

Werner Hermeling
Korbinian Nachtmann
Frank Scholwin

Biogas – ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis

Erzeugerwissen, Aufbereitung und
Vermarktung

Biogas – ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis

Werner Hermeling · Korbinian Nachtmann ·
Frank Scholwin

Biogas – ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis

Erzeugerwissen, Aufbereitung und
Vermarktung

 Springer Vieweg

Werner Hermeling
Neusiedl am See, Burgenland, Österreich

Korbinian Nachtmann
Landshut, Bayern, Deutschland

Frank Scholwin
Weimar, Thüringen, Deutschland

ISBN 978-3-658-39604-6 ISBN 978-3-658-39605-3 (eBook)
<https://doi.org/10.1007/978-3-658-39605-3>

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

© Der/die Herausgeber bzw. der/die Autor(en), exklusiv lizenziert an Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, ein Teil von Springer Nature 2023

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von allgemein beschreibenden Bezeichnungen, Marken, Unternehmensnamen etc. in diesem Werk bedeutet nicht, dass diese frei durch jedermann benutzt werden dürfen. Die Berechtigung zur Benutzung unterliegt, auch ohne gesonderten Hinweis hierzu, den Regeln des Markenrechts. Die Rechte des jeweiligen Zeicheninhabers sind zu beachten.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Planung/Lektorat: Daniel Froehlich

Springer Vieweg ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Abraham-Lincoln-Str. 46, 65189 Wiesbaden, Germany

Vorwort

Durch multiple Krisen (Klimakrise, Wasserknappheit, Krieg in der Ukraine) erleben wir einen sehr schnellen Umbruch der gesamten Energieversorgung. Energiequellen werden einer neuen Betrachtung unterzogen. Auch Biogas wird neu bewertet, insbesondere die Komponenten Methan und Kohlendioxid.

Für Biomethan sind alle wesentlichen technischen Herausforderungen gelöst und entsprechend beschrieben. Für die Autoren unverständlich ist die zögernde Haltung der Politik, Biogas und Biomethan eine klare und langfristige Rolle zuzuschreiben. Wir beobachten zur Zeit, dass sich Bio-CNG und Bio-LNG gegenüber dem fossilen Erdgas am Markt verstärkt behaupten. Biomethan in der Form von Bio-CNG oder Bio-LNG bietet eine bewährte und heute technisch verfügbare Alternative zu den konventionellen Kraftstoffen insbesondere im Schwerlastverkehr und in der Schifffahrt. Daher ergänzen wir mit dem vorliegenden Band die breite Literatur zur Biogaserzeugung mit einem Fokus auf Bio-CNG und Bio-LNG.

Die Vielschichtigkeit der Thematik Biogas verlangte die Einbeziehung verschiedenster Fachleute, deren Wissen hier weitergegeben wird. Neben den genannten Autoren haben für das Kap. 2 (Aufbau und Betrieb von Biogasanlagen) die folgenden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Instituts für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie

- M.Eng. Oliver Viertmann (Abschn. 2.2 bis 2.4),
- Dr.-Ing. Cornelia Rönsch (Abschn. 2.1 und 2.5),
- M.Eng. Georg Siegert (Abschn. 2.6),
- M.Sc. Friedrich Brandes (Abschn. 2.3 und 2.4)

in dankenswerter Weise unter der Regie von Dr.-Ing. Frank Scholwin zum Gelingen des Werkes beigetragen.

Ebenso hat Dr.-Ing. Korbinian Nachtmann auf breiter Basis seine Darstellungen wiedergegeben, unterstützt durch

- M.Eng. Felix Burmester
- M.Eng. & MBA Anna Frank.

Ich darf für das Autorenteam sprechen, wir sind überzeugt, dass Bio-CNG und Bio-LNG eine wesentliche Säule der Energieversorgung sein werden. Damit wird nicht nur der Klimaschutz entscheidend vorangetrieben, sondern auch die Kreislaufwirtschaft in vorbildlicher Weise praktisch umgesetzt.

Neusiedl am See
am 20.11.2022

Werner Hermeling

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Begriffserklärung	1
1.1.1	Biogas	1
1.1.2	Methan und Biomethan	3
1.1.3	Abgrenzung zu anderen Kraftstoffen	5
1.1.4	Kohlendioxid	7
1.1.5	Spurengase	10
1.2	20 Jahre EEG – ein Rückblick	11
1.3	Resümee	16
1.4	20 Jahre feste Förderung – und jetzt?	17
1.4.1	Strom	17
1.4.2	Wärme	18
1.4.3	Kraftstoff	20
1.4.4	Energiespeicher	21
1.5	Etablierte Alternativen zur Vor-Ort-Verstromung als Grundlastkraftwerk	22
1.5.1	Flexibilisierung	22
1.5.2	Bereitstellung von Regelenergie	24
1.5.3	Direktvermarktung	26
1.5.4	Verlängerung der EEG-Vergütung um 10 Jahre	27
	Quellen	28
2	Aufbau und Betrieb von Biogasanlagen	31
2.1	Substrateinsatz in Biogasanlagen	31
2.1.1	Substrate aus der Landwirtschaft	31
2.1.2	Substrate aus Kommunen	32
2.1.3	Substrate aus Industrie und Gewerbe	33
2.2	Technologien zur Biogasproduktion	34
2.2.1	Grundlegender Verfahrensablauf	34

