 1a**). Synthetisches LNG ist nahezu CO<sub>2</sub>-neutral, da bei der Produktion genau die Menge CO<sub>2</sub> aus der Luft oder anderen biogenen oder industriellen CO<sub>2</sub>-Quellen hinzugefügt wird, die bei der Nutzung des Kraftstoffs wieder abgegeben wird. Eine andere Option zur Produktion von erneuer-

barem LNG ist die Umwandlung von Biomasse in Biomethan (**Abb. 1b**) und die Verflüssigung von Biometan zu BioLNG. Damit steht ein alternativer erneuerbarer Kraftstoff zur Verfügung, der mittelfristig fossile Kraftstoffe im Schwerlastverkehr und in der Schifffahrt ersetzen kann.



Abb. 1a: Power-to-Gas-Anlage



Abb. 1b: Biogasanlage

Quelle: uniper

Quelle: Achim Banck - Fotolia.com

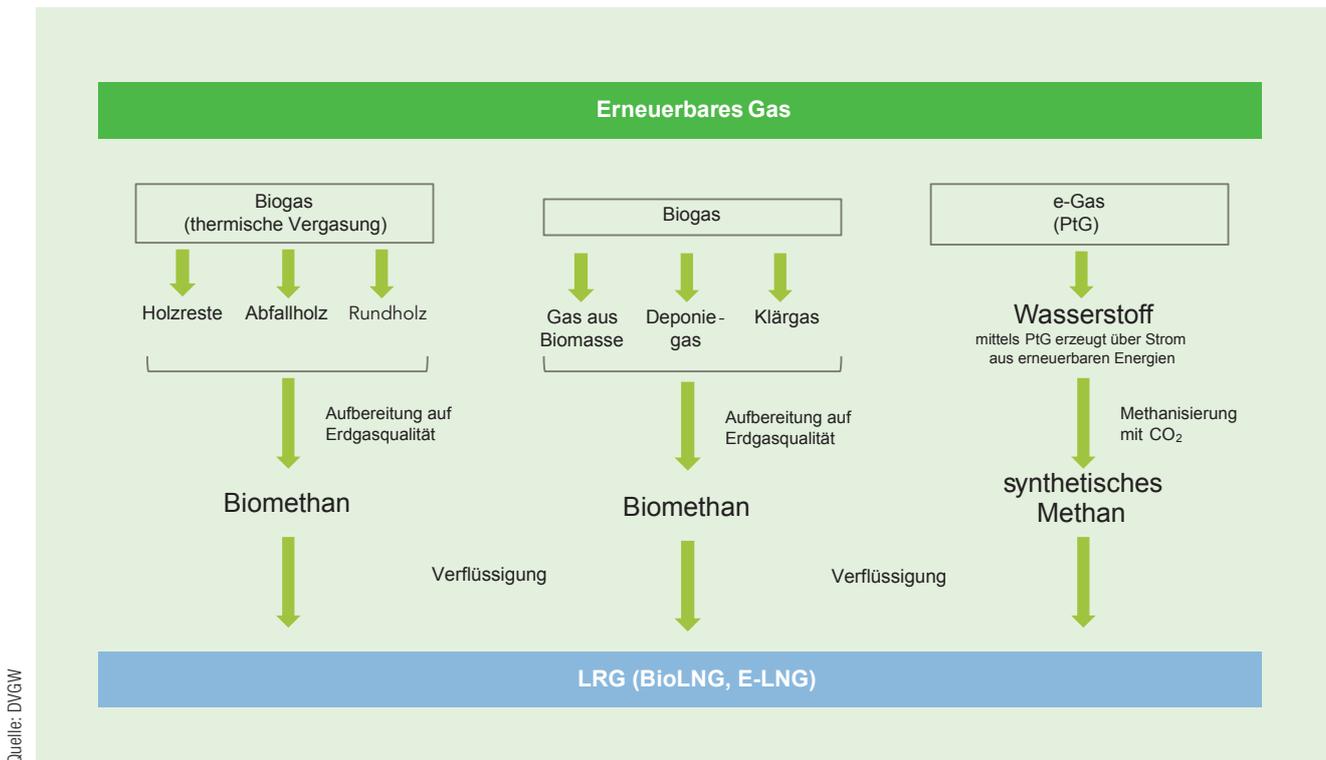


Abb. 2: Definitionen erneuerbarer Gase (Liquefied Renewable Gas, kurz LRG)

In dieser Kurzanalyse werden die Einsatzbereiche von erneuerbarem LNG in der Mobilität dargestellt und der Beitrag, den erneuerbares LNG durch die Nutzung als Kraftstoff für schwere Lkw zum Klimaschutz und zur Luftreinhaltung leisten kann, aufgezeigt.

Betrachtet wird LNG, das aus Biogasprozessen erzeugt wird. Dies wird als BioLNG bezeichnet. Wenn Biomethan am Ort der Erzeugung verflüssigt wird, entsteht BioLNG, dessen biogene Herkunft unmittelbar belegbar ist. Wird Biomethan in das Leitungsnetz eingespeist und eine Verflüssigungsanlage aus diesem Netz beliefert, kann mittels Massenbilanzierung auf Grundlage von Biogas-Zertifikaten BioLNG erzeugt werden.

Berücksichtigt wird zudem synthetisches LNG, das über PtG-Prozesse hergestellt wird. Synthetisches LNG wird auch E-LNG genannt. BioLNG und E-LNG sind erneuerbare flüssige Kraftstoffe und werden wiederum als Liquefied Renewable Gas (LRG) bezeichnet (**Abb. 2**).

## 2. Umweltbelastungen Schwerlastverkehr

Der Transport von Gütern auf der Straße hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Effizienzsteigerungen bei Antrieben und höherwertige Kraftstoffe haben spezifisch, d. h. auf das einzelne Fahrzeug und dessen Fahrleistung bezogen, zwar eine Reduzierung der Emissionen von Luftschadstoffen

und Klimagasen gebracht, die Anzahl von Lkw und die Fahrleistung sind allerdings in den letzten Jahren weiter angestiegen. Bei Emissionen von Luftschadstoffen konnten in Summe Reduzierungen erreicht werden. Bei Treibhausgasemissionen wurden erreichte Verbesserungen jedoch überkompensiert und Emissionen haben zugenommen.

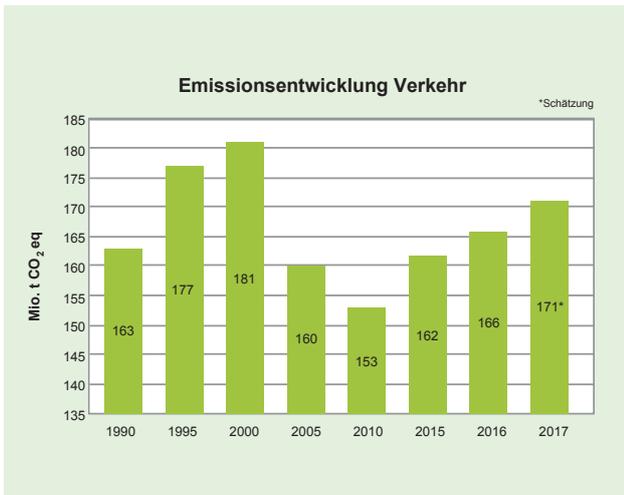
### Treibhausgasemissionen

Absolut gesehen, sind die THG-Emissionen im Verkehrsbereich insbesondere durch die Zunahme des Güterverkehrs nach einem Rückgang in den letzten Jahren auf 171 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> in 2017 angestiegen und damit weiter auf hohem Niveau (**Abb. 3**). Rückgängen im Pkw-Bereich steht ein Anstieg von THG-Emissionen bei Lkw gegenüber. Hier besteht kurzfristiger Handlungsbedarf, um dieser Entwicklung entgegenzuwirken und THG-Emissionen in diesem Verkehrssegment zu verringern.

### Luftschadstoffe

Neben der Emission von Treibhausgasen sind Ballungsräume durch die Emissionen verkehrsbedingter Luftschadstoffe wie Stickoxide und Feinstaub belastet. Hier konnten in den letzten Jahren durch optimierte Fahrzeuge und Motoren Verbesserungen erzielt und Emissionen reduziert werden, dennoch erfordern schärfere Grenzwerte und Grenzwertüberschreitungen in Ballungsräumen auch hier, zusätzliche Emissionsminderungspotenziale zu nutzen.

Quelle: BMU, Klimaschutz in Zahlen, 2018



Quelle: BMU, Klimaschutz in Zahlen, 2018

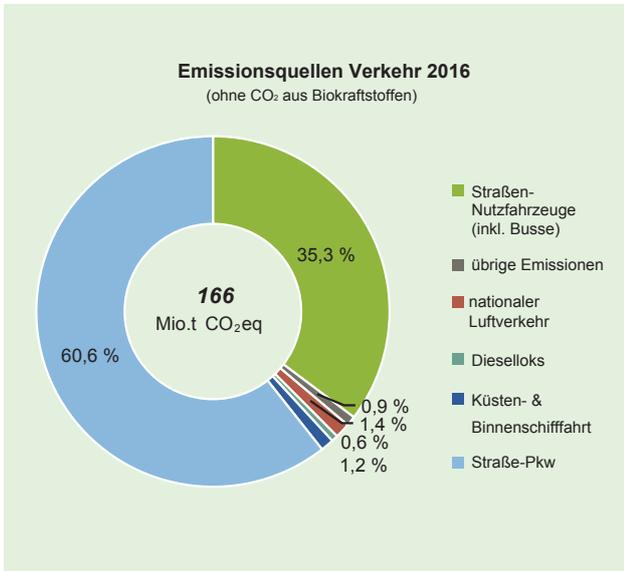


Abb. 3: Entwicklung von THG-Emissionen im Verkehrsbereich 1990 – 2017 (oben) und Emissionsquellen (unten)

Quelle: DVGW – EBI

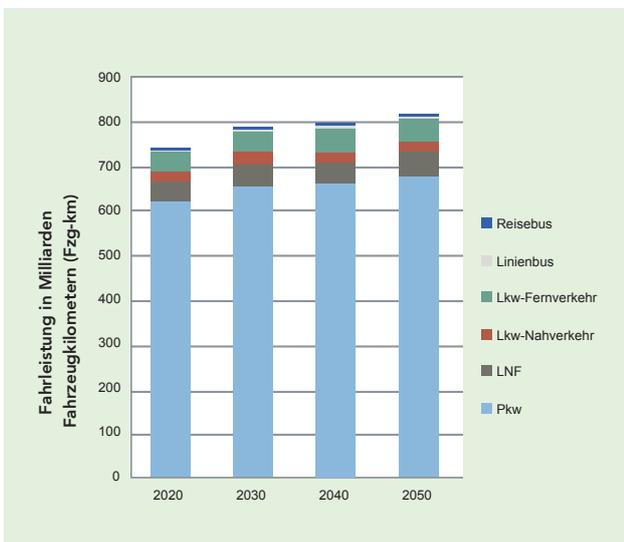


Abb. 4: Entwicklung der Verkehrsleistung

Messgrößen für die Intensität des Straßengüterverkehrs sind die Güterverkehrsleistung und die Fahrzeugfahrleistungen (**Abb. 4**). Entscheidend für Kraftstoffverbrauch und Emissionen sind die Fahrzeugfahrleistungen. Gerade bei schweren Lkw zeigen Prognosen eine deutliche Zunahme der Fahrzeugfahrleistungen im Zeitraum von 2020 bis 2050. Wenn nicht kurzfristig wirkungsvolle gegensteuernde Maßnahmen umgesetzt werden, wird es nicht gelingen, Luftschadstoffemissionen im Verkehrsbereich und hier insbesondere bei schweren Lkw mittelfristig zu reduzieren bzw. langfristig vollständig zu vermeiden.

### 3. Klimaziele Verkehrsbereich (Deutschland)

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung sieht vor, dass der Ausstoß von Treibhausgasen bis 2050 insgesamt von heute rund 900 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>eq um 80 bis 95 Prozent reduziert werden soll (**Abb. 5**). Für den Verkehrsbereich bedeutet dies, dass THG-Emissionen drastisch verringert werden müssen, wenn das 95-Prozent-Ziel erreicht werden soll.

Um dies zu erreichen, müssen zusätzlich zur Nutzung von erneuerbarem Strom in der E-Mobilität weitere alternative und erneuerbare Kraftstoffe eingesetzt werden. Mit LNG steht hier ein geeigneter Kraftstoff zur Verfügung, der bereits heute dazu beitragen kann, Emissionen zu reduzieren. Erdgas kann zukünftig zunehmend durch Biomethan oder synthetisches Gas aus PtG-Prozessen ersetzt werden, sodass mittelfristig fossiles LNG durch erneuerbares LNG im Kraftstoffmarkt ausgetauscht werden kann.

### 4. LNG Grundlagen

Zur Produktion von LNG wird Erdgas über einen Kälteprozess gekühlt. Bei Atmosphärendruck und einer Temperatur von -162 Grad Celsius geht Erdgas in die flüssige Phase über. Durch die Verflüssigung reduziert sich das Volumen des Erdgases je nach Zusammensetzung um den Faktor 570 bis 600. Die Energiedichte bezogen auf das Volumen erhöht sich entsprechend. LNG hat eine höhere Energiedichte als CNG, so dass größere Reichweiten bei Lkw möglich sind. Im Vergleich haben 1,6 Liter LNG bei einer Temperatur von -162 Grad Celsius und bei atmosphärischem Druck in etwa den gleichen Energieinhalt wie 1 Liter Dieselkraftstoff.

