

# **LNG-Beschaffenheiten und potenziell nichtenergetischer Verbrauch in Deutschland**

von

**Hans-Georg Fasold, Essen  
im Auftrag der Merkel GmbH**

**Juni 2017 / September 2017**

Prof. Dr. Hans-Georg Fasold  
Wolfskuhle 2  
D 45276 Essen  
Telefon: +49 (0)201 503676  
Mobile: +49 (0)177 3244825  
E-Mail: [hans-georg.fasold@gmx.de](mailto:hans-georg.fasold@gmx.de)

## **Inhalt**

Einführung / Ausgangslage .....	3
LNG als Rohstoff für nichtenergetische Anwendungen.....	7
Bilder und Tabellen .....	9
Literatur .....	28

## Einführung / Ausgangslage

**LNG** (Liquefied Natural Gas) **steht nach Regasifizierung im Anlandeterminal im Wettbewerb mit Pipeline-Gas**, in Deutschland vor allem mit russischem und norwegischen Erdgas.<sup>1</sup>

Eine Darstellung der derzeitigen Erdgasbezugsquellen zeigt **Bild 1** [1].

Bereits heute dominiert Erdgas russischer Provenienz (in 2016: 41 %).

Dieser Anteil dürfte ab 2020 weiterhin ansteigen, da entsprechend den Erdgasimportverträgen mit den Niederlanden die L-Gas-Bezüge zwischen 2019/20 und 2029/30 näherungsweise linear bis auf Null zurückgehen werden (s. **Bild 2**) [2], während etwa zeitgleich (2019 – 2020) die Inbetriebnahme der beiden Stränge der Nord Stream 2 – Pipeline vorgesehen ist; hierüber wird russisches Erdgas via Ostsee nach Westeuropa geliefert werden (Anlandepunkt: Greifswald).

Grundsätzlich ist es wünschenswert, eine Diversifikation der Erdgasquellen zu erreichen, um einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund könnten LNG-Importprojekte einen Beitrag leisten – vorausgesetzt, die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Pipelinegas ist gegeben.

Erdgas wird in Deutschland überwiegend im Wärmemarkt untergebracht, insbesondere im Sektor der Gebäudeheizung; dies ist aus dem hohen Anteil des Erdgases in den Verbrauchssektoren „Haushalte und Kleinverbraucher“ ableitbar (s. **Bild 3**) [1].

Der „Heizgasanteil“ (temperaturabhängiger Gasverbrauch **für Raumheizungen**) liegt bei ca. 56 % [3].

Im Industriesektor (Erdgasanteil in Deutschland: 38 %) wird Erdgas überwiegend als „Prozessgas“ genutzt, außerdem als Energie zur Raumheizung und – zu einem geringeren Anteil – nichtenergetisch als Rohstoff.

Im Sektor des nichtenergetischen Erdgasverbrauchs könnten sich – je nach Provenienz des Erdgases – Vorteile für LNG ergeben, falls die Anteile für C<sub>2+</sub> (Ethan, Propan...) relativ hoch ( $\geq 10$  %) sein sollten.

---

<sup>1</sup> Die Bedeutung von in Deutschland produziertem Erdgas (heute: 7 %, stark rückläufige Tendenz) wird in Zukunft vernachlässigbar gering sein.

Heute bereits kann Erdgas mit höheren  $C_{2+}$ -Gehalten für die Petrochemie als Rohstoff dienen – insbesondere als Einsatzstoff für Cracker – in Konkurrenz zu Nafta als alternativem Rohstoff.

Für LNG als Einsatzstoff bietet sich gegenüber gasförmigem Erdgas ein energetischer Vorteil, sofern die Separation der  $C_{2+}$ -Anteile fraktioniert bei der Wiedervergasung stattfindet. Insofern erscheint LNG gegenüber gasförmigem Erdgas als besonders wettbewerbsfähig auf dem Sektor des nichtenergetischen Verbrauchs – insbesondere gegenüber norwegischem Erdgas (s. **Tabelle 1**) [4], welches via Pipeline an der deutschen Nordseeküste in Dornum und Emden angelandet wird.

Die  $C_{2+}$ -Anteile des aus der norwegischen Nordsee stammenden Erdgases liegen bei ca. 8,4 % (Dornum) bzw. 10,25 % (Emden); diese Werte sind relativ hoch und zeigen, dass auch norwegisches Erdgas im Grundsatz als Rohstoffquelle für nichtenergetische Anwendungen genutzt werden könnte.

Die **Zusammensetzungen von LNG verschiedener Herkunft** zeigen überwiegend ebenfalls relativ hohe  $C_{2+}$ -Gehalte (außer: Gas aus Trinidad u. Tobago) – s. **Tabelle 2** [4].

Für die in **Tabelle 2** beschriebenen Gaszusammensetzungen wurden die charakteristischen Erdgas-Kennzahlen berechnet (s. **Tabellen 3a – 3g**).

Es ergibt sich:

LNG-Herkunft	Dichteverhältnis $d_v$ [-]	Brennwert $H_{s,n}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]	Heizwert $H_{i,n}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]	Wobbe-Index $W_{s,n}$ [kWh/m <sup>3</sup> ]
Algerien	0,631	12,229	11,061	15,397
Australien	0,628	12,274	11,102	15,485
Malaysia	0,634	12,324	11,149	15,485
Nigeria	0,620	12,124	10,961	15,402
Oman	0,644	12,526	11,338	15,607
Qatar	0,629	12,223	11,055	15,418
Trinidad u. Tobago	0,572	11,336	10,225	14,984

Das LNG aus Trinidad u. Tobago fällt aufgrund seines hohen Methangehaltes (96,9 %) aus der Reihe.

Alle anderen LNG-Zusammensetzungen ähneln sich sehr stark hinsichtlich der charakteristischen Kennzahlen:

Dichteverhältnis:	0,62 ... 0,644	[-]
Brennwert:	12,1 ... 12,53	[kWh/m <sup>3</sup> ]
Heizwert:	11,06 ... 11,34	[kWh/m <sup>3</sup> ]
Wobbe-Index:	15,4 ... 15,6	[kWh/m <sup>3</sup> ]

Es ist anzumerken, dass die o. g. Gasbeschaffenheiten und Kennzahlen nur approximativ gelten; unterschiedliche Gasfelder, Aufbereitungsverfahren und Separierung höherer Gas-Liquids führen zu unterschiedlichen Kennzahlen.