2.2.2	Substratbereitstellung, Substratlagerung und Gärrestverwertung	36
2.2.3	Prozessenergiebedarf	37
2.2.4	Fermentation: Technologieüberblick im Kontext zu den verwendeten Substraten	38
2.3	Betriebserfahrungen mit der Biogasproduktion	41
2.3.1	(Technische) Verfügbarkeit der Anlagentechnik	41
2.3.2	Personalaufwand und Wartung	43
2.3.3	Betriebsstörungen und deren Vermeidung	43
2.3.4	Optimierungspotenziale erschließen	45
2.4	Wertschöpfungsketten zur Biogasproduktion und -nutzung	45
2.4.1	Exkurs Erlöse aus der Kraftstoffbereitstellung	46
2.4.2	Strom- und Wärmeproduktion zur Eigenenergieversorgung in der Kraftstoffbereitstellung	50
2.4.3	Kraftstoffbereitstellung ohne Gasnetznutzung (siehe auch Abschn. 5.3)	50
2.4.4	Rohbiogasnetze: Biomethan gemeinsam aufbereiten	51
2.4.5	Einspeisung in das Erdgasnetz	53
2.5	Einflussfaktoren THG-Minderung bei Biogasproduktion	54
2.6	Wirtschaftlichkeit zur Biogasproduktion und -nutzung	58
2.6.1	Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungsketten im Vergleich	61
	Quellen	66
3	Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	67
3.1	Entschwefelung	68
3.2	Trocknung	70
3.3	CO ₂ -Abtrennung	71
3.4	Konditionierung und Einspeisung ins Erdgasnetz	76
	Quellen	77
4	Die Produktion und der Einsatz von flüssigem Biomethan	79
4.1	Aufbereitungsverfahren zur Herstellung von flüssigem Biomethan	79
4.2	Drucklose Aufbereitung von Biogas zu flüssigem Biomethan und Trockeneis	89
4.3	Einsatz von flüssigem Biomethan als alternativer Kraftstoff	99
4.4	Der generator-elektrische Antrieb	100
	Quellen	105
5	Einsatz von Biomethan	107
5.1	Biomethan, Bio-CNG-Erzeugung und Verwendung	107
5.1.1	Einspeisung ins Gasnetz	109
5.1.2	Gasspeicherung	111
5.1.2.1	Biogasspeicherung außerhalb des Fermenters	111

5.1.2.2	Niederdruckgasspeicher	113
5.1.2.3	Hochdruckgasspeicher	115
5.2	Speicherung der Flüssigphase	121
5.2.1	Zusätzliche sicherheitstechnische Tankausrüstung eines vakuumisolierten Tanks für Methan/LNG	124
5.2.1.1	Überfüllsicherung	125
5.2.1.2	Totraumlose Kupplung	127
5.2.1.3	Prozessüberdruckventil	130
5.2.1.4	Füllstandsmesser	130
5.3	Direktvermarktung der Gasphase des Biomethans am Hof	131
5.3.1	Verstromung an der Biogasanlage	131
5.3.2	Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen)	135
5.3.3	Hoftankstelle und Hofzapfstelle	138
5.3.3.1	Hinweise zur Hoftank- und Hofzapfstelle	140
5.3.3.2	Ausrüstung der Hoftankstelle	141
5.3.4	Gasodorierung	142
5.3.5	Der Gaskompressor	144
5.4	Erzeugung und Verwendung flüssigen Biomethans	146
5.4.1	Erzeugung von Bio-LNG	148
5.4.2	Sicherheitstechnische Einrichtungen an der Verflüssigungsanlage für Methan	152
5.5	Satellitentankstelle	153
5.6	Bündelfüllstelle	156
5.7	Der Füllprozess der Bündel	157
5.7.1	Anlagengestaltung und konstruktive Hinweise	162
5.8	Trailerbefüllung	165
	Quellen	166
6	Erzeugung und Handling von Bio-CH₄ und Bio-CO₂	167
6.1	Erzeugung von flüssigem Bio-CH ₄ und Bio-CO ₂ in kleinstrukturierten Anlagen mittels flüssigem Stickstoff als Kälteträger	167
6.2	Kondensation des CO ₂	172
6.2.1	Bio-LNG sammeln und zur Basisstation transportieren	173
6.2.2	Betankung des Transporttanks	175
6.2.3	Basisstation Abgabe als BioLNG und BioCNG	178
6.2.4	Bio-LNG-Tankstelle	181
6.2.4.1	Technische Konzepte	182
6.2.4.2	Basisstation zur Abgabe von Bio-CNG oder Bio-LNG	183
6.2.4.3	Bio-CNG-Satellitenstation	186
	Quellen	189

7 Besondere sicherheitstechnische Anforderungen an Bio-CNG/LNG-Anlagen	191
7.1 Die Flüssigphase	192
7.2 Die Gasphase	195
7.3 Absicherung des Anlagendrucks	196
7.4 Weitere sicherheitstechnische Vorrichtungen zusätzlich zum Regelwerk	197
Quellen	199
Weiterführende Literatur	201
Stichwortverzeichnis	203



Korbinian Nachtmann

Biogas bildet sich in einem biochemisch komplexen Prozess durch den anaeroben, bakteriellen Abbau nachwachsender Rohstoffe und tierischer Exkremente, wie etwa Mist oder Gülle, sowie biogener Abfälle. Es handelt sich um einen natürlichen Prozess im biologischen Stoffkreislauf, welcher unter anderem Kohlendioxid und Methan freisetzt. Beide Gase sind Treibhausgase und tragen somit zur globalen Erderwärmung bei. Ziel der kontrollierten Umwandlung, d. h. der Biogaserzeugung in Biogasanlagen ist die Vermeidung *unkontrollierter* Faulung (Treibhausgasbildung) und die wirtschaftliche Verwertung des Methans. Damit werden die natürlichen Erdgasreserven geschont und der menschliche Einfluss auf das Klima minimiert. Die anfallenden Reststoffe sind hochwertiger Dünger und Produkte zur weiteren Verarbeitung in chemischen Prozessen.