Als Kraftstoff wird LNG in gut isolierten Tanks am Fahrzeug in einem Temperaturbereich zwischen -148 und -125 Grad Celsius bei einem Druck von 4 bis 8 bar gespeichert. Dennoch erwärmt sich LNG über die Zeit und geht langsam wieder in die

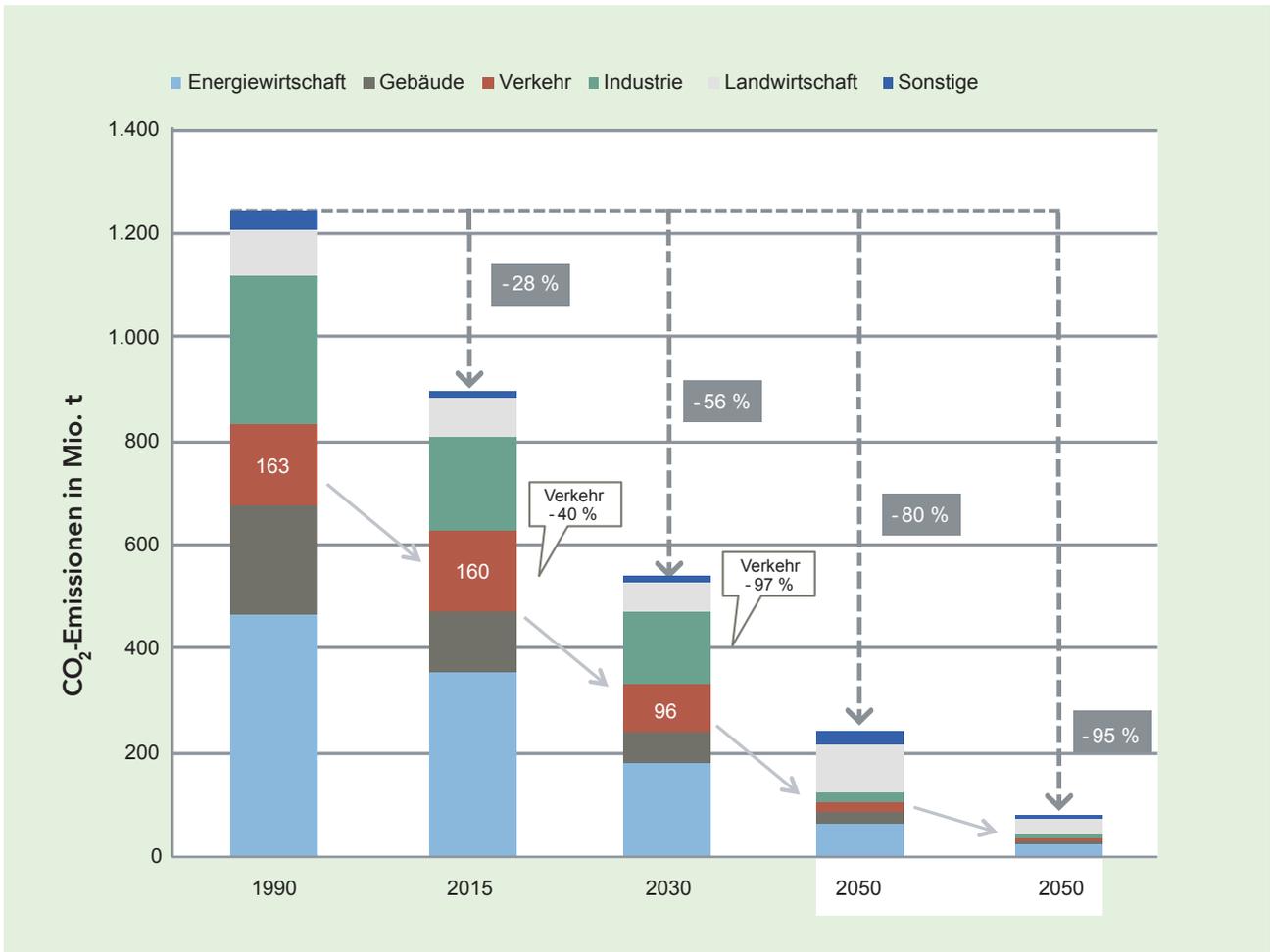


Abb. 5: Klimaziele und notwendige CO<sub>2</sub>-Reduktion zum Erreichen des 80- bzw. 95-Prozent-Ziels

gasförmige Phase über. LNG-Fahrzeuge sollten daher möglichst häufig im Betrieb sein, weshalb LNG nur als Kraftstoff für Fahrzeuge mit kontinuierlichen Fahrzeiten wie schwere Lkw, Linienbusse und andere Nutzfahrzeuge genutzt werden kann (**Tab. 1**). Für den Pkw-Bereich ist LNG als Kraftstoff nicht geeignet. Hier bieten sich in Ergänzung zur E-Mobilität Compressed Natural Gas (CNG), Compressed Renewable Gas (CRG) oder Wasserstoff an.

Während in den Niederlanden, Belgien, Spanien und in Großbritannien Mobilitätskonzepte auf Basis von LNG bereits intensiv genutzt werden<sup>1</sup>, wird LNG in Deutschland bisher nur an wenigen Tankstellen angeboten und nur in geringem Umfang als Kraftstoff eingesetzt. Aus technischer und operativer Sicht ist eine flächendeckende Nutzung von LNG als Kraftstoff jedoch auch hier vergleichsweise schnell umsetzbar, denn die Technologie für Infrastruktur und Fahrzeuge ist verfügbar.

Die Anschaffung von LNG-Lkw wird über das BMVI seit Mai 2018 finanziell gefördert<sup>2</sup>. Ein weiterer Vorteil ist, dass Erdgas geringer besteuert wird als andere fossile Kraftstoffe. 2017

wurde von der Bundesregierung die Fortsetzung des reduzierten Steuerersatzes für Erdgas als Kraftstoff bis zum Jahr 2026 beschlossen. Unterstützt wird die Einführung von LNG-Lkw

Energieträger/-quelle	Fernverkehr	Nah-/Individualverkehr
Diesel	👍	👍
LNG/LRG	👍	👎
CNG/CRG	👎👍	👍
Wasserstoff (komprimiert)	👎👍	👍
Wasserstoff (flüssig)	👍	👎

Quelle: DVGW, DBI

Tab. 1: Einsatzbereiche von LNG und LRG als Kraftstoff im Vergleich

<sup>1</sup> vergleiche "Zukunft LNG – Flüssiges Erdgas als sauberer Kraftstoff für schwere Lkw und Flottenfahrzeuge", DVGW 2016

<sup>2</sup> Richtlinie über die Förderung von energieeffizienten und/oder CO<sub>2</sub>-armen schweren Nutzfahrzeugen in Unternehmen des Güterkraftverkehrs vom 22. Mai 2018

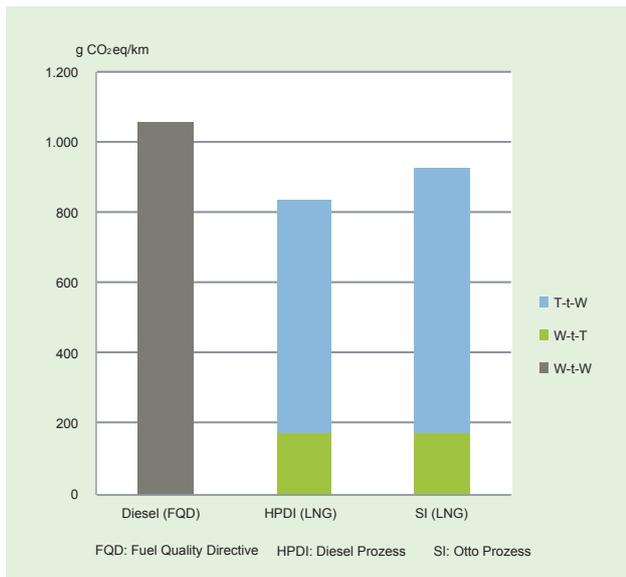


Abb. 6: THG-Emissionen bei schweren Lkw in Europa

auch durch die Befreiung von mit Erdgas (LNG, CNG) angetriebenen Lkw von der Maut. Die Befreiung von Mautzahlungen gilt seit dem 1. Januar 2019 für zunächst zwei Jahre. Damit sind wichtige politische Eckpunkte für eine verstärkte Nutzung von LNG auch in Deutschland gesetzt.

## 5. Emissionsvorteile LNG

LNG besteht zu etwa 90 Prozent aus Methan (CH<sub>4</sub>) sowie aus den höherwertigen Kohlenwasserstoffen (Ethan, Propan, Butan). Weitere Bestandteile sind geringe Mengen an Stickstoff und Spuren von Begleitstoffen, wie z. B. Sauerstoff. Methan besteht aus einem Kohlenstoff- und vier Wasserstoffatomen und hat unter den fossilen Kraftstoffen damit den geringsten Kohlenstoffanteil. Bei der Verbrennung von Methan entstehen etwa 25 Prozent weniger CO<sub>2</sub> als bei Dieselmotoren.

Eine belastbare Bewertung von Treibhausgasemissionen erfordert die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette des Kraftstoffs. Dies erfolgt über eine Well-to-Wheel-Analyse, bei der THG-Emissionen, die bei Produktion, Verteilung und Verbrennung des Kraftstoffs entstehen, berücksichtigt werden. Hierbei werden alle Treibhausgase betrachtet, d. h. zusätzlich zu CO<sub>2</sub> auch Methan und Lachgas (N<sub>2</sub>O), die entlang der Wertschöpfungskette entweichen. Methan und Lachgas werden hierbei entsprechend ihrer jeweiligen Klimawirksamkeit berücksichtigt<sup>3</sup>.

LNG-angetriebene schwere Lkw können je nach Antriebstechnologie und Bereitstellungskette THG-Einsparungen in der Größenordnung von bis zu 22 Prozent im Vergleich zum Diesel-

antrieb erreichen (Abb. 6). Im Einzelfall ergeben sich andere Werte in Abhängigkeit der LNG-Herkunft, des LNG-Produktionsverfahrens, der Tankstellen- und Lkw-Technologie sowie nach den Fahrstrecken der Lkw und dem Fahrerverhalten.

Bei der Nutzung von LNG bzw. LRG werden deutlich weniger Luftschadstoffe im Vergleich zu mit Diesel oder Benzin angetriebenen Fahrzeugen ausgestoßen (Abb. 7). Moderne Nutzfahrzeugmotoren müssen die strengen Vorgaben der Euro-VI-Abgasnorm für Luftschadstoffe erfüllen. Bei der Nutzung von LNG bzw. LRG als Kraftstoff liegen die Emissionen von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub deutlich unter den Grenzwerten der Euro-VI-Norm. Ein weiterer Effekt ist, dass Gasmotoren, die nach dem Ottoprinzip arbeiten, deutlich leiser sind als konventionelle Dieselantriebe. Lärmemissionen sind um 50 Prozent und mehr niedriger im Vergleich zum Diesel. Gerade in Ballungsräumen, die in besonderem Maße durch Luftschadstoffe und Lärm belastet sind, können Nutzfahrzeuge, die mit LNG bzw. LRG angetrieben werden, zur Entlastung beitragen.

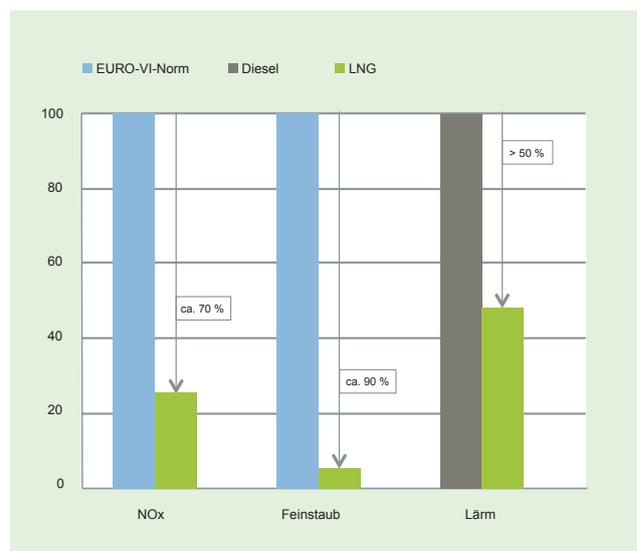


Abb. 7: Reduktion von Luftschadstoffen beim Einsatz von LNG als Kraftstoff im Vergleich zur Euro-VI-Norm (100 %)

## 6. Substitution von fossilem LNG durch erneuerbares LNG

LNG wird in Großverflüssigungsanlagen mit Kapazitäten von mehreren Millionen Tonnen Produktionskapazität pro Jahr hergestellt. In solchen Anlagen wird LNG z. B. in Norwegen, Katar, Algerien, Australien, Nigeria und USA produziert und per Tankerschiff in die Empfängerländer transportiert. Dort wird LNG in Wiederverdampfungsanlagen zwischengelagert, wiederverdampft und in das Erdgasnetz eingespeist (Abb. 8). Fast alle LNG-Importterminalen haben in den letzten Jahren die Möglichkeit geschaffen, LNG auch in Tankwagen, Kesselwa-

<sup>3</sup> Angabe erfolgt in CO<sub>2</sub>-equivalent bzw. CO<sub>2</sub>eq

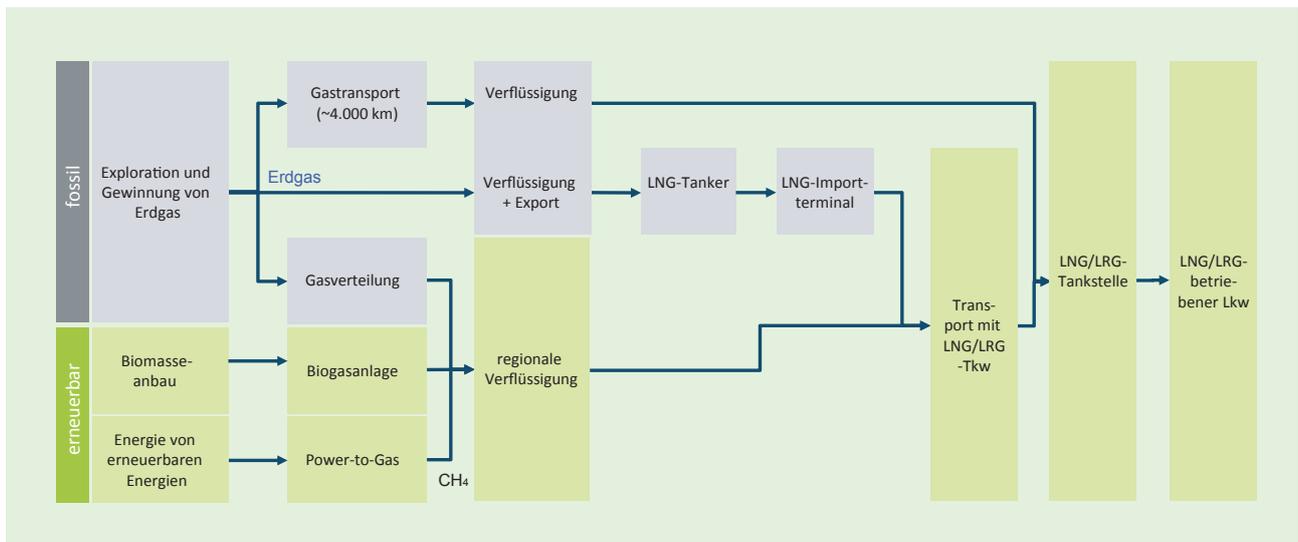


Abb. 8: Produktion und Verteilung von LNG und LRG

gen oder kleinere Tankschiffe umzuladen, die LNG zur Nutzung als Kraftstoff zum Endkunden weiterverteilen.

Gas kann auch in kleineren Anlagen vor Ort verflüssigt werden. Kleine Verflüssigungsanlagen können genutzt werden, wenn Gas aus lokalen Quellen wie z. B. Biomethan oder synthetisches Methan aus PtG-Anlagen verflüssigt und LRG produziert werden soll.