Während des Transports ergibt sich – wegen des Boil-Offs von primär leichten Komponenten – eine Zunahme an Dichte und Brennwert.

Gemessen an der Beschaffenheit des den deutschen Gasmarkt zunehmend dominierenden russischen Erdgases zeigen sich erhebliche Abweichungen „nach oben“ im Hinblick auf Dichteverhältnis, Brennwert und Wobbe-Index (s. Beschaffenheit Waidhaus/Russland in **Tabelle 1**).

Dies bedeutet **erheblichen Anpassungsaufwand zur Einbringungen des regasifizierten LNG in das deutsche Erdgasverbundnetz** – verbunden mit erheblichen Kosten (Stickstoffzumischung, Qualitätsmessung, Abrechnung etc.)

Für Sonderanwendungen (LNG als Kraftstoff, Schiffsbrennstoff, nichtenergetischer Rohstoffeinsatz in der Industrie) kann der verflüssigte Zustand (**vor** Gasifizierung) vorteilhaft sein, da die Energieaufwendungen für die Verflüssigung zur Separation der Komponenten vermieden werden können.

Allerdings ist anzumerken, dass dieser Vorteil zunächst nur für landbasierte Anlandeterminals genutzt werden kann.

FSRUs sind demgegenüber nicht dazu ausgelegt, die C<sub>2+</sub>-Komponenten an Bord zu separieren bzw. LNG-Teilströme in der flüssigen Phase abzuzweigen.

Dies kann jedoch durch Installation zusätzlicher LNG-Entladeeinrichtungen an Bord – verbunden mit Zusatzinvestitionen – erreicht werden.

Zumindest die letztgenannte Funktionalität wurde beispielsweise für die FSRU Independent (Klaipeda) vorgesehen; hier können Teilströme für die „small-scale-LNG-Nutzung“ abgezweigt werden, indem kleinere LNG-Tankschiffe und landbasierte LNG-Transportfahrzeuge mit LNG betankt werden [5].

## LNG als Rohstoff für nichtenergetische Anwendungen

Nach Ermittlungen des Umweltbundesamtes [6] wird ein **Anteil von ca. 7 % der fossilen Energieträger für den nichtenergetischen Verbrauch** verwendet; wichtigster Verbraucher ist die petrochemische Industrie.

In 2013 lag der Primärenergieverbrauch der fossilen Energieträger in Deutschland bei 266,5 Mtoe bzw. 3.099,5 TWh (s. **Tabelle 4**) [7].

Unter Berücksichtigung eines 7 %igen Anteils für den nichtenergetischen Verbrauch ergibt sich ein Wert von 217,0 TWh (NCV) bzw. **232,2 TWh (GCV) für die stoffliche Nutzung der fossilen Energieträger.**

Bezogen auf den gesamten industriellen Energieverbrauch von 522,34 TWh (NCV) (s. **Tabelle 5**) [8] ergibt sich demnach **ein Anteil von 41,5 % für die nichtenergetische Nutzung der fossilen Energieträger in der Industrie.**

Praktisch die gleichen Werte ergeben sich bei Zugrundelegung der vom Verband der Chemischen Industrie (VCI) veröffentlichten Daten [9].

Demnach betrug der Verbrauchswert der organischen Chemie in Deutschland in 2013 ca. 20 Mio. Tonnen fossile und nachwachsende Rohstoffe (stofflicher Einsatz) – s. **Bild 4.**

Der überwiegende Anteil (74 %) wurde über Naphta und andere Erdölderivate bereitgestellt, der Rest über Erdgas (11 %), Kohle (2 %) und nachwachsende Rohstoffe (13 %).

Durch Multiplikation dieser Anteile mit den Heizwerten dieser Rohstoffe [10] ergeben sich die energetischen Inhalte.

Das gewichtete Mittel für den spezifischen Energieinhalt (Heizwert) liegt bei 10,9 kWh/kg (s. **Tabelle 6**); insgesamt ergibt sich ein Energieäquivalent von **218 TWh (NCV)**.<sup>2</sup>

Eine Umrechnung auf die im Gasfach übliche Brennwertbasis geschieht über den Faktor 1,07: **233 TWh (GCV).**

---

<sup>2</sup> 10,9 kWh/kg · 20 · 10<sup>9</sup> kg = 218 · 10<sup>9</sup> kWh.

Es zeigt sich in der o. b. Analyse ein außerordentlich **hohes Potenzial von ca. 233 TWh (GCV) für die nichtenergetische Nutzung fossiler Energieträger.**

Durch Zurückdrängung des hohen Mineralölanteils (74 %) zu Gunsten des Erdgases bietet sich also ein erhebliches Gasabsatzpotenzial – insbesondere für Erdgase mit hohen  $C_{2+}$  - Gehalten (also auch LNG).

Allerdings ist anzumerken, dass der **Bedarf** an nichtenergetischer Nutzung fossiler Energieträger überwiegend im Binnenland besteht – also **in küstenfernen Regionen** (s. **Bild 5**).

Dies wird gezeigt in einer Untersuchung von G. Kramer [11].

Demnach ergibt sich **für die Küstenländer** Bremen, Hamburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein **nur ein ca. 4,5 %iger nichtenergetischer Verbrauch** an fossilen Energieträgern, während der Schwerpunkt (> 75 %) in den Ländern NRW, Rheinland-Pfalz und Bayern liegt.

Für die nichtenergetische Nutzung von LNG bedeutet dies, dass vom Anlandepunkt an der Küste bis zum Verbrauchsort im Binnenland zusätzliche Transportentfernungen von mehreren hundert Kilometern zu überbrücken sind.

Da für die chemische Industrie insbesondere die  $C_{2+}$  -Anteile, d. h. vorrangig Ethan, von Interesse sind, könnten diese höheren Kohlenwasserstoffkomponenten auf dem Gelände des LNG-Anlandeterminals aus dem LNG extrahiert werden und in flüssiger Form (bei ca.  $-90^{\circ}\text{C}$ ) in speziellen Tankfahrzeugen via Straße oder Schiene zu den Industrieanlagen im Süden transportiert werden.

Das oben ausgewiesene potenzielle Absatzpotenzial ist weitaus höher als die aus einem LNG-Importterminal zu erwartende  $C_{2+}$  -Menge: ausgehend von einem etwa 10 %igen  $C_{2+}$  -Anteil im LNG und einer LNG-Jahreskapazität von 10 Mrd.  $\text{m}^3/\text{a}$  könnte demnach eine Menge von 1 Mrd.  $\text{m}^3/\text{a}$   $C_{2+}$  -Rohstoff ( $\sim 20 \text{ TWh}/\text{a}$ ) bereitgestellt werden.

