

Gasbeschaffenheit LNG

Einflüsse der LNG-Einspeisung und daraus resultierender Änderungen der Gasbeschaffenheit auf industrielle und häusliche Erdgasverbraucher

Abschlussbericht



© freepik - photoangel

Impressum

Forschungsbericht

Gasbeschaffenheit LNG

Einflüsse der LNG-Einspeisung und daraus resultierender Änderungen der Gasbeschaffenheit auf industrielle und häusliche Erdgasverbraucher

Projektpartner

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg

Durchführung

Projektleitung

Dipl.-Ing. Patrick Enzmann
patrick.enzmann@dbi-gruppe.de
T +49 3731 4195-368

Dipl.-Ing. Philipp Pietsch
philipp.pietsch@dbi-gruppe.de
T +49 3731 4195-352

Kontakt

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg
www.dbi-gruppe.de

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1 Einleitung, Motivation, Zielsetzung	6
2 Aktuelle Gasversorgung (mit LNG) – Marktsituation und Trends	7
2.1 Gasimporte im Jahr 2023 und Rückblick	7
2.2 Ausbau der LNG-Terminals in Deutschland und deren Kapazitäten	8
2.3 Zukünftige LNG Importe nach Stand 2023	9
3 LNG-Einspeisung	11
3.1 Prozesskette LNG	11
3.1.1 Gasförderung	11
3.1.2 Gasaufbereitung	11
3.1.3 Verflüssigung	11
3.1.4 Transport	11
3.1.5 Entladung und Speicherung	12
3.1.6 Regasifizierung und Netzeinspeisung	12
3.2 Gaszusammensetzung unterschiedlicher Lagerstätten	12
3.3 Anforderungen nach DVGW G 260 für Gase im Erdgasnetz	15
3.4 Kompensationsmöglichkeiten von Gasbeschaffenheitsschwankungen	17
3.5 Entstehende Schwankungsbreiten bei Einspeisung von LNG	17
3.5.1 Identifikation der maximalen erwartbaren Schwankungen	17
3.5.2 Regionen mit den höchsten zu erwartenden Schwankungen	18
4 Einflüsse der LNG-Einspeisung auf industrielle Erdgasverbraucher	26
4.1 Identifizierung kritischer Prozesse	26
4.2 Auswirkungen auf industrielle Prozesse und Verfahren sowie Anpassungsmöglichkeiten in der Industrie	29
5 Einflüsse der LNG-Einspeisung auf häusliche Erdgasverbraucher	32
5.1 Ausarbeitung der maximalen zulässigen Schwankungen für häusliche Endanwendungen	32
5.2 Auswirkungen auf Gasverbrauchsgeräte sowie mögliche Anpassungen bzw. Umrüstungen	33
6 Zusammenfassung der Auswirkungen einer LNG-Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz	36
Literatur	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gasimport, inländische Produktion, Gasexporte in Deutschland [1]	7
Abbildung 2	Wichtigsten LNG-Ströme 2022 weltweit [12]	10
Abbildung 3	Einordnung verschiedener LNG-Sorten im Wobbe-Band / Vergleich mit Nordsee-Erdgas H und Russland-Erdgas H	14
Abbildung 4	Einordnung verschiedener LNG-Sorten bezogen auf den Luftbedarf in Abhängigkeit des Brennwertes / Vergleich mit Nordsee-Erdgas H und Russland-Erdgas H	15
Abbildung 5	Schwankungsbreite 2 % Wobbe für Norwegen Erdgas-H und Auswirkungen der Beimischung in Deutschland repräsentativer LNG-Sorten bis 50 Mol-%	18
Abbildung 6	Regionale Einteilung Deutschlands in zusammengefasste Gasgebiete ähnlicher Gaszusammensetzung [22]	20
Abbildung 7	Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region 1 - Nordost	22
Abbildung 8	Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region 4 - West	22
Abbildung 9	Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region L-Gasgebiet	23
Abbildung 10	Ampeldarstellung zur Sensibilität von industriellen Thermoprozessen bei Gasbeschaffenheitsschwankungen [29]	27
Abbildung 11	Mögliche Messgrößen der Verbrennungsregelung [30]	31
Abbildung 12	Morphologischer Kasten vom BDH und figawa, inkl. Ergänzungen zu verteilten Gasen aus [29]	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Im Betrieb befindliche sowie geplante LNG-Terminals in Deutschland Stand September 2023	8
Tabelle 2:	LNG Verträge aus dem Jahr 2022 [12]	9
Tabelle 3:	LNG-Portfolio von weltweit agierenden Energieunternehmen [12]	10
Tabelle 4:	Gaszusammensetzung verschiedener LNG-Sorten je Herkunftsort [16]	12
Tabelle 5:	Brenntechnische Eigenschaften verschiedener LNG-Sorten je Herkunftsort	13
Tabelle 6:	Anforderungen an verbrennungstechnische Kenndaten für Erdgase der Gruppe H [17]	15
Tabelle 7:	Grenzwerte für Gasbestandteile und -begleitstoffe 2. Gasfamilie [17]	16
Tabelle 8:	Einspeisepunkte LNG ins deutsche Erdgasnetz je LNG-Terminal	18
Tabelle 9:	Verbrennungstechnische Kennwerte im Erfassungszeitraum 2013 bis 2015 für die Regionen in Deutschland [22]	19
Tabelle 10:	Regionale Schwankungsbreiten für Wobbe-Index und Brennwert im Jahr 2013 bis 2015 [22]	21
Tabelle 11:	Gasregionen Deutschland und mögliche LNG-Sorten	21
Tabelle 12:	Theoretische Schwankungsbreiten des Wobbe-Index – Vergleich der Schwankungsbreiten der Regionen nach Tabelle 10 mit 100 Mol-% LNG	24
Tabelle 13:	Primärenergieverbrauch Erdgas für Bundesländer mit LNG-Terminal	25
Tabelle 14:	Bewertungsmatrix für Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen (GBS) auf häusliche Wärmeversorger [29]	33

1 Einleitung, Motivation, Zielsetzung

Auf Grund sich verändernder Lieferstrukturen sind in den nächsten Jahren große Mengen Flüssigerdgas (liquefied natural gas – LNG) aus verschiedensten Quellen im deutschen und europäischen Erdgasnetz zu erwarten. Durch die unterschiedliche Herkunft der LNGs sind Abweichungen in der Gaszusammensetzung vorhanden, wodurch ein deutlicher Einfluss auf die Gasbeschaffenheit im deutschen Erdgasnetz absehbar ist.

Insbesondere industrielle Verbraucher sind auf eine konstante Gasbeschaffenheit angewiesen, um Produktqualitäten und Prozessparameter einhalten zu können. Teilweise verfügen industrielle Erdgasverbraucher nicht über eine entsprechende Regelung, um auf Änderungen der Gasbeschaffenheit reagieren zu können, sondern sind auf feste Gaskennwerte eingestellt. Auch bei häuslichen Verbrauchern können größere Abweichungen der Gasbeschaffenheit dazu führen, dass Änderungen am Emissionsverhalten und dem Geräuschaufkommen zu bemerken sind. Zudem kann bei der Installation oder Umstellung von Erdgasverbrauchsgeräten eine deutliche Abweichung zwischen dem bei der Werkseinstellung angenommenen und dem tatsächlichen Wobbe-Index zu einer unsauberen Verbrennung und langfristig zu Schäden am Gasverbrauchsgerät führen.

Auf Basis vergangener Projekte zur Gasbeschaffenheit, Untersuchungen zum Schwankungsbereich und regulatorischen Grenzen hinsichtlich Beschaffenheit bzw. verbrennungstechnischer Kennwerte sowie aktuellen Daten zur Versorgungsstruktur soll beurteilt werden, wo ggf. größere Änderungen in der Gasbeschaffenheit als Folge einer LNG-Einspeisung auftreten können, wie groß diese Änderungen sein werden und welche Einflüsse dies auf Verbraucher haben kann. Auf dieser Grundlage soll regional spezifisch bewertet werden, ob bzw. wo ggf. Maßnahmen zur Kompensation notwendig sind und wie konkret diese aussehen können.

Folgende Arbeitsschwerpunkte stehen dabei im Fokus:

- vorhandene und geplante LNG-Infrastruktur in Deutschland
- Zusammenstellung der zu erwartenden LNG-Quellen und ihrer Stoffwerte
- Zusammenstellung der zu erwartenden Änderungen der Gasbeschaffenheit in Abhängigkeit der lokalen Gasbeschaffenheiten vor 2022
- Identifikation der maximalen erwartbaren Schwankungen und Regionen mit den höchsten zu erwartenden Schwankungen
- Ausarbeitung der maximalen zulässigen Schwankungen der Gasbeschaffenheit für häusliche Endanwendungen und typische industrielle Verbraucher
- Identifikation zukünftig möglicherweise anfälliger Regionen
- Definition von Möglichkeiten zur Kompensation der Beschaffenheitsschwankungen

Ziel ist die Einschätzung, ob und wo kritische Zustände an Erdgasverbrauchern auftreten können, welche durch die veränderten Gasbeschaffenheiten der LNG-Einspeisung verursacht werden. Neben einer Einschätzung, welche Verbraucher betroffen sein könnten, wird auch eine Empfehlung gegeben, wie seitens Verbraucher und Versorger reagiert werden kann.

2 Aktuelle Gasversorgung (mit LNG) – Marktsituation und Trends

2.1 Gasimporte im Jahr 2023 und Rückblick

Wie einleitend beschrieben stellt sich die Gasversorgung in Deutschland mit den geopolitischen Entwicklungen ab dem Frühjahr im Jahr 2022 neu auf. Hierbei wird betrachtet, wie sich die Gasversorgung bis zum Sommer 2023 seit dem Jahr 2022 entwickelt hat. Dabei werden die veröffentlichten Daten der Bundesnetzagentur¹ verwendet. Abbildung 1 zeigt die Gasimporte, Gasexporte sowie die inländische Produktion in Deutschland. Der Gasimport gesamt, dargestellt an der Sekundärachse der Abbildung, wird ohne inländische Produktion abgebildet.

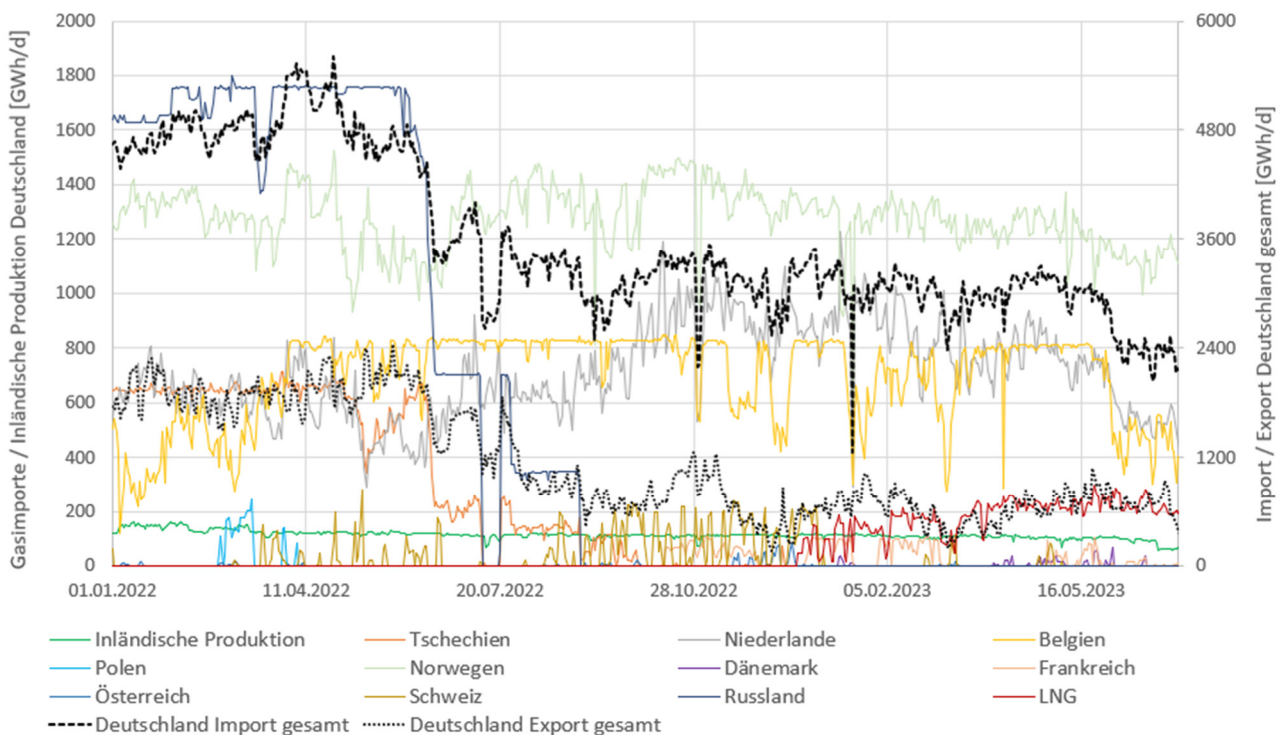


Abbildung 1 Gasimport, inländische Produktion, Gasexporte in Deutschland [1]

Bei den dargestellten Gasimporten sind mögliche Ringflüsse mitberücksichtigt. Weiterhin ist anzumerken, dass die russischen Importe im Jahr 2022 sich auf Gasflüsse über Nord Stream 1 beziehen. Jedoch besitzen andere Transportrouten aus Osteuropa häufig, zum Teil auch das Fernleitungsnetz im restlichen Europa einen Bezug zu russischem Gas. Die inländische Produktion zeigt die Menge eingespeistem Gas aus der Förderung von eigenen Erdgasförderfeldern sowie anderen Prozessen, wie z.B. Biogas. Aus den Darstellungen in Abbildung 1 lässt sich erkennen, dass bis zu den Ereignissen im Frühjahr 2022 russisches Erdgas über Nord Stream 1 mit ca. 33 % den größten Anteil an den Importen in Deutschland hatte. Dahinter folgte Norwegen. Mit der Verringerung der russischen Gasimporte, die Importe über Tschechien verhalten sich analog, wurde ab Juni 2022 vermehrt Erdgas aus den Niederlanden bezogen. Der Erdgasbezug aus Norwegen macht für den restlichen Betrachtungszeitraum den größten Import mit ca. 35 % anteilig aus. Zum Jahreswechsel 2022/2023 werden in der Darstellung die ersten LNG-Importe sichtbar, die ab März 2023 mit täglich über 200 GWh beziffert werden können. Damit wird mit LNG anteilig etwa 6 % bis 8 % der gesamten Gasimporte in Deutschland abgedeckt.

¹ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post, Eisenbahnen

2.2 Ausbau der LNG-Terminals in Deutschland und deren Kapazitäten

Der Ausbauplan für die LNG-Terminals sowie dazugehörige Informationen für die bereits im Betrieb befindlichen sowie geplanten Terminals in Deutschland soll nachfolgend die Tabelle 1 zusammenfassend auflisten.

Tabelle 1: Im Betrieb befindliche sowie geplante LNG-Terminals in Deutschland Stand September 2023

Terminal Name	Standort	Ausbau- stufe	Betriebs- beginn	Gesamtkapa- zität [10 ⁹ m ³ Gas/a]	Terminal Art	Betreiber	Quellen
Elbehafen LNG	Brunsbüttel	1	Februar 2023	3,5	FSRU	German LNG Ter- minal GmbH	[2]
		2	Ende 2023	7,5	FSRU		[2], [3]
		3	2026	8-10	Terminal		[4]
Deutsche Ostsee	Lubmin	1	Dezember 2022 bis IBN Mukran	5,2	FSRU	Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA	[5]
	Mukran	2	2023/2024	10-15	FSRU		[5], [6]
-	Wilhelms- haven	1	Dezember 2022	7,5	FSRU	Uniper SE	[7]
-	Wilhelms- haven	1	Ende 2023	5	FSRU	Tree Energy Solutions	[8]
		2	2027	-	Terminal		[9]
-	Stade	1	Ende 2023	7,5	FSRU	Hanseatic Energy Hub GmbH	[10], [11]
		2	2027	13,3	Terminal		[10], [11]

Der LNG-Terminal in Brunsbüttel ging zunächst mit einer Gesamtkapazität von jährlich 3,5 Mrd. m³ Erdgas im Februar 2023 in Betrieb. Ab Ende 2023 soll die komplette Kapazität des FSRU² nach Fertigstellung der neu erbauten Gasanschlussleitung genutzt und damit jährlich bis zu 7,5 Mrd. m³ Erdgas ins Netz eingespeist werden [3]. Die German LNG GmbH, die zum jetzigen Stand zu 50 % aus KfW³, 40 % Gasunie sowie 10 % RWE besteht, plant mit dem Betriebsbeginn eines festen Terminals im Jahr 2026, der eine jährliche Einspeisekapazität von 8 bis 10 Mrd. m³ Erdgas haben soll [2], [4].