LRG hat die gleichen Eigenschaften (Druck, Temperatur) wie LNG. Die stoffliche Zusammensetzung von LRG kann je nach Produktionsverfahren leicht variieren. Je nach Herkunft des Erdgases gibt es geringe Unterschiede in der stofflichen Zusammensetzung von LNG. LRG hat einen höheren Methananteil, da anders als bei der Verflüssigung von Erdgas keine höherwertigen Kohlenwasserstoffe (Ethan, Propan, Butan) enthalten sind. LRG hat damit eine höhere Klopfestigkeit und ist ein qualitativ höherwertiger Kraftstoff als fossiles LNG. LRG kann LNG in der Anwendung ohne technische Umrüstungen ersetzen. Auch kön-

nen LNG und LRG gemischt werden. Damit ist es möglich, dass ein Lkw, der an einer Tankstelle LRG getankt hat, an einer anderen Tankstelle LNG nachtanken kann. Auch bei Infrastruktur und Verteilung ist keine andere Technologie notwendig.

Über die Bereitstellung von LRG können THG-Emissionen weiter deutlich reduziert werden (**Abb. 9**). Langfristig kann LNG zunehmend durch seine erneuerbaren Substitute ersetzt werden und einen weitgehend CO<sub>2</sub>-neutralen Schwerlastverkehr ermöglichen. Bereits die Zumischung von 20 Prozent kann die THG-Emissionen im Vergleich zum Diesel um etwa 33 Prozent reduzieren. Wird synthetisches LNG aus PtG-Prozessen mit 20 Prozent beigemischt, können THG-Emissionen um fast 40 Prozent gesenkt werden.

### 6.1 Produktion von Biogas, Biomethan, BioLNG

Biogas wird in Biogasanlagen durch Vergärung von Biomasse erzeugt. Eingesetzt werden überwiegend organische Abfälle, Erntereste, Gülle aber auch nachwachsende Rohstoffe wie Energiepflanzen und Winterpflanzen, sofern sie nachhaltig angebaut und genutzt werden können. Biogas kann unmittelbar durch Verbrennung in einem Gasmotor, der einen Generator zur Stromerzeugung antreibt, verstromt oder aber gereinigt und zu Biomethan aufbereitet werden. Durch den Aufbereitungsprozess werden im Biogas enthaltenes CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O und N<sub>2</sub> abgetrennt. Erfüllt das aufbereitete Biogas die qualitativen Anforderungen der Einspeisung von Gas in das Gastransportnetz, können diese Mengen (Biomethan) direkt eingespeist werden. Biomethan kann dann über das Gastransportnetz verteilt und flächendeckend verwendet werden.

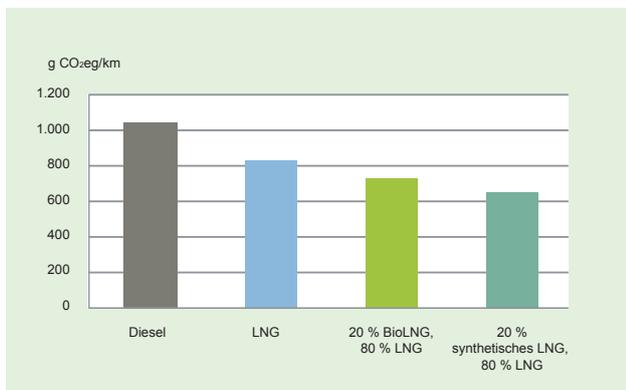
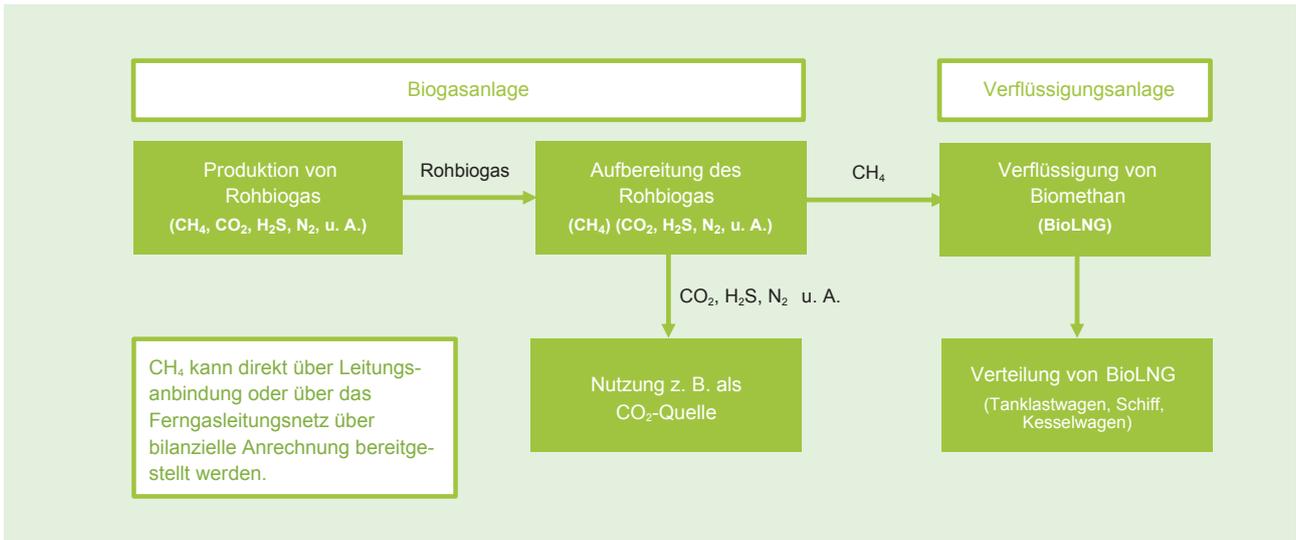


Abb. 9: THG-Emissionen bei schweren Lkw (HPDI<sup>4</sup>) in Europa – Beimischung von BioLNG bzw. EE-LNG

<sup>4</sup> High Pressure Direct Injection (Diesel Prozess)



Quelle: DVGW

Abb. 10: Erzeugung von Biomethan und BioLNG

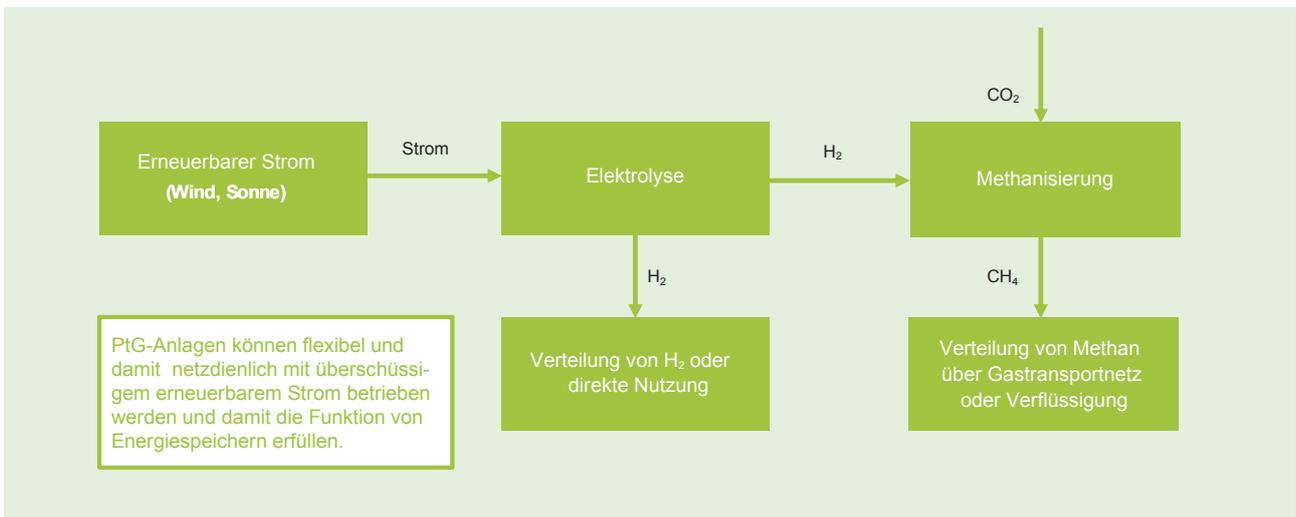
Als Alternative zur Einspeisung kann Biomethan direkt vor Ort verflüssigt und als BioLNG bzw. LRG vermarktet werden (**Abb. 10**). Damit besteht für Biogasanlagen eine weitere interessante Vermarktungsoption. Dies bietet sich insbesondere dann an, wenn eine Einspeisung nicht möglich ist oder spezielle Marktsegmente wie der Kraftstoffmarkt erreicht werden sollen.

BioLNG kann auch räumlich unabhängig vom Produktionsort des Biomethans erzeugt werden. Hierzu kann Biomethan aus dem Gastransportnetz bezogen und zentral verflüssigt werden. Die an anderer Stelle eingespeisten Biomethanmengen werden dann nicht direkt geliefert, sondern bilanziell angerechnet. Biomethan kann auch über die thermische Vergasung von Holzresten hergestellt werden. Hierbei erfolgt eine Teilverbrennung biogener Reststoffe unter Luftmangel. Dabei entsteht ein brennbares Gas (Synthesegas), das aus CO, CO<sub>2</sub>,

H<sub>2</sub>CH<sub>4</sub> und Wasserdampf besteht. Durch Aufbereitung des Synthesegases kann dann wiederum reines Methan hergestellt werden und weiteren Prozessen (z. B. Verflüssigung) zugeführt werden.

## 6.2 LNG aus synthetischem Methan, PtG

Eine weitere Möglichkeit, erneuerbares LNG (E-LNG bzw. LRG) zu produzieren, ist die Power-to-Gas (PtG)-Technologie mit anschließender Verflüssigung des erzeugten Gases (**Abb. 11**). Dabei wird über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom zunächst Wasserstoff erzeugt. Der Wasserstoff kann direkt genutzt oder in das Gastransportnetz eingespeist werden<sup>5</sup>. Alternativ kann der Wasserstoff in Methan umgewandelt werden. Dies erfolgt in der Methanisierung, bei der aus der Synthese von CO<sub>2</sub> mit



Quelle: DVGW

Abb. 11: Prozesskette Elektrolyse, Methanisierung, Verflüssigung

<sup>5</sup> z.Zt. ist in Deutschland eine Zumischung von Wasserstoff in das Gastransportnetz bis zu einer Konzentration von 2 % H<sub>2</sub> im Erdgasstrom zulässig. Technisch machbar ohne Anpassungen sind bis zu 10 %.

Wasserstoff synthetisches Methan (SNG) gebildet wird. In einem weiteren Schritt kann SNG verflüssigt und als Kraftstoff zur Verfügung gestellt werden.

Der Wirkungsgrad der Prozesskette ist allerdings niedriger als bei der direkten Nutzung von Strom in der Mobilität. Dies liegt zum einen an den Umwandlungsverlusten bei der Herstellung des Kraftstoffs und zum anderen im geringen Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren im Vergleich zum Elektromotor. Werden PtG-Kraftstoffe aus überschüssigem erneuerbarem Strom erzeugt, ändert sich das Bild jedoch dahingehend, dass Strom genutzt wird, der ansonsten abgeregelt würde, d. h. erst gar nicht aus erneuerbaren Quellen produziert würde.

Hinzu kommt, dass die Mobilitätsbereiche schwere Lkw, Schifffahrt und Luftfahrt nicht oder nur in geringem Maße elektrifizierbar sind. Die technologische Entwicklung bei Batterien lässt nicht erwarten, dass zukünftig eine ausreichende Leistungsdichte für die Nutzung von E-Antrieben bei schweren Lkw auf der Langstrecke erreicht wird. Eine Möglichkeit sind Oberleitungs-Lkw und Oberleitungs-Hybrid-Lkw. Diese benötigen jedoch für einen flächendeckenden Einsatz den Aufbau eines Oberleitungsnetzes auf Teilen des europäischen Autobahnnetzes.

## Elektrolyse

Elektrolyse wird seit vielen Jahren in industriellem Maßstab zur Trennung von Stoffgemischen mithilfe von elektrischem Strom eingesetzt. Zur Herstellung von Wasserstoff wird Wasser ( $H_2O$ ) mithilfe der Elektrolyse in seine Bestandteile zerlegt. Im Elektrolyseur wird hierzu über zwei Elektroden elektrischer

Gleichstrom in eine leitfähige Flüssigkeit (hier Wasser) geleitet und das Wasser wird in Wasserstoff und Sauerstoff aufgetrennt.

Zur Aufspaltung von Wasser sind auf dem Markt verschiedene Elektrolyseure und Technologien verfügbar oder in der Entwicklung. Elektrolyseure können nach verwendetem Elektrolyt und Betriebstemperatur unterschieden werden (**Tab. 2**). Erprobt und bereits seit vielen Jahren kommerziell großtechnisch genutzt ist die AE-Technologie (Alkalischer Elektrolyseur). Eine neuere Technologie ist das PEM-Verfahren, das ebenfalls Marktreife erreicht hat. Andere Technologien wie AEM und SOE sind in der Markteinführung bzw. noch in der Entwicklung.

## Methanisierung

An die Elektrolyse schließt sich als nächster Prozessschritt die Methanisierung an. Für die Methanisierung stehen zwei Verfahren zur Verfügung (**Abb. 12**): die katalytische Methanisierung und die biologische Methanisierung.

Bei der katalytischen Methanisierung wird Nickel als Katalysator genutzt. Der Methanisierungsprozess arbeitet bei Temperaturen von 200 bis 700 Grad Celsius und Drücken von 1 bis 100 bar. Die katalytische Methanisierung ist großtechnisch verfügbar (Festbettreaktoren) und wird kommerziell eingesetzt.

Bei der biologischen Methanisierung erfolgt die Umwandlung von  $CO_2$  und  $H_2$  in Methan ( $CH_4$ ) über Mikroorganismen. Die großtechnische Nutzung ist noch in der Entwicklung. Pilotverfahren haben jedoch gezeigt, dass die biologische Methanisierung kommerziell nutzbar ist und Marktreife erreichen kann.