Voraussetzung für die Realisierbarkeit eines solchen Projekts ist die Wettbewerbsfähigkeit des vorrangig aus Ethan bestehenden  $C_{2+}$  gegenüber dem alternativen Einsatzstoff Nafta.

## Bilder und Tabellen

Bild 1: Erdgasbezugsquellen (Deutschland)

Bild 2: Rückgang der niederländischen L-Gas-Lieferungen nach Deutschland zwischen 2019/20 und 2029/30

Bild 3: Erdgasabsatz in den Verbrauchssektoren

Tabelle 1: Erdgaszusammensetzungen / Pipelinegas in Deutschland

Tabelle 2: Zusammensetzung von LNG – abhängig von der Herkunft des Gases

Tabelle 3: Charakteristische Kennzahlen von LNG verschiedener Herkunft:

Tabelle 3a: LNG aus Algerien

Tabelle 3b: LNG aus Australien

Tabelle 3c: LNG aus Malaysia

Tabelle 3d: LNG aus Nigeria

Tabelle 3e: LNG aus Oman

Tabelle 3f: LNG aus Qatar

Tabelle 3g: LNG aus Trinidad u. Tobago

Tabelle 4: Primärenergieverbrauch (fossile Energieträger) in Deutschland 2013

Tabelle 5: Industrielle Verwendung fossiler Energieträger in 2013 (inkl. nichtenergetische Energieträger)

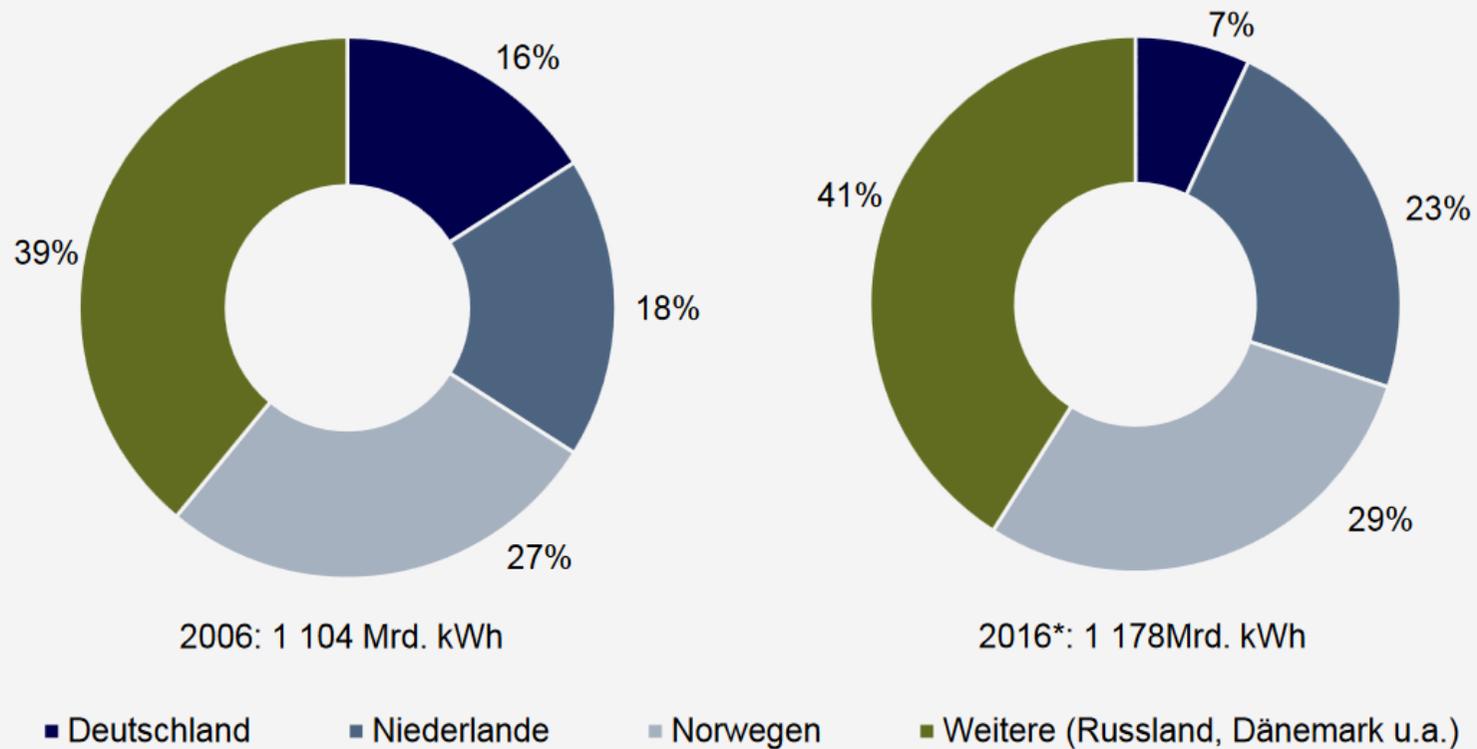
Bild 4: Rohstoffmix der organischen Chemieproduktion

Tabelle 6: Nichtenergetischer Verbrauch der chemischen Industrie in Deutschland (nach VCI) – differenziert nach Energieträgern

Bild 5: Nichtenergetischer Verbrauch 2004 nach Bundesländern

# Erdgasbezugsquellen

Zehnjahresvergleich Erdgasaufkommen in Deutschland nach Herkunftsländern



Quelle: BDEW, Stand 02/2017

\* vorläufig

Bild 1: Erdgasbezugsquellen (Deutschland) [1]

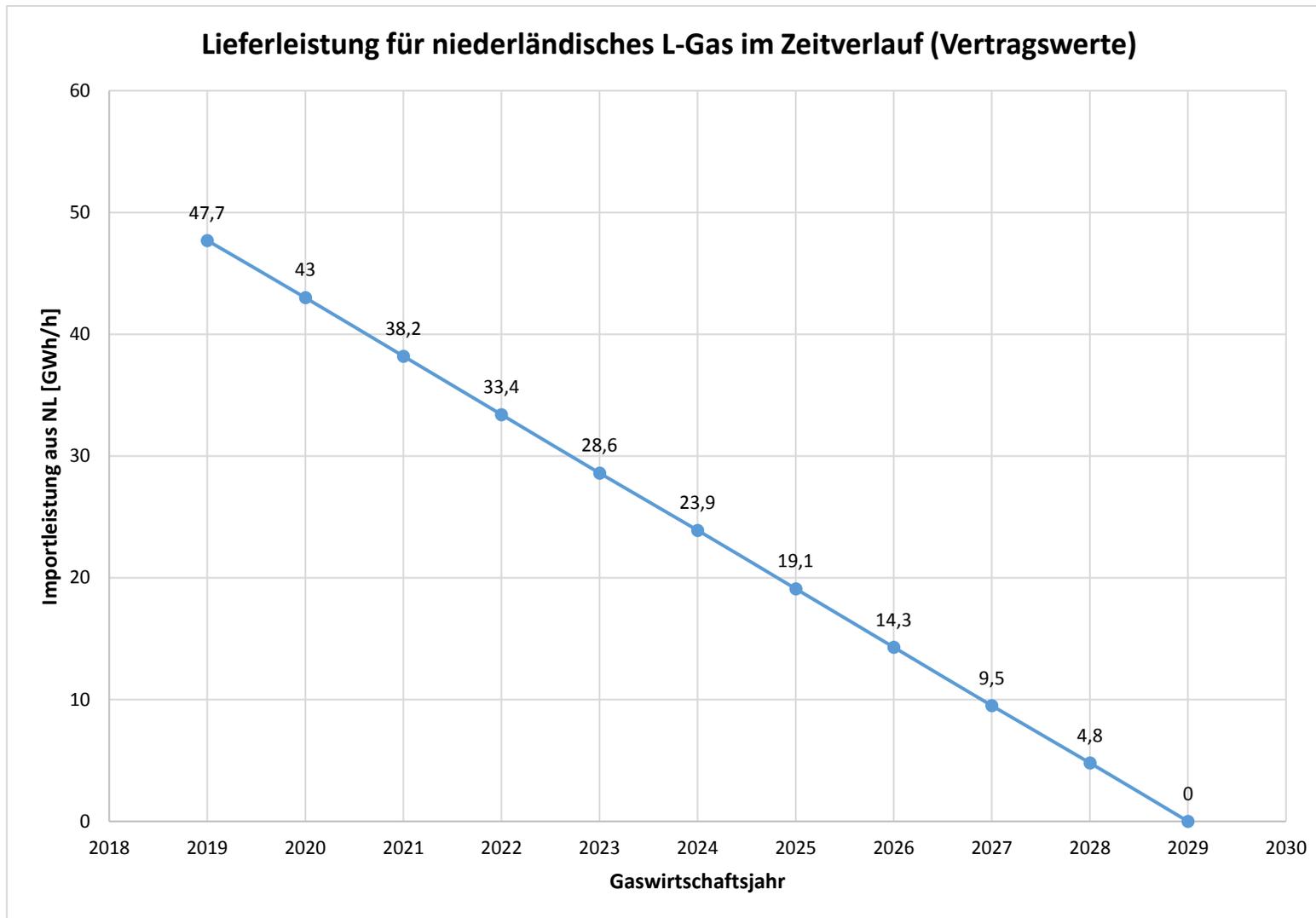
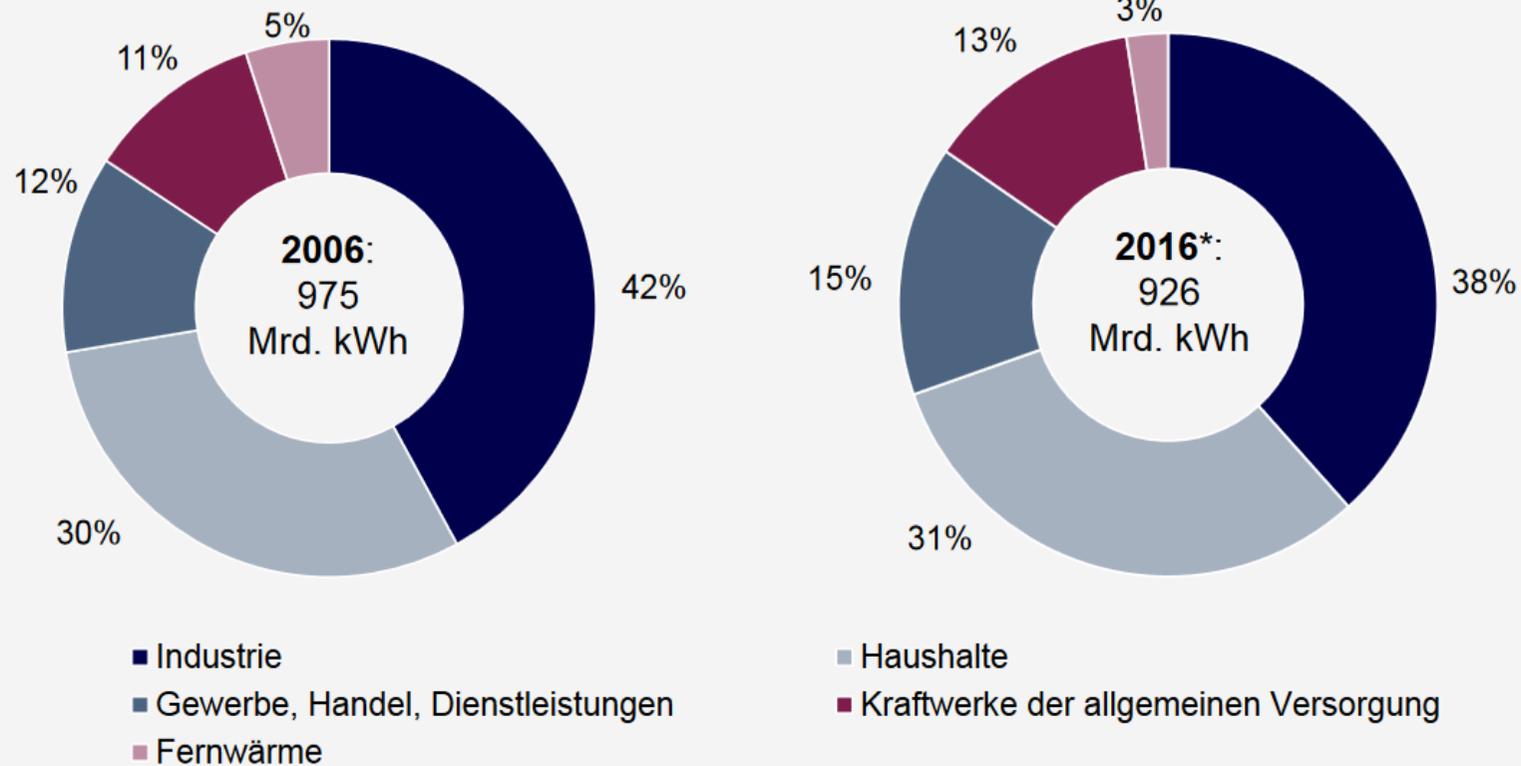