1.1 Begriffserklärung

1.1.1 Biogas

Unter dem Begriff Biogas kann auch das durch die unkontrollierte Faulung auf Hausmülldeponien entstehende Deponiegas sowie das in Faultürmen gewonnene Klärgas subsumiert werden. Der Prozess der Biogasbildung erfolgt mittels Mikroorganismen, welche auch im Pansen von Wiederkäuern zu finden sind. Bestandteile wie Fette, Proteine oder Kohlenhydrate werden in vier Schritten zu Methan und Kohlendioxid umgewandelt (vgl. Abb. 1.1). Nach der im ersten Schritt stattfindenden Verflüssigung (Hydrolyse) der abbaubaren Biomasse findet im zweiten Schritt deren Versäuerung (Acidogenese) statt. Das Umwandeln der dabei entstehenden Säuren und Alkohole zu Essigsäure und Wasserstoff vollzieht sich im dritten Schritt (Acetogenese). Im letzten Schritt – der

Methanogenese – reagiert der Wasserstoff mit dem zuvor in der Versäuerungsphase gebildetem Kohlendioxid sowie Essigsäure zu Methan und Kohlendioxid. Mineralstoffe und ligninhaltige Organik verbleiben im Gärrest. Dieser stellt unter Berücksichtigung von Ausbringzeitpunkt und -technik einen hochwertigen Dünger für die Landwirtschaft dar (Wendland und Lichti 2012).

Hauptbestandteile von Biogas sind Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2). Des Weiteren können Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2), Ammoniak (NH_3), Wasserstoff (H_2), Wasserdampf (H_2O) und Schwefelwasserstoff (H_2S) im Biogas enthalten sein. Die durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas aus der anaeroben Vergärung organischer Biomasse ist in Abb. 1.2 ersichtlich (FNR 2020a). Vor der Verwertung von Biogas sind die im Gas enthaltenen störenden Bestandteile wie H_2S , H_2O oder NH_3 abzutrennen, da bereits geringe Konzentrationen davon zu Schäden an gasführenden Anlagenteilen führen können.

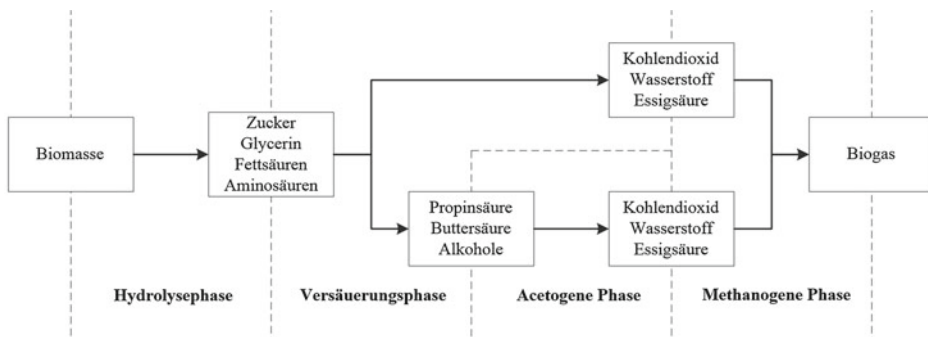


Abb. 1.1 Die vier Abbauphasen der anaeroben Vergärung biogener Feststoffe (Nachtmann 2012)

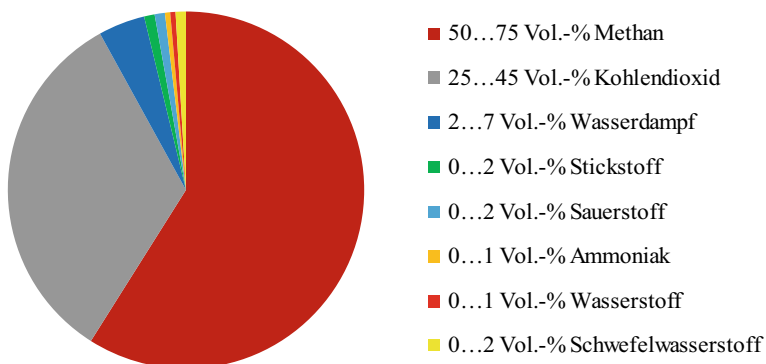


Abb. 1.2 Durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas aus der anaeroben Vergärung organischer Biomasse. Verändert nach (FNR 2020)

- **Hinweis** Im Stoffkreislauf wird Biogas, ein Gasgemisch, auf natürliche Weise freigesetzt. In Biogasanlagen wird das Gasgemisch kontrolliert aufgefangen und der weiteren wirtschaftlichen Nutzung zugeführt. Die Reststoffe sind als hochwertiger Dünger anzusehen.

