

Erdgasszenarien für die Energiewende

Laufzeit des Vorhabens: Februar bis Juni 2016

Endbericht

Berichtszeitraum: Februar bis August 2016

Auftraggeber:

Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL),
Rheinland-Pfalz

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Martin Luxenburger
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
[Email luxenburger@izes.de](mailto:luxenburger@izes.de)

Autoren: Martin Luxenburger, Alexander Zipp, Johannes Kochems

Unter der Mitarbeit von: Juri Horst, Valentin Jahnel, Joachim Pertagnol

Version: 2.0 (korrigierte Fassung)

Saarbrücken, den 23.08.2016

Inhalt

1	Einleitung und Einordnung der Studie	1
2	Zusammenfassung und Fazit	4
2.1	Zusammenfassung der Ergebnisse	4
2.2	Darstellung der Vorgehensweise	14
3	Gasversorgung in Deutschland	18
3.1	Rolle von Erdgas in der deutschen Energieversorgung	18
3.2	Erdgasverbrauch nach Sektoren	21
3.2.1	Erdgasverbrauch der Industrie	23
3.2.2	Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung	24
3.3	Endenergieverbrauch von Erdgas nach Anwendungsbereichen	25
3.4	Erdgasbezugsquellen	27
3.4.1	Inländische Gasförderung	28
3.4.2	Erdgaseinführen in die Bundesrepublik Deutschland	30
3.4.3	Exkurs: Importabhängigkeiten bei Erdgas	36
3.5	Untertage-Gasspeicher in Deutschland	38
3.6	Entwicklung wesentlicher Gaspreise	42
3.6.1	Grundlegende Preis- und Vertragsstrukturen in deutschen Gasmärkten	42
3.6.2	Grenzübergangs- und Großhandelspreise	45
3.6.3	Internationale Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten	48
3.6.4	Endkundenpreise	50
3.7	Marktkonzentration auf wesentlichen Märkten für Erdgas	53
4	Detaillierte Bestandsaufnahme des Erdgaseinsatzes in Deutschland	54
4.1	Kurzbeschreibung der betrachteten Studien	54
4.1.1	Entwicklung der Energiemärkte (2014)	54
4.1.2	Gas Netzentwicklungsplan	55
4.1.3	Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung (2015)	56

4.1.4	Langfristszenarien und Strategien (2012).....	58
4.1.5	Ten Year Network Development Plan 2013-2022	59
4.1.6	Word Energy Outlook (2015).....	61
4.2	Szenariendarstellung	63
4.2.1	Entwicklung der Energiemärkte (2014).....	63
4.2.2	Gas Netzentwicklungsplan	65
4.2.3	Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung (2015)	67
4.2.4	Langfristszenarien und Strategien (2012).....	69
4.2.5	Ten Year Network Development Plan 2013-2022	71
4.2.6	Word Energy Outlook (2015).....	74
4.3	Synopse der betrachteten Studien.....	76
4.3.1	Methodik.....	76
4.3.2	Ergebnisse und Einordnung von Szenarienannahmen.....	77
4.4	Gasnutzungskonkurrenz im europäischen und internationalen Umfeld	82
4.5	Entwicklung der Erdgasproduktion und Auswirkungen auf Erdgasbezugsquellen	84
5	Alternativen des Erdgasbezuges und zum Erdgas: Potenzial, Einschätzung und Bewertung ihrer möglichen Nutzung in Deutschland ..	88
5.1	Transport	88
5.1.1	LNG	88
5.1.2	Pipelines und Grenzübergangskapazitäten	96
5.1.3	Vorteilhaftigkeit Pipeline vs. LNG	101
5.2	Unkonventionelle Förderoptionen, EE-Gas	105
5.2.1	Erdgas aus dichten Gesteinen.....	105
5.2.2	Kohleflözgas (Flöz- und Grubengas).....	112
5.2.3	Gashydrat.....	115
5.2.4	Biomethan	119
5.2.5	Power to gas.....	127
5.3	Synopse: Alternativen zur Gasversorgung im Status Quo	135