Quelle: Shell Wasserstoff-Studie, Hamburg 2017

	Temperatur °C	Elektrolyt	Anlagengröße		Wirkungsgrad	Reinheit $H_2$	Systemkosten	Lebenserwartung	Reifegrad
Alkaline Elektrolyse (AE)	60–80	Kaliumhydroxid	0,25–760 $Nm^3 H_2/h$	1,8–5.300 kW	65–82%	99,5% –99,9998%	1.000– 1.200 €/kW	60.000– 90.000 h	Kommerziell seit 100 Jahren in Industrie genutzt
Proton Exchange Membran Elektrolyse (PEM)	60–80	Feststoffmembran	0,01–240 $Nm^3 H_2/h$	0,2–1.150 kW	65–78%	99,9% –99,9999%	1.900– 2.300 €/kW	20.000– 60.000 h	Kommerziell in mittleren und kleinen Anwendungen (< 300 kW)
Anion Exchange Membran Elektrolyse (AEM)	60–80	Polymer-Membran	0,1–1 $Nm^3 H_2/h$	0,7–4,5 kW	k.A.	99,4%	k.A.	k.A.	Kommerziell verfügbar in limitierten Anwendungen
Solid Oxide Elektrolyse (SOE)	700–900	Oxidkeramik	Bisher nur Labormaßstab		85% (Labor)	k.A.	k.A.	ca 1.000 h	FuE

Tab. 2: Übersicht zu Elektrolyseverfahren

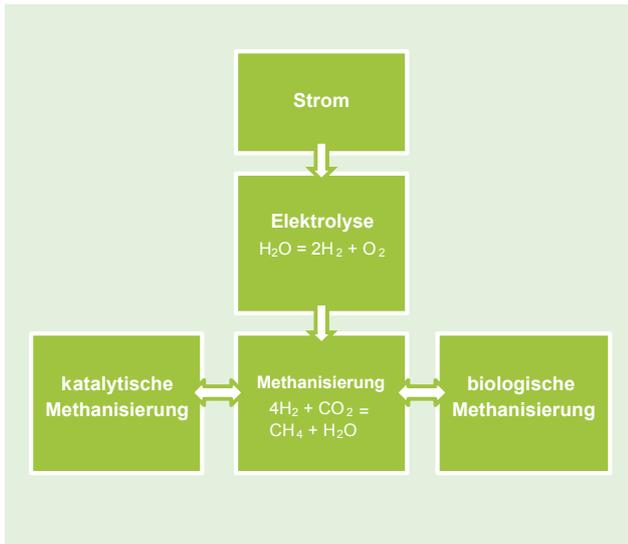


Abb. 12: Methanisierungsverfahren

### CO<sub>2</sub>-Bereitstellung

Für den Prozess der Methanisierung wird CO<sub>2</sub> benötigt, das z. B. aus der Aufbereitung von Biogas in Biogasanlagen bereitgestellt werden kann. Hier können Synergien aus der Kombination von Biogasaufbereitungs- und PtG-Anlagen genutzt werden.

Bei vielen industriellen Prozessen entsteht CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern. Große Emittenten sind Kraftwerke, Chemie, Industrie sowie Biogasaufbereitungsanlagen. Je nach Branche kann CO<sub>2</sub> gesammelt und über Pipelines zur Verfügung gestellt werden. Dies bietet sich insbesondere dann an, wenn die CO<sub>2</sub>-Quellen in der Nähe von PtG-Anlagen liegen. **Abbildung 13** zeigt CO<sub>2</sub>-Emissionen (2015) und deren räumliche Verteilung nach Branchen.

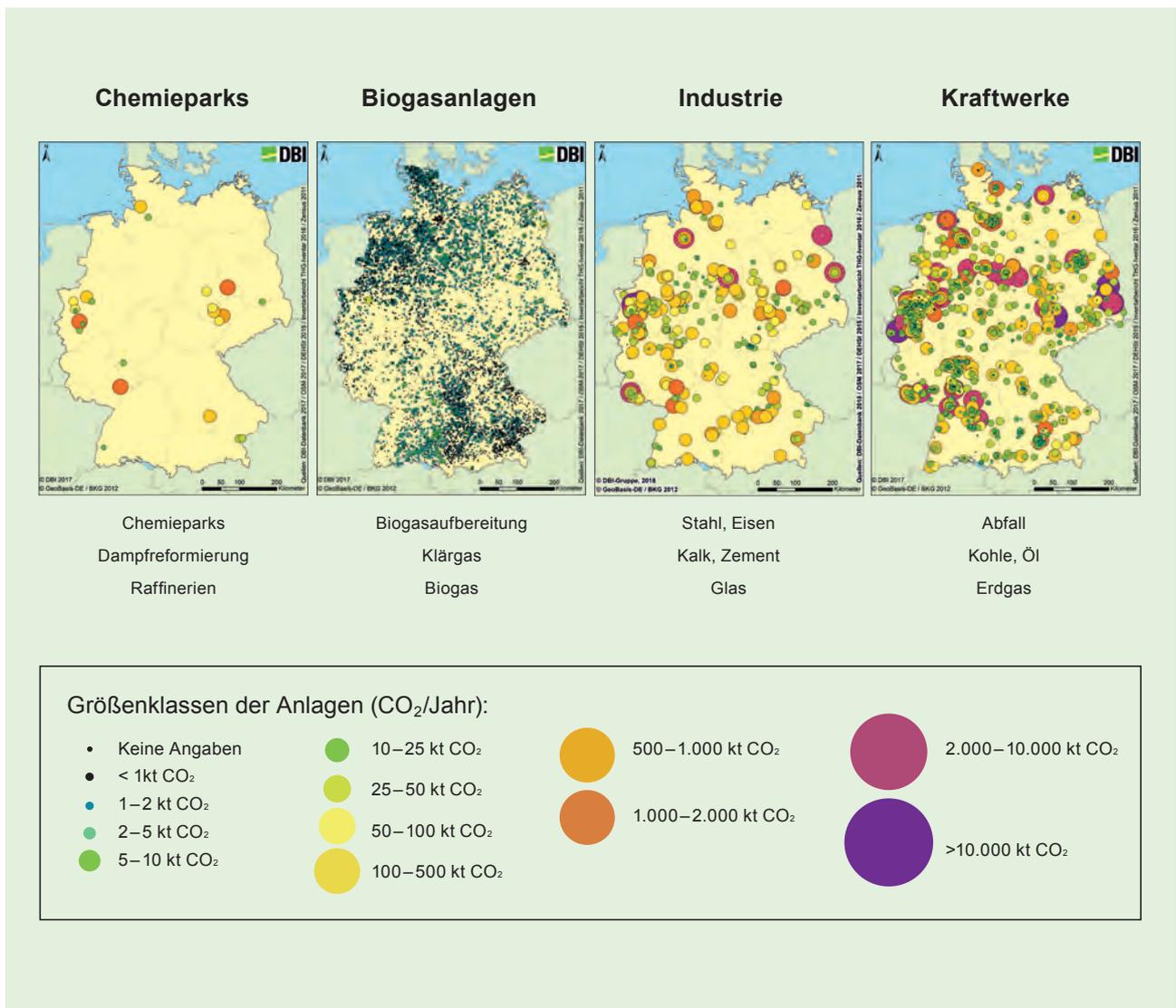


Abb. 13: CO<sub>2</sub>-Emissionen (2015) und deren räumliche Verteilung je nach Branchen

CO<sub>2</sub> kann auch aus der Umgebungsluft abgetrennt werden (Direct Air Capture, DAC). Dies ist jedoch vergleichsweise aufwendig, da CO<sub>2</sub> in der Umgebungsluft nur in geringer Konzentration vorhanden ist. DAC-Verfahren haben noch keine industrielle Nutzung und werden bisher in Pilot- und Forschungsprojekten erprobt.

### Netzdienlichkeit der Elektrolyse

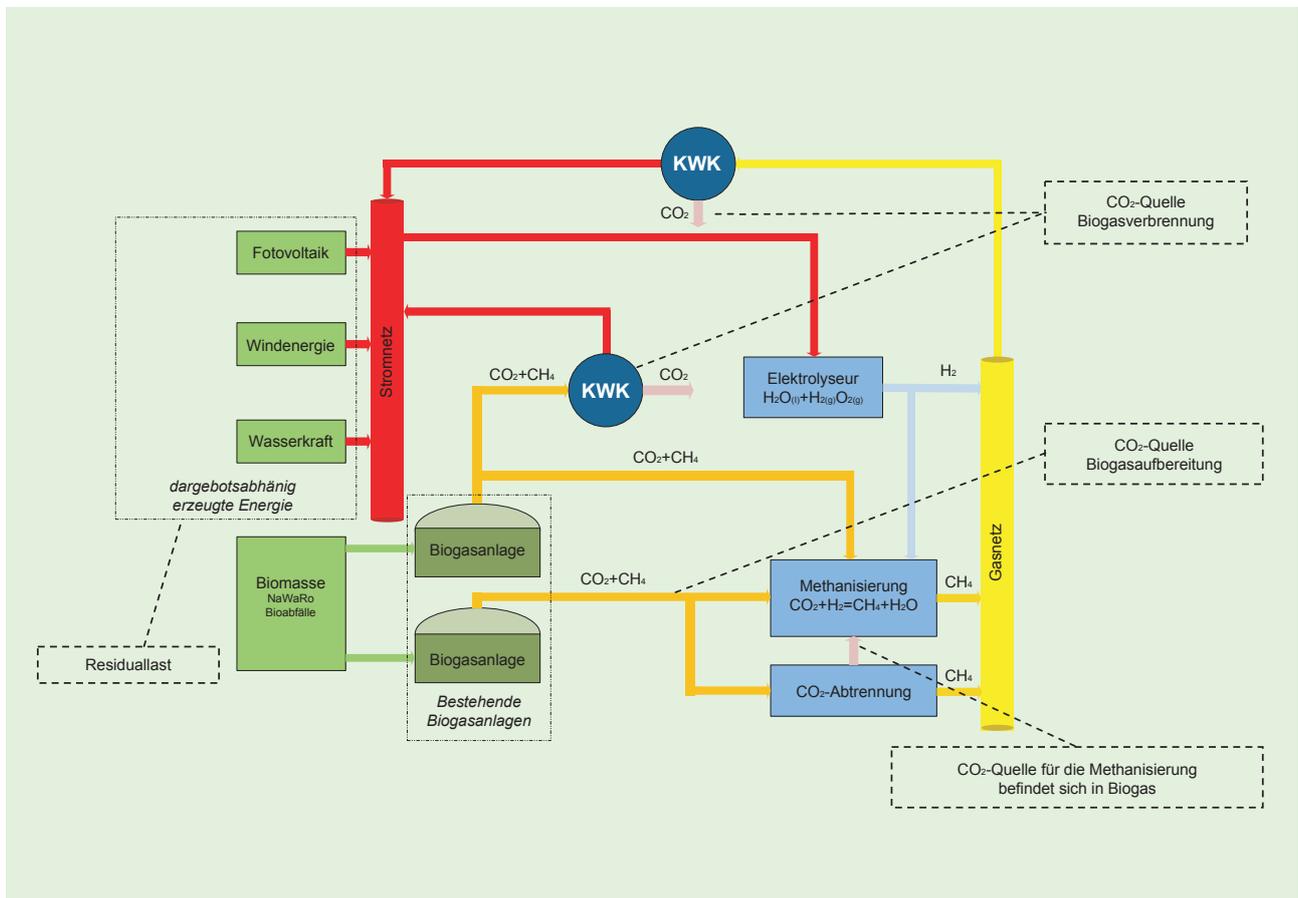
Die Elektrolyse kann mit überschüssigem erneuerbarem Strom betrieben werden. Wird durch Windkraft oder Solaranlagen mehr Strom erzeugt, als der Markt aufnehmen kann, werden diese Mengen abgeregelt, d. h. die Produktion wird eingestellt. Der Anlagenbetreiber erhält für die nicht produzierte Strommenge eine Entschädigung. Bei weiter steigendem Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Wind und Sonne wird die Menge an Überschussstrom zunehmen und die Notwendigkeit der Abregelung mittel- und langfristig weiter ansteigen.

PtG-Anlagen können flexibel betrieben werden und zwar immer dann, wenn zu viel Wind- und Solarstrom verfügbar ist. So können PtG-Anlagen die Funktion eines Energiespeichers

übernehmen, mit dem Energie in größeren Mengen gespeichert werden kann und über den es möglich wird, das Potenzial an Stromerzeugung aus Wind und Sonne vollständig auszuschöpfen. Durch eine netzdienliche Fahrweise können Belastungen im Stromnetz verringert werden, Lastflüsse im Stromnetz vergleichmäßigt und der Netzausbau reduziert werden. Für eine Produktion von synthetischem Methan im großindustriellen Maßstab ist allerdings eine konstante Fahrweise von PtG-Anlagen notwendig, um Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Um dennoch Überschussstrom verwerten zu können, könnten solche Anlagen konstant in Teillast betrieben werden, wobei dann die Leistungsreserve genutzt werden könnte, um Stromspitzen bzw. Überschussstrom zu verwerten.

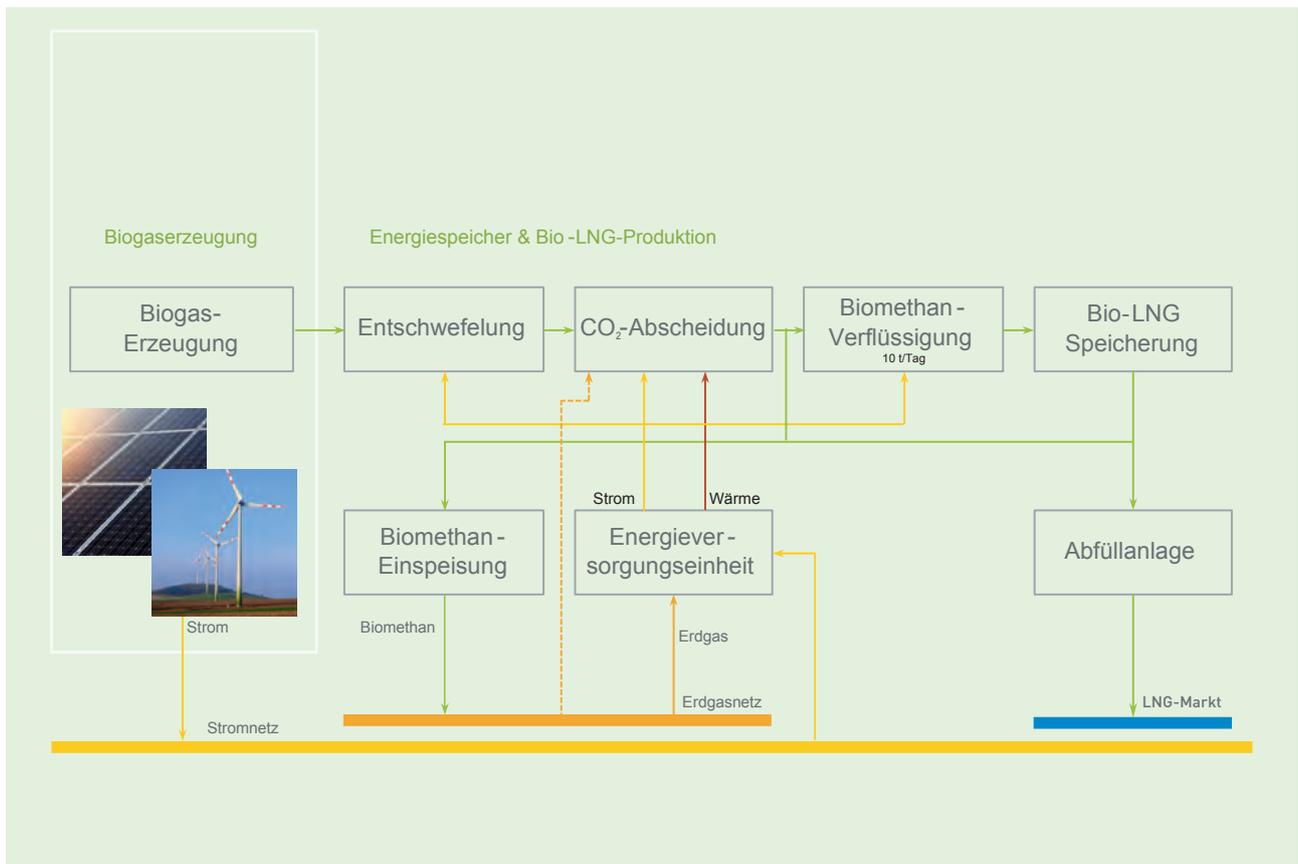
### Beispiel 1: Integration von Biogasanlagen in das Energiesystem durch Kopplung mit PtG-Anlagen