Der Deutsche Ostsee Terminal, der mit der ersten FSRU-Einheit im Dezember 2022 in Lubmin in Betrieb gegangen ist, soll im Zeitraum Ende 2023 bis Anfang 2024 mit einer zweiten FSRU-Einheit im Industriehafen Mukran erweitert werden. Demnach soll die erste FSRU-Einheit ebenso nach Mukran verlegt werden, sodass die jährliche Einspeisekapazität insgesamt 10 bis 15 Mrd. m³ Erdgas beträgt [5], [6].

Von Uniper wird in Wilhelmshaven eine weitere FSRU-Einheit betrieben, die im Dezember 2022 mit einer jährlichen Gesamtkapazität von 7,5 Mrd. m³ Erdgas in Betrieb gegangen ist [7]. Die zweite FSRU-Einheit, die von Tree Energy Solutions betrieben werden soll, wird nach jetzigem Stand mit einer Einspeisekapazität von jährlich 5 Mrd. m³ Erdgas Ende 2023 den Betrieb aufnehmen. Tree Energy Solutions plant weiterhin die Errichtung eines festen Terminals am Standort Wilhelmshafen, über den elektrisch hergestelltes Methan (e-NG) importiert werden soll. Aktuelle Pläne sehen eine Fertigstellung der Bauarbeiten im Jahr 2027 vor [8], [9].

² Floating Storage and Regasification Unit, zu Deutsch: Schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit

³ Anstalt des öffentlichen Rechts - www.kfw.de

Die Hanseatic Energy Hub GmbH plant die Inbetriebnahme einer FSRU-Einheit Ende 2023 am Standort in Stade. Dort soll ein fester LNG-Terminal im Jahr 2027 fertiggestellt werden, über den nach aktueller Planung 13,3 Mrd. m³ Erdgas ins Netz eingespeist werden können [10], [11].

2.3 Zukünftige LNG Importe nach Stand 2023

Für die Beurteilung, wie sich der Import von LNG auf die Gaszusammensetzung im deutschen Erdgasnetz auswirkt und welche Einflüsse dadurch auf Gasanwendungen abzuschätzen sind, werden Angaben zum importierten LNG benötigt. Dabei spielt insbesondere die Herkunft des LNGs eine Rolle, da sich darüber die Gaszusammensetzung ableiten lässt. Im Jahr 2022, nach Bekanntgabe, dass im Auftrag der Bundesregierung mehrere FSRUs gechartert werden, wurden mehrere langfristige Lieferverträge durch die Betreiber der LNG-Terminals bzw. Händler für Importe von LNG nach Deutschland abgeschlossen. Tabelle 2 fasst diese zusammen.

Tabelle 2: LNG Verträge aus dem Jahr 2022 [12]

Verkäufer	Export Nation	Käufer	Lieferbeginn	Jährliche Liefermenge [10 ⁹ m³ Gas/a]	Vertragsdauer [a]
Woodside Energy Trading Singapore Pte Ltd	Woodside Portfolio	Uniper	2023	1,09	9
Venture Global	Vereinigte Staaten / Plaquemines LNG and CP2	EnBW	2026	0,68	20
Sempra Infrastructure - PALNG	Vereinigte Staaten / Port Arthur	RWE	2027	3,06	15
Venture Global	Vereinigte Staaten / Plaquemines LNG	EnBW	2026	1,02	20
Venture Global	Vereinigte Staaten / CP2	EnBW	2026	1,02	20
QatarEnergy	Katar	Conoco-Phillips	2026	1,36	15
QatarEnergy	Katar	Conoco-Phillips	2027	1,36	15

Aktuelle Lieferungen erfolgen u.a. aus den Vereinigten Arabischen Emiraten. Hierzu wurde im Jahr 2022 eine Absichtserklärung unterschrieben. Der staatseigende Konzern ADNOC beliefert seit Anfang 2023 den Terminal in Brunsbüttel [13]. Weitere Lieferungen erfolgen über den Einkauf am Spotmarkt, die aufgrund der Kurzfristigkeit starken Preisschwankungen ausgesetzt sein können [14]. Lieferungen an den Terminal in Lubmin wurden von der ReGas ausgeschrieben, sodass im Zuge dessen TotalEnergies SE und die MET Group über den Deutschen Ostsee Terminal LNG in Deutschland aus ihrem globalen Portfolio importieren [15]. Nähere Informationen über die Herkunft des vertriebenen LNGs relevanter Energieunternehmen werden in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: LNG-Portfolio von weltweit agierenden Energieunternehmen [12]

Unternehmensname	Woodside Energy Trading Singapore Pte Ltd	TotalEnergies SE
LNG-Portfolio	-USA -Australien	-USA -Algerien -Ägypten -Nigeria -Norwegen -Russland -Katar

Einen Einblick über die globalen Handelsbeziehungen für das Jahr 2022 hinsichtlich LNG liefert das Sankey-Diagramm in Abbildung 2.

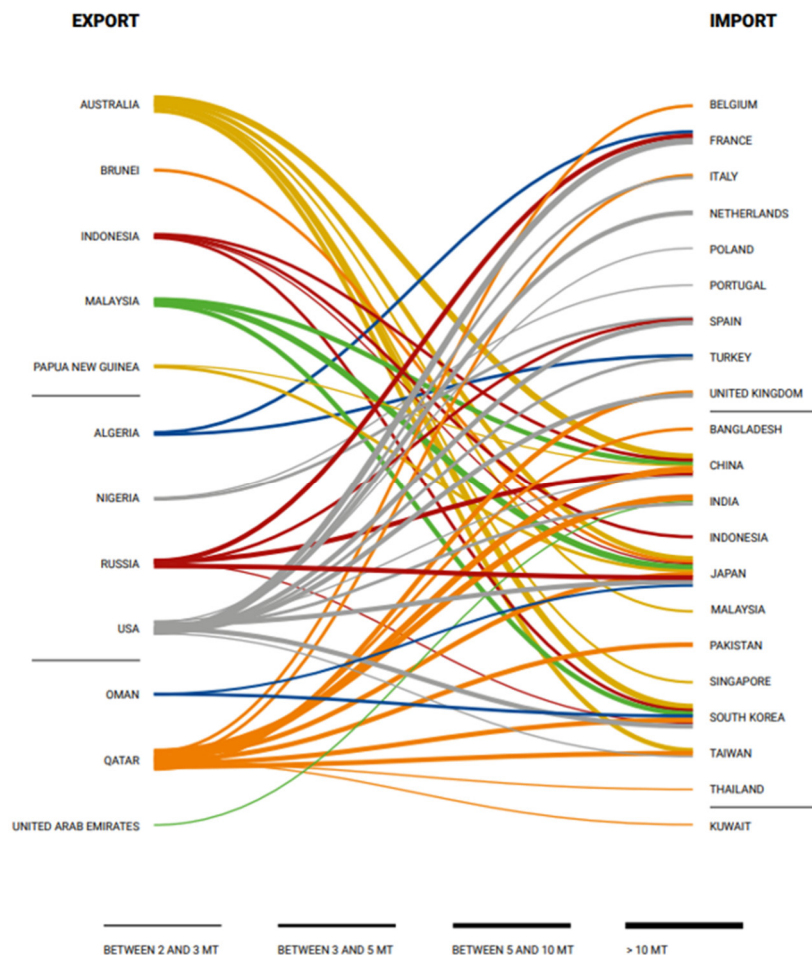


Abbildung 2 Wichtigsten LNG-Ströme 2022 weltweit [12]

Es wird ersichtlich, dass Katar, Australien sowie die USA die größten Exporteure von LNG im Jahr 2022 waren. Die größten Abnehmer von LNG sind Japan, Süd-Korea und China. In Europa ist Frankreich der größte Importeur von LNG.

3 LNG-Einspeisung

3.1 Prozesskette LNG

Den Erläuterungen zu den einzelnen Prozessabschnitten vorwegnehmend, wird die Gaszusammensetzung des als „Endprodukt“ ins Netz eingespeisten LNGs und damit auch die verbrennungstechnischen Kenndaten vom eingesetzten Verfahren sowie der eingesetzten Anlagentechnik besonders in den Prozessschritten Gasaufbereitung sowie Verflüssigung beeinflusst.

3.1.1 Gasförderung

Je nach Gasvorkommen werden entsprechende Fördermethoden angewandt, um Roherdgas zu gewinnen. Dabei wird zwischen konventioneller und unkonventioneller Erdgasförderung unterschieden. Auf konventionelle Art wird mit Bohrungen, Rohrleitungen und Zement ein zuvor als geeignet deklariertes Erdgasfeld erschlossen. Übertage wird zum Abschluss der Rohrleitung ein Eruptionskreuz installiert. Ein zusätzliches Ventil wird Untertage angefertigt. Dadurch wird innerhalb des Systems durch den Gasdruck des Erdgases ein Druck aufgebaut, über den das Erdgas gefördert werden kann. Bei unkonventioneller Erdgasförderung wird Erdgas aus undurchlässigen Gesteinen, wie Schiefergestein oder Kohleflöze gewonnen. Nach erfolgter Tiefenbohrungen erfolgt über horizontale Bohrungen das Einpressen von einem unter Druck stehendem Gemisch bestehend aus Wasser, chemischen Zusätzen, Sand sowie Keramikugeln. Dadurch wird das Gestein aufgesprengt. Die Gemischbestandteile verhindern zusätzlich das Wiederverschließen des Gesteins, sodass Erdgas gefördert werden kann. Das Fördern von Erdgas über unkonventionelle Verfahren wird auch „hydraulic fracturing“ kurz Fracking genannt.

3.1.2 Gasaufbereitung

Das geförderte Roherdgas hat in diesem Zustand neben seinem Hauptbestandteil Methan sowie höherkalorischen Kohlenwasserstoffen eine Vielzahl von Verunreinigungen, wie Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Stickstoff, Helium und andere Bestandteile u.a. Wasserdampf bzw. Quecksilber. Je nach Erdgasförderstätte können sich die Bestandteile stark unterscheiden. Aufgrund der zum Teil korrosiven Wirkung sowie zum Erreichen eines hohen Energieinhalts erfolgt eine Gasaufbereitung, bei dem die im Roherdgas unerwünschten Bestandteile entfernt werden.

3.1.3 Verflüssigung

In der Verflüssigungsanlage (LNG-Train) erfolgt die mehrstufige Abkühlung vom aufbereiteten Erdgas auf eine Temperatur von -162 °C bis -167 °C . Dabei wird das Erdgas zusätzlich verdichtet. Die Schmelztemperatur von langkettigen Kohlenwasserstoffen (Butan = -138 °C , Pentan = $-129,8\text{ °C}$) liegt höher als die Verflüssigungstemperatur des LNG, sodass als Vorstufe der Verflüssigung eine Abscheidung langkettiger Kohlenwasserstoffe erfolgt. Dadurch wird ein Gefrieren vorgebeugt.

3.1.4 Transport

In isolierten Tanks und im tiefgekühlten Zustand wird LNG je nach Zielstandort bzw. Entfernung per Spezialtanker über See, auf der Schiene oder auch im Tankwagen auf der Straße transportiert. Je nach den örtlichen

Gegebenheiten, z.B. Wassertiefe im Zielhafen kann der Transport Zwischenstopps enthalten, bei denen eine Umladung auf kleinere Schiffe, wie beispielsweise in Lubmin erfolgt [12].

3.1.5 Entladung und Speicherung

Die Entladung erfolgt im tiefgekühlten Zustand über Rohre in dafür vorgesehene isolierte Lagertanks entweder Offshore auf schwimmenden Speichereinheiten oder Onshore in festinstallierten Tanks auf dem Land.

3.1.6 Regasifizierung und Netzeinspeisung

Auch die Regasifizierung kann On- bzw. Offshore erfolgen. Als schwimmende Varianten werden FSRU-Einheiten eingesetzt. Bei der Regasifizierung wird das LNG in einen Verdampfer geleitet, an dessen Ausgang Erdgas im gasförmigen Zustand vorliegt. Je nach Verdampfungsart wird Meerwasser als Verdampfungsmittel in Wärmeübertragern verwendet. Durch den Verdampfungsprozess entsteht als Nebenprodukt Kälteenergie, die theoretisch genutzt werden könnte. Das gasförmige Erdgas kann nach entsprechender Druck- bzw. Temperaturanpassung ins Erdgasnetz eingespeist werden.

3.2 Gaszusammensetzung unterschiedlicher Lagerstätten

Entscheidend für weitere Beurteilungen, welchen Einfluss LNG auf das Erdgasnetz und dessen angeschlossenen häuslichen, gewerblichen und industriellen Endverbraucher haben kann, ist eine Analyse der Gaszusammensetzung von den als LNG importierten Erdgasen erforderlich. In Tabelle 4 werden die Gaszusammensetzungen typischer LNG-Sorten aufgelistet.

Tabelle 4: Gaszusammensetzung verschiedener LNG-Sorten je Herkunftsort [16]

Herkunft	Stickstoff [%]	Methan [%]	Ethan [%]	Propan [%]	C4+ [%]
Australia - NWS	0,04	87,33	8,33	3,33	0,97
Australia - Darwin	0,1	87,64	9,97	1,96	0,33
Algeria - Skikda	0,63	91,4	7,35	0,57	0,05
Algeria - Bethioua	0,64	89,55	8,2	1,3	0,31
Algeria - Arzew	0,71	88,93	8,42	1,59	0,37
Brunei	0,04	90,12	5,34	3,02	1,48
Egypt - Idku	0,02	95,31	3,58	0,74	0,34
Egypt - Damietta	0,02	97,25	2,49	0,12	0,12
Equatorial Guinea	0	93,41	6,52	0,07	0
Indonesia - Arun	0,08	91,86	5,66	1,6	0,79
Indonesia - Badak	0,01	90,14	5,46	2,98	1,4
Indonesia - Tangguh	0,13	96,91	2,37	0,44	0,15

Malaysia - Bintulu	0,14	91,69	4,64	2,6	0,93
Nigeria	0,03	91,7	5,52	2,17	0,58
Norway	0,46	92,03	5,75	1,31	0,45
Oman	0,2	90,68	5,75	2,12	1,24
Peru	0,57	89,07	10,26	0,1	0,01
Qatar	0,27	90,91	6,43	1,66	0,74
Russia - Sakhalin	0,07	92,53	4,47	1,97	0,95
Trinidad	0,01	96,78	2,78	0,37	0,06
USA - Alaska	0,17	99,71	0,09	0,03	0,01
Yemen	0,02	93,17	5,93	0,77	0,12

Die brenntechnischen Eigenschaften zu den LNG-Gasen aus Tabelle 4 wurden nach DIN EN ISO 6976 berechnet und in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Brenntechnische Eigenschaften verschiedener LNG-Sorten je Herkunftsort

Herkunft	Brennwert* [kWh/m³]	Relative Dichte*	Wobbe-Index* [kWh/m³]	Luftbedarf [kmol/ kmol _{Brennstoff}]
Australia - NWS	12,55	0,64	15,66	10,80
Australia - Darwin	12,30	0,63	15,52	10,58
Algeria - Skikda	11,72	0,60	15,13	10,08
Algeria - Bethioua	11,97	0,61	15,27	10,30
Algeria - Arzew	12,05	0,62	15,30	10,37
Brunei	12,38	0,63	15,57	10,65
Egypt - Idku	11,57	0,58	15,13	9,96
Egypt - Damietta	11,32	0,57	14,99	9,74
Equatorial Guinea	11,62	0,59	15,16	10,00
Indonesia - Arun	11,99	0,61	15,35	10,32
Indonesia - Badak	12,36	0,63	15,56	10,64
Indonesia - Tangguh	11,36	0,57	15,00	9,78
Malaysia - Bintulu	12,10	0,62	15,40	10,41
Nigeria	12,03	0,61	15,38	10,35
Norway	11,82	0,60	15,21	10,17
Oman	12,18	0,62	15,44	10,48
Peru	11,88	0,61	15,23	10,22
Qatar	12,03	0,61	15,35	10,35

Russia - Sakhalin	11,99	0,61	15,35	10,32
Trinidad	11,37	0,57	15,02	9,79
USA - Alaska	11,06	0,56	14,83	9,52
Yemen	11,72	0,59	15,21	10,08

*nach DIN EN ISO 6976 (25°C / 0°C / 1,01325 bar)

Die Einordnung im Wobbe-Band soll die Abbildung 3 verdeutlichen. Dargestellt ist der Bereich für die Definition des H-Gases, in denen alle betrachteten LNGs aus Tabelle 4 eingeordnet sind. Zum Vergleich