6	Optimierte Erdgasszenarien für die Energiewende	141
6.1	Methodische Vorgehensweise	141
6.2	Entwicklung Basisszenario und Ableitung des jeweiligen Residuums.....	145
6.3	Überblick und Abgrenzung	150
6.4	Optimierte Erdgasszenarien des Trendpfads	152
6.4.1	Ökologisch optimiertes Szenario des Trendpfads	152
6.4.2	Ökonomisch optimiertes Szenario des Trendpfads	156
6.4.3	Diversifikationsoptimiertes Szenario des Trendpfads	160
6.5	Optimierte Erdgasszenarien eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung	166
6.5.1	Ökologisch optimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung	167
6.5.2	Ökonomisch optimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung	169
6.5.3	Diversifikationsoptimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung	171
6.5.4	Fazit der Szenarien eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung.	173
6.6	Preisunterschiede zwischen den Szenarien	174
7	Literaturverzeichnis	178
8	Anhang.....	191
8.1	Untertage-Erdgasspeicherung.....	191
8.2	Marktkonzentration auf wesentlichen Märkten für Erdgas	195
8.2.1	Endkundenbelieferung mit Erdgas.....	195
8.2.2	Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern.....	197
8.2.3	Erdgasförderung, -import und -export.....	198
8.3	Synopse der betrachteten Studien.....	201

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen, 2005-2035	2
Abbildung 2-1:	Entwicklung der Grenzübergangpreise sowie des Erdgas-Primär- und -Endenergieverbrauchs in verschiedenen Szenarien, inklusive der für die Analyse zugrunde gelegten Pfade aus Prognos et al. (2014).....	6
Abbildung 2-2:	Skizze der methodischen Vorgehensweise hinsichtlich der Kriterienwahl für die Nutzwertanalyse und qualitative Einordnung der Bezugsoptionen und Transportalternativen ...	9
Abbildung 2-3:	Übersicht über die entwickelten Szenarien des Trendpfads .	12
Abbildung 2-4:	Übersicht über die entwickelten Szenarien eines Kohleausstiegs sowie generelle Preiseffekte	13
Abbildung 3-1:	Primärenergieverbrauch, Inlandsförderung sowie Import und Export von Erdgas.....	20
Abbildung 3-2:	Gasflussbilanzierung und begriffliche Abgrenzung der Gasströme.....	21
Abbildung 3-3:	Endenergieverbrauch von Naturgas nach Sektoren (bezogen auf den unteren Heizwert).....	22
Abbildung 3-4:	Endenergieverbrauch von Naturgas nach Industriesektoren im Jahr 2014 (bezogen auf den unteren Heizwert)	23
Abbildung 3-5:	Entwicklung des Primärenergieeinsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung.....	25
Abbildung 3-6:	Struktur des Endenergieverbrauchs von Naturgas (bezogen auf den oberen Heizwert).....	26
Abbildung 3-7:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands in Deutschland bezogen auf den Primärenergieeinsatz.....	27
Abbildung 3-8:	Beheizungsstruktur bei Neubauten in Deutschland bezogen auf den Primärenergieeinsatz	27
Abbildung 3-9:	Anteil von Inlandsgewinnung und Nettoimporten am Primärenergieverbrauch von Erdgas.....	28
Abbildung 3-10:	Entwicklung der Inlandsgewinnung von Erdgas	29
Abbildung 3-11:	Entwicklung der Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland	30
Abbildung 3-12:	Struktur der Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland 2005 und 2014	32

Abbildung 3-13: Arbeitsgasvolumen von Untertage-Erdgasspeichern weltweit in Mio. m ³ (Top 20 Länder).....	38
Abbildung 3-14: Korrelation zwischen Erdgas-Grenzübergangspreisen und dreimonatig versetzten Erdölpreisen	45
Abbildung 3-15: Entwicklung der Monatsmittelwerte von Erdgas- und Heizölpreisen	47
Abbildung 3-16: Tagesreferenzpreise der Gashubs GPL, NCG und TTF	48
Abbildung 3-17: monatliche Durchschnittspreise nach Regionen (2009 bis Januar 2016).....	49
Abbildung 3-18: LNG Preise weltweit bei Ankunft im Zielland (Landed Prices) für den April 2016.....	50
Abbildung 3-19: Entwicklung wesentlicher Endkundenpreise für Erdgas.....	52
Abbildung 4-1: Primär- und Endenergieverbräuche von Erdgas in verschiedenen Szenarien.....	78
Abbildung 4-2: Grenzübergangspreise für Erdgas in verschiedenen Szenarien.....	80
Abbildung 4-3: CO ₂ -Zertifikatspreise in verschiedenen Szenarien.....	81
Abbildung 5-1: LNG Prozesskette.....	89
Abbildung 5-2: Kostenverteilung LNG	90
Abbildung 5-3: LNG Exporte und Marktanteile	91
Abbildung 5-4: LNG Importe und Marktanteil	91
Abbildung 5-5: Weltweiter Gashandel 2000-2014	92
Abbildung 5-6: Nominalverflüssigungskapazität nach Nationen in 2015 und 2021	94
Abbildung 5-7: LNG Exporte nach Regionen im New Policies Scenario	95
Abbildung 5-8: Übersicht FLNG Projekte	96
Abbildung 5-9: Wesentliche Erdgas-Pipelines aus Russland und dem kaspischen Raum.....	100
Abbildung 5-10: Kostenvergleich LNG-Pipeline 1	102
Abbildung 5-11: Kostenvergleich LNG-Pipeline 2	102
Abbildung 5-12: Konventionelle und unkonventionelle Erdgaslagerstätten... ..	106
Abbildung 5-13: Ressourcen von unkonventionellem Erdgas in EJ	108
Abbildung 5-14: Wirkung auf und Risiken für Umwelt und Natur bei der Förderung von Schiefergas	110
Abbildung 5-15: Vorkommen und mögliche Abbaumethode von Methan-Gashydraten.....	115