Abbildung 14 zeigt eine Möglichkeit, Biogasanlagen in das Energiesystem zu integrieren und mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu koppeln. Dabei wird über die Biogasverstromung erzeugter Strom bei Bedarf in das Stromnetz eingespeist. Besteht ein Überangebot von Strom, wird der



Quelle: DVGW – EBI

Abb. 14: Integrierte netzdienliche Biogas- und Methanisierungsanlage



Quelle: Erdgas Südwest GmbH

Abb. 15: Biohybrid-Anlage Erdgas Südwest

Überschussstrom im Elektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff genutzt. Dieser kann entweder direkt in das Gastransportnetz eingespeist oder aber über Methanisierung in Methan gewandelt werden. Für die Methanisierung wird  $\text{CO}_2$  aus einer  $\text{CO}_2$ -Abtrennung (Biogasaufbereitung) genutzt. Methan kann dann entweder in das Gastransportnetz eingespeist oder aber in einem weiteren Prozessschritt verflüssigt werden. Die Kopplung der Erzeugung erneuerbaren Stroms mit Biogasproduktion und PtG-Technologien wird in Pilotprojekten<sup>6</sup> bereits umgesetzt. Eine Verknüpfung der Bereiche Strom und Gas ist auch im industriellen Maßstab machbar und kann effizient genutzt werden, um Überschussstrom durch die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Biomethan zu verwerten.

### Beispiel 2: Erzeugung von BioLNG – Konzept der Erdgas Südwest GmbH, Ettlingen

Erdgas Südwest hat eine BioLNG-Produktionsanlage entwickelt, die zusätzlich netzdienliche Funktionen übernehmen kann (biohybrid-Speicheranlage) (Abb. 15). Hierbei wird Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen wie Apfeltrester, Energiepflanzen und Gülle hergestellt und zu Biomethan aufbereitet. Das Biomethan wird vor Ort verflüssigt, gespeichert und dann weiterverteilt.

Die benötigte Prozessenergie (Strom und Wärme) wird über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) in Kombination mit einem redundanten Gaskessel sowie einer Power-to-Heat-Anlage (PtH) zur Verfügung gestellt. Die Anlage wird netzdienlich betrieben. Bei hohem Stromangebot aus Fotovoltaik und Windkraftanlagen wird die Prozesswärme direkt über die PtH-Anlage erzeugt. Bei geringem Stromangebot wird die Prozesswärme über das BHKW, das mit Erdgas aus dem Netz betrieben wird, bereitgestellt.

## 7. Verflüssigung

LRG wird durch Kühlen von Biomethan oder synthetischem Methan auf  $-162$  Grad Celsius bei 1 bar Umgebungsdruck erzeugt. Während LNG in der Regel in großen Anlagen mit mehreren Millionen Tonnen Jahreskapazität produziert wird, wird LRG eher in kleineren bis mittleren Anlagen hergestellt. Die Technologie hierzu ist verfügbar und wird weltweit eingesetzt.

Zur Verflüssigung wird ein Kältekreisprozess genutzt. Hierzu werden ein oder mehrere Kältemittel eingesetzt. Das Kältemittel wird über einen Kompressor verdichtet und anschließend wieder entspannt. Die bei der Entspannung entstehende Kälte

<sup>6</sup> z. B. PtG-Pilotanlage der Audi AG in Werlte, Emsland

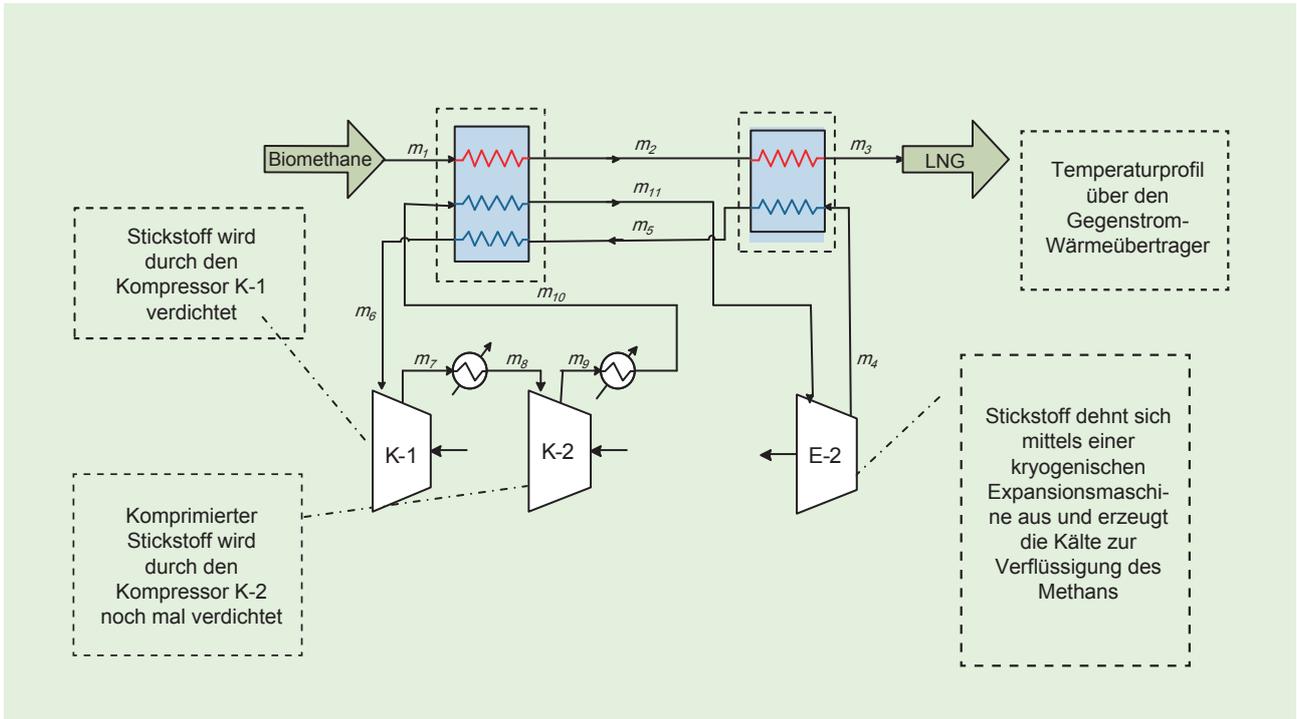


Abb. 16: Reversed-Brayton-Verfahren zur Verflüssigung von Biomethan – vereinfachte Darstellung

wird einem Wärmetauscher zugeführt, der dem gasförmigen Methan Wärme entzieht und es auf die notwendige Verflüssigungstemperatur kühlt.

Reversed-Brayton-Verfahren arbeitet mit Stickstoff als einzigem Kältemittel und kommt bei Verflüssigungsanlagen mit einer Jahreskapazität von wenigen Tonnen LNG bis zu einigen 100.000 Tonnen LNG zum Einsatz. Anlagen, die das Reversed-Brayton-Verfahren verwenden, sind konstruktiv vergleichsweise einfach.

Ein in der Kältetechnik oft genutzter Kreisprozess zur Kühlung ist das Reversed-Brayton-Verfahren (Abb. 16). Das

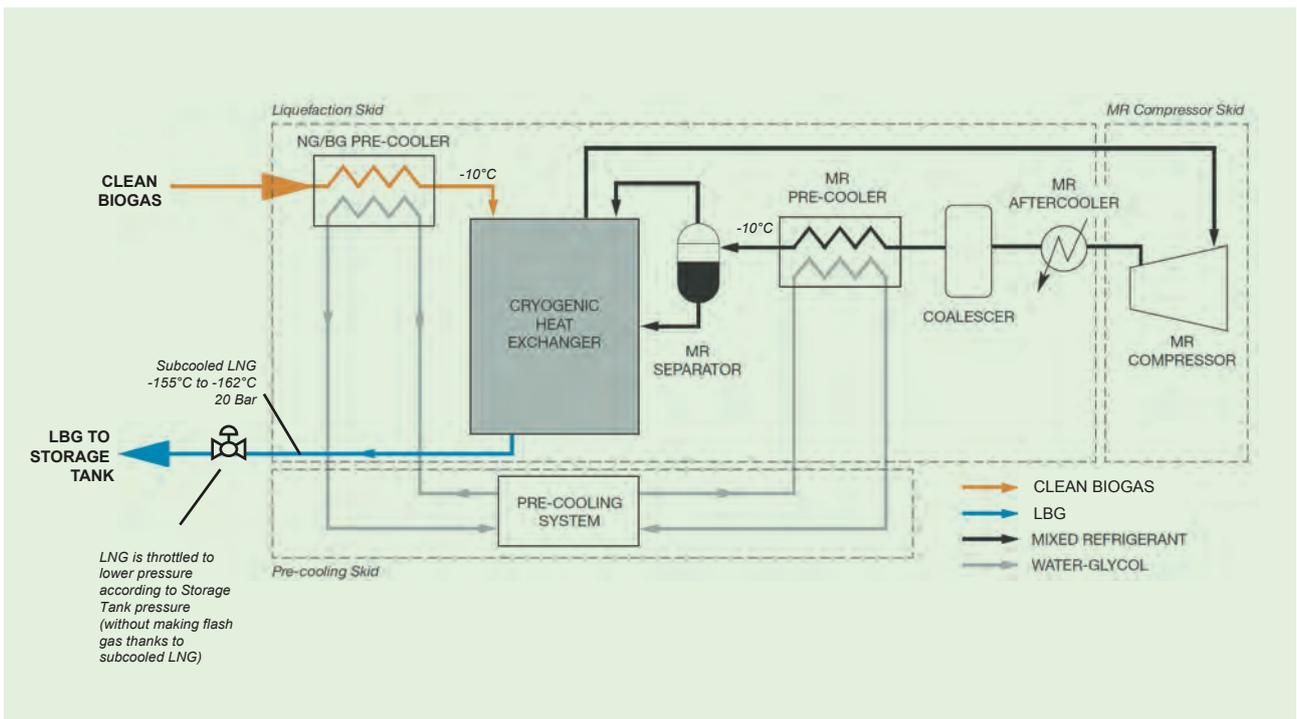


Abb. 17: Verfahren zur Verflüssigung von Biomethan

Andere Anlagen nutzen mehrere oder auch gemischte Kältemittel (MR = Mixed Refrigerant). Hierbei werden verschiedene Kohlenwasserstoffe gemischt und als Kältemittel genutzt. Ein Beispiel hierfür ist die Verflüssigungstechnologie, welche die finnische Firma Wärtsilä zur Produktion von LRG anbietet (Abb. 17). Diese Technologie ist erprobt und wird für kleine Anlagen bis zu einer Jahreskapazität von wenigen 1.000 bis einigen 10.000 t LNG genutzt.

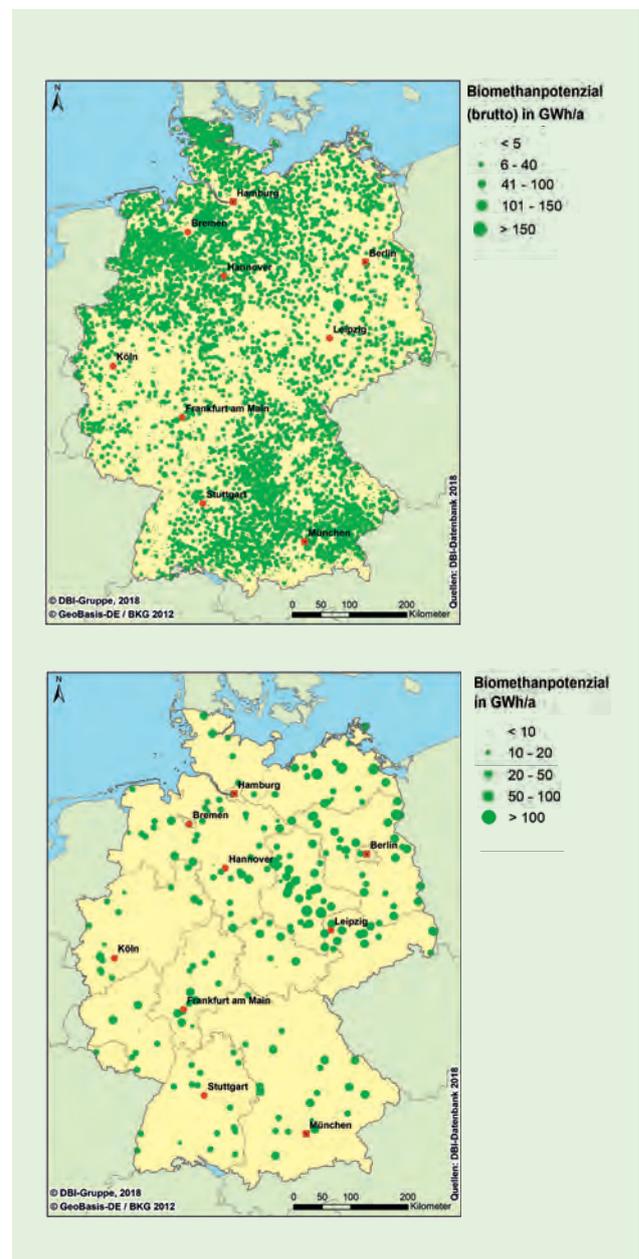
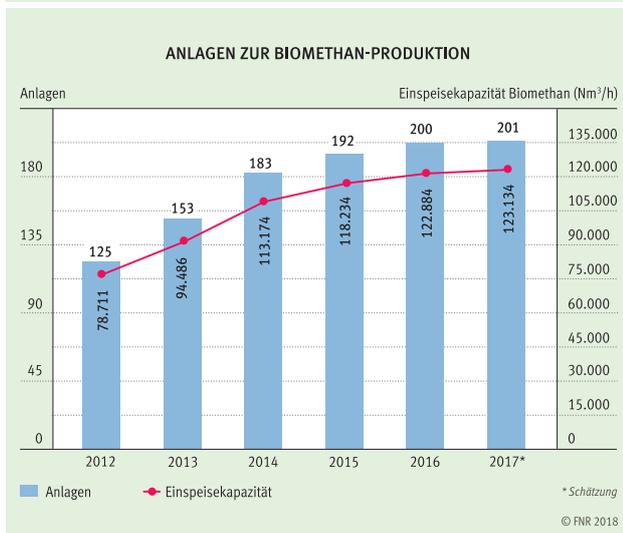
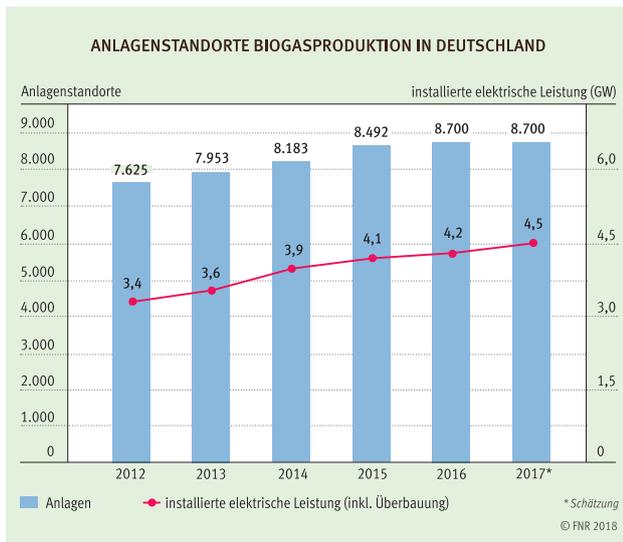
## 8. Potenziale für erneuerbares LNG (LRG)

### 8.1 Biomethan

In Deutschland sind in den letzten Jahren in erheblichem Umfang Kapazitäten zur Fermentation von Biomasse aufgebaut worden (Abb. 18). Zum weitaus größten Teil wird das

erzeugte Biogas verstromt. Nur wenige Anlagen bereiten Biogas auf Gasnetzqualität auf und speisen Biomethan in das Gastransportnetz ein.