1.1.2 Methan und Biomethan

Methan ist ein brennbares, farb- und geruchloses Gas mit der Dichte von $0,72 \text{ kg/m}^3$ bei Normbedingungen und einem oberen Heizwert von 11 kWh/m^3 . Die minimale Selbstentzündungstemperatur liegt bei 853 K und die Flammentemperatur bei 2230 K (Allamagny 2002). Methan bildet im Bereich von $4,4 \dots 17,0 \text{ Vol.-%}$ mit Luft ein zünd- und explosionsfähiges Gemisch (IFA 2016). Unter Normdruck und einer Temperatur von $111,5 \text{ K}$ wechselt Methan vom gasförmigen in den flüssigen Aggregatzustand. In Abb. 1.3 ist das Phasendiagramm von Methan dargestellt. Die Verflüssigung erfolgt durch Kälte, daher ordnet man dieses Gas den tiefkalt verflüssigten Gasen zu. Das Volumen reduziert sich dabei um den Faktor 582 (Allamagny 2002). Aus einem Kubikmeter gasförmigem Methan werden $1,7 \text{ L}$ flüssiges Methan. Soll flexibel und unabhängig vom Erdgasnetz agiert werden oder sind qualitativ hochwertige Energieträger erforderlich, wird auf flüssiges oder hoch komprimiertes Methan als Mittel erster Wahl zurückgegriffen.

Diese Eigenschaften nutzen sowohl Erdgasexportländer wie Katar, Indonesien oder Australien als auch Erdgasimportländer wie Japan oder Taiwan. Auf Basis der geografischen Lage ist

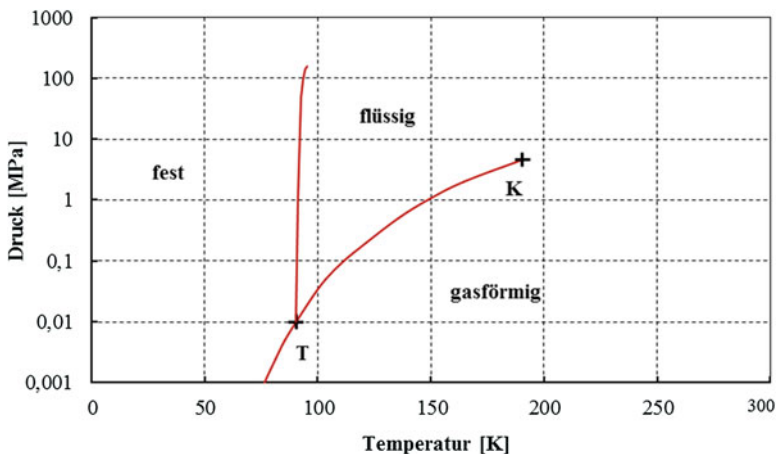


Abb. 1.3 Phasendiagramm von Methan. Kritischer Punkt (K) $190,4 \text{ K}/4,6 \text{ MPa}$; Tripelpunkt (T) $90,5 \text{ K}/0,01 \text{ MPa}$; Siedepunkt bei Atmosphärendruck $111,5 \text{ K}/0,10 \text{ MPa}$. Verändert nach (Allamagny 2002; VDI 2013)

Tab. 1.1 Auszug typischer Zusammensetzungen von ausgewählten Erdgasen und aufbereiteten Biogasen (Technische Regel – Arbeitsblatt G 260: 2013)

Bezeichnung	Symbol	Einheit	Russland Erdgas H	Deutschland Erdgas L	Biogas H	Biogas H + LPG
Methan	CH ₄	Vol.-%	96,96	86,46	96,15	90,94
Stickstoff	N ₂	Vol.-%	0,86	10,24	0,75	0,69
Kohlendioxid	CO ₂	Vol.-%	0,18	2,08	2,90	2,68
Ethan	C ₂ H ₆	Vol.-%	1,37	1,06	–	–
Propan	C ₃ H ₈	Vol.-%	0,45	0,11	–	5,00
Gesamtschwefel	S	mg/m ³	<3	<3	<3	<3
Brennwert	H _{s,n}	kWh/m ³	11,20	9,80	10,60	11,60
Normdichte	ρ _n	kg/m ³	0,74	0,81	0,76	0,83

eine Lieferung per Tankschiff gegenüber dem Transport via Pipeline ökonomisch sinnvoller. So verwundert es nicht, dass rund 15 % des derzeit weltweit geförderten Erdgases, 485 Mrd. Kubikmeter, in flüssiger Form gehandelt werden (Statista 2020). Zur Erhöhung der Energiedichte zum gasförmigen Transport ist das Verdichten auf einen Druck von bis zu 30 MPa geläufig.

Methan ist mit ca. 84...99 Vol.-% Hauptbestandteil von Erdgas. Kann durch die Aufbereitung von Biogas nahezu reines Methan gewonnen werden, resultieren hieraus eine Reihe von Einsatzmöglichkeiten. Die genauen Spezifikationen hängen dabei vom Verwendungszweck ab. So unterscheidet sich Biomethan – verwendet als Kraftstoff – in Bezug auf Reinheit und Qualität von Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz. Wie sehr die Qualität und Zusammensetzung von gefördertem Erdgas und gewonnenem Biogas schwankt, ist aus Tab. 1.1 ersichtlich.

Aus der Verbrennung eines Kubikmeters Methan entstehen als Verbrennungsprodukt nur 1,9 kg CO₂. Die Ursache dafür ist das höchste Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis aller Kohlenwasserstoffverbindungen. So ist Methan anderen kohlenwasserstoffbasierenden Energieträgern wie Benzin, Diesel, Stein- oder Braunkohle vorzuziehen. Grafisch ist dieser Vorteil in Abb. 1.4 dargestellt. Das Treibhauspotenzial von Methan ist bezogen auf die Masse im Vergleich zu Kohlendioxid 21...28-mal höher¹ (United Nations 1995; Myhre und Shindell 2013). Die direkte Emission von Methan ist deshalb auf jeden Fall zu vermeiden. Der sogenannte Methanschlepp bei der Gewinnung, Verarbeitung, Aufbereitung, Speicherung und Handhabung ist also so gering wie möglich zu halten.