Abbildung 5-16: Methoden zur Förderung von Gashydrat	116
Abbildung 5-17: Geschätzte Verteilung von biogen entstandenen Methanhydraten	117
Abbildung 5-18: Gesamtpotenzial von Erdgas aus Gashydrat als Ressourcenpyramide	119
Abbildung 5-19: Wertschöpfungskette von Biogas.....	120
Abbildung 5-20: Verwertungspfade Biomethan.....	120
Abbildung 5-21: Absatzpfade für Biomethan.....	124
Abbildung 5-22: Prinzip des Power to gas-Verfahrens und mögliche Gasanwendungen	128
Abbildung 5-23: Abschätzung der Stromüberschüsse (Flexibilitäts- und Speicherbedarf) in Deutschland bis 2050	130
Abbildung 5-24: Spezifische Gesteungskosten für regeneratives Wasserstoff und Methan im Vergleich zu anderen Energieträgern (wälzbare Kosten abgezogen).....	131
Abbildung 5-25: Transfer Kriteriendimensionen der Alternativen	137
Abbildung 6-1: Vergleich von Grenzübergangspreis, Primär- und Endenergieverbrauch von Erdgas in verschiedenen Szenarien	143
Abbildung 6-2: Entwicklung der Erdgasmengen nach Bezugsquellen im Basisszenario und identifiziertes Residuum für den Trendpfad.....	147
Abbildung 6-3: Entwicklung der Stromerzeugungsmengen nach Erzeugungsart bis 2030 im Szenario Kohleausstieg aus IZES (2015), bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad.....	148
Abbildung 6-4: Entwicklung des zusätzlichen Primärenergieverbrauchs an Erdgas bei schrittweisem Kohleausstieg.....	149
Abbildung 6-5: Entwicklung der Erdgasmengen nach Bezugsquellen im Basisszenario und identifiziertes Residuum für den Kohleausstieg.....	150
Abbildung 6-6: Spezifische Treibhausgasemissionen verschiedener Lieferländer in die Region Zentral-EU	155
Abbildung 6-7: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads	156
Abbildung 6-8: Auffüllung des Residuums im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads	160

Abbildung 6-9: Auffüllung des Residuums im diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfads	165
Abbildung 6-10: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs	169
Abbildung 6-11: Auffüllung des Residuums im ökonomisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs	171
Abbildung 6-12: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs	173
Abbildung 6-13: Entwicklung des Grenzübergangspreises in den optimierten Erdgasszenarien	177

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Erdgasimporte, -exporte und Transitmengen	21
Tabelle 3-2:	Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Russland (Angaben in Mrd. m ³)	33
Tabelle 3-3:	Struktur der russischen Erdgasimporte 2013	34
Tabelle 3-4:	Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Norwegen (Angaben in Mrd. m ³)	35
Tabelle 3-5:	Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Russland (Angaben in Mrd. m ³)	36
Tabelle 3-6:	Struktur der niederländischen Erdgasimporte	36
Tabelle 3-7:	Untertage Erdgasspeicher-Kapazitäten zum 31.12.2014	41
Tabelle 3-8:	Entwicklung der börslichen und der über Brokerplattformen vermittelten Erdgasgroßhandelsvolumina	43
Tabelle 3-9:	Aufschlüsselung der Preisbestandteile für einen Haushaltskunden mit Sondervertrag beim Grundversorger zum 1. April 2015	52
Tabelle 4-1:	Annahmen und Ergebnisse der Energierferenzprognose, des Trendszenarios sowie des Zielszenarios	64
Tabelle 4-2:	Annahmen und Ergebnisse der drei Szenarien Hoher Gasbedarf, Mittlerer Gasbedarf und Niedriger Gasbedarf des Netzentwicklungsplans Gas 2015	66
Tabelle 4-3:	Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios, des Szenarios „BMW plus“, des Szenarios „Ziel“ sowie des Szenarios „Kohleausstieg“	68
Tabelle 4-4:	Annahmen und Ergebnisse der Szenarien Szenario 2011 A, Szenario 2011 A', Szenario 2011 B, Szenario 