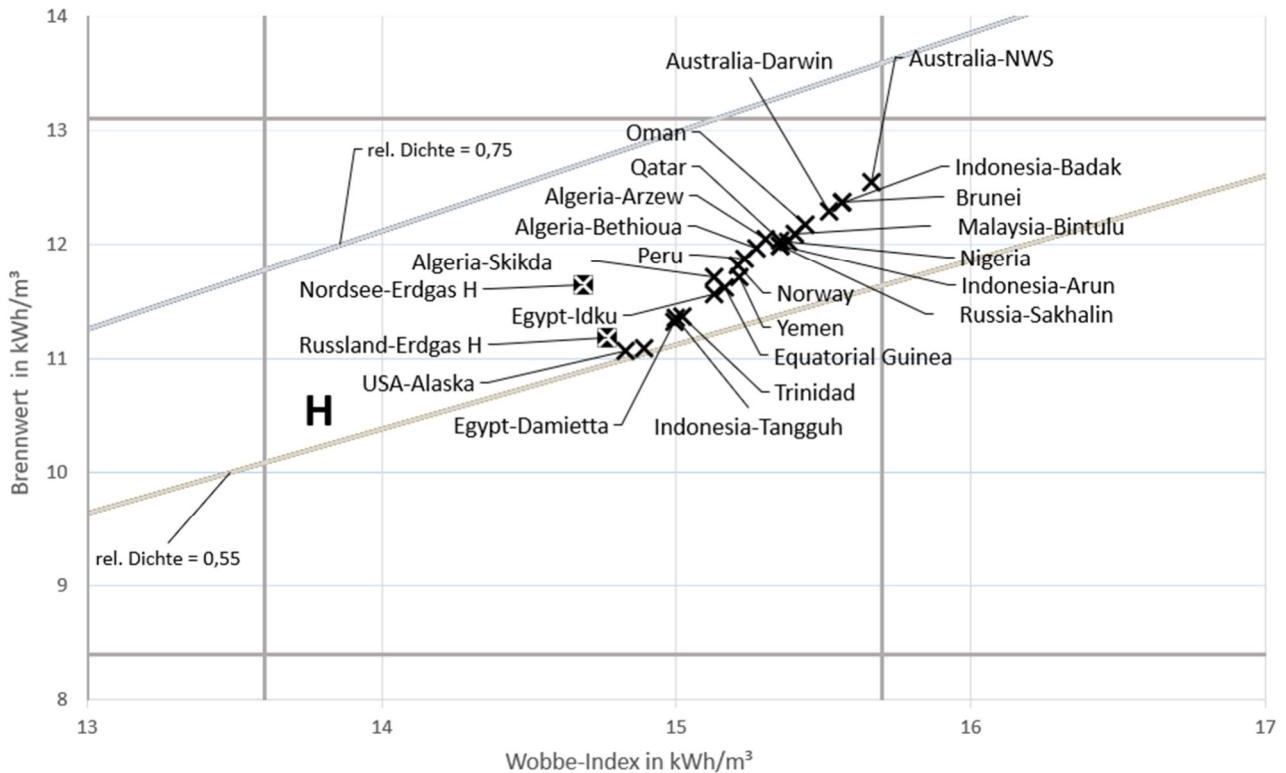


Abbildung 3 Einordnung verschiedener LNG-Sorten im Wobbe-Band / Vergleich mit Nordsee-Erdgas H und Russland-Erdgas H

wurde ergänzend Nordsee-Erdgas H sowie Russland-Erdgas H zusätzlich im Diagramm mit abgebildet. Die LNGs unterscheiden sich im Vergleich zu beiden Erdgas-H-Sorten mit einem geringeren Stickstoffanteil im Gasgemisch (ebenso ist kein CO₂ in LNG vorhanden). Außerdem ist der Methananteil von Nordsee-Erdgas H an der unteren Vergleichsgrenze der LNGs einzuordnen. Ergänzend stellt Abbildung 4 den Luftbedarf der verschiedenen LNG-Sorten den jeweiligen Brennwerten gegenüber.

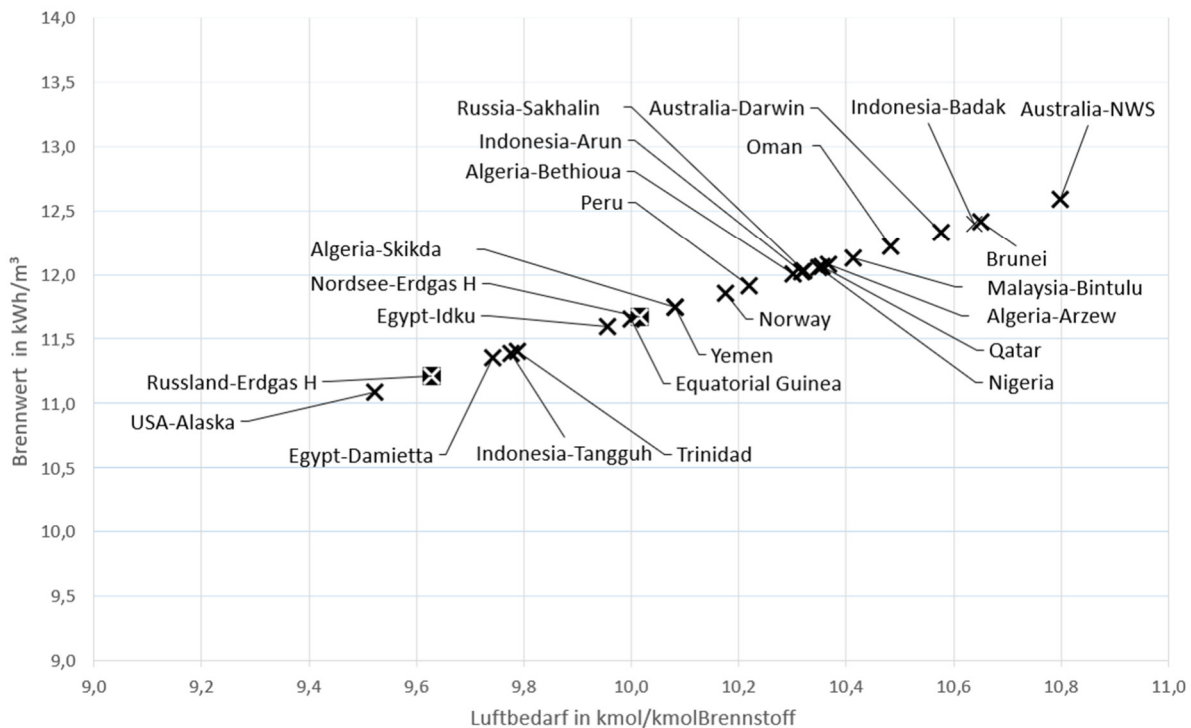


Abbildung 4 Einordnung verschiedener LNG-Sorten bezogen auf den Luftbedarf in Abhängigkeit des Brennwertes / Vergleich mit Nordsee-Erdgas H und Russland-Erdgas H

3.3 Anforderungen nach DVGW G 260 für Gase im Erdgasnetz

Das DVGW-Arbeitsblatt G 260 beschreibt Anforderungen an die Gase der öffentlichen Gasversorgung hinsichtlich ihrer Gasbeschaffenheit. Die Anforderungen an die verbrennungstechnischen Kenndaten der Erdgasgruppe H beschreibt Tabelle 6.

Tabelle 6: Anforderungen an verbrennungstechnische Kenndaten für Erdgase der Gruppe H [17]

Bezeichnung	Werte für Referenzbedingungen 25°C / 0 °C	Werte für Referenzbedingungen 15°C / 15 °C
Wobbe-Index [kWh/m³] (Nennwert)	15,0	14,2
Zulässige Bandbreite im örtlichen Verteilnetz [kWh/m³]	+0,4 / -1,4	+0,4 / -1,3
Brennwert [kWh/m³]	10,1 bis 13,1	
Relative Dichte	0,55 bis 0,75	
Anschlussdruck	18 bis 25	
Gesamtbereich [mbar]		
Anschlussdruck	20	
Nennwert [mbar]		

Gase mit Wobbe-Werten zwischen 15,4 bis 15,7 kWh/m³ (Referenzbedingungen 25 °C/ 0 °C) und damit Gase

mit einer Überschreitung der zulässigen Bandbreite nach Tabelle 6 sind "...an Netzkopplungs- bzw. Netzan-
schlusspunkten und den nachgelagerten Gasversorgungsnetzen, die vom grenzüberschreitenden Gastrans-
port (einschließlich LNG) beeinflusst sind..." zulässig.

Weiterhin gibt die G 260 Grenzwerte für Gasbestandteile und -begleitstoffe (in dem hier behandelten Fall für
Gase der 2. Gasfamilie) an, die in Tabelle 7 aufgelistet werden.

Tabelle 7: Grenzwerte für Gasbestandteile und -begleitstoffe 2. Gasfamilie [17]

Bezeichnung	Grenzwerte (Sofern nicht anders an- gegeben, Angabe als zu- lässiger Höchstwert)	Bezeichnung	Grenzwerte (Sofern nicht anders an- gegeben, Angabe als zu- lässiger Höchstwert)
Kohlenwasserstoff- Kondensationspunkt [°C]	-2 bei $1 \leq p_{abs} \leq 70$ bar	H ₂ S und COS (als Schwefel) [mg/m ³]	5
Wassergehalt [mg/m ³]	200 (MOP ≤ 10 bar) 50 (MOP > 10 bar)	Kohlenstoffdioxid für Erdgas H mit MOP < 16 bar [Mol-%]	4
Nebel, Staub, Flüs- sigkeit	Technisch frei	Kohlenstoffdioxid in Hochdrucknetzen (MOP ≥ 16 bar) [mol- %]	2,5
Sauerstoff in H-Gas- netzen [mol-%]	1	Kohlenstoffmonoxid [Mol-%]	0,1
Sauerstoff in Hoch- drucknetzen (MOP ≥ 16 bar) an Überga- bepunkten zu Unter- tagespeichern und ggf. an Grenzüberga- bepunkten [mol-%]	0,001 (gleitender 24 h- Mittelwert)	Ammoniak und A- mine [mg/m ³]	10 (kurzzeitig 20 (hier max. 10 Tage pro Jahr))
Gesamtschwefel Ohne Schwefelanteil aus Odorierung [mg/m ³]	6	Silizium [mg/m ³]	-0,3 für Netze mit sensiti- ven Verbrauchern (Erdgas- tankstellen) -1,0 für alle anderen Netze
Gesamtschwefel Einschließlich Schwefelanteil aus Odorierung [mg/m ³]	10	Propan [Mol-%]	5
Merkaptanschwefel (als Schwefel) [mg/m ³]	6	Butan [Mol-%]	1,5

3.4 Kompensationsmöglichkeiten von Gasbeschaffenheitsschwankungen

Nach DVGW Arbeitsblatt G 260 dürfen nachfolgende Gase unter Einhaltung der Grenzwerte aus Tabelle 7 als Beimischung und zur Erreichung der erforderlichen feuerungstechnischen Eigenschaften (z.B. Wobbe-Index) eingesetzt werden [17]:

- Luft, Stickstoff (unter Einhaltung der brenntechnischen Eigenschaften nach Tabelle 6)
- Erdgase anderer Beschaffenheit
- Flüssiggase (LPG) können bei Einhaltung der brenntechnischen Kenndaten sowie Einhaltung der Grenzwerte für Gasbegleitstoffe der 3. Gasfamilie nach G 260 zugemischt werden. Bei Drücken über 5 bar „...sind die Veränderungen des Kondensationsverhaltens des Mischgases zu beachten.“ [17]

3.5 Entstehende Schwankungsbreiten bei Einspeisung von LNG

3.5.1 Identifikation der maximalen erwartbaren Schwankungen

Ausgehend von DVGW-Studien zur Gasbeschaffenheit mit dem Ziel „...ein verträgliches und wirtschaftliches Gasbeschaffenheitsband für den deutschen Geräte- und Anlagenbestand zu definieren...“ wurde festgestellt, dass die lokalen Schwankungsbreiten des Wobbe-Index meist unter $\pm 2\%$ lagen und „...Gasgeräte und -Anlagen mit ... einer lokalen Schwankungsbreite des Wobbe-Index von $\pm 2\%$ sicher, effizient und emissionsarm betrieben werden können“ [18]. Anhand dieser Erkenntnisse und ausgehend von Nordsee-Erdgas H als Grundgas stellt Abbildung 5 den Schwankungsbereich für 2% des Wobbe-Index dar. Die Ausgangslage von Nordsee-Erdgas H wurde aufgrund des hohen Importanteils nach Abbildung 1 gewählt. Darüber hinaus wurden LNG-Gase ausgesucht, deren Herkunft aus Verträgen zum Import nach Deutschland bekannt sind. Einzuschränken ist, dass es momentan keine Auskunft zur Gasbeschaffenheit des LNG-Gases aus den USA gibt, welches ab 2026 bzw. 2027 nach der Erschließung neuer Förderfelder bzw. dem Bau neuer Anlagen zur Verflüssigung z.B. in Plaquemines Parish, Louisiana geliefert werden soll [19]. Aus diesem Grund wird auf die Daten vom Alaska-LNG zurückgegriffen und auf die wahrscheinlichen Unterschiede in der Gaszusammensetzung zum im Süden der USA geförderten Erdgases hingewiesen. Da das reine Alaska-LNG innerhalb der 2% Wobbe-Schwankungsbreite liegt, sind demzufolge auch jegliche Beimischungen zu Nordsee-Erdgas H im betrachteten Schwankungsbereich. Weiterhin wird in diesem Zusammenhang LNG aus Norwegen und Katar betrachtet. Bei 50 Mol-% Beimischung von norwegischem LNG ins Grundgas Nordsee-Erdgas H (norwegischer Herkunft) wird die Grenze der 2% Wobbe-Schwankungsbreite eingehalten. Für LNG aus Katar findet eine Überschreitung der $\pm 2\%$ Schwankungsbreite bei einer Beimischung von 50 Mol-% statt. Abschließend soll in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass laut DVGW G 260 „...noch keine ausreichend fundierten Untersuchungen und Studien...“ vorliegen, „...die es erlauben würden, lokale Schwankungsbreiten des Wobbe-Index im Gasbeschaffenheits-Regelwerk zu verankern.“ Hierzu erfolgt die Durchführung eines separaten DVGW-Projektes.

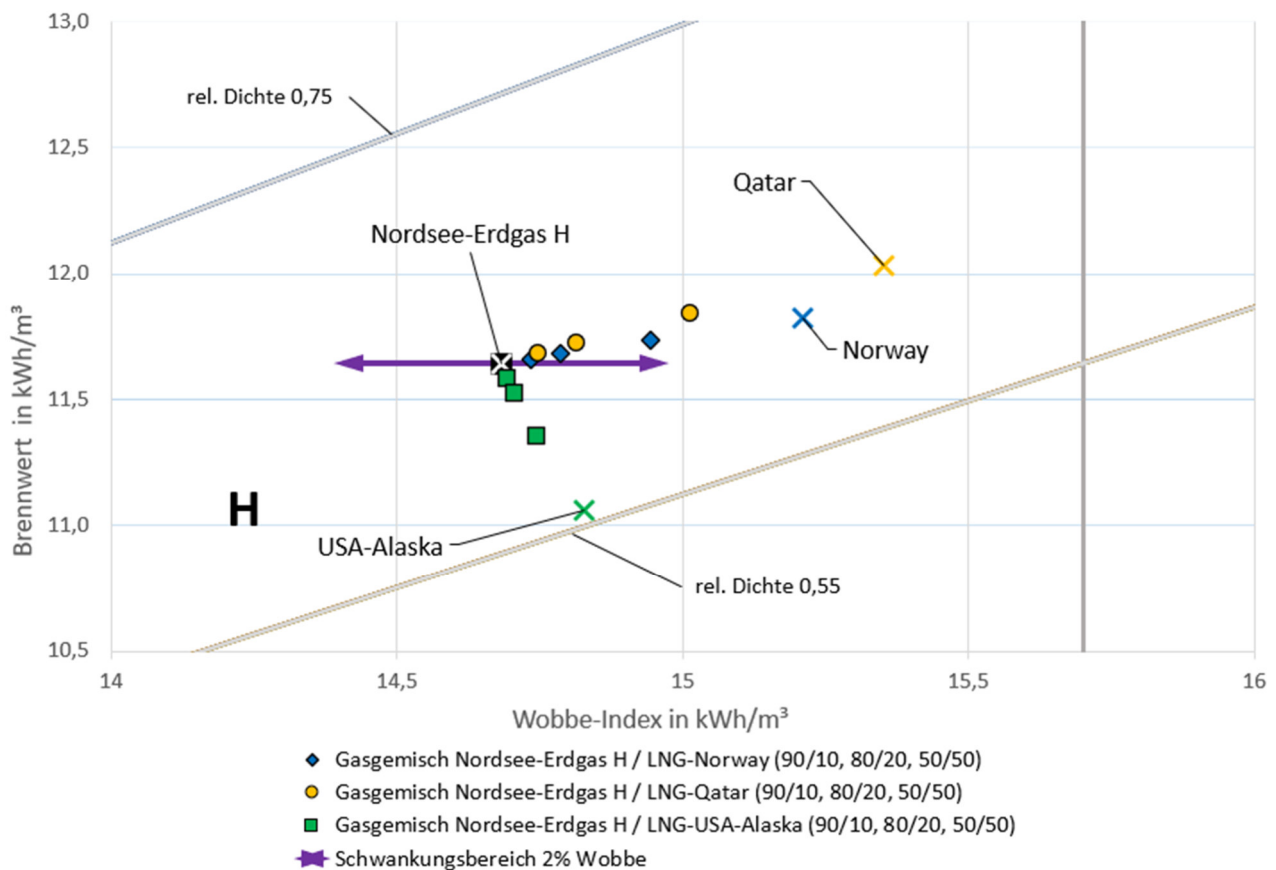


Abbildung 5 Schwankungsbreite 2 % Wobbe für Norwegen Erdgas-H und Auswirkungen der Beimischung in Deutschland repräsentativer LNG-Sorten bis 50 Mol-%

3.5.2 Regionen mit den höchsten zu erwartenden Schwankungen

Die DVGW „Hauptstudie Gasbeschaffenheit – Phase I“ hat Deutschland in 5 Erdgasregionen eingeteilt. Dabei wurden u.a. Untersuchungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen in den Jahren 2013 bis 2015 durchgeführt. Die Einteilung der Regionen inkl. der Eintrittspunkte der grenzübergreifenden Netze sowie ergänzend die Einspeisepunkte von LNG ins deutsche Verteilnetz stellt Abbildung 6 dar. Dabei lassen sich die Einspeisepunkte konkret nach Tabelle 8 definieren.