Methan kann nicht nur für die Energiebereitstellung in Form von Strom, Wärme und Kraftstoff genutzt werden. Auch als Rohstoff für die Herstellung von Wasserstoff, Stickstoffdünger, Kunststoffen und Textilien oder Lösemitteln ist Methan derzeit unersetzbar.

¹ Der 21...28-mal höhere Wert von Methan gegenüber Kohlendioxid bezieht sich auf einen Beobachtungszeitraum von 100 Jahren.

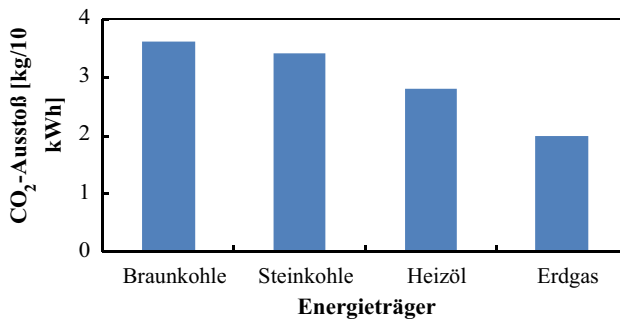


Abb. 1.4 CO₂-Ausstoß in kg bei der Verbrennung verschiedener Energieträger bezogen auf den Heizwert von 10 kWh. Verändert nach (Quaschnig 2016)

Über Gas-to-Liquid-Verfahren kann Methan in flüssige Kraftstoffe wie beispielsweise Methanol umgewandelt werden.

- **Hinweis** Methan ist ein hochwertiger Energieträger, der bei der Verbrennung geringere Mengen CO₂ im Vergleich zu Benzin, Öl, und Kohle freisetzt und deshalb diesen vorzuziehen ist. Methan wird nicht nur kalorisch genutzt, sondern ist auch ein wichtiger chemischer Rohstoff. Von Biomethan spricht man, wenn dieses aus Biogas abgetrennt wurde.

1.1.3 Abgrenzung zu anderen Kraftstoffen

CNG – Compressed Natural Gas

Gerade bei der Verwendung von Biomethan als regenerativem Kraftstoff herrscht durch die Vielzahl an verschiedenen neuen Kraftstoffen zurzeit Verwirrung bezüglich der Namensgebung. Nicht zuletzt tragen die fortschreitende Etablierung der Elektromobilität sowie der Wasserstoffwirtschaft ihren Teil dazu bei.

Erfolgt nach der Aufbereitung eine Verdichtung des Biogases, sind Begriffe wie Bio-CNG (bio compressed natural gas) und CBG (compressed bio gas) geläufig. Diese Kraftstoffe können CNG (compressed natural gas) ersetzen. Hingegen kann SNG (synthetic natural gas) als „erneuerbares“ Erdgas nicht nur aus Biomasse, sondern auch durch Verfahren wie z. B. Power-to-Gas hergestellt werden. In Abb. 1.5 ist die Bildtafel 365-54 Erdgastankstelle dargestellt.

LPG – Liquefied Petroleum Gas

Eine klare Abgrenzung zu LPG (liquefied petroleum gas oder auch Autogas genannt) ist vorzunehmen, da dieses ein unter Druck verflüssigtes Gas ist und überwiegend aus Propan, Butan und deren Gemischen besteht. LPG wird bei 0,5...1 MPa gespeichert der obere

Abb. 1.5 Auf der rechten Seite ist das Zeichen 365-54 Erdgastankstelle (CNG – Compressed Natural Gas), nach Bildtafel der Verkehrszeichen in der Bundesrepublik Deutschland. Links: Schild in grün als Hinweis für CNG biogenen Ursprungs (nicht genormt)

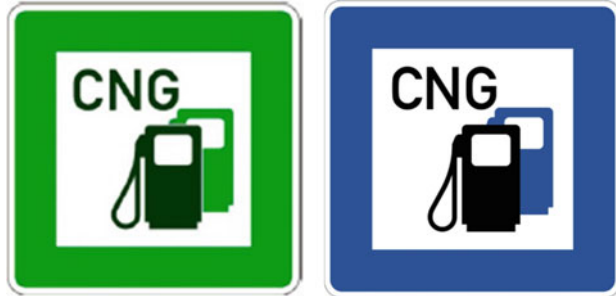


Abb. 1.6 Zeichen 365-53 Tankstelle mit Autogas, nach Bildtafel der Verkehrszeichen in der Bundesrepublik Deutschland



Heizwert beträgt 12,8 kWh/kg bei einer Oktanzahl von 105...115 ROZ. Autogas verbrennt umweltfreundlicher als Benzin. Deren Verbreitung begann in den 1970ern, heute ist es überwiegend in Italien oder den Niederlanden etabliert. In Abb. 1.6 ist die Bildtafel 365-53 Tankstelle mit Autogas dargestellt.