Aktuell sind knapp 9.000 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 4,5 GW in Betrieb und haben 2017 rund 33 TWh Strom erzeugt. Rund 200 Anlagen bereiten Biogas auf und erzeugen Biomethan, welches in das Gasnetz eingespeist wird. Bei einer installierten Leistung von etwa 120.000 m<sup>3</sup>/h wurden 2017 etwa 1 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan eingespeist. Die räumliche Verteilung von Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen zeigt **Abbildung 19**.



Quelle: FNR nach DBFZ, dena, Fachverband Biogas e. V., BMEL (2017)

Abb. 18: Entwicklung der Anzahl von Anlagen zur Biogasproduktion und installierter elektrischer Leistung (oben) und von Biomethananlagen und Einspeisekapazität (unten) (Stand: 5/2018)

Abb.19: Verteilung von Biogas-BHKW zur Stromerzeugung (oben) und von Aufbereitungsanlagen zur Biogasaufbereitung (unten) in Deutschland

Quelle: DVGW, DBI

Seit dem 1. Januar 2017 gilt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 für alle Biogasanlagen, d. h. auch für existierende Anlagen. Bisher wurden die Fördersätze für die Stromerzeugung aus Biogasanlagen vom Gesetzgeber festgelegt. Das EEG 2017 stellt dieses System grundsätzlich um. Die Höhe der Förderung ist zukünftig marktorientiert und wird über Ausschreibungsverfahren ermittelt.

Bis zum Auslaufen der Förderung genießen vorhandene Anlagen Bestandsschutz und erhalten damit weiter die jeweiligen Vergütungssätze. Nach Erreichen der maximalen Förderdauer haben die Anlagen keinen Anspruch auf weitere Förderung, d. h. die vorhandenen Anlagen fallen nach und nach aus der Förderung. Unter bestimmten Voraussetzungen können Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen. Hier stehen Bestandsanlagen dann aber im Wettbewerb zu Neuanlagen sowie anderen Bestandsanlagen.

Biogasanlagenbetreiber stehen damit vor der Herausforderung, neue Geschäftsmodelle entwickeln und umsetzen zu müssen. Eine Möglichkeit ist die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Verflüssigung und Vermarktung als BioLNG. Dies gilt für Anlagen, die nicht wirtschaftlich an das Gastransportnetz angeschlossen werden können. Aus Effizienzgründen sollten diese Anlagen eine Leistungsklasse in der Größenordnung von 250 kW überschreiten<sup>7</sup> (**Abb. 20**).

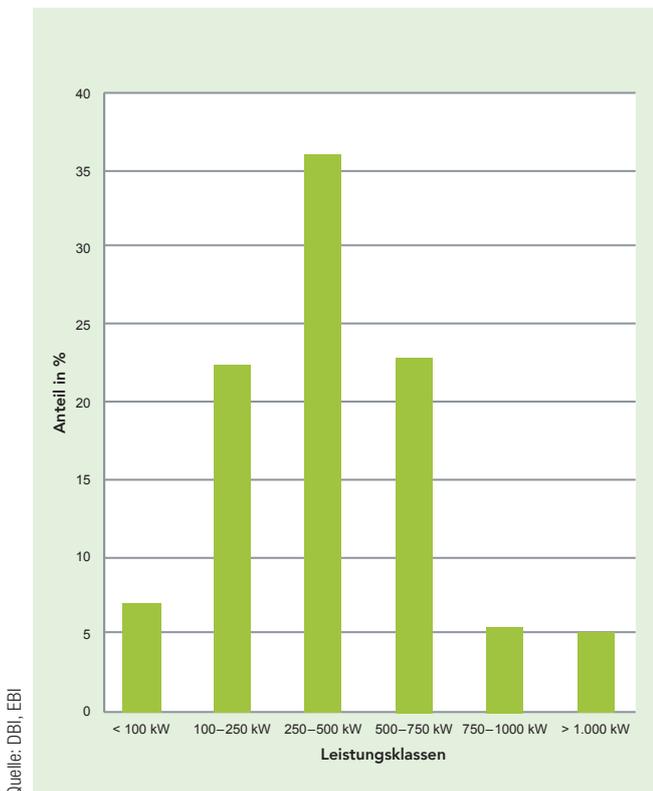


Abb. 20: Leistungsklassen von Biogasanlagen in Deutschland

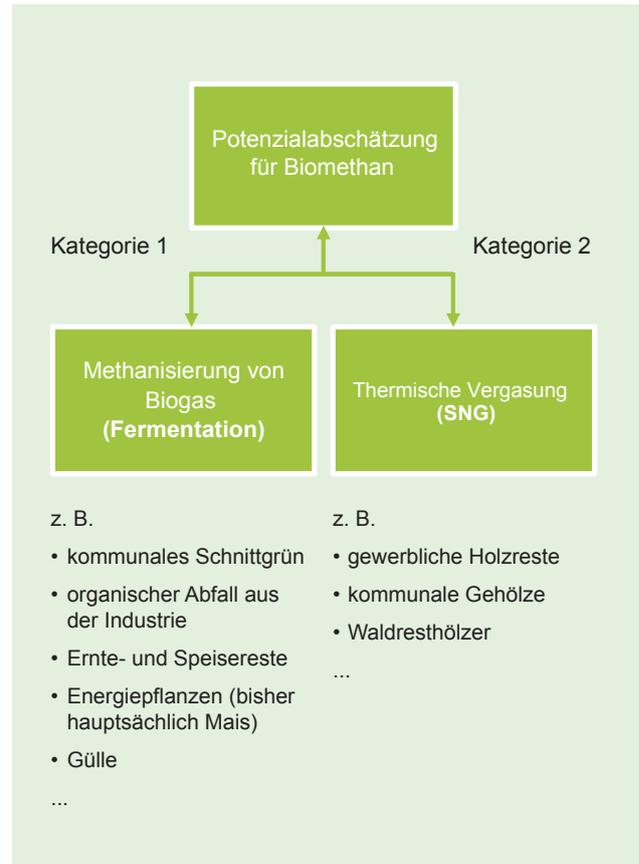


Abb. 21: Verfahren zur Herstellung von Biomethan und nutzbare Rohstoffe

Werden die Anlagen, die aus der Förderung fallen, sukzessive auf die Erzeugung von Biomethan umgestellt, könnten rd. 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a (80 TWh/a) Biomethan produziert werden. Hinzu kommen die Mengen aus bereits produzierenden Biomethananlagen, sodass insgesamt rd. 9 Mrd. m<sup>3</sup>/a (90 TWh/a) Biomethan bereitgestellt werden könnten<sup>8</sup>.

Ecofys, Köln, hat in einer Potenzialanalyse Gas<sup>9</sup> die langfristigen Potenziale erneuerbarer Gase und deren Bereitstellung für den deutschen Markt insgesamt untersucht (**Abb. 21**). Hierbei werden einerseits Biomassepotenziale (Vergärung und thermische Vergasung) aufgezeigt und andererseits Möglichkeiten der Erzeugung synthetischer Gase aus PtG-Verfahren.

Um das Gesamtpotenzial an Biomethan abschätzen zu können, wird nach Verfahren der Methanisierung von Biogas einerseits und der thermischen Vergasung andererseits differenziert.

Das Potenzial zur Erzeugung von Biomethan aus der Aufbereitung von Biogas wird danach in Deutschland in 2050 auf rund 7 Mrd. m<sup>3</sup> (70 TWh) geschätzt. Genutzt werden hier im Wesentlichen biogene Reste und Abfälle. Eine weitere Quelle zur Erzeugung von Biomethan sind Energiepflanzen und Winterpflanzen. Unter Nutzung dieser Potenziale könnten 2050

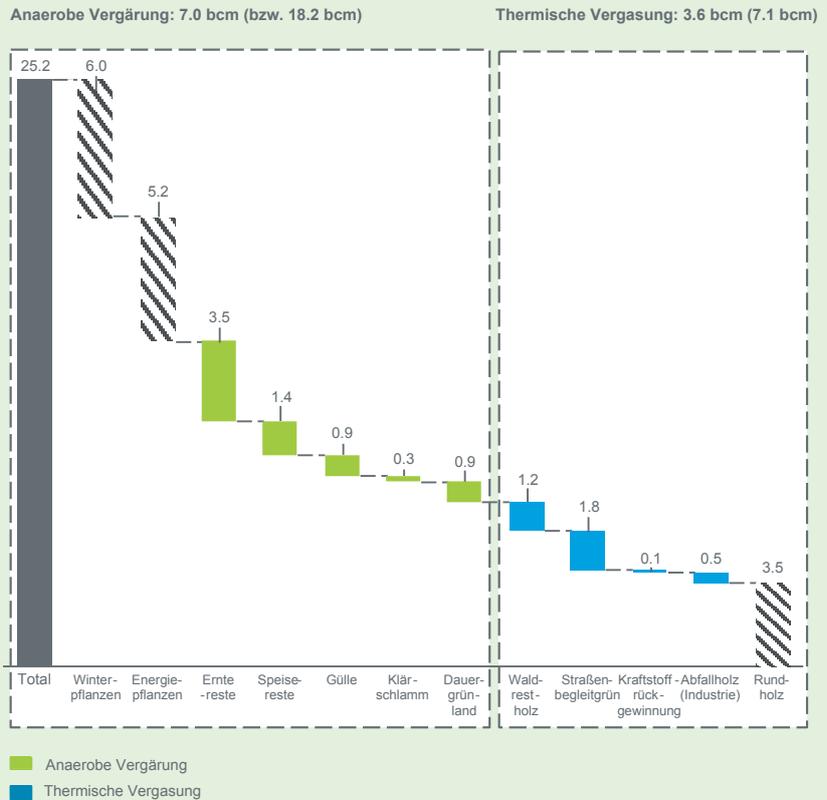
Quelle: Ecofys, Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, Studie im Auftrag des DVGW, Oktober 2018

<sup>7</sup> vergl. DVGW Projekt "Potenzialanalyse zur Erzeugung von erneuerbarem CNG und LNG mittels biologischer Methanisierung, 2018"

<sup>8</sup> vergl. DVGW-Projekt "Potenzialvermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung (EE-Methanisierung), 2018"

<sup>9</sup> Ecofys, Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, Studie im Auftrag des DVGW, Oktober 2018

Feedstock type	Potential (TWh)
Winterpflanzen	(60)
Energiepflanzen	(52)
Erntereste	35
Speisereste	14
Gülle	9
Klärschlamm	3
Dauergrünland	9
Waldrestholz	12
Straßenbegleitgrün	18
Kraftstoff-rückgewinnung	1
Abfallholz (Industrie)	5
Rundholz	35
<b>Total</b>	<b>140 TWh (253 TWh)</b>



Quelle: Ecofys; Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, Studie im Auftrag des DVGW, Oktober 2018

Abb. 22: Potenzial zur Erzeugung von Biomethan in Deutschland

zusätzliche 11 Mrd. m<sup>3</sup> (110 TWh) Biomethan erzeugt werden. Über die thermische Vergasung von Holzresten können noch einmal 3,6 Mrd. m<sup>3</sup> (36 TWh) erneuerbares Methan bereitgestellt werden. Hinzu kommen weitere Möglichkeiten über die Vergasung von Rundholz. Werden allen Potenziale genutzt, stünden rd. 25 Mrd. m<sup>3</sup> (250 TWh) erneuerbares Methan aus biogenen Quellen zur Verfügung (**Abb. 22**).

## 8.2 Synthetisches Methan

Während Biogasproduktion und Biogasaufbereitung in Deutschland bereits umgesetzt werden, wird die PtG-Technologie zur Erzeugung von synthetischem Methan (SNG) aus erneuerbarem Strom bisher nur in Forschungs- bzw. Pilotprojekten realisiert. Aktuell sind rund 50 PtG-Projekte in Betrieb oder in Planung, die überwiegend reinen Wasserstoff erzeugen (**Abb. 23**).