Tabelle 8: Einspeisepunkte LNG ins deutsche Erdgasnetz je LNG-Terminal

Terminal Name	Standort	Einspeisepunkt	Quelle
Elbehafen LNG	Brunsbüttel	Brunsbüttel bzw. Hetlingen (Schleswig-Holstein)	[3]
Deutsche Ostsee	Lubmin/Mukran	Greifswald (Mecklenburg-Vorpommern)	[20]
	Wilhelmshaven	Etzel (Niedersachsen)	[7]
	Stade	Keine genaue Angabe – geografische Nähe zu Hetlingen (Schleswig-Holstein)	[21]

Die in Abbildung 6 genannten Gasarten werden in der Studie folgendermaßen definiert:

- H-Verbundgas – Erdgas aus Quellen der Nordsee, brennwert-stabile Mischung mit russischem Erdgas sowie Gasen aus anderen Quellen, mittlerer Wobbe-Index / Brennwert über dem Erfassungszeitraum: 14,56 kWh/m³ / 11,33 kWh/m³, Schwankungsbreite Wobbe-Index / Brennwert im Erfassungszeitraum: -4,43 % bis +2,29 % / -2,93 % bis +3,67 %

- Nordverbundgas – Gasgemisch mit hohen Anteilen aus Quellen der Nordsee mit Anteilen Russlandgas und höheren Anteilen aus Quellen mit niedrigerem Wobbe-Index, mittlerer Wobbe-Index / Brennwert über dem Erfassungszeitraum: 14,53 kWh/m³ / 11,36 kWh/m³ Schwankungsbreite Wobbe-Index / Brennwert im Erfassungszeitraum: -5,10 % bis +3,42 % / -4,48 % bis +4,15 %

Die beschriebenen Gase unterscheiden sich demnach geringfügig in ihren Kennzahlen, jedoch ist der Schwankungsbereich des Nordverbundgases ausgeprägter gegenüber H-Verbundgas. Weiterhin ist im Nordwesten sowie Westen Deutschlands das L-Gasgebiet definiert, welches seit dem Jahr 2015 bis ins Jahr 2029 auf H-Gas schrittweise umgestellt wird. Aus Erfahrungen der Marktraumumstellung⁴, wird für die weiteren Betrachtungen in diesem Abschnitt von einem Wobbe-Index von 14,85 kWh/m³ und einem Brennwert von 11,43 kWh/m³ für die bereits umgestellten Bereiche im L-Gasgebiet ausgegangen. Außerdem wird für nachfolgende Vergleiche ein Schwankungsbereich von 2 % für den Wobbe-Index sowie für den Brennwert vorgegeben.

Tabelle 9: Verbrennungstechnische Kennwerte im Erfassungszeitraum 2013 bis 2015 für die Regionen in Deutschland [22]

Region	Wobbe-Index [kWh/m ³]			Brennwert [kWh/m ³]		
	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
1 - Nordost	14,46	14,04	14,83	11,19	10,83	11,47
2 - Ost	14,72	14,29	14,90	11,22	11,10	11,38
3 - Südost	14,79	14,51	14,87	11,24	11,10	11,40
4 - West	14,54	13,87	15,10	11,26	10,30	11,98
5 – L-Gasgebiet	12,61	12,16	12,95	10,09	9,76	10,38
5 - L-Gasgebiet nach Umstellung*	14,85	14,55	15,15	11,43	11,20	11,66

*Erfahrungswerte aus der Marktraumumstellung für bereits umgestellt Gebiete mit vordefinierter Schwankungsbreite 2 %

Tabelle 9 listet die verbrennungstechnischen Kenndaten im Mittel sowie Maximal- und Minimalwerte für die 5 definierten Regionen sowie für die Teilbereiche des L-Gasgebiets zusammenfassend auf, die bereits auf H-Gas umgestellt sind. Ergänzend erläutert die Tabelle 10 die im Erfassungszeitraum der DVGW-Studie festgestellten Schwankungsbreiten für Wobbe-Index und Brennwert [22]. Regional betrachtet wurden somit zum Teil deutlich größere Schwankungsbreiten als ± 2 % erfasst. Einzelne Regionen bestehen zwar aus mehreren lokalen Messstellen, die zusammengefasst in den aufgeführten Werten betrachtet werden, jedoch sind auch lokale Schwankungsbreiten von ca. 7 % aus der Studienauswertung ersichtlich. Erklärt wird die hohe Bandbreite durch sich kreuzende Gasströme, die unterschiedliche Grundgase transportieren, eine hohe Dichte von Untergrundgasspeichern sowie die Einspeisung von erneuerbaren Gasen, wie Biogas. Bedingt durch Handel sowie volatile Abnahmemengen werden dadurch die Gasflüsse beeinflusst und die Schwankungen begünstigt. Etwas relativiert wird die Situation durch die aktuelle Entwicklung mit dem Wegfall von russischem Pipelinegas, sodass sich dadurch potenziell die Schwankungsbreite ohne den Einbezug der LNG-Einspeisungen verringert hat.

⁴ Umstellung der Gasgebiete von L- auf H-Gas

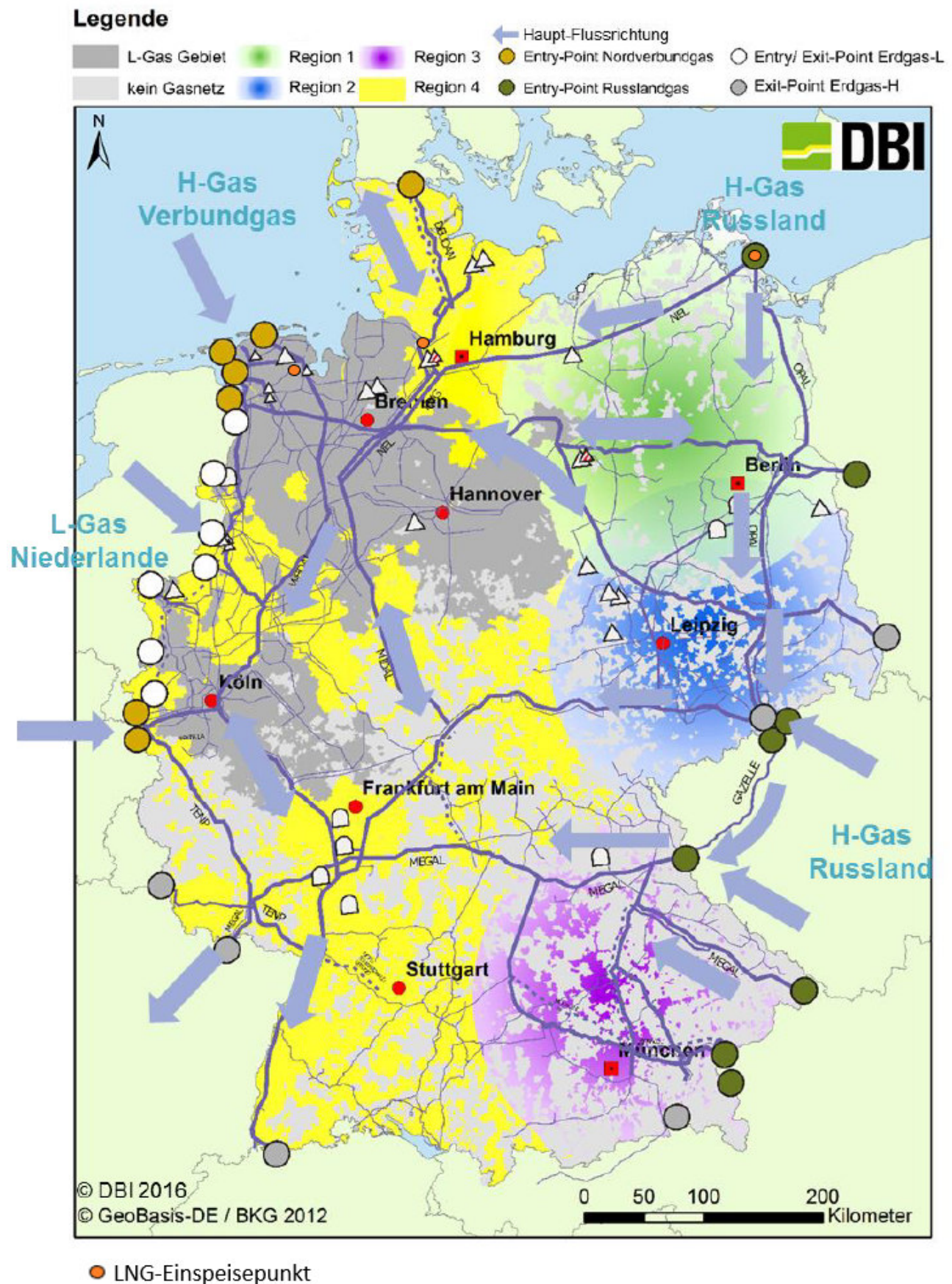


Abbildung 6 Regionale Einteilung Deutschlands in zusammengefasste Gasgebiete ähnlicher Gaszusammensetzung [22]

Tabelle 10: Regionale Schwankungsbreiten für Wobbe-Index und Brennwert im Jahr 2013 bis 2015 [22]

Region	Schwankungsbreite	
	Wobbe-Index	Brennwert
1 - Nordost	-2,90 % bis +2,56 %	-3,22 % bis +2,50 %
2 - Ost	-2,92 % bis +1,22 %	-1,07 % bis +1,43 %
3 - Südost	-1,89 % bis +0,54 %	-1,25 % bis +1,42 %
4 - West	-4,61 % bis +3,85 %	-8,53 % bis +6,39 %
5 – L-Gasge- biet	-3,57 % bis +2,7 %	-3,27 % bis +2,87 %
5 - L-Gasge- biet nach Umstellung*	-2,00 % bis +2,00 %	-2,00 % bis +2,00 %

*vordefinierte Schwankungsbreite von 2 % für bereits umgestellte Gebiete

Hinsichtlich der Einspeisung von LNG in die regionalen Netze stellt die Tabelle 11 dar, welche LNG-Sorten mit den entsprechenden verbrennungstechnischen Kenndaten aus den Recherchen nach Abschnitt 2.3 zu vorhandenen Lieferverträgen über die jeweiligen Terminals in den Regionen bereits oder auch zukünftig eingespeist werden. Die Regionen 2-Ost sowie 3-Süd-Ost finden bei dieser Betrachtung keine Berücksichtigung, da keine LNG-Terminals bzw. Einspeisepunkte in den Gebieten in Betrieb oder geplant sind.

Tabelle 11: Gasregionen Deutschland und mögliche LNG-Sorten

Region	LNG-Einspeise- punkt/Terminal	LNG-Sorte	Wobbe-LNG [kWh/m³]	Brennwert-LNG [kWh/m³]
1 - Nordost	Greifswald / Lubmin (Mukran)	-Nigeria	15,38	12,03
		-Qatar	15,35	12,03
		-Algeria-Bethioua	15,27	11,97
		-Egypt-Idku	15,13	11,57
		-Norway	15,21	11,82
		-USA-Alaska	14,83	11,06
4 - West	Hetlingen / Brunsbüttel (& Stade)	-Abu Dhabi	-keine Angaben	-keine Angaben
		-USA-Port Arthur	-keine Angaben	-keine Angaben
		-Qatar	-15,35	-12,03
5 - L-Gasgebiet	Etzel / Wil- helmshaven	-USA-Alaska	14,83	11,06
		-Australia-NWS	15,66	12,55

Auf Grundlage der Tabelle 9 und Tabelle 11 stellen die Abbildung 7 bis Abbildung 9 die Schwankungsbreiten hinsichtlich brenntechnischer Kenndaten in den Regionen mit LNG-Terminal und entsprechendem Vergleich möglicher importierter LNG-Sorten dar.

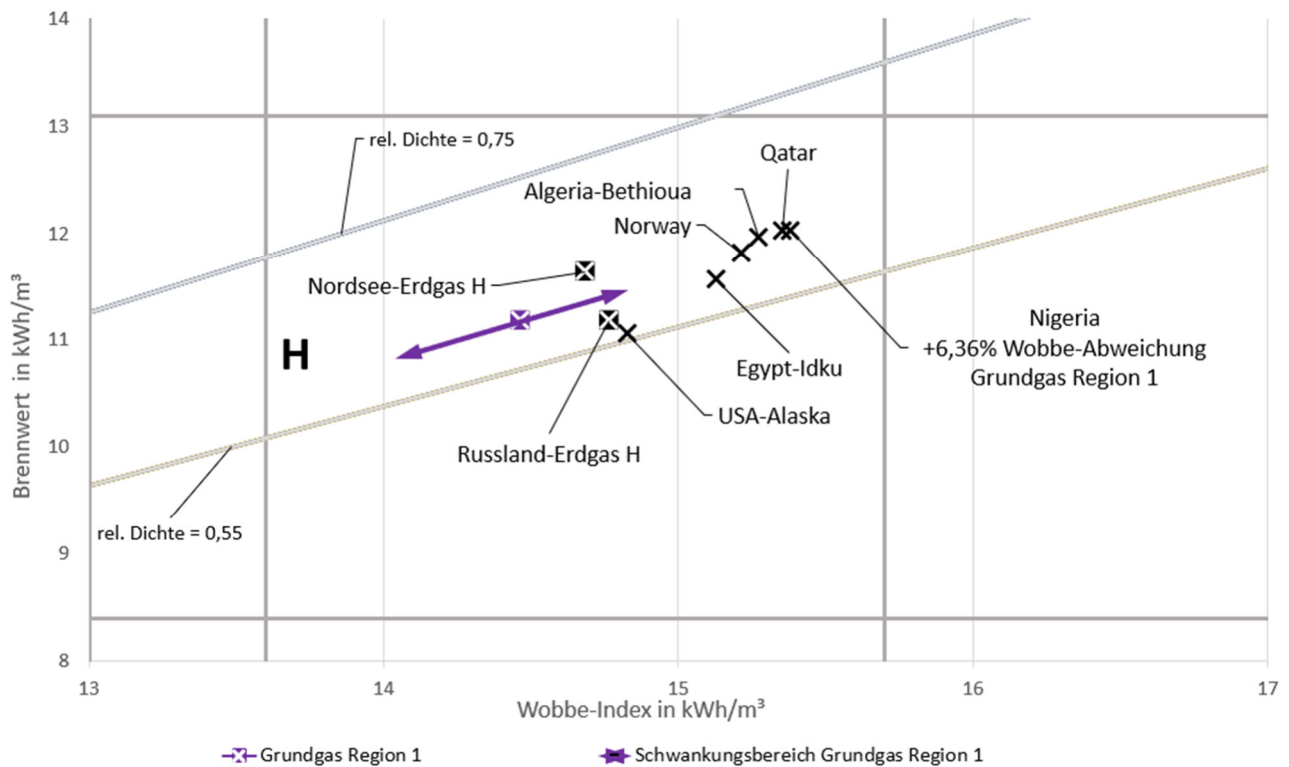


Abbildung 7 Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region 1 - Nordost

Aus den Abbildungen wird die in Abhängigkeit der betrachteten LNG-Sorte hohe Wobbe-Abweichung zum Grundgas ersichtlich, die sich regional zwischen maximal +5,46 % bis maximal +6,36 % bewegt und sich bei einem Anteil von 100 Mol-% LNG ergeben würde.