LNG – Liquefied Natural Gas

Biomethan im verflüssigten Zustand wird als LBM (liquefied biomethane) oder LBG (liquefied biogas) bezeichnet. Es ist bezüglich Reinheit und Qualität LNG (liquefied natural gas) überlegen. Die Speicherung erfolgt in wärmeisolierten Tanks bei einem Druck von Atmosphäre bis meist 18 bar. Der Begriff LBG ist zum Teil in der Fachliteratur als Synonym für flüssiges Methan aus Biogas in Verwendung. Dies ist hinsichtlich der Zusammensetzung von Biogas fachlich irreführend, da Biogas Kohlendioxid enthält, verflüssigtes Biomethan hingegen nicht. Darüber hinaus sind Begriffe wie Bio-LNG oder LRG (Liquefied Renewable Gas) geläufig. In diesem Buch wird der fachlich korrekte Begriff LBM verwendet. Der Einsatz von LBM in Nutzfahrzeugen an Stelle von flüssigem Erdgas wird explizit empfohlen (LNGBC 2020). Flüssiges Methan besitzt nur ca. 1/600 des Volumens im Vergleich zum gasförmigen Zustand. Das käme bei CNG einem Druck von 60 MPa gleich. Das derzeit noch nicht genormte Zeichen „LNG-Tankstelle“ kann aus Abb. 1.7 entnommen werden.

Abb. 1.7 365-53 Tankstelle mit flüssigem Methan, nach Bildtafel der Verkehrszeichen in der Bundesrepublik Deutschland



- ▶ **Hinweis CNG kann Biomethan oder Erdgas sein, verflüssigt ist es LNG; die Verflüssigung erfolgt durch Kälte. Beides sind gleichwertige Kraftstoffe. LPG entsteht ausschließlich bei der Fraktionierung von Kohlenwasserstoffen (Benzindestillation) und wird als unter Druck verflüssigtes Gas gehandelt. Die Gase sind nicht untereinander austauschbar.**

1.1.4 Kohlendioxid

Mit 25...45 Vol.-% ist Kohlendioxid neben Methan der zweitgrößte Bestandteil von Biogas und gehört wie LPG zu den druckverflüssigten Gasen. Eine wirtschaftliche Verwertung ist aufgrund der Menge daher wünschenswert. Gasförmiges CO₂ ist mit einer Dichte von 1,99 kg/m³ unter Normbedingungen deutlich schwerer als Luft, farblos und kann bereits ab geringen Konzentrationen erstickend und toxisch wirken². Die sehr gute Löslichkeit des etwas säuerlich schmeckenden und riechenden Stoffes in Wasser ist temperatur- und druckabhängig.

Gelingt die Biogasaufbereitung zu einer sehr reinen CO₂-Fraktion, lässt sich diese als Nebenprodukt der Biogasaufbereitung gewinnbringend veräußern. Wird der Lebensmittelzusatzstoff E290 (Kohlendioxid) in Lebensmitteln und Getränken eingesetzt, gelten unter anderem die in Tab. 1.2 aufgeführten Grenzwerte in Bezug auf die Produktreinheit (Jäger 2014).

Gasförmiges Kohlendioxid findet in Gewächshäusern als Dünger Verwendung, da ein CO₂-Überschuss die Photosynthese fördert. Lebensmittel werden mit CO₂ als Sauerstoffverdränger und Schutzgas verpackt. Durch die antibakterielle Wirkung kann der aerobe Abbauprozess mit einhergehendem Verlust von Farben, Aromen und Strukturen gehemmt werden (Die Verbraucher Initiative e. V. 2013). Unter dem Handelsnamen *Kohlensäure* wird CO₂ noch heute in der Getränkeindustrie eingesetzt. Die Verlängerung der Haltbarkeit und der entstehende Perleffekt von Erfrischungsgetränken sind gewünschte Folgen.

² Zu hohe Kohlendioxidkonzentrationen sind oftmals Verursacher von schweren Unfällen in Güllegruben oder Füttersilos. Hier kann Sauerstoff durch fehlende Belüftung oder Fehlgärung in hohem Maße verdrängt werden.

Tab. 1.2 Auszug der Grenzwerte für CO₂ in Lebensmitteln und Getränken. Verändert nach (IGC Doc 70/08/E 2008)

Stoff	Konzentration
Stoffprobe	Mind. 99,9 Vol.-% CO ₂
Feuchtigkeit	Max. 50 ppm
Ammoniak	Max. 2,5 ppm
Sauerstoff	Max. 30 ppm
Flüchtige Kohlenwasserstoffe (berechnet wie Methan)	Max. 50 ppm davon maximal 20 ppm nicht-Methan Kohlenwasserstoffe
Gesamter Schwefel (als S) ^a	Max. 0,1 ppm

^aWird der Gesamtschwefelgehalt von 0,1 ppm überschritten, müssen die Verbindungen genauer bestimmt werden. Dabei gilt unter anderem folgender für die Biogasaufbereitung wichtiger Grenzwert: H₂S 0,1 ppm

Weitere Einsatzmöglichkeiten sind unter anderem die Nutzung als Löschmittel in Feuerlöschern und großtechnischen Löschanlagen oder als Kältemittel in Kühlschränken und Getränkeautomaten sowie Klimaanlage (Nachtmann 2012). Superkritisches CO₂ wird in der Lebensmittelindustrie für Hochdruckextraktionsprozesse wie das Entkoffeinieren von Kaffeebohnen eingesetzt (Jäger 2014). Verfahren zur Herstellung hochwertiger Energieträger wie Power-to-Gas oder die Methanolsynthese sind ebenfalls zum größten Teil auf gasförmiges CO₂ in hoher Reinheit angewiesen.