Ein Einsatzbereich der PtG-Technologie ist es, überschüssigen Strom in Phasen, in denen das Stromangebot aus Windkraft und Fotovoltaik die Stromnachfrage übersteigt, in Wasserstoff umzuwandeln und nutzbar zu machen (Netzdienlichkeit, Kate-

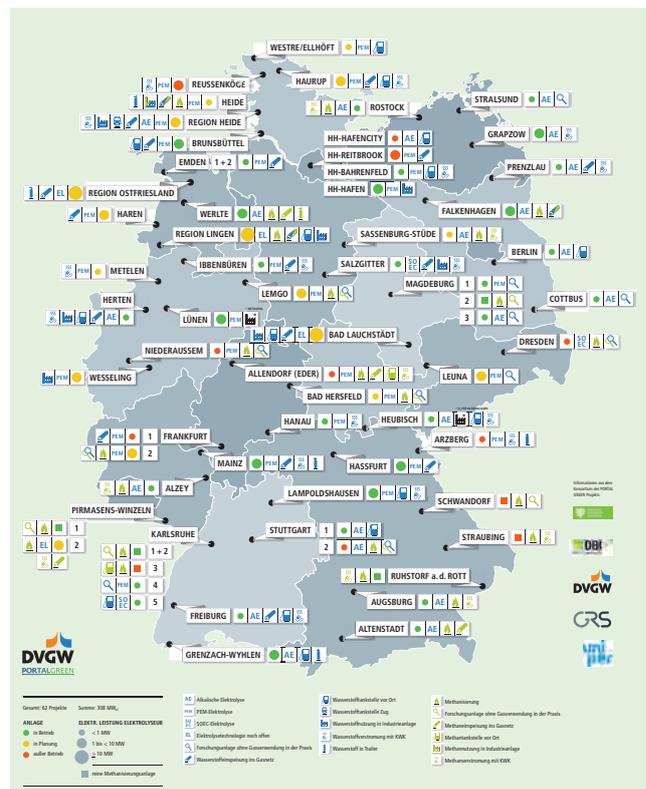


Abb. 23: Standorte von PtG-Anlagen in Deutschland

Quelle: DVGW

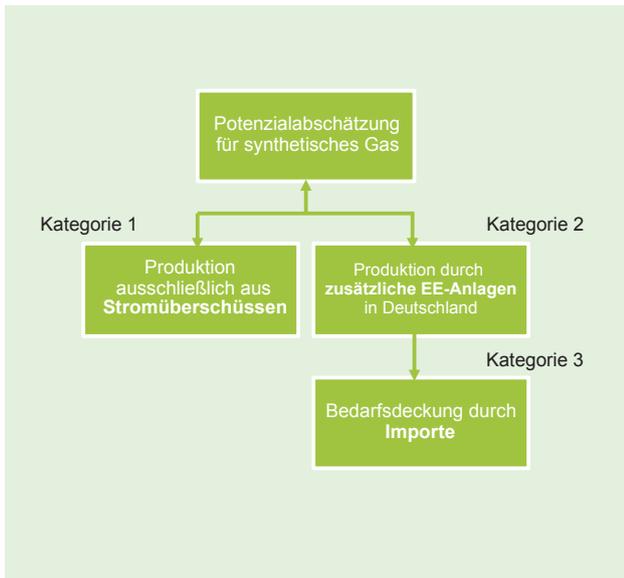


Abb. 24: Produktionspfade für synthetisches Gas

gorie 1) (Abb. 24). Bei weiterem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung werden zukünftig zunehmend Überschussmengen aus erneuerbarer Stromerzeugung entstehen, die ohne Speicher- bzw. zusätzliche Nutzungsmöglichkeit abgeregelt werden müssten und durch die Umwandlung in Wasserstoff nutzbar gemacht werden können.

Um zukünftig erneuerbare Gase und Kraftstoffe in größeren Mengen bereitstellen zu können, ist eine industrielle Produktion von Wasserstoff und nachfolgende Methanisierung notwendig. Dies kann über zusätzliche PtG-Anlagen in Deutschland (Ka-

tegorie 2) erfolgen, die erneuerbaren Strom nutzen aber nicht netzdienlich, sondern kontinuierlich betrieben werden.

Insgesamt können in Deutschland (2050) nach Ecofys<sup>10</sup> aus Wind (onshore und offshore) sowie aus Fotovoltaik 723 bis 874 TWh Strom erzeugt werden (Abb. 25). Der direkte Strombedarf in 2050 wird mit 600 TWh<sup>11</sup> angegeben. Nach Abdeckung dieses Bedarfs stünden 123 bis 274 TWh, die zur Produktion von synthetischem Gas genutzt werden könnten, zur Verfügung. Hiervon sind rund 40 TWh Überschussstrommengen, die abgeregelt werden müssen bzw. für die Produktion von synthetischem Gas über PtG-Anlagen zur Verfügung stehen, die dann ausschließlich netzdienlich betrieben werden. Hieraus können rd. 24 TWh synthetisches Gas erzeugt werden<sup>12</sup>. Das Potenzial für eine zusätzliche und kontinuierliche industrielle Produktion von synthetischen Gasen liegt bei 50 bis 140 TWh<sup>12</sup>. Insgesamt könnten damit 74 bis 164 TWh synthetisches Gas produziert werden.

Damit kann ein erheblicher Anteil der zukünftigen Gasversorgung aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden bzw. synthetisches Methan in neuen Märkten, wie z. B. in der Mobilität, als treibhausgasneutraler Kraftstoff eingesetzt werden.

Eine weitere Option ist der Aufbau von PtG-Produktionsstandorten im Ausland und der Import von synthetischem Gas (Kategorie 3). Hohes Potenzial liegt in der Region MENA (Mittlerer Osten, Nordafrika). Großflächig hohe Sonneneinstrahlung und gute bis sehr gute Windbedingungen an ausgewählten

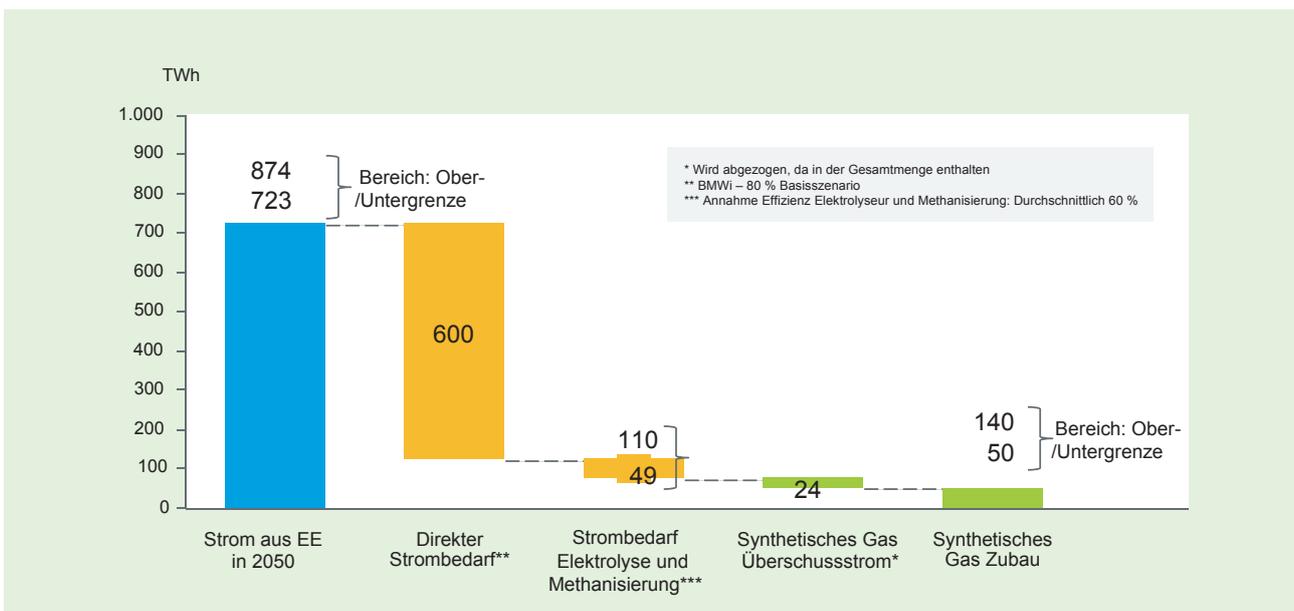


Abb. 25: Potenzial zur Erzeugung von synthetischem Gas über PtG-Technologie in 2050

<sup>10</sup> Ecofys, Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, Studie im Auftrag des DVGW, Oktober 2018

<sup>11</sup> Auswertung von Studien zu Energieverbrauchsszenarien, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Modul 3: Referenzszenario und Basiszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Sept. 2017

<sup>12</sup> 60 % Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung



Quelle: IgorSPB – istockphoto.com

Abb. 26a: LNG-Tanker



Quelle: Gate Terminal/Rotterdam

Abb. 26b: LNG-Terminal

Standorten ermöglichen eine industrielle Erzeugung von Wasserstoff in PtG-Prozessen und dessen Umwandlung in Kraftstoffe (E-Fuels)<sup>13</sup>. Ein Pfad ist die Methanisierung und anschließende Verflüssigung des Methans zu LRG vor Ort und der Transport per Schiff in europäische LNG-Anlandeterminals.

Zur Verflüssigung, zum Transport und zur Anlandung von LRG aus MENA kann heutige Technologie eingesetzt werden. Aktuell wird LNG (fossil) in der MENA-Region in Großanlagen in Algerien, Ägypten<sup>14</sup>, Katar, Abu Dhabi und Oman produziert

und verschifft. Zum Einsatz kommen spezielle LNG-Tanker der Größenklasse von bis zu 266.000 m<sup>3</sup> LNG (**Abb. 26 a+b**).

Für den deutschen Markt kann LNG über die LNG-Importterminals in Zeebrugge (Belgien), Rotterdam (Niederlande) und Swinemünde (Polen) angelandet werden. In Deutschland werden an den Standorten Wilhelmshaven, Stade, Brunsbüttel und Rostock LNG-Terminals diskutiert. Wenn eines dieser Projekte realisiert wird, bestünde die Möglichkeit, LNG auch direkt in Deutschland anzuliefern.

<sup>13</sup> siehe auch dena "E-Fuels – The potential of electricity-based fuels for low emission transport in the EU", 2017

<sup>14</sup> Anlagen sind z.Zt. "on hold" wegen zu geringer Verfügbarkeit von "feedgas"

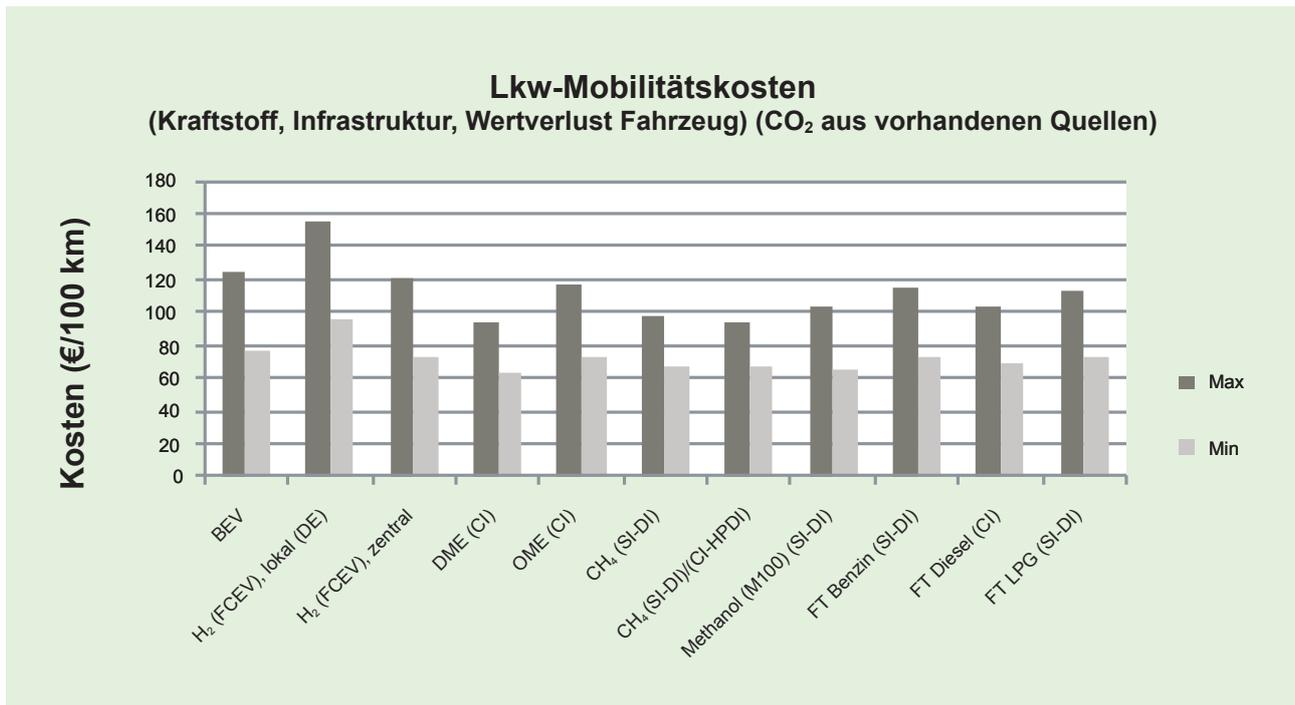


Abb. 27: Mobilitätskosten und Kraftstoffoptionen im Vergleich (min./max. Mobilitätskosten Lkw [€/100 km])

LNG-Terminals dienen in erster Linie der Gasversorgung, d. h. LNG wird regasifiziert und über das Gasversorgungsnetz an Kraftwerke, Industrie und Haushaltskunden verteilt. Alle Terminals haben zudem die Möglichkeit, LNG in Tanklastwagen oder auf kleinere LNG-Transportschiffe umzuladen, sodass LNG als Kraftstoff an Tankstellen angeliefert werden kann. Mittel- bis langfristig könnte LRG, das in PtG-Anlagen und den anschließenden Prozessstufen Methanisierung und Verflüssigung erzeugt wird, aus der MENA-Region in europäische Märkte geliefert und als Kraftstoff zur Verfügung gestellt werden.

Die Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) hat in der Studie „Defossilisierung des Transportsektors“ Mobilitätsszenarien untersucht, die bis 2050 eine CO<sub>2</sub>-freie Mobilität ermöglichen und über einen Well-to-Wheel-Ansatz im Blick auf technische Machbarkeit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit bewertet, wobei hier der Schwerpunkt auf die Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen über PtX-Verfahren und den Import aus der MENA-Region gelegt wurde. Im Ergebnis zeigt sich, dass über LRG, das aus MENA importiert wird, ein THG-neutraler Betrieb bei schweren Lkw umsetzbar ist. Die Gesamtkosten für Mobilität (Kraftstoff, Infrastruktur und Fahrzeug) mit synthetischem Gas bzw. LRG sind zwar höher als bei konventionellen Antrieben wie Diesel aber niedriger im Vergleich zu Kosten für alternative Antriebsformen wie bei Batteriefahrzeugen oder Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben (Abb. 27).

## 9. Szenarien für den Endenergiebedarf im Verkehr und Nutzung von LNG/LRG

In Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems des BMWi<sup>15</sup> geht nach dem BMWi-Basiszenario der gesamte Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2050 auf rund 400 TWh zurück (Abb. 28). Hierbei wird angenommen, dass die von der Bunderegierung gesetzten energie- und klimapolitischen Ziele langfristig erreicht werden können.