Bild 2: Rückgang der niederländischen L-Gas-Lieferungen nach Deutschland zwischen 2019/20 und 2029/30

Daten-Quelle: NEP 2016 [2]

# Erdgasabsatz in Deutschland – Zehnjahresvergleich

## Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbrauchergruppen



Quelle: BDEW, Stand 02/2017

Anm.: 2008 wurde die Aufteilungsmethodik zwischen Strom- und Wärmeversorgung geändert

\* vorläufig

Bild 3: Erdgasabsatz in den Verbrauchssektoren [1]

Tabelle 1: Erdgaszusammensetzungen / Pipelinegas in Deutschland

Komponente	Bezeichnung	Nordsee/ Domum	Verbund E.ON/ gegen Russland	Dong Gas Dänemark	RWE Süd	Waidhaus/ Russland	Philips Emden	Hünxe
	Probe- nahmeort	Warden- burg	Werne von Paffrath	Schuby	Stolberg von Bocholtz	Waidhaus	Rysum	GVH
Helium	Mol.-%	0,0086	0,0107	0,0029	0,0247	0,0146	0,0053	0,0127
Kohlenstoffdioxid	Mol.-%	2,3169	2,1015	0,5532	1,9531	0,2189	1,4606	1,8376
Stickstoff	Mol.-%	0,7716	1,4763	0,3004	2,9966	0,8742	0,654	1,2851
Sauerstoff + Argon	Mol.-%	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Wasserstoff	Mol.-%	0,0016	0,0015	< 0,0015	< 0,0015	< 0,0015	< 0,0015	< 0,0015
Methan	Mol.-%	88,4647	88,7957	90,7025	87,6742	96,5250	87,6365	88,6236
Ethan	Mol.-%	7,7651	6,671	5,2546	5,5779	1,6155	7,0909	6,8523
Propan	Mol.-%	0,5976	0,7559	1,9742	1,2519	0,5308	2,4039	1,1184
n-Butan	Mol.-%	0,0367	0,076	0,5294	0,2085	0,0896	0,3577	0,1273
i-Butan	Mol.-%	0,0299	0,0659	0,3478	0,1572	0,0819	0,2387	0,0941
n-Pentan	Mol.-%	0,0023	0,0113	0,0951	0,0271	0,0131	0,0469	0,0127
i-Pentan	Mol.-%	0,0031	0,0145	0,1497	0,0417	0,0177	0,0552	0,0174
neo-Pentan	Mol.-%	< 0,0001	0,0006	0,0022	0,0026	0,0016	0,0019	0,0006
Hexane	Mol.-%	0,0012	0,0104	0,0632	0,0329	0,0093	0,0312	0,0102
Heptane	Mol.-%	0,0005	0,0051	0,0204	0,0147	0,005	0,0124	0,0059
Oktane	Mol.-%	< 0,0001	0,0008	0,0013	0,0024	0,0009	0,0013	0,0009
Nonane	Mol.-%	< 0,0001	0,0002	0,0002	0,0007	0,0004	0,0005	0,0002
C <sub>10</sub> und höhere KW	Mol.-%	< 0,0002	< 0,0001	0,0002	< 0,0002	0,0002	0,0003	< 0,0001
Benzol	Mol.-%	0,0001	0,0019	0,002	0,0201	0,0006	0,0016	0,0007
Toluol	Mol.-%	< 0,0001	0,0005	0,0005	0,0023	0,0005	0,0007	0,0003
Xylole	Mol.-%	< 0,0001	0,0001	0,0001	0,0003	0,0002	0,0003	< 0,0001

Quelle:

Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt

2014 DIV Deutscher Industrieverlag;

Artikel: Gasbeschaffenhheits- und -versorgungsaspekte

Autoren: F. Burmeister, J. Senner, A. Mozgovoy, E. Tali

S. 22 (Tabelle 8) [4]

Tabelle 2: Zusammensetzung von LNG – abhängig von der Herkunft des Gases

Herkunft von LNG	Volumenanteil [%]				
	Methan	Ethan	Propan	Butan	Stickstoff
Algerien	87,6	9,0	2,2	0,6	0,6
Australien	89,3	7,1	2,5	1,0	0,1
Malaysia	89,8	5,2	3,3	1,4	0,3
Nigeria	91,6	4,6	2,4	1,3	0,1
Oman	87,7	7,5	3,0	1,6	0,2
Quatar	89,9	6,0	2,2	1,5	0,4
Trinidad und Tobago	96,9	2,7	0,3	0,1	0

Quelle:

Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt

2014 DIV Deutscher Industrieverlag;

Artikel: Gasbeschaffungs- und Gasversorgungsaspekte

Autoren: F. Burmeister, J. Senner, A. Mozgovoy, E. Tali

S. 32 (Tabelle 10) [4]

Tabelle 3: Charakteristische Kennzahlen von LNG verschiedener Herkunft:

Datenquellen: [4] und Berechnungen des Autors.

Tabelle 3a: LNG aus Algerien

Gasbeschaffenheit

**Gasbeschaffenheit : ALgerien**

Kohlendioxid in % :	0,0
Stickstoff in % :	0,6
Sauerstoff in % :	0,0
Wasserstoff in % :	0,0
Kohlenmonoxid in % :	0,0
Methan in % :	87,6
Ethylen in % :	0,0
Ethan in % :	9,0
Propan in % :	2,2
n-Butan in % :	0,6
n-Pentan in % :	0,0
Benzol in % :	0,0
n-Hexan in % :	0,0
n-Heptan in % :	0,0
n-Octan in % :	0,0
<b>Summe in % :</b>	<b>99,99999</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte in [kg/m3] :	0,8156
Realgasfaktor i. N. in [-] :	0,9966
Dichteverhältnis in [-] :	0,6308
Brennwert in [kWh/m3] :	12,2286
Heizwert in [kWh/m3] :	11,0614
Wobbeindex in [kWh/m3] :	15,3969
Molmasse in [kg/kmol] :	18,2469

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3b: LNG aus Australien

Gasbeschaffenheit

**Gasbeschaffenheit : Australien**

Kohlendioxid	in % :	0,0
Stickstoff	in % :	0,1
Sauerstoff	in % :	0,0
Wasserstoff	in % :	0,0
Kohlenmonoxid	in % :	0,0
Methan	in % :	89,3
Ethylen	in % :	0,0
Ethan	in % :	7,1
Propan	in % :	2,5
n-Butan	in % :	1,0
n-Pentan	in % :	0,0
Benzol	in % :	0,0
n-Hexan	in % :	0,0
n-Heptan	in % :	0,0
n-Octan	in % :	0,0
<b>Summe</b>	<b>in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte	in [kg/m3] :	0,8123
Realgasfaktor i. N.	in [-] :	0,9965
Dichteverhältnis	in [-] :	0,6283
Brennwert	in [kWh/m3] :	12,2739
Heizwert	in [kWh/m3] :	11,1018
Wobbeindex	in [kWh/m3] :	15,485
Molmasse	in [kg/kmol] :	18,173

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3c: LNG aus Malaysia

Gasbeschaffenheit ✕

**Gasbeschaffenheit : Malaysia**

Kohlendioxid	in % :	0,0
Stickstoff	in % :	0,3
Sauerstoff	in % :	0,0
Wasserstoff	in % :	0,0
Kohlenmonoxid	in % :	0,0
Methan	in % :	89,8
Ethylen	in % :	0,0
Ethan	in % :	5,2
Propan	in % :	3,3
n-Butan	in % :	1,4
n-Pentan	in % :	0,0
Benzol	in % :	0,0
n-Hexan	in % :	0,0
n-Heptan	in % :	0,0
n-Octan	in % :	0,0
<b>Summe</b>	<b>in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte	in [kg/m3] :	0,8191
Realgasfaktor i. N.	in [-] :	0,9964
Dichteverhältnis	in [-] :	0,6335
Brennwert	in [kWh/m3] :	12,3242
Heizwert	in [kWh/m3] :	11,1494
Wobbeindex	in [kWh/m3] :	15,4847
Molmasse	in [kg/kmol] :	18,3232

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3d: LNG aus Nigeria

Gasbeschaffenheit

**Gasbeschaffenheit : Nigeria**

Kohlendioxid	in % :	0,0
Stickstoff	in % :	0,1
Sauerstoff	in % :	0,0
Wasserstoff	in % :	0,0
Kohlenmonoxid	in % :	0,0
Methan	in % :	91,6
Ethylen	in % :	0,0
Ethan	in % :	4,6
Propan	in % :	2,4
n-Butan	in % :	1,3
n-Pentan	in % :	0,0
Benzol	in % :	0,0
n-Hexan	in % :	0,0
n-Heptan	in % :	0,0
n-Octan	in % :	0,0
<b>Summe</b>	<b>in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte	in [kg/m3] :	0,8011
Realgasfaktor i. N.	in [-] :	0,9966
Dichteverhältnis	in [-] :	0,6196
Brennwert	in [kWh/m3] :	12,1237
Heizwert	in [kWh/m3] :	10,9614
Wobbeindex	in [kWh/m3] :	15,4023
Molmasse	in [kg/kmol] :	17,9205

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3e: LNG aus Oman

Gasbeschaffenheit

**Gasbeschaffenheit : Oman**

Kohlendioxid	in % :	0,0
Stickstoff	in % :	0,2
Sauerstoff	in % :	0,0
Wasserstoff	in % :	0,0
Kohlenmonoxid	in % :	0,0
Methan	in % :	87,7
Ethylen	in % :	0,0
Ethan	in % :	7,5
Propan	in % :	3,0
n-Butan	in % :	1,6
n-Pentan	in % :	0,0
Benzol	in % :	0,0
n-Hexan	in % :	0,0
n-Heptan	in % :	0,0
n-Octan	in % :	0,0
<b>Summe</b>	<b>in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte	in [kg/m3] :	0,8329
Realgasfaktor i. N.	in [-] :	0,9963
Dichteverhältnis	in [-] :	0,6441
Brennwert	in [kWh/m3] :	12,5261
Heizwert	in [kWh/m3] :	11,3377
Wobbeindex	in [kWh/m3] :	15,6072
Molmasse	in [kg/kmol] :	18,6339

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3f: LNG aus Qatar

Gasbeschaffenheit

**Gasbeschaffenheit : Qatar**

Kohlendioxid in % :	0,0
Stickstoff in % :	0,4
Sauerstoff in % :	0,0
Wasserstoff in % :	0,0
Kohlenmonoxid in % :	0,0
Methan in % :	89,9
Ethylen in % :	0,0
Ethan in % :	6,0
Propan in % :	2,2
n-Butan in % :	1,5
n-Pentan in % :	0,0
Benzol in % :	0,0
n-Hexan in % :	0,0
n-Heptan in % :	0,0
n-Octan in % :	0,0
<b>Summe in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte in [kg/m3] :	0,8127
Realgasfaktor i. N. in [-] :	0,9965
Dichteverhältnis in [-] :	0,6285
Brennwert in [kWh/m3] :	12,2231
Heizwert in [kWh/m3] :	11,0554
Wobbeindex in [kWh/m3] :	15,4175
Molmasse in [kg/kmol] :	18,1809

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 3g: LNG aus Trinidad u. Tobago

Gasbeschaffenheit ✕

**Gasbeschaffenheit :** Trinidad & Tobago

Kohlendioxid	in % :	0,0
Stickstoff	in % :	0,0
Sauerstoff	in % :	0,0
Wasserstoff	in % :	0,0
Kohlenmonoxid	in % :	0,0
Methan	in % :	96,9
Ethylen	in % :	0,0
Ethan	in % :	2,7
Propan	in % :	0,3
n-Butan	in % :	0,1
n-Pentan	in % :	0,0
Benzol	in % :	0,0
n-Hexan	in % :	0,0
n-Heptan	in % :	0,0
n-Octan	in % :	0,0
<b>Summe</b>	<b>in % :</b>	<b>100,</b>

**Gaseigenschaften :**

Normdichte	in [kg/m3] :	0,74
Realgasfaktor i. N.	in [-] :	0,9974
Dichteverhältnis	in [-] :	0,5723
Brennwert	in [kWh/m3] :	11,3357
Heizwert	in [kWh/m3] :	10,2253
Wobbeindex	in [kWh/m3] :	14,9844
Molmasse	in [kg/kmol] :	16,548

Gaskomponenten in

mol %     vol %

OK

Abbrechen

Eingabe Ende

Tabelle 4: Primärenergieverbrauch (fossile Energieträger) in Deutschland 2013<sup>3</sup>

Energieträger	Primärenergieverbrauch	
	Mtoe	TWh <sup>4</sup>
Mineralöl	110,8	1.288,6
Kohlen	81,5	947,8
Erdgas	74,2	863,0
Σ	266,5	3.099,4

Davon: **nichtenergetischer Verbrauch: ca. 7 % [6]**

⇒ 217,0 TWh (NCV)

≈ 232,2 TWh (GCV)

Datenquelle: Eurogas Statistical Report 2014 [7]

---

<sup>3</sup> Basis: Heizwert (NCV).

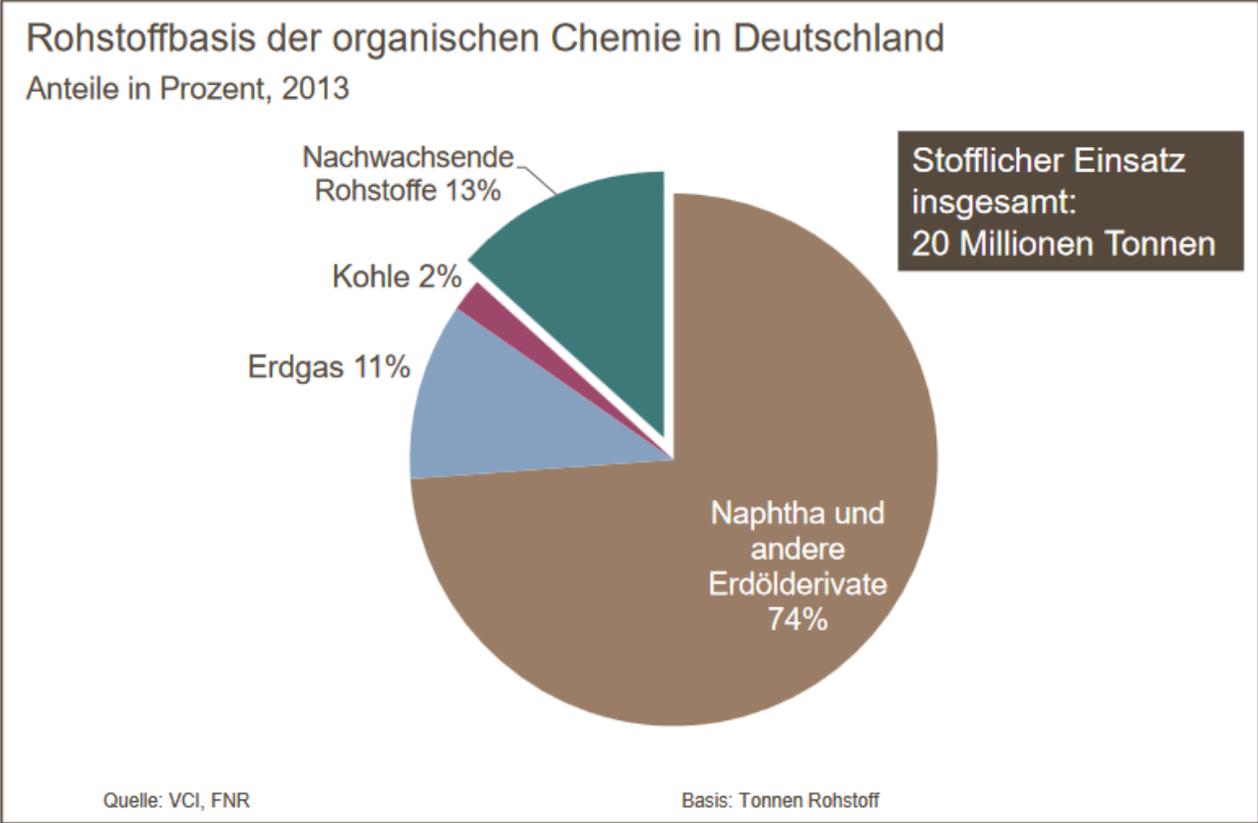
<sup>4</sup> 1 Mtoe = 11,63 TWh.

Tabelle 5: Industrielle Verwendung fossiler Energieträger in 2013  
(inkl. nichtenergetischer Verbrauch)

Energieträger	Verbrauch (NCV)	
	10 <sup>6</sup> GJ	TWh/a
Steinkohlen	515,12	143,09
Braunkohlen	131,78	36,61
Heizöl	133,96	37,21
Erdgas	1.099,53	305,43
Σ	1.880,39	522,34

Quelle: Statistisches Bundesamt [8]

**Rohstoffmix der organischen Chemieproduktion (Deutschland, 2013)**



Die chemische Industrie setzte 2013 rund 17,3 Millionen Tonnen fossile Rohstoffe (Erdölprodukte, Erdgas und Kohle) stofflich ein. 2,7 Millionen Tonnen waren nachwachsende Rohstoffe.

Bild 4: Rohstoffmix der organischen Chemieproduktion

Quelle: VCI [9]

Tabelle 6: Nichtenergetischer Verbrauch der chemischen Industrie in Deutschland  
(nach VCI) – differenziert nach Energieträgern

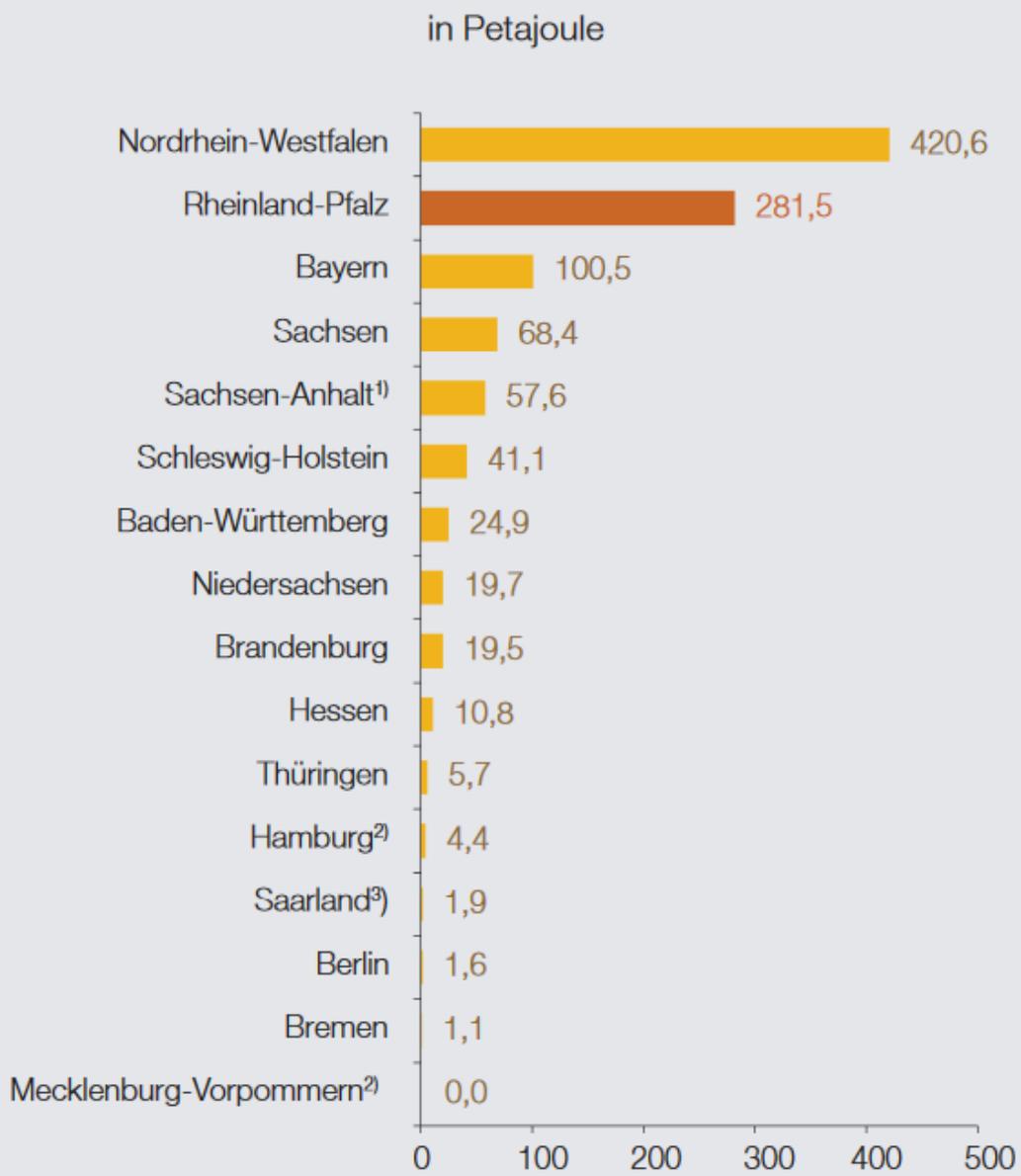
Rohstoff	Anteil $\alpha$ [-]	Heizwert		
		$H_{i,n}$ [m <sup>3</sup> /kg]	$H_{i,n}$ [kWh/kg]	$\alpha \cdot H_{i,n}$ [kWh/kg]
Mineralöl	0,74	42,8	11,9	8,806
Erdgas	0,11	45,55	12,65	1,392
Kohle	0,02	28,85	8,0	0,160
NaWaRo	0,13	15,0	4,17	0,542
$\Sigma$ (gewichtet)	<b>1</b>			<b>10,9</b>

gesamter nichtenergetischer Verbrauch:  $20 \cdot 10^9 \cdot 10,9 = 218 \text{ TWh}$

**Bezugsgrößen:**

- 1) 100 %-Wert für das Jahr 2013: 20,0 Mio. t =  $20 \cdot 10^9$  kg
- 2) leichtes Heizöl (HEL)
- 3) Erdgas: Mischgas H (Brennwert: 11,57 kWh/m<sup>3</sup>)
- 4) Steinkohle
- 5) trockenes Holz

Quellen: VCI [9] und Wikipedia [10]



1 ) Angabe für 2002. – 2) Angabe für 2005. – 3) Angabe für 2003.

Bild 5: Nichtenergetischer Verbrauch 2004 nach Bundesländern

Quelle: Statistische Monatshefte Rheinland-Pfalz 2008 [11]

## Literatur

- [1] BDEW-Statistiken (Erdgas-Grafiken)  
<https://www.bdew.de/internet.nsf/id/gas-de>
  
- [2] FNB Gas – Die Fernleitungsnetzbetreiber  
Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2016  
Berlin; 15.02.2016 (S. 83)  
[https://www.fnb-gas.de/files/2016\\_02\\_12-konsultationsdokument\\_nep-gas-2016.pdf](https://www.fnb-gas.de/files/2016_02_12-konsultationsdokument_nep-gas-2016.pdf)
  
- [3] H.-G. Fasold  
Der Erdgasspeicherbedarf – Berechnungsmodell und Anwendungsbeispiele:  
Deutschland und Westeuropa – Teil 1  
gwf-Gas/Erdgas, 8/2015, S. 538 – 547
  
- [4] J. Burmeister, J. Seuner, A. Mozgovoy, E. Tali  
Gasbeschaffenhheits- und -versorgungsaspekte  
in: Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt  
ISBN 978-3-8356-7122-5 (Buch)  
2014 DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München
  
- [5] Klaipeda LNG Terminal handles the first small-scale reloading from FSRU operation;  
2017-01-02  
<https://www.kn.lt/en/news/news/klaipeda-lng-terminal-handles-the-first-small-scale-reloading-from-fsru-operation-/1508>
  
- [6] Umweltbundesamt (25.11.2016)  
Primärenergieverbrauch  
<http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/primaerenergieverbrauch>
  
- [7] Eurogas Statistical Report 2014
  
- [8] Statistisches Bundesamt  
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabelle/VerwendungIndustrie.html>

- [9] Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)  
Daten und Fakten: Rohstoffbasis der chemischen Industrie (Stand: 2. März 2017)  
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie-de.pdf>
- [10] <https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert>
- [11] G. Kramer  
Erdöl und Erdgas – zum Verbrennen zu schade  
Anmerkungen zum nichtenergetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe  
Statistische Monatshefte Rheinland-Pfalz  
05/2008, S. 352 – 361