In Druckgasflaschen lagert CO₂ flüssig und steht so z. B. der Getränkeindustrie zur Verfügung. Das unter Druck stehende Fluid kühlt sich durch Expansion bis unter die Sublimationstemperatur ab. Bei der Erzeugung von Trockeneis wird die Flüssigphase entspannt. Dabei fällt Trockeneis-Schnee an, der zu Platten oder Pellets gepresst wird. Die sich bildende Gasphase wird in der Regel nicht weiter verwertet. Dieser Vorgang ist relativ einfach zu realisieren. Pellets eignen sich zur Bearbeitung von Kunststoff- oder Metalloberflächen. Ein bedeutender Prozess ist das Entgraten durch Trockeneisstrahlen. Das Besondere an dieser Anwendung ist das rückstandsfreie Arbeiten mit CO₂, dieses verdampft. In fester Form, den Platten, wird Kohlendioxid u. a. in der Lebensmittelindustrie zum Kühlen verwendet. Weitere Haupteinsatzgebiete sind die Chemie- und Pharmaindustrie, Forschungseinrichtungen, die Automobilindustrie und Gießereien.

In flüssiger Form kommt CO₂ nur ab einem Druck größer 0,52 MPa vor. Im Phasendiagramm von Kohlendioxid (Abb. 1.8) ist dieses Verhalten grafisch dargestellt.

Gemäß Abb. 1.8 liegt Kohlendioxid bei Atmosphärendruck bis zu einer Temperatur von 195 K als Feststoff vor. Das Erwärmen von Trockeneis führt zur Sublimation des Feststoffes. Bereits 1937 wurde auf die besonderen Eigenschaften von Trockeneis verwiesen (Kuprianoff 1953). Diese sind:

- tiefe Sublimationstemperatur von 195 K bei Atmosphärendruck

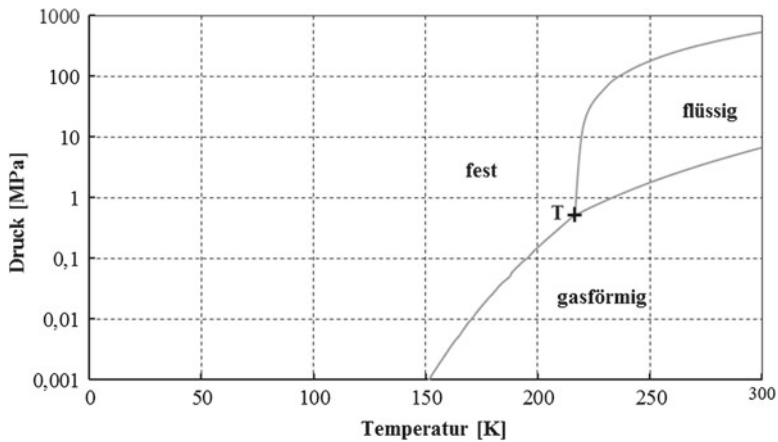


Abb. 1.8 Phasendiagramm von Kohlendioxid. Tripelpunkt (T) 216,4 K/0,52 MPa; Sublimationspunkt bei Atmosphärendruck 194,5 K/0,10 MPa. Verändert nach (Allamagny 2002; VDI 2013)

- Wegfall des Schmelzwassers (vgl. zu Wassereis)
- großer Kältevorrat je Volumeneinheit (2,5-facher von Wassereis)
- antibakterielle Wirkung des CO₂-Gases auf das Kühlgut

Die Nutzung von Trockeneis im Bereich der Lebensmittelproduktion, z. B. während des Kutters von hochwertigem Wurstbrät, ist in gewissem Maß bereits heute unabhängig. Durch das Vermeiden von Schmelzwasser ist das ohne Qualitätsverluste und Veränderungen in der Zusammensetzung möglich. Das Kühlen von empfindlichen Waren mit Trockeneis und somit unabhängig von mechanischen und elektrischen Kühleinheiten ist vor allem im Transportsektor weit verbreitet. So können gekühlte oder gefrorene Lebensmittel durch Trockeneiskühlung in Paketen versandt werden. Die Belieferung von Supermärkten in Wohngebieten ist durch das Wegfallen geräuschintensiver Kühlaggregate in Kühllastwagen auch in der Nacht erlaubt. CO₂ ist auch ein bedeutendes Schutzgas beim Schweißen. So wird es einmal als reines Gas oder im Gemisch mit anderen Gasen wird Argon häufig verwendet.

- **Hinweis CO₂ ist ein unter Druck verflüssigtes Gas und fällt u. a. in großen Mengen bei der Entwicklung von Biogas an. Separiert und verflüssigt wird es in verschiedenen Industriezweigen – flüssig oder gasförmig – verwendet oder zu Platten bzw. Pellets gepresst. In der Lebensmittelindustrie findet es ebenfalls breite Anwendung.**

1.1.5 Spurengase

Schwefelwasserstoff Das Abtrennen von toxischem H_2S kann mithilfe chemisch-physikalischer oder biologischer Verfahren erfolgen. Als biologisches Grobentschwefelungsverfahren ist die direkt im Fermenter stattfindende Entschwefelung mittels mikrobieller Oxidation von Schwefelwasserstoff durch die Zufuhr von Luftsauerstoff am weitesten verbreitet. Chemisch-physikalische Verfahren können in Absorptions- (Wäschen) und Adsorptionsverfahren (Aktivkohlen) unterteilt werden. Die Fällung durch Eisensalzzugabe findet als weiteres chemisch-physikalisches Verfahren in der gewerbsmäßigen Biogaserzeugung ebenfalls Verwendung. Sehr hohe H_2S -Gehalte von bis zu 20.000 ppm sind bei eiweißreichen Ausgangssubstraten möglich. Das Entfernen des Schwefelwasserstoffes bis unter die Nachweisgrenze (ca. 1 ppm) ist durch die Kombination von biologischer Grobentschwefelung und chemisch-physikalischer Feinentschwefelung möglich (Adler 2014).