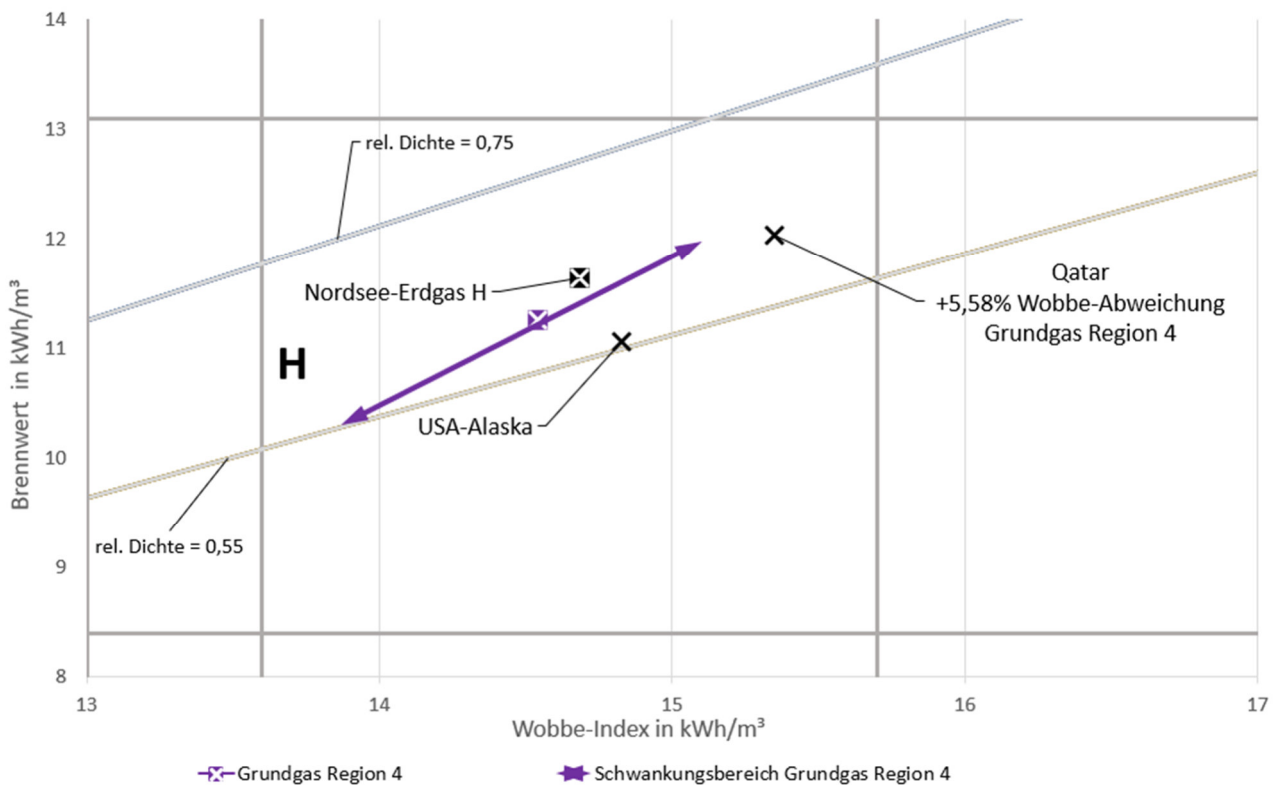


Abbildung 8 Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region 4 - West

Damit vergrößert sich der theoretische Wobbe-Schwankungsbereich für die Region:

- 1 - Nordost auf 14,04 kWh/m³ bis 15,38 kWh/m³
- 4 - West auf 13,87 kWh/m³ bis 15,35 kWh/m³
- L-Gasgebiet auf 14,55 kWh/m³ bis 15,66 kWh/m³.

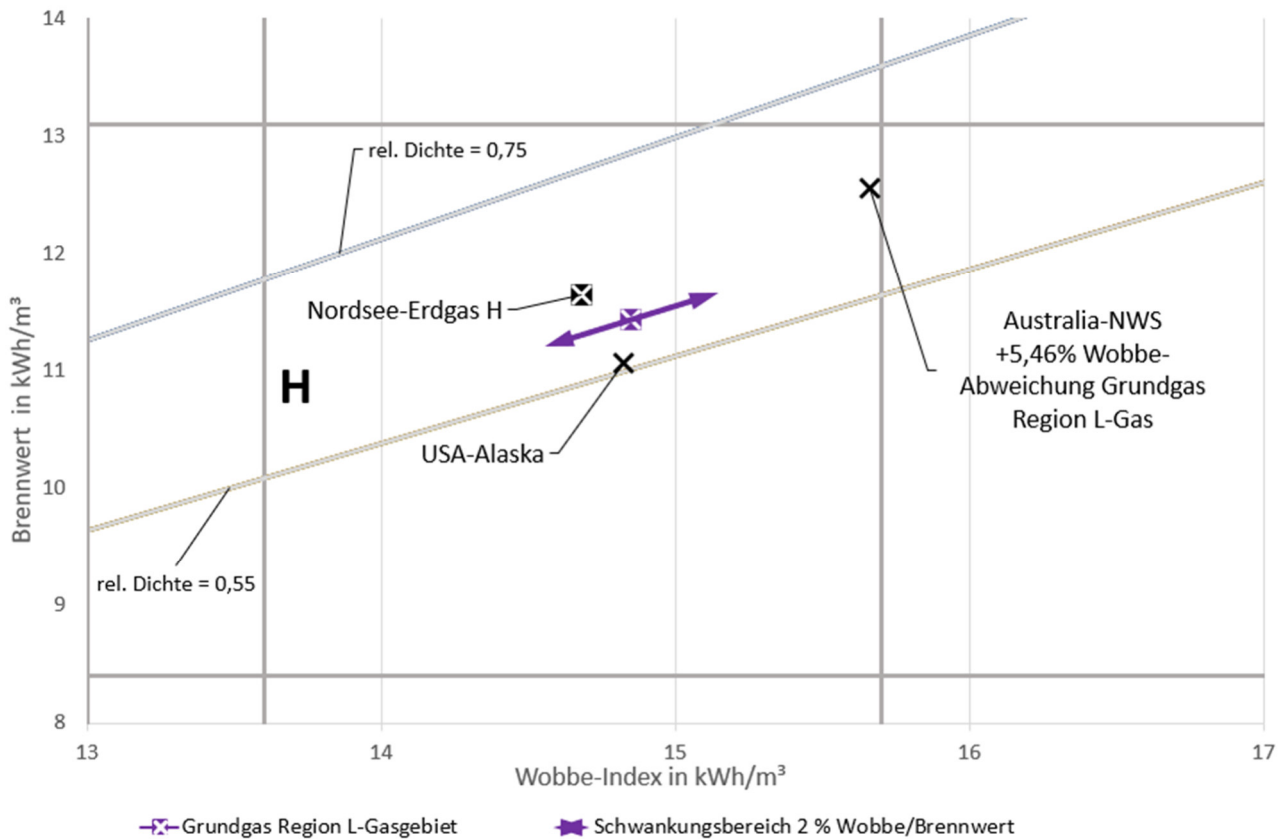


Abbildung 9 Schwankungsbreiten verbrennungstechnischer Kenndaten im Vergleich zu LNG-Sorten in Region L-Gasgebiet

In Tabelle 12 werden alle Daten der vorhergehenden Betrachtungen zusammengefasst. Einerseits wird für die Regionen mit LNG-Terminal der Wobbe-Index vom Grundgas sowie die ermittelten Schwankungsbreiten aus der Erfassung der Jahre 2013 bis 2015 aufgelistet [22]. Demgegenüber gestellt, erfolgt die Angabe der LNGs inkl. Wobbe-Index, für die die maximalen Wobbe-Werte der entsprechenden Region ermittelt werden konnten. Als Zusatz wurde der daraus resultierende theoretische Schwankungsbereich ermittelt, der sich bei einer Gegenüberstellung der regionalen Schwankungsbreiten nach Tabelle 10 mit der Betrachtung von 100 Mol-% LNG ergibt.

Daraus resultiert z.B. für die Region 4 ein theoretischer Schwankungsbereich, der ca. 84 % (bezogen auf 15,4 kWh/m³) bzw. ca. 72 % (bezogen auf 15,7 kWh/m³) des Wobbe-Bereichs für Erdgase der Gruppe H abdeckt.

Unbekannt ist, welche Sorten LNG mit welchen Mengen von den Lieferanten mit globalem Portfolio tatsächlich geliefert werden. Diese Kennwerte beeinflussen maßgeblich die auftretende Wobbe-Schwankungsbreite.

Für die Region 4 - West mit dem anteiligen Terminal-Betreiber RWE des Terminals Brunsbüttel konnten keine Daten zur Gaszusammensetzung der LNG-Sorte aus Abu Dhabi bzw. des ab 2027 aus dem Süden der USA importierten LNG recherchiert werden. Eine Anfrage bei RWE sowie bei der DET⁵ blieb ohne Erfolg.

Für eine Betrachtung, inwieweit eine LNG-Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz Endanwendungen, wie Thermoprozessanlagen beeinflusst, erfolgt eine Abschätzung zum Mischungsverhältnis von LNG mit dem

⁵ Deutsche Energy Terminal GmbH - energy-terminal.de

Grundgas Nordsee-Erdgas H.

Tabelle 12: Theoretische Schwankungsbreiten des Wobbe-Index – Vergleich der Schwankungsbreiten der Regionen nach Tabelle 10 mit 100 Mol-% LNG

Region	Grundgas / Wobbe-Index (vgl. Tabelle 9) [kWh/m³]	Schwankungsbreite Wobbe aus [22] (vgl. Tabelle 10)	LNG / Wobbe-Index (ermittelter Maximalwert der Region, vgl. Abbildung 7 bis Abbildung 9) [kWh/m³]	Theoretische Wobbe-Schwankungsbreite bei 100 Mol-% LNG*
1 - Nordost	14,46	-2,90 % bis +2,56 %	Nigeria / 15,38	-2,90 % bis +6,36 %
4 - West	14,54	-4,61 % bis +3,85 %	Qatar / 15,35	-4,61 % bis +5,58 %
5 - L-Gasgebiet	14,85	-2,00 % bis +2,00 %	Australia-NWS / 15,66	-2,00 % bis 5,46 %

*keine hydraulische Netzbetrachtung

Mit Wegfall der Lieferungen russischen Erdgases am 31.08.2022 liegt die mittlere Lieferung von Nordsee Erdgas-H nach den Daten der Bundesnetzagentur (vgl. Abbildung 1) aus Norwegen bei 1,27 TWh am Tag. Auf ein Jahr bezogen ergibt sich ein Import von 461,7 TWh. Demgegenüber stehen die Daten für den Import von LNG im Betrachtungszeitraum von März bis Ende Juli 2023. Danach werden täglich im Mittel 0,21 TWh über die LNG-Terminals eingespeist, sodass ein Jahresimport an LNG von 75,6 TWh zu erwarten ist. Mit diesen Daten berechnet sich ein über das Jahr gemittelter Anteil von 14,1 Vol.-% LNG bezogen auf die importierte Gesamtmenge Erdgas bestehend aus LNG und Nordsee-Erdgas H aus Norwegen. Nach Fertigstellung aller momentan geplanten LNG-Terminals mit den in Tabelle 1 dargestellten Kapazitäten lässt sich eine jährliche Gesamtimportkapazität an LNG von 580 TWh berechnen⁶. Bei vollständiger Nutzung der Kapazitäten und weiterhin konstanten Importen aus Norwegen mit 461,7 TWh/a gegenübergestellt, resultiert ein übers Jahr gemittelter LNG-Anteil von 55,9 Vol.-%. Andere Gasflüsse, wie z.B. das Ausspeichern aus Erdgasspeichern oder die Einspeisung von erneuerbaren Gasen, wie z.B. Biogas werden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt.

Um einen Eindruck über die Gewichtung dieser Kapazitäten an potenziellen LNG-Importen zu erhalten, stellt die Tabelle 13 die Primärenergieverbräuche des Energieträgers Erdgas für die Bundesländer mit vorhandenem LNG-Terminal dar. Für Hamburg und Schleswig-Holstein wurden aufgrund der räumlichen Nähe des LNG-Einspeisepunktes Hetlingen zum zukünftigen LNG-Terminal in Stade die geplanten Kapazitäten der Terminals Brunsbüttel und Stade zusammengefasst. Aus den aufgeführten Daten geht hervor, dass z.B. Mecklenburg-Vorpommern die ca. 11-fache LNG-Importkapazität im Bezug zum jährlichen Erdgasprimärenergieverbrauch nach erfolgter Inbetriebnahme aller geplanter Infrastruktur zur Verfügung haben wird. Da nach jetzigem Stand zukünftig kein Erdgas über die Nord Stream Pipelines importiert wird, ist es wahrscheinlich, dass in der Region 1 – Nordost LNG als Grundgas Russland Erdgas-H ablösen wird. Dadurch, dass die Kapazitäten der LNG-Terminals momentan noch nicht vollumfänglich zur Verfügung stehen, wird sich momentan ein Gasgemisch aus Nordverbundgas und den eingespeisten LNGs bilden. Die Höhe des LNG-Anteils ist dabei von saisonalen Verbrauchsschwankungen abhängig, da zum jetzigen Stand die eingespeiste Menge an LNG sich annähernd als konstant seit Betriebsbeginn beobachten lässt [23].

⁶ Umrechnungen der LNG-Terminal-Kapazitäten in Energiemengen mit einem Brennwert von 11,5 kWh/m³

Tabelle 13: Primärenergieverbrauch Erdgas für Bundesländer mit LNG-Terminal

Bundesland	Erfassungsjahr	Primärenergieverbrauch Erdgas [TWh]	LNG-Einspeisepunkt	LNG-Terminal	LNG-Kapazität [TWh] ⁶	LNG-Kapazität im Verhältnis zum Primärenergieverbrauch
Bremen	2019	9,91 [24]	Etzel (Niedersachsen)	Wilhelms-haven	143,75	131 %
Niedersachsen	2022	100 [25]				
Gesamt		109,91				
Mecklenburg-Vorpommern	2021	15,59 [26]	Greifswald (Mecklenburg-Vorpommern)	Lubmin/Mukran	172,5	1.107 %
Hamburg	2021	19,07 [27]	Brunsbüttel & Hetlingen (Schleswig-Holstein)	Brunsbüttel & Stade	267,95	482 %
Schleswig-Holstein	2021	36,58 [28]				
Gesamt		55,65				

4 Einflüsse der LNG-Einspeisung auf industrielle Erdgasverbraucher

In der Vergangenheit gab es bereits eine Vielzahl von Studien, die zum Thema Gasbeschaffenheit bzw. Gasbeschaffenheitsschwankungen Untersuchungen durchgeführt haben. Insbesondere wurden in diesen Studien auch die Besonderheiten für industrielle Gasanwendungen dargestellt. Im Kontext der LNG-Einspeisung werden die Themen Gasbeschaffenheit bzw. Gasbeschaffenheitsschwankungen erneut in den Fokus gesetzt, sodass das deutsche Gasnetz mit seinen Endanwendungen durch die Einspeisung von LNG an deutschen Terminals eine größere Dimension an Erdgasquellen unterschiedlicher Herkunft sowie in Konsequenz daraus unterschiedlicher Gaszusammensetzungen tolerieren muss. Wie in den vorangegangenen Kapiteln aufgezeigt wurde, werden mit LNGs Erdgase ins deutsche Gasnetz eingespeist, die zu den üblichen Grundgasen vergleichsweise einen höheren Anteil an Methan aufweisen und deren verbrennungstechnischen Kennzahlen sich dadurch voneinander unterscheiden (vgl. Abschnitt 3.2). Der industrielle Einsatz von Erdgas ist komplex. Die Prozessanlagen industrieller Gasanwendungen gehen zumeist aus einer individuellen Planung hervor, bei der verschiedene Aspekte wie

- Effizienz
- Abgasemissionen (Einhaltung von Grenzwerten z.B. der Abgaskomponenten CO, NO_x)
- Prozessparameter (z.B. Temperatur, Feuerungsleistung, Rauchgaszusammensetzung)
- stoffliche bzw. thermische Nutzung
- Produkteigenschaften

berücksichtigt werden müssen. Von zusätzlicher Bedeutung ist die Einstellung der Verbrennung auf die lokale Gaszusammensetzung. Auch wenn der Wobbe-Index ein Maß für die Austauschbarkeit eines Gases ist, können Gase mit ähnlichem Wobbe-Index durchaus signifikante Unterschiede in der Gaszusammensetzung aufweisen, die aufgrund eines verschiedenen Luftbedarfs und zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten bzw. zur Erreichung eines effizienten Betriebs eine Anpassung des Gas-Luft-Gemisches erfordern. Dieser Umstand erläutert, warum Studien zur Erkenntnis gekommen sind, dass für die Einstellung von Industrieprozessen sowie auch für die Bewertung von Industrieprozessen hinsichtlich der Sensibilität gegenüber Gasbeschaffenheitsschwankungen andere Faktoren, wie z.B.:

- Heiz- / Brennwert
- Gaszusammensetzung
- Abgaszusammensetzung (NO_x- bzw. CO-Grenzwerte, Restsauerstoffgehalt)
- Luftbedarf

geeigneter sind als die alleinige Betrachtung von Wobbe-Indices [22]. Somit wird deutlich, dass jede Thermoprozessanlage in Abhängigkeit der installierten Anlagentechnik, in die ggf. Mess- und Regelungstechnik integriert ist, eine individuelle Bewertung hinsichtlich bestimmter Gasbeschaffenheitstoleranzen sowie derer Kompensation erfordert. Um bestimmte Maßnahmen bzw. Anpassungen der Prozesstechnik als Kompensationsmaßnahme für Gasbeschaffenheitsschwankungen für Gasendanwendungen zu empfehlen, ist eine Unterscheidung in kritische (sensible) bzw. robuste Prozesse erforderlich.