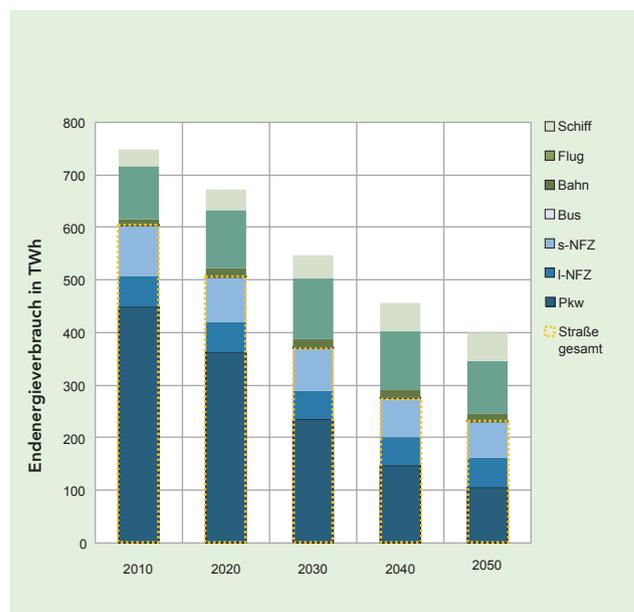


Abb. 28: Endenergieverbrauch im Verkehr nach BMWi-Basiszenario

<sup>15</sup> Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3: Referenzszenario und Basiszenario, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Sept. 2017

Der größte Rückgang entfällt auf den Straßenverkehr und hier insbesondere auf den Pkw-Bereich. Bei Pkw greift die Elektrifizierung. Durch den hohen Wirkungsgrad der Elektromotoren kann der Endenergieverbrauch deutlich reduziert werden. Bei Nutzfahrzeugen hingegen wird nur ein leichter Rückgang des Endenergieverbrauchs prognostiziert. Es gibt zwar Effizienzsteigerungen, die aber z. T. kompensiert werden. Gründe hierfür sind, dass eine Elektrifizierung nur in Teilbereichen möglich ist und weiter ansteigende Fahrleistungen gerade im Straßengüterverkehr erwartet werden.

Andere Studien<sup>16</sup> zeigen ähnliche Szenarien. Hieraus ergibt sich ein Endenergiebedarf bei Lkw in der Größenordnung von 70 bis 110 TWh in 2050.

Um eine aus volkswirtschaftlicher Sicht bestmögliche Umstellung der energieverbrauchenden Systeme zu ermöglichen, ist es zielführend, erneuerbare Gase prioritär dort einzusetzen, wo es keine geeignete Alternative gibt. Dies ist insbesondere der Verkehrsbereich und darin das Segment der schweren Lkw. In Teilbereichen wird es möglich sein, schwere Lkw über Oberleitungen zu elektrifizieren. Hohe Kosten insgesamt und Komplexität beim Aufbau der notwendigen Oberleitungsinfrastruktur lassen erwarten, dass im günstigsten Fall etwa 20 Prozent<sup>17</sup> des Endenergiebedarfs elektrisch zur Verfügung gestellt werden können. Der verbleibende Energiebedarf muss über alternative Kraftstoffe gedeckt werden. Unter der Prämisse, dass eine Teilelektrifizierung umgesetzt werden kann, müssen im Minimalfall rund 56 TWh<sup>18</sup> für schwere Lkw bereitgestellt werden. Wird eine Teilelektrifizierung nicht umgesetzt, ergibt sich ein Bedarf an erneuerbarem Kraftstoff für schwere Lkw von 110 TWh<sup>19</sup>.

Die Nutzung von erneuerbarem Gas als Kraftstoff steht im Wettbewerb zu anderen Märkten, die nicht oder nur schwer mit erneuerbarem Strom erreicht werden können und andere Optionen zur THG-Reduktion nutzen müssen. Hierzu gehören u. a. industrielle Prozesse (insb. Hochtemperatur), Rückverstromung und Teile des Wärmemarktes. Eine Allokation von Mengen kann über regulatorische Vorgaben wie eine CO<sub>2</sub>-Steuer, CO<sub>2</sub>-Grenzwerte oder marktorientiert über das Emissionshandelssystem erfolgen.

Aufgrund des Mangels an alternativen THG-neutralen Antriebsoptionen, durch starke regulatorische Anreize sowie einfache technische Machbarkeit ist der Kraftstoffmarkt für schwere Lkw für erneuerbares Gas attraktiv und wird hohe Priorität vor anderen Einsatzbereichen haben (**Abb. 29**).

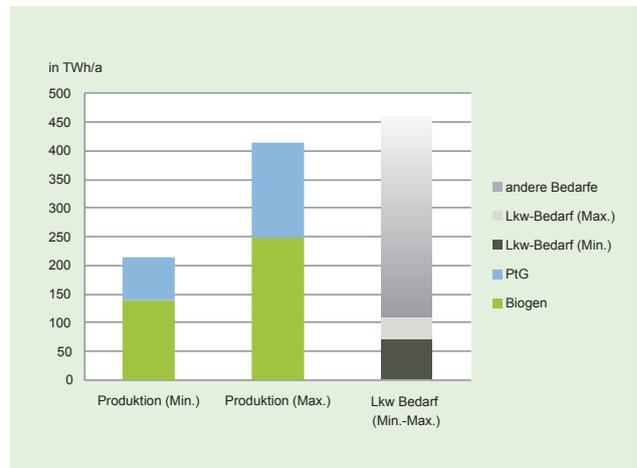


Abb. 29: Produktion von EE-Gasen und Bedarf schwere Lkw (2050)

Quelle: DVGW

Bei einer konsequenten Umsetzung der Nutzung von LRG ist es möglich, den Kraftstoffbedarf schwerer Lkw mit LRG langfristig treibhausgasneutral bereit zu stellen. Der Bedarf an LRG kann hierbei aus heimischer Produktion aus Biogasanlagen und PtG-Anlagen gedeckt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass in der Einführungsphase regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Markteinführung unterstützen und LRG wettbewerbsfähig machen. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz durch andere Bedarfe wird es zudem zielführend sein, mittel und langfristig LRG auch aus internationalen Quellen zu beziehen. LRG aus der MENA-Region erscheint schon heute wettbewerbsfähig im Vergleich zu anderen erneuerbaren Kraftstoffen (vgl. Kapitel 8.2, Abb. 27).

**Abbildung 30** zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehrsbereich (Straße) und einen Pfad, wie über die zunehmende Nutzung von LNG und längerfristig LRG eine De-

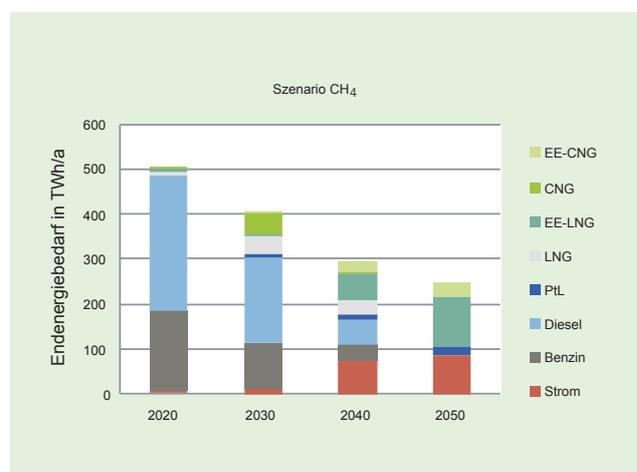


Abb. 30: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Kraftstoffen

Quelle: EBI: Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 im Auftrag des Umweltbundesamtes (2016)

<sup>16</sup> dena: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050; EBI: Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, im Auftrag des Umweltbundesamtes (2016)

<sup>17</sup> Ecofys, Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, Studie im Auftrag des DVGW, Oktober 2018

<sup>18</sup> 1 TWh entspricht rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas bzw. rund 0,77 Mio. t LNG

<sup>19</sup> Min: BMWI Basisszenario und Elektrifizierung von 20 %; Max: DVGW/EBI UBA Studie, keine Elektrifizierung

karbonisierung im Verkehrsbereich auch bei schweren Lkw möglich ist. Ab 2020 wird zunächst Diesel durch konventionelles LNG ersetzt. Hierbei wird unterstellt, dass im Zeitablauf schwere Lkw nach etwa vier bis sechs Jahren ausgetauscht werden.

Ab 2040 hat sich LRG als Kraftstoff für schwere Lkw etabliert und ersetzt dann zunehmend LNG. Prämisse ist hier eine Technologieoffenheit und ein regulatorischer Rahmen, die es ermöglichen, dass sich erneuerbare Kraftstoffe dort durchsetzen können, wo sie aus zeitlicher Perspektive und aus gesamtwirtschaftlicher Sicht den größten Effekt haben.

Erneuerbare Gase, Produktionstechnologien, Fahrzeuge und Infrastruktur für die Nutzung von LNG und LRG sind verfügbar bzw. können weiter entwickelt werden. Damit erscheint ein flexibler Übergang von fossilem Diesel über LNG hin zu erneuerbarem LRG machbar. National werden LNG-Lkw durch Förderprogramme, Mautbefreiung und Steuererleichterungen für LNG bereits gestützt. Für einen schnellen Hochlauf der Nutzung von LNG und LRG im Lkw-Bereich hat die Taskforce LNG in einem Empfehlungskatalog weitere Maßnahmen definiert<sup>20</sup>.

Auf europäischer Ebene und in der nationalen Umsetzung in Deutschland braucht es zusätzlich einen offenen Rechtsrahmen, in dem alle Lösungen, die zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors und zur Reduzierung von Luftschadstoffen beitragen, gleich und fair bewertet werden und der eine echte Technologieoffenheit erlaubt.

Ein wesentliches Element ist hier, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aller erneuerbarer Antriebsoptionen zukünftig über einen Well-to-Wheel (WtW)-Ansatz, d. h. entlang der gesamten Wertschöpfungskette gemessen werden und nicht wie bisher nur am Fahrzeug (tailpipe Ansatz). Damit könnten die Potenziale erneuerbarer Kraftstoffe effizient genutzt werden und es würde möglich, dass Fahrzeughersteller erneuerbare Kraftstoffe auf Gasbasis auf Flottengrenzwerte anrechnen können. Aktuell werden in Anlehnung an die bereits vorhandenen Regelungen für Pkw auf europäischer Ebene CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte auch für Nutzfahrzeuge eingeführt. Hieraus wird ein starker Anreiz für Fahrzeughersteller kommen, Lkw, die LNG bzw. LRG als Kraftstoff nutzen, in den Markt zu bringen, wenn es regulatorisch ermöglicht wird, dass CO<sub>2</sub>-neutrale gasförmige und flüssige Kraftstoffe auf die Flottengrenzwerte angerechnet werden können.

Ein weiterer Treiber ist die Treibhausgasminderungsquote, über die Unternehmen, die Kraftstoffe in den Markt bringen, verpflichtet werden, erneuerbare Kraftstoffe anzubieten, um so zur Verringerung von Treibhausgasemissionen im Verkehrsbereich beizutragen. Für Unternehmen ist LRG eine zusätzliche Möglichkeit, die geforderten Quoten zu erfüllen. Hier hat der Gesetzgeber gehandelt. In der Novelle der 38. BImSchV ist vorgesehen, dass LRG auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden kann. Die Anrechnungsmöglichkeit wird die Einführung von LRG zusätzlich unterstützen und dazu beitragen, dass der nach der europäischen RED II (Renewable Energy Directive) geforderte Anteil fortschrittlicher Kraftstoffe am Kraftstoffmarkt von 3,5 Prozent in 2030 erfüllt werden kann<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> [www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/Handlungsempfehlungen\\_Marktentwicklung\\_LNG\\_DVGW\\_DENA.PDF](http://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/Handlungsempfehlungen_Marktentwicklung_LNG_DVGW_DENA.PDF)

<sup>21</sup> siehe Referentenentwurf des BMU, Erste Verordnung zur Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1a: Power-to-Gas-Anlage.....	3
Abb. 1b: Biogasanlage.....	3
Abb. 2: Definitionen erneuerbare Gase.....	4
Abb. 3 : Entwicklung von THG-Emissionen im Verkehrsbereich 1990-2017 und Emissionsquellen.....	5
Abb. 4: Entwicklung der Verkehrsleistung.....	5
Abb. 5: Klimaziele und notwendige CO <sub>2</sub> -Reduktion zum Erreichen des 80- bzw. 95-Prozent-Ziels.....	6
Abb. 6: THG-Emissionen bei schweren Lkw in Europa.....	7
Abb. 7: Reduktion von Luftschadstoffen beim Einsatz von LNG als Kraftstoff im Vergleich zur Euro VI Norm (100 %).....	7
Abb. 8: Produktion und Verteilung von LNG und LRG.....	8
Abb. 9: THG-Emissionen bei schweren Lkw (HPDI) in Europa – Beimischung von BioLNG bzw. EE-LNG.....	8
Abb. 10: Erzeugung von Biomethan und BioLNG.....	9
Abb. 11: Prozesskette Elektrolyse, Methanisierung, Verflüssigung.....	9
Abb. 12 : Methanisierungsverfahren.....	11
Abb. 13: CO <sub>2</sub> -Emissionen (2015) und deren räumliche Verteilung je nach Branchen .	11
Abb. 14: Integrierte netzdienliche Biogas- und Methanisierungsanlage.....	12
Abb. 15: Biohybrid-Anlage Erdgas Südwest.....	13
Abb. 16: Reversed-Brayton-Verfahren zur Verflüssigung von Biomethan .....	14
Abb. 17: Verfahren zur Verflüssigung von Biomethan .....	14
Abb. 18: Entwicklung der Anzahl von Anlagen zur Biogasproduktion und installierter elektrischer Leistung und von Biomethananlagen und Einspeisekapazität .....	15
Abb. 19: Verteilung von Biogas-BHKW zur Stromerzeugung und von Aufbereitungsanlagen zur Biogasaufbereitung in Deutschland .....	15
Abb. 20: Leistungsklassen von Biogasanlagen in Deutschland.....	16
Abb. 21: Verfahren zur Herstellung von Biomethan und nutzbare Rohstoffe.....	16
Abb. 22: Potenzial zur Erzeugung von Biomethan in Deutschland.....	17
Abb. 23: Standorte von PtG-Anlagen in Deutschland .....	17
Abb. 24: Produktionspfade für synthetisches Gas .....	18
Abb. 25: Potenzial zur Erzeugung von synthetischem Gas über PtG-Technologie in 2050 .....	18
Abb. 26a: LNG-Tanker .....	19
Abb. 26b: LNG-Terminal .....	19
Abb. 27: Mobilitätskosten und Kraftstoffoptionen im Vergleich .....	20
Abb. 28: Endenergieverbrauch im Verkehr nach BMWi-Basissszenario.....	20
Abb. 29: Produktion von EE-Gasen und Bedarf schwere Lkw (2050).....	21
Abb. 30: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Kraftstoffen .....	21
Tab. 1: Einsatzbereiche von LNG und LRG als Kraftstoff im Vergleich.....	6
Tab. 2: Übersicht zu Elektrolyseverfahren.....	10