Ammoniak Um Gefährdungen, wie die ätzende Wirkung auf Haut, Augen und Atemwege, ausschließen zu können, ist Ammoniak (NH_3), ein farbloses wasserlösliches und toxisches Gas, ebenfalls vollständig vom Biogas zu separieren. Eiweißhaltige Substrate können zu hohen NH_3 -Konzentrationen führen. Dies wiederum führt unmittelbar zu höheren Verbrennungstemperaturen im Gasmotor. Zu hohe Temperaturen können zu Schäden an den Dichtungen bis hin zum Totalschaden des Motors führen.

In Gewässer gelangtes Biogassubstrat verursacht durch die Wirkung des Ammoniaks Fischsterben (Grass 2012). Zum Abtrennen des NH_3 kann die gute Wasserlöslichkeit ausgenutzt werden. Ammoniak wird deshalb oft zusammen mit dem Wasseranteil vom restlichen Biogas abgetrennt.

Wasser Das aus dem Fermenter strömende Biogas ist vollständig mit Wasser gesättigt. Dessen Trocknung ist vor der Nutzung unumgänglich. So kann die in Verbindung mit H_2S auftretende Korrosion von metallischen Anlagenteilen wie den Rohrleitungen oder dem BHKW verhindert werden. Als Trocknungsverfahren erster Wahl hat sich die Kondensatabscheidung mittels Taupunktunterschreitung durchgesetzt. Der Wasserdampf wechselt durch Kondensation seinen Aggregatzustand hin zur flüssigen Phase. Das Kondensat ist am tiefsten Punkt des Wasserabscheiders zu entnehmen. Gerade die einfache Steuerung und der wirtschaftlich optimale Betrieb aller Trocknungsverfahren zeichnen im Speziellen dieses Verfahren aus (Adler 2014). Eine nahezu vollständige Wasserabscheidung gelingt mittels Einsatz von Molekularsieben oder adsorptivem Kieselgel (SiO_2).

Stickstoff und **Sauerstoff** Der Heizwert des erzeugten Biomethans wird durch diese beiden Komponenten gemindert. Sie sind daher, wenn möglich, ebenfalls abzutrennen. Zu größeren N_2 - und O_2 -Konzentrationen kann es bei der direkten Entschwefelung im Fermenter kommen, da hier explizit Luft zur Oxidation des Schwefelwasserstoffes eingeblasen werden muss. Vorteilhaft ist dennoch, dass der daraufhin elementar vorliegende Schwefel im Gärrest verbleibt und somit als Dünger zur Verfügung steht.

Vor allem aber Deponiegas weist Stickstoffgehalte von bis zu 20 Vol.-% auf (Nadherny-Borutin 2015). Eine Aufbereitung zu Biomethan gestaltet sich hier schwierig, denn Sauerstoff und Stickstoff sind nur unter großem Aufwand aus dem Gasstrom abzutrennen, sodass deren Eintrag von Anfang an zu vermeiden ist (TU Wien 2012). Eine Möglichkeit zur Sauerstoffabscheidung bietet die Verwendung von Membranen, welche dafür die unterschiedlichen Permeationseigenschaften der Gase ausnutzen. Stickstoff hoher Reinheit hingegen ist mit konventionellen Aufbereitungsverfahren nicht oder nur sehr schlecht abzutrennen (Ohlrogge und Ebert 2012). Mit kryogenen Verfahren hingegen können sowohl Sauerstoff als auch Stickstoff vom Methan getrennt werden. Hier macht man sich die unterschiedlichen Siedepunkte zunutze.

- ▶ **Hinweis Spurengase müssen unbedingt abgeschieden werden, da sie den Heizwert je Masseneinheit reduzieren oder durch Aggressivität die Anlagen schädigen können. Die Trennung kann mittels verschiedener etablierter Verfahren erfolgen.**

1.2 20 Jahre EEG – ein Rückblick

Nicht erst seit der vierten Biogasbewegung durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 sind Biogasanlagen in Deutschland fest etabliert. So wurden bereits um 1937 städtische Fuhrparks auf Biogas umgestellt. Beispiele hierfür sind die Städte München, Erfurt, Essen, Pforzheim oder Halle. Die zweite Biogasbewegung in Deutschland gründete auf der weltweiten Ölkrise in den Jahren 1972/73. Der Ölpreis für ein Barrel Öl (159 L) stieg damals von drei auf über fünf Dollar an. Davor, und zwar im Jahr 1948, wurde die erste landwirtschaftliche Biogasanlage in Odenwald in Betrieb genommen. Es folgte das Kloster Benediktbeuren im Jahre 1955. Diese Anlage lief z. B. ohne größere Reparaturen bis in die späten 80er Jahre. Das Stromeinspeisungsgesetz im Jahr 1991 war Grundstein für die dritte Biogasbewegung, welche zu einer Anlagenzahl von 1050 im Jahr 2000 in Deutschland führte. Im Weiteren soll explizit auf die Entwicklung seit dem Inkrafttreten des EEG eingegangen werden. Die Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 2001 bis 2020 ist in Abb. 1.9 grafisch dargestellt.

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am 1. April 2000 erfolgten bedeutende Änderungen oder sogar die Neufassung des Gesetzes in den Jahren 2004, 2009, 2012, 2014 und 2016/17, welche die starken oder schwachen Zuwächse in bestimmten Jahren erklärt. Denn das EEG regelt nicht nur die bevorzugte Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen (z. B. Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik oder Biomasse) in das öffentliche Stromnetz, sondern es legt darüber hinaus eine garantierte Einspeisevergütung für die nächsten 20 Jahre fest.