4.1 Identifizierung kritischer Prozesse

Für die Formulierung von Maßnahmen zur Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen und zur Schaffung einer verallgemeinerten Bewertung erfolgte in vorangegangenen Studien zu Gasbeschaffenheitsschwankungen und deren Auswirkungen auf industrielle Anwendungen die Anfertigung eines Ampelsystems für Thermoprozesse, das in Abhängigkeit von Szenarien mit verschiedenem Schwankungsbereich des Wobbe-Index bzw. von Heiz- sowie Brennwert die Sensibilität der Thermoprozessanlage definiert [18]. Die

Ergebnisse, die vor damaliger Studienveröffentlichung der Industrie, Industrievertretern sowie Anlagenherstellern zur Kommentierung und ggf. zur Anpassung der Einschätzung zur Verfügung gestellt wurden, veranschaulicht Abbildung 10.

Branche		Prozess	Effizienz				Sicherheit (Emissionen + thermische Überlast)				Produktqualität			
			Schwankungsbreite Wobbe-Index / Heiz- oder Brennwert zum eingestellten Wert											
			± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %	± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %	± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %
Wärme	Raum	Hellstrahler*												
		Dunkelstrahler*												
		Wärmeluftheizer*												
	Prozess	Heiz- und Dampfkessel												
direkte und indirekte Trocknung														
Energieversorgung	Gasturbinen		Diffusion Mode											
			DLE Mode											
	Gasmotoren													
Metallurgie	Vorwärmung (Metalle)													
	Thermochem. Wärmebehandlung													
	Endogaserzeugung													
	Verzinkungsprozesse													
	Schmelzprozesse (NE-Metalle)													
Keramik	Kalköfen, Kalzinierung von Tonerden													
	Ziegelfertigung													
	Porzellanbrennen													
Glas	Glasschmelzen (Behälterglas)													
	Glasschmelzen (Flachglas)													
	Glasschmelzen (Spezialglas)													
	Feeder und Kühlung (Tempern)													
Chemie	Chemie-, Kunststoffindustrie													

Grundlage: keine
Kompensationsmaßnahmen

kein Handlungsbedarf
z. T. Handlungsbedarf
Handlungsbedarf

Hellstrahler*, Dunkelstrahler*, Wärmeluftheizer*:
"Produktqualität" bedeutet hier Raumwärmequalität

Abbildung 10 Ampeldarstellung zur Sensibilität von industriellen Thermoprozessen bei Gasbeschaffenheitsschwankungen [29]

Als kritische Anlagen können Industrieprozesse betrachtet werden, bei denen Handlungsbedarf für die Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen besteht, um die Effizienz, Sicherheit bzgl. Emissionen sowie thermischer Überlast und Produktqualität beizubehalten. Die nach dieser Darstellung kritischsten Prozesse sind demnach die Endogaserzeugung, bei der Erdgas anteilig stofflich genutzt wird, sowie Glasschmelzanlagen für die Herstellung von Spezialglas. Bei Glasschmelzanlagen ist der Sauerstoffgehalt der Ofenatmosphäre sowie die Ofenraumtemperatur entscheidend für die Prozesseffizienz sowie die Produktqualität. Grundsätzlich sind Prozesse, bei denen sich das Produkt in direktem Medienkontakt befindet, sensibel bezogen auf die Produktqualität zu kategorisieren. Bei diesen Prozessen haben geringste Änderungen der Ofenraumtemperatur oder das Vorhandensein von Wärmehotspots direkten Einfluss auf die Produkteigenschaften und damit auch auf die Qualität. Die Einteilung verdeutlicht weiterhin, dass bereits für einen Schwankungsbereich von $\pm 2\%$ des Wobbe-Index bzw. vom Heiz- oder Brennwert Bedarf an kompensatorischen Maßnahmen vorhanden ist. In der DVGW Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit Phase 2 erfolgte u.a. anhand von Fallbeispielen eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf verschiedene Industriebranchen [29]. Erkenntnisse dieser Untersuchung sollen nachfolgend die Situation von Betreibern industrieller Gasanwendungen schildern.

Keramik:

Die Branche besteht aus verschiedenen Verfahren, die unterschiedliche Anforderungen an die Produktqualität aufweisen und damit hinsichtlich einer Einschätzung zu Gasbeschaffenheitsschwankungen differenziert bewertet werden müssen. Einige Prozesse, wie sie zur Herstellung von Porzellan oder von Hochleistungskeramiken eingesetzt werden, erfordern die Einhaltung der Vorgaben bezogen auf Atmosphäre sowie Temperaturzeitverläufen. Dabei können geringste Abweichungen, die falsche Produkteigenschaften hervorrufen, zu

Fehlproduktionen und damit zu Verlusten führen. Andere Prozesse sind hingegen deutlich robuster gegenüber Gasbeschaffenheitsschwankungen, wie z.B. die Herstellungsprozesse von Hintermauerziegeln.

Aluminiumschmelzen:

Das Schmelzen von Aluminium als industrielle Anwendung im Bereich der Nichteisen-Metallurgie zeigt, dass bei sich im Prozess veränderlicher Eigenschaften des Brenngases, die z.B. eine Änderung des Luftbedarf hervorruft, als Resultat eine Abweichung von der Solltemperatur in der Brennkammer hervorrufen kann. Ohne kompensatorische Maßnahmen können z.B. Überhitzungserscheinungen an der Aluminiumschmelze auftreten, die die Bildung von Aluminiumkrätze⁷ begünstigen. Als Folge treten Verluste an Aluminium auf bzw. sind umfangreiche Verfahren zur Rückgewinnung des Aluminiums erforderlich. Erschwerend kann die Bildung von Krätze durch einen sich verändernden Wärmeeintrag infolge einer veränderlichen Flammenform bzw. -länge als Resultat schwankender Gaseigenschaften verstärkt werden. Spezielle Anforderungen an Geometrie von Brennern und Brennersteinen sowie die exakte Einstellung der Gas-Luftzufuhr als individuelle Anlagenspezifikation zur Erreichung einer bestimmten Produktqualität gestatten keine spontanen Änderungen in der Gaszusammensetzung.

Glasindustrie:

Glasschmelzen sind ein weiteres Beispiel für Thermoprozesse bei denen der Wärmeeintrag in die Schmelze entscheidend für die Produktqualität ist und es aus diesem Grund abhängig von der Gaszusammensetzung individuelle Einstellungen der Ofenatmosphäre erfordern. Veränderliche Gaszusammensetzungen können auch in diesem Industriezweig zu veränderlicher Ofenatmosphäre führen, welche wiederum den Wärmeeintrag in die Schmelze und damit die Produkteigenschaften maßgeblich beeinflussen kann.

Ausgehend von einem konkreten Fall, bei dem sich die Gasbeschaffenheit innerhalb kürzester Zeit änderte und der Heizwert sich um mehr als 5 % erhöht hat, wird dargelegt, dass bezogen auf das Gas-Luft-Verhältnis anpassungsfähige Regelungen als Kompensation für veränderliche Gaszusammensetzung eingesetzt werden sollten. Ein zum Zeitpunkt der Gasbeschaffenheitsänderung integriertes Regelungssystem mit starrem Brennstoff-Luftverhältnis, führte als Konsequenz die Luftmenge nach mit dem Resultat eines abgesenkten Restsauerstoffgehalts im Abgas und sehr stark erhöhten CO-Emissionen.

Stahlindustrie und Wärmebehandlung:

Als sensibler Prozess im Bereich der Stahlindustrie kann u.a. die Feuerverzinkung genannt werden, der aus mehreren Prozessschritten besteht. Vor dem Eintauchen des zu bearbeitenden Materials erfolgt eine Erhitzung auf 800 °C in einer reduzierenden Atmosphäre mit unterstöchiometrischer Brennereinstellung. Die Stahloberfläche muss für die Verzinkung im Bad O₂-frei sein, sonst erfolgt keine Bindung zwischen Stahl und Zink. Bei sich ändernden Gaseigenschaften kann dementsprechend auch der Luftbedarf und als Folge der Restsauerstoff im Abgas variieren. Im Fall eines größeren Luftbedarfs bei veränderlichem Erdgas besteht die Gefahr von hohen CO-Emissionen bis hin zum Ausfall der Brenner, aufgrund des zu fett eingestellten Brennstoff-Luft-Gemisches.

Anwendungen der Energieversorgung – Gasturbinen und Gasmotoren:

Bei Gasbeschaffenheitsschwankungen größer $\pm 2\%$ ist eine detaillierte Betrachtung von Gasturbinen sowie Gasmotoren erforderlich [29]. Demnach sind unterschiedliche Designkonzepte des Systems Brenner / Brennkammer von Gasturbinen, aber auch verschiedene NO_x-ELV-Anforderungen nach BImSchV dafür ausschlaggebend. Beschrieben wird, dass „mit einer anforderungsgerecht ausgelegten Gasturbinen-Brennstoff bzw. Fluid-Temperaturregelung...“ „...erfahrungsgemäß in vielen Gasturbinenfeuerungen zwei unterschiedliche Gase mit Wobbe-Index bis ca. $\pm 6\%$ ausgetauscht werden...“ können „..., ohne dass dabei die Veränderung der Brennergeometrie notwendig ist“. Da durchaus Gase mit gleichen Wobbe-Index unterschiedliche Gaszusammensetzungen aufweisen und der Anteil an höheren Kohlenwasserstoffen voneinander abweichen kann, sollte beachtet werden, dass wegen verschiedener Zünd-, Lösch-, und Rückschlagwerte erhebliche Probleme auftreten können. U.u ist eine Anpassung der Brennstoffsteuerung erforderlich. Eine stabile Verbrennung, also

⁷ Ungewollte Bildung einer Oxidationsschicht an der Oberfläche von Aluminiumschmelzen

ohne das Auftreten von z.B. thermoakustischen Schwingungen, kann durch eine Verkürzung des zulässigen Wobbe-Bereichs gewährleistet werden und ermöglicht verminderte NO_x-Emissionen. Aufgrund der größer werdenden Anforderungen an Emissionen bzw. Effizienz bei einer sich ändernden Ausgangslage hinsichtlich der Größe von Gasbeschaffenheitsschwankungen ist „...die Frage zur Notwendigkeit einer Integration von Gasparametermessungen mittels Gaschromatographen in die Verbrennungsregelung der GT weiterhin diskussionswürdig.“

Bei Gasmotoren ist eine Brennstoffregelung integriert, die bei Gasbeschaffenheitsschwankungen das Auftreten von Klopferscheinungen abwenden soll. „Klopfen“ sind ungewollt verfrühte Selbstzündungen und treten besonders bei Gasgemischen auf, die u.a. einen höheren Anteil an höheren Kohlenwasserstoffen vorweisen. Als Folge des Klopfens besteht die Möglichkeit einer verringerten Laufruhe des Motors, höherer Schadstoffemissionen und verminderter Effizienz. Außerdem können im schlimmsten Fall sogar Schäden am Motor auftreten. Auch für Gasmotoren kann festgehalten werden, dass ein kleinerer zulässiger Wobbe-Bereich (14,7 bis 15,4 kWh/m³) als Resultat zu besserer Effizienz und damit geringerem Brennstoffverbrauch bzw. als Folge auch zu geringeren Emissionen (CO, NO_x) führen würde.

Erkenntnisgewinn aus Gesprächen mit Industrievertretern zum Stand 2018:

Mit der DVGW-Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit und deren Vorstudie zu Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen wurde über mehrere Jahre auch der Kontakt zu Industrievertretern und Unternehmen gesucht, zum einen über gezielte Umfragen und zum anderen über persönliche Gespräche. Die Erkenntnisse daraus fassen die folgenden Stichpunkte zusammen [29]:

- zum Teil große Unkenntnis zum Zustand der Gasversorgung hinsichtlich Gasbeschaffenheitsschwankungen
- Gasbeschaffenheitsschwankungen werden meist nicht als mögliche Ursache bei Produktionsproblemen identifiziert
- Gasversorger/-netzbetreiber übermitteln den Betreibern von Industrieprozessen oft nur zu Abrechnungszwecken Monatsmittelwerte der verbrennungstechnischen Kennzahlen (Wobbe-Index, Heizwert)
- einzelne Fälle bei denen Industrieunternehmen und örtliche Gasversorger eng zusammenarbeiten, sodass 2 Gasleitungen mit unterschiedlichen Quellen zur Versorgung genutzt werden

Zu beachten ist, dass die DVGW Studienreihe im Jahr 2018 abgeschlossen wurde und seitdem, gerade im Hinblick auf die Beimischung von Wasserstoff in der öffentlichen Debatte Gasbeschaffenheitsschwankungen näher in den Fokus gerückt sind, sodass diesbezüglich mehr Wissen zur Thematik bei Anlagebetreibern durchaus vorhanden sein könnte.

4.2 Auswirkungen auf industrielle Prozesse und Verfahren sowie Anpassungsmöglichkeiten in der Industrie

Im vorhergehenden Abschnitt 4.1 über kritische Industrieprozesse im Zuge von Gasbeschaffenheitsschwankungen wurde bereits die Auswirkung volatiler Gaszusammensetzungen für bestimmte Bereiche der Industrie beschrieben. In diesem Abschnitt sollen die Erkenntnisse im Hinblick auf Gasbeschaffenheitsschwankungen und deren Auswirkungen auf Prozesse aus der Befragung von Unternehmen der Gaswirtschaft im Zuge der Phase I der Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit erläutert sowie abschließend Maßnahmen zur Kompensation von veränderlichen Gaszusammensetzungen beschrieben werden [22],[30]. Befragt wurden:

- Betreiber zentraler bzw. dezentraler Energieversorgungsanlagen sowie Hersteller von Hallenheizungen
- Industrieanlagenbetreiber, Anlagenbauer und Komponentenhersteller

Ohne detaillierter auf die Durchführungsweise der Befragung einzugehen, werden nachfolgend die wichtigsten

Erkenntnisse für die einzelnen Bereiche der Gaswirtschaft zusammengefasst.

Betreiber zentraler bzw. dezentraler Energieversorgungsanlagen sowie Hersteller von Hallenheizungen [22]:

Dem Bereich zentraler Energieversorgungsanlagen wurden Betreiber von großen Kraft- und Heizwerken zugeordnet, wobei dezentrale Energieversorgungsanlagen überwiegend im kleinen Leistungsbereich zu finden sind und Gasgebläsebrenner sich im Einsatz befinden. Die Befragung dieser Gruppe wurde in der Studie so bewertet, dass heraus „...qualitativ gute Trendaussagen“ möglich sind. Kernerkenntnisse sind:

- ca. 50 % der zentralen Energieversorgungsanlagen verwenden „automatische Strategien“ um „indirekt“ auf die Gasbeschaffenheit zu reagieren
- ca. 7 % haben automatische Strategien, die Gasbeschaffenheitsschwankungen berücksichtigen
- Gasgebläsebrenner nach EN 676 (mittlerer Leistungsbereich) weisen eine „...hohe spezifische Automatisierung durch eine elektronische Gas-Luft-Verbundregelung...“ auf. Um Gasbeschaffenheitsschwankungen kompensieren zu können wäre zusätzlich eine Verbrennungsregelung notwendig. Diese wäre jedoch nur bei einer geringen Anzahl der Anlagen über eine Regelung des Sauerstoffgehaltes im Abgas möglich
- Anlagen mit geringer Leistung, zu den auch Hallenheizungen gezählt werden, verfügen über keine Verbrennungsregelung, sodass die Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen über eine „...robuste Einstellung mit entsprechenden Reserven in der Energieeffizienz...“ erfolgt
- beim Nichtvorhandensein einer Verbrennungsregelung erfolgt die Einstellung händisch auf die lokale Gasbeschaffenheit. Schwankungen der Gaszusammensetzung werden im Zuge jährlicher Wartungen überwiegend durch die Nachregulierung der Abgaskennwerte kompensiert
- gerade bei Großanlagen wird hauptsächlich auch aufgrund der Abrechnungsmethoden auf den Heizwert als verbrennungstechnische Kenngröße gesetzt. Aufgrund gesetzlicher Vorgaben bzgl. einzuhaltender Emissionsgrenzwerte stehen die Abgaskennwerte im Fokus, sodass über deren Kontrolle eine indirekte Kompensation volatiler Gaszusammensetzungen erfolgt
- 30 % zentraler Energieversorgungsanlagenbetreiber besitzen das Bewusstsein, „...dass Grenzen der Gasbeschaffenheitsschwankungen für ihre Anlagen existieren.“
- für dezentrale Energieversorgungsanlagenbetreiber sind Gasbeschaffenheitsschwankungen eher unbekannt

Industrieanlagenbetreiber, Anlagenbauer und Komponentenhersteller [22]:

Die Befragung von Betreibern und Herstellern von Industrieanlagen sowie Komponentenhersteller ergibt insgesamt ein einheitliches Bild in den getätigten Antworten, sodass die Studienautoren die Qualität der Ergebnisse als „...qualitative gute Trendaussagen“ bewerten. Kernerkenntnisse sind:

- der Wobbe-Index als einzelne verbrennungstechnische Kenngröße für die Gasbeschaffenheit ist für Industrieprozesse ungenügend. Vielmehr wird für Auslegung und Betrieb auf Heizwert, minimaler Luftbedarf sowie die Gaszusammensetzung zurückgegriffen
- in Abhängigkeit der Abgaskomponente haben 33 bis 60 % der Anlagen eine kontinuierliche Abgasmessung, jedoch ist diese nicht in allen Industriebranchen verbreitet
- der Industrieanlagenbestand besteht aus einer großen Vielfalt
- aus Gründen der Energieeffizienz und zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten sind die Anlagen mehrheitlich mit einer Luftvorwärmung ausgestattet und werden mit Luftzahlen $< 1,15$ bzw. $< 1,1$ betrieben
- hauptsächlich bei kleinen Anlagen konnte nur eine begrenzte Automatisierung festgestellt werden, sodass für Gasbeschaffenheitsschwankungen keine Kompensationsmaßnahmen in der Anlagentechnik integriert sind und von relativ konstanten Gaszusammensetzungen ausgegangen wird
- 25 % der Anlagen und dabei insbesondere Großanlagen verwenden automatisierte Kompensationsanlagen für Gasbeschaffenheitsschwankungen
- ca. ein Drittel der Anlagen verfügen über eine Abgasregelung, worüber Gasbeschaffenheitsschwankungen zumindest indirekt ausgeglichen werden können
- die Einstellung der Anlagen bei Installation oder auch Wartung erfolgt hauptsächlich auf die lokale

Gasbeschaffenheit nahe dem Anlagenoptimum, sodass die Anlagen sensibel auf veränderliche Gasbeschaffenheiten reagieren

- verbrennungstechnische Kennwerte, wie der Brennwert, werden aufgrund von Abrechnungen kontinuierlich erfasst. Eine Bestimmung der Gaszusammensetzung sowie derer Schwankung erfolgt wenn, nur von einigen großen Anlagen mit stofflicher Nutzung des Erdgases
- ca. 45 % der Anlagen gaben an, dass prozessbedingte Grenzen von Gasbeschaffenheitsschwankungen bestehen

Bei kompensatorischen Maßnahmen zum Ausgleich von Gasbeschaffenheitsschwankungen wird zwischen netzgebundener und anlagenseitiger Kompensation unterschieden [30]. Die netzgebundene Kompensation umfasst u.a. organisatorische Maßnahmen, wie die Informationsbereitstellung über die Gasbeschaffenheit sowie über die verbrennungstechnischen Kennwerte an die Endkunden.

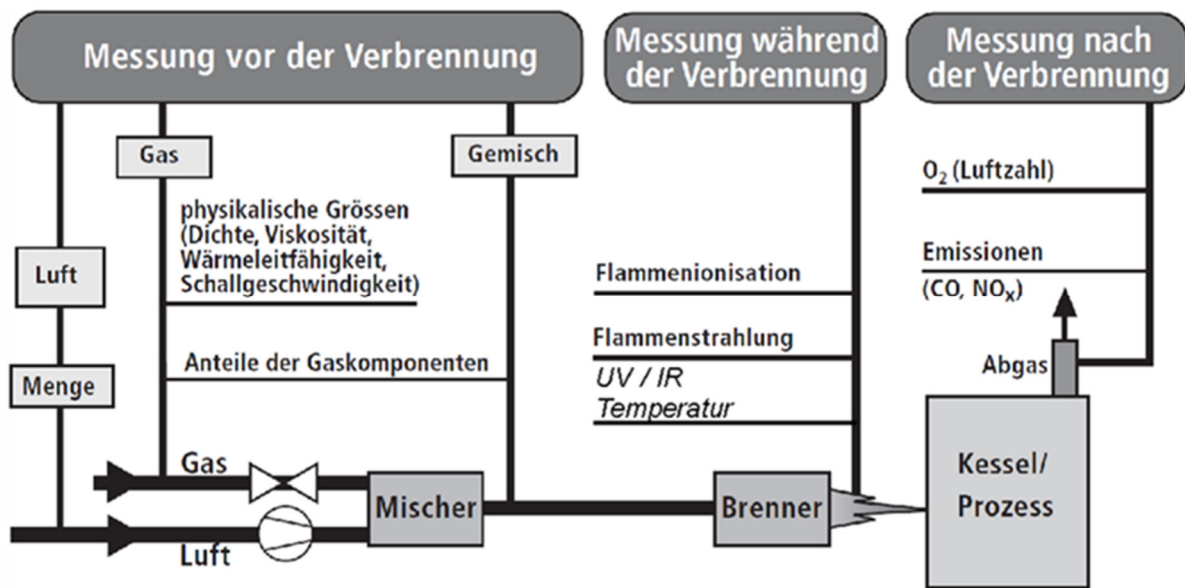


Abbildung 11 Mögliche Messgrößen der Verbrennungsregelung [30]

Hinzukommen messtechnische sowie regulatorische Maßnahmen, wie die Erfassung und Verfolgung der Gaszusammensetzung bzw. der Brennwerte. Darüber hinaus ist neben einer regionalen Steuerung der Gasflüsse inklusive Pufferung von Gasmengen in Untergrundspeichern auch eine regionale Gaskonditionierung, mit den Möglichkeiten des Arbeitsblattes DVGW G 260 nach Abschnitt 3.4 denkbar. Für anlagenseitige Kompensationen kann der Einsatz von Verbrennungsregelungen sowie die Vor-Ort-Gaskonditionierung genannt werden. Als Verbrennungsregelung können Messverfahren, die vor, während oder nach der Verbrennung zum Einsatz kommen, angewandt werden [30]. Die Abbildung 11 veranschaulicht die dafür in Frage kommenden Messgrößen und ordnet diese der Phase des Verbrennungsprozesses zu.

5 Einflüsse der LNG-Einspeisung auf häusliche Erdgasverbraucher

5.1 Ausarbeitung der maximalen zulässigen Schwankungen für häusliche Endanwendungen

In der DVGW Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit sollten analog zu den industriellen Gasanwendungen auch die häuslichen Anwendungen zum Thema Gasbeschaffenheitsschwankungen untersucht werden [22]. Zum Stand des Wissens wurde auf die Untersuchungen im Projekt „GASQUAL“ verwiesen [31]. Das Projekt, welches zur Harmonisierung der Normung bezüglich der Gasqualität in Europa als Auftrag der Europäischen Kommission an das Europäische Komitee für Normung (CEN) durchgeführt wurde, untersuchte unter Laborbedingungen 100 häusliche Testgeräte im Neuzustand. Insgesamt konnten bei über 20 Gerätekategorien die Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen ermittelt werden. Die Geräte waren auf G20 als Grundgas eingestellt. Es wurde zunächst analysiert, dass bei Einhaltung des empfohlenen Anschlussdruckes ein Wobbe-Index von $15,46 \text{ kWh/m}^3$ die Verbrennungsgüte und die Funktionssicherheit nicht kritisch beeinflusst⁸. Weiterhin wurde ein Szenario getestet, bei dem sich für verschiedene Anschlussdrücke und der Erweiterung des zulässigen Geräteeinstellbereich über G20 hinaus, der technische akzeptable Bereich des Wobbe-Index für Durchlauferhitzer sowie Brennwertgeräte begrenzt. Auch unzureichend gewartete Geräte beschränkten den technisch möglichen Wobbe-Schwankungsbereich. Die Studienautoren geben an, dass bei diesem Szenario 40 bis 100 Millionen Gasgeräte betroffen wäre und Handlungsbedarf bestehen würde. Eine Reduktion der betroffenen Geräte würde daraus resultieren, wenn Gasgeräte grundsätzlich auf G20 eingestellt oder ältere Bestandsgeräte mit Gas-Brennwertgeräten ausgetauscht werden, die eine selbstadaptierende Verbrennungssteuerung installiert haben. Die Studie wurde zum Teil mit den nachfolgend aufgeführten Punkten kritisch bewertet [22]:

- begrenzte Anzahl der untersuchten Geräte
- Beschränkung auf nach GAD zertifizierte Neugeräte
- Tests ausschließlich unter Laborbedingungen durchgeführt
- keine Langzeituntersuchungen durchgeführt
- Fokus auf CO-Emissionen
- CO-Emissionen $< 500 \text{ ppm}$ laut Studie unbedenklich, nur CO-Emissionen $> 1.000 \text{ ppm}$ kritisch
- Energieeffizienz oder auch NOx-Emissionen wurden demnach in der Studie als weniger relevant eingestuft.

Dennoch lässt sich aus der Studie schlussfolgern, dass die Gerätekategorien Heizkessel, Durchlaufwasserheizer sowie Vorratswasserheizer (anteilig 75 % der in Deutschland installierten Haushaltsgeräte) bei höherem Wobbe-Index $> 15,46 \text{ kWh/m}^3$ hohe CO-Emissionen aufweisen⁵. Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, sind Wobbe-Werte $> 15,4$ nur eingeschränkt und unter bestimmten Voraussetzungen zulässig.

Eine weitere in der DVGW Hauptstudie Gasbeschaffenheit aufgeführte Untersuchung zu Haushaltsgeräten, bei der jedoch lediglich eine Anzahl von 10 Haushaltsgeräte getestet wurden, stützt die Ergebnisse des „GASQUAL-Projektes“ [32], [22]. Bei hohen Wobbe-Werten ($15,51 \text{ kWh/m}^3$)⁹ konnten ebenso kritische CO-Emissionen $> 1.000 \text{ ppm}$ beobachtet werden. Außerdem wurden auch hohe NOx-Emissionen festgestellt, sodass die Studie eine Verbindung zwischen hohen Wobbe-Werten sowie hohen CO- bzw. NOx-Emissionen nachweisen konnte. Eine starke Beeinflussung der Geräteeffizienz aufgrund hoher Wobbe-Indices war nicht festzustellen. Die Studie konnte zusätzlich zeigen, dass eine Gaskonditionierung mit der Zugabe von Stickstoff im zulässigen Wobbe-Bereich (nach britischem Regelwerk GS(M)R) mit der Ausnahme von einem Gerät zu keinen erhöhten

⁸ Referenzbedingungen $25 \text{ °C}/0 \text{ °C}$

⁹ Referenzbedingungen $15 \text{ °C}/15 \text{ °C}$

CO-Emissionen führt und auch NO_x-Emissionen sowie der Wirkungsgrad bei einem Großteil der Geräte im Bereich des Betriebes mit G20 liegt.

5.2 Auswirkungen auf Gasverbrauchsgeräte sowie mögliche Anpassungen bzw. Umrüstungen

Analog zu den Befragungen, die in der Gasbeschaffenheitshauptstudie des DVGW durchgeführt und deren Erkenntnisse in Abschnitt 4.2 vorgestellt wurden, erfolgte ebenso eine Befragung für häusliche Gasanwendungen, die mit Fachhandwerkern bzw. Installateuren im Jahr 2015 stattfand [22]. Insgesamt werden die Ergebnisse der Befragung als sehr gut und die Auswahl der befragten Unternehmen als repräsentativ eingeschätzt, sodass zuverlässige Aussagen heraus getätigt werden können. Plausibilitätsprüfungen durch den Vergleich mit den Resultaten anderer Erhebungen waren positiv. Im Weiteren werden die Ergebnisse der Befragung stichpunktartig zusammengefasst:

- überwiegend und mit steigender Tendenz werden Gasbrennwertgeräte betrieben, deren Leistungsgrößen tendenziell abnehmen
- die Größenklasse mit den meisten Geräten befindet sich im Nennleistungsbereich zwischen 11 bis 25 kW
- bei Gasbrennwertgeräten nimmt die Anzahl an selbstadaptierenden Geräten überproportional zu
- im Gasgerätebestand ist dennoch ein hoher Anteil älterer Geräte vorhanden mit Einstellungen auf die lokale Gasbeschaffenheit
- der lokale Wobbe-Index wird zu > 90 % nicht, selten oder jährlich erfragt
- eine Einstellung der Gasgeräte bei Neuinstallation erfolgt bei 84 % der Fälle
- Nachregulierungen bei Wartungsarbeiten auf die lokale Gasbeschaffenheit finden zu 38 % statt und werden methodisch über die Einstellung der Abgaskennwerte favorisiert
- bzgl. der Häufigkeit der Geräteeinstellungen konnten keine regionalen sowie alterungsbedingte Abhängigkeiten festgestellt werden
- der Wartungszyklus gewarteter Geräte ist jährlich
- den prozentualen Anteil an ungewarteten Geräten näher angeben zu können, war nicht möglich. Es gibt jedoch den Anhaltspunkt eines nicht flächendeckenden Zustands von gewarteten Gasgeräten
- Abweichungen (Anm. der Autoren: vermutlich Abweichungen zu den eingestellten Abgaskennwerten) konnten bei < 10 % der gewarteten Gasgeräte vorgefunden werden, wobei als mögliche Ursachen Verschmutzungen, ein schlechter Wartungszustand, jedoch auch Gasbeschaffenheitsschwankungen genannt wurden
- zeitlich veränderliche Gasbeschaffenheiten werden von den befragten Unternehmen nicht als Herausforderung angesehen und stehen demzufolge auch nicht im Fokus

In Phase II der DVGW Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit wurde eine Bewertungsmatrix entwickelt, die eine Analyse zu möglichen Auswirkungen veränderlicher Gaszusammensetzungen darstellt und ergänzend dazu eine Risikoabschätzung aufstellt. Die Bewertungsmatrix wird in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Bewertungsmatrix für Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen (GBS) auf häusliche Wärmeversorger [29]

Effekte GBS	Beschreibung	Abgassystem TRGI	Erkennung	Einstufung des Risikos
erhöhte CO-Emissionen	Gefahr für die Betreiber aufgrund der Abgasführung	B, A	gering	sehr hoch
	Verletzung von	A, B, C	gering	hoch

	Immissionsbestimmungen			
erhöhte NO _x -, C _x H _y - Emissionen	Gefahr für die Betreiber aufgrund der Abgasführung Verletzung von Immissionsbestimmungen, mehr Korrosion	B, A A, B, C	gering gering	sehr hoch hoch
thermische Überlast Wär- meübertrager	verringerte Lebensdauer, vorzeitiger Ausfall bzw. häufigere Störungen aufgrund von Über- temperaturdetektion (z. B. STB)	alle	gering bis mittel	mittel
thermische Überlast Bren- ner	verringerte Lebensdauer, vorzeitiger Ausfall bzw. häufigere Störungen durch Rückzündung / harte Zündungen	alle	gering bis mittel	mittel
höhere Wahr- scheinlichkeit von thermo- akustischen Auffälligkeiten	höhere Wahrscheinlichkeit von thermoakustischen Auffälligkeiten aufgrund anderer Strömungen und Verbrennung	alle	gute Wahr- nehmbar- keit	niedrig
Leistungsvari- ation	leicht veränderte Leistung	alle	gering (Haushalt)	sehr niedrig (Haushalt)
Zündung	evtl. leicht verändertes Zündverhalten (früher/später) mit vermehrt harten Zündungen einhergehend mit erhöhten C _x H _y -Emissionen	vor allem vormi- schende Systeme	mittel	mittel

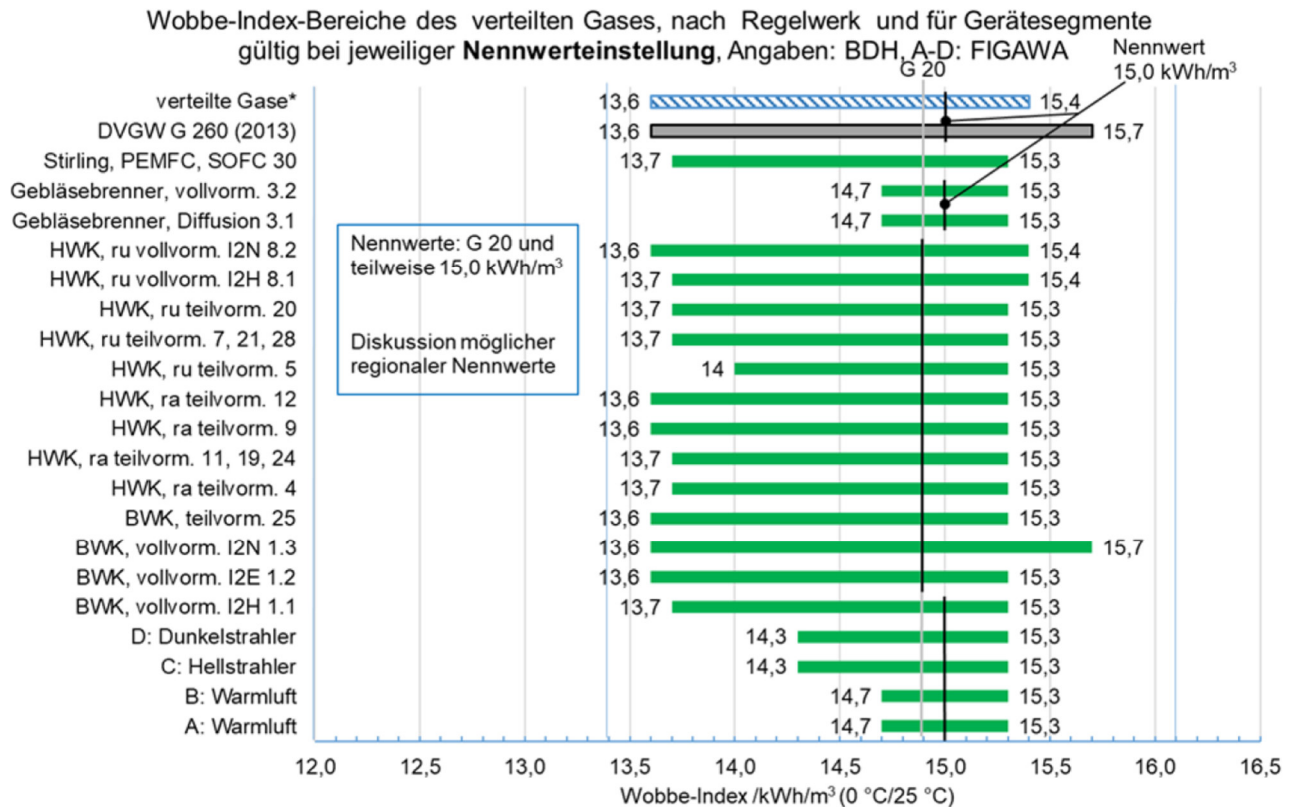
Nach den Angaben in der DVGW Hauptstudie Phase II wurde aufbauend auf einer Analyse von Gasgeräte-
parks bis zurück ins Jahr 1985 vom Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie BDH ein morphologi-
scher Kasten erstellt, den Abbildung 12 darstellt. Ergänzende Informationen der figawa¹⁰ zu den Kategorien
A-D wurden integriert. Zum Vergleich erfolgte die Angabe des zulässigen Wobbe-Index-Bereiches für Erdgase
der Gruppe H nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 aus dem Jahr 2013 [29]. Mit der Neuauflage im Jahr 2021
ist die Einspeisung von Gasen im Wobbe-Bereich 15,4 bis 15,7 kWh/m³ nur unter Einhaltung bestimmter Vo-
raussetzungen möglich (vgl. Abschnitt 3.3). Die grün abgebildeten Balken stellen die Grenzwerte des Wobbe-
Index für bestimmte Gerätekategorien dar, die jedoch ausschließlich für die angegebenen Nennwerteinstel-
lungen (überwiegend Prüfgas G20) gültig sind. Folgende Aspekte hinsichtlich Sicherheit, Emission sowie
Funktion müssen nach Angabe der Studienautoren berücksichtigt werden [29]:

- die Temperatur der Verbrennungsluft variiert zwischen -10 °C und +30 °C
- Variationen der Umgebungs- und Gasanschlussdrücke wurden nicht einbezogen
- CO-Grenzwerte entsprechen den Angaben der TA-Luft mit 50 mg/m³ bei einem Sauerstoffgehalt von 3 Vol.-% [33], „...da für große häusliche Heizkessel auch die TA-Luft greift“
- für Gebläsebrenner nach EN 676 erfolgte die Lambda-Einstellung auf einen Wert von 1,12 im Nenn-
wertbetrieb nach den Angaben in Abbildung 12 [34]

Wie bereits in Abschnitt 5.1 beschrieben, neigen Haushaltsgeräte bei Gasen mit hohem Wobbe-Index zu er-
höhten CO- bzw. NO_x-Emissionen. Für eine größere Toleranz von Gebläsebrennern gegenüber Gasbeschaf-
fenheitsschwankungen hin zu höheren Wobbe-Werten wird empfohlen, auch entsprechend den Wartungs-

¹⁰ figawa e.V., www.figawa.org

und Installationsanleitungen eine Zugabe zur ermittelten Luftzahl von 0,15 bis 0,2 bei der Geräteeinstellung vorzunehmen [29]. Gebläsebrenner sowie Geräte der Kategorie A-B haben gemäß der Abbildung vergleichsweise nur einen geringen Schwankungsbereich des Wobbe-Index, der mit $0,6 \text{ kWh/m}^3$ deutlich kleiner ausfällt, als die Grenzen in DVGW G 260 für Gase der Gruppe H definiert sind (vgl. Abschnitt 3.3).



*HWK – Heizwertkessel, BWK – Brennwertkessel, ru – raumluftunabhängig, ra - raumluftabhängig

Abbildung 12 Morphologischer Kasten vom BDH und figawa, inkl. Ergänzungen zu verteilten Gasen aus [29]

6 Zusammenfassung der Auswirkungen einer LNG-Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz

Zu Beginn der Studie konnte gezeigt werden, dass mit Wegfall von russischem Erdgas und den anschließenden politischen angepassten Rahmenbedingungen bezüglich der Einspeisung von LNG, ein Teil der russischen Gaslieferungen ab Januar 2023 schrittweise durch LNG ersetzt wurden und über die nächsten Jahre mit dem weiteren Ausbau der LNG-Terminals noch stärker ersetzt werden. Durch Informationen zu den in Deutschland geplanten und in Betrieb befindlichen LNG-Terminals sowie derer Kapazitäten oder auch Informationen zu abgeschlossenen LNG-Lieferverträgen mit der Recherche der LNG-Herkunft und dessen chemischer Zusammensetzung waren Abschätzungen zu verbrennungstechnischen Kennzahlen eines entstehenden Mischgases möglich. Auf Grundlage der DVGW Hauptstudie zur Gasbeschaffenheit konnten ausgehend von den darin definierten Regionen eines relativ einheitlichen Grundgases potentielle Schwankungsbreiten ermittelt werden. Durch die Einspeisung von LNG, welches im Vergleich zum Grundgas (hauptsächlich Erdgas mit Quellen in der Nordsee, Herkunft Norwegen) einen höheren Methan- jedoch geringen Stickstoffanteil aufweist, wird die bereits vorhandene lokale Schwankungsbreite des Wobbe-Index durch die grundsätzlich höheren Wobbe-Werte von LNG in Richtung positive Wobbe-Abweichungen vergrößert. Neben den Bedingungen hinsichtlich Gaszusammensetzung sowie u.a. Grenzwerte verbrennungstechnischer Kennwerte für Gase der 2. Gasfamilie, die im Rahmen des DVGW-Arbeitsblattes G 260 ins deutsche Erdgasnetz eingespeist werden dürfen, wurde weiterhin die Möglichkeit aufgezeigt, über Zusatzgase den Wobbe-Index zu beeinflussen. Der DVGW schreibt dazu im Themenkomplex LNG auf seiner Webseite: „Beim Herstellungsprozess (Erkaltung) kann es vorkommen, dass weniger Stickstoff im Methanstrom enthalten ist, wodurch der Brennwert etwas oberhalb des leitungsgebundenen H-Gas liegen kann. Sog. Balancinganlagen können aber den Brennwert optimal einstellen, bevor es in Leitungsnetze eingespeist wird“ [35]. In welchem Umfang diese sogenannten netzgebundenen Kompensationsmaßnahmen für Gasbeschaffenheitsschwankungen bereits zum Einsatz kommen, konnte nicht recherchiert werden. Die recherchierten Gaszusammensetzungen von LNG und die daraus berechneten verbrennungstechnischen Kennwerte liegen überwiegend im zulässigen Wobbe-Bereich für Gase der Gruppe H nach DVGW Arbeitsblatt G 260. Nur vereinzelte LNG-Sorten weisen Kennwerte auf, die nur unter speziellen Voraussetzungen ins Netz eingespeist werden dürfen (Bereich 15,4 bis 15,7 kWh/m³)¹¹.

Weiterhin wurde untersucht, in welcher Region die denkbar größten Gasbeschaffenheitsschwankungen als Folge einer LNG-Einspeisung entstehen können. Dabei sind mehrere Faktoren ausschlaggebend:

- Einspeiseort LNG
- Einspeiseort Grundgas
- Verbrauch (auch saisonale Verbrauchsschwankungen zwischen Sommer und Winter können eine Rolle spielen)
- Einspeisemengen LNG bzw. Grundgas
- LNG-Herkunft bzw. Gaszusammensetzung

In Anbetracht der Situation, dass über die Pipeline Nord Stream 1 kein russisches Erdgas am Einspeisepunkt Greifswald ins deutsche Netz importiert wird bzw. auch keine weiteren Einspeisepunkte von z.B. Grundgas aus Norwegen in der Region vorhanden sind und die Einspeisekapazitäten von LNG ein Vielfaches vom Verbrauch in der Region 1-Nordost ausmachen, besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass lokal ausschließlich LNG den Gasanwendungen zur Verfügung steht und zukünftig stehen wird. Ob es dadurch zu kritischen Situationen bei Gasanwendungen im industriellen, gewerblichen oder häuslichen Bereich kommen kann, hängt von der LNG-Herkunft bzw. der Gaszusammensetzung des eingespeisten LNG, möglicher netzgebundener Kompensationsmaßnahmen zur Angleichung des Wobbe-Index sowie von den sich am netzbefindlichen Endanwendungen ab. Hinsichtlich des industriellen Sektors können je nach der Art der am regionalen Netz

¹¹ Referenzbedingungen 0°C/25 °C

vorhandenen Thermoprozesse und der etwaigen Integration von Regelungstechnik im Prozess zur Kompensation von Gasbeschaffenheitsschwankungen, negative Beeinflussungen von Emissionen, Effizienz und Produktqualität auftreten. Im Hinblick auf die hohen Wobbe-Indices von LNG und der Annahme, dass netzgebundene Kompensationsmaßnahmen nicht eingesetzt werden, besteht bei Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Untersuchungen nach Abschnitt 5.2 die Möglichkeit von Störungen bei Gasgeräten, die sich durch hohe CO-Werte im Abgas äußern können. Besonders Gebiete mit einem älteren Gasgerätebestand und einem geringen Anteil an Geräten mit selbstadaptierender Verbrennungssteuerung sind dahingehend als anfällig zu bewerten.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post, Eisenbahnen, *Eigendarstellung mit Daten der Bundesnetzagentur* **2023**.
- [2] RWE AG, *Elbehafen LNG - Liegeplatz und Entladestandort für FSRU-Chartererschiff*, <https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/lng-schwimmende-terminals/elbehafen-lng/>.
- [3] FRIEDRICH VORWERK Group SE, *Anschlussleitungen für das LNG-Terminal in Brunsbüttel*, <https://www.friedrich-vorwerk.de/de/aktuell/aktuelles-und-projekte/anschlussleitungen-fuer-das-lng-terminal-in-brunsbuettel.html>.
- [4] German LNG Terminal GmbH, *German LNG Terminal - Übersicht*, <https://germanlng.com/ausstattung-kennzahlen/>.
- [5] Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA, *FSRU Planung, Entwicklung & Betrieb*, <https://deutsche-re-gas.de/>.
- [6] Hamburger Energietisch e.V. – HET Gemeinnütziger Trägerverein (e.V.), *LNG-Terminals in Lubmin und vor Rügen - Langfristig ausgeschriebene Importkapazitäten vollständig ausgebucht*, <https://www.hamburger-energietisch.de/gas/lng-terminals/lng-terminal-in-lubmin/> **2023**.
- [7] Uniper SE, *LNG-Terminal Wilhelmshaven*, <https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/lng-terminal-wilhelmshaven>.
- [8] Hamburger Energietisch e.V. – HET Gemeinnütziger Trägerverein (e.V.), *LNG-Terminals in Wilhelmshaven - Baustart für zweites LNG-Terminal in Wilhelmshaven im Sommer geplant*, <https://www.hamburger-energietisch.de/gas/lng-terminals/lng-wilhelmshaven/> **2023**.
- [9] Tree Energy Solutions, *Globale Wirkung - Deutschland*, <https://tes-h2.com/de/globale-wirkung/deutschland>.
- [10] Hanseatic Energy Hub GmbH, *Hanseatic Energy Hub - Das Konzept*, <https://www.hanseatic-energy-hub.de/konzept/das-konzept/>.
- [11] N. Plützer, *Flüssiggas Offensive - Enagás rückt mit GvW ins Stader LNG-Konsortium*, <https://www.juve.de/deals/enagas-rueckt-mit-gvw-ins-stader-lng-konsortium/> **2023**.
- [12] International Group of Liquefied Natural Gas Importers - Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), *The LNG industry GIIGNL Annual Report 2023* **2023**.
- [13] RWE Aktiengesellschaft, *Erste LNG-Ladung von ADNOC erreicht den Elbehafen in Brunsbüttel*, <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2023-02-15-erste-lng-ladung-von-adnoc-erreicht-den-elbehafen-in-brunsbuettel/>.
- [14] Norddeutscher Rundfunk - Anstalt des öffentlichen Rechts, *RWE schließt LNG-Vertrag mit US-Unternehmen* **2022**.
- [15] Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA, *LNG-Lieferanten für Lubmin stehen fest*, Lubmin **2022**.
- [16] International Group of Liquefied Natural Gas Importers - Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), *The LNG industry GIIGNL annual report 2018* **2018**.
- [17] *DVGW Regelwerk: DVGW G 260 (A). Gasbeschaffenheit: Technische Regel - Arbeitsblatt* **2021**.
- [18] H. KRAUSE, M. WERSCHY, A. GIESE, J. LEICHER, H. DÖRR, *Hauptstudie Gasbeschaffenheit-Phase II Management Summary* **2018**.
- [19] Windkraft-Journal.de, *Weltweit größte Projektfinanzierung für Plaquemines LNG-Anlage mit Gator Express-Pipeline* **2022**.

- [20] NEL Gastransport GmbH, *Marktinformation zur Einrichtung eines gemeinsamen LNG-Einspeisepunktes Baltic Energy Gate (Port) an der Marktgebietsgrenze zwischen dem LNG-Terminal am Lubmin-Industrieafen und THE*, <https://www.nel-gastransport.de/marktinformation-zur-einrichtung-eines-gemeinsamen-lng-einspeisepunktes-baltic-energy-gate-port-an-der-marktgebietsgrenze-zwischen-dem-lng-terminal-am-lubmin-industrieafen-und-the> **2022**.
- [21] Hansestadt Stade, *LNG-Terminal Stade*, <https://www.stadt-stade.info/portal/seiten/lng-terminal-stade-900001229-20390.html> **2023**.
- [22] H. KRAUSE, M. Wersch, S. Franke, J. Hüttenrauch, S. Schütz, E. Schuhmann, T. Raabe, Giese, A., Leicher, J., H. Dörr, H.-J. Brückner, *Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation Phase I* **2016**.
- [23] GIE ALSI, *Datenübersicht / Grafiken - Ostsee LNG Terminal / Lubmin (FSRU)*, <https://alsi.gie.eu/data-overview/graphs/37W000000000106C/DE/37X000000000265F> **2023**.
- [24] Statistisches Landesamt Freie Hansestadt Bremen, *Statistisches Jahrbuch 2021 - Referat 12* **2021**.
- [25] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, *Energiewendebericht 2022* **2023**.
- [26] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern, *Statistische Bericht Energie- und Wasserversorgung - Strom- und Gasabsatz sowie Erlöse in Mecklenburg-Vorpommern 2021* **2022**.
- [27] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, *Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2021 - Referat 23* **2023**.
- [28] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, *Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2021 - Referat 23* **2023**.
- [29] H. KRAUSE, M. WERSCHY, A. GIESE, J. LEICHER, H. DÖRR, *Hauptstudie zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsschwankungen auf die Sektoren des Gasverbrauchs und deren Kompensation - Phase II - Abschlussbericht DVGW Forschungsprojekt G1-01-15* **2018**.
- [30] H. KRAUSE, M. WERSCHY, S. FRANKE, A. GIESE, J. BENTHIN, H. DÖRR, *Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen: Abschlussbericht DVGW Forschungsprojekt G 1/06/10, 2014* **2014**.
- [31] *Standardization in the field of gas qualities - Mandate CE M400 Phase 1. Final-Report, CEN BT WG 197 No 310* **2012**.
- [32] A. Teekaram, J. Parker, A. Topaltziki, A. Fletcher, C. Kingswood, *Assessment of gas quality on domestic appliances. BSRIA/DTI, Final Report 19299/1, Bracknell, United Kingdom, 2005*.
- [33] *Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft)* **2002**.
- [34] *DIN EN 676: 2008-11, Automatische Brenner mit Gebläse für gasförmige Brennstoffe*.
- [35] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., *Was ist Liquefied Natural Gas (LNG)? - Daten und Fakten zu Liquefied Natural Gas (LNG) – Flüssigerdgas*, <https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/liquefied-natural-gas-lng> **2023**.

🌐 www.dbi-gruppe.de

Scannen Sie den QR-Code,
um mehr über die DBI-Gruppe
zu erfahren!



info@dbi-gruppe.de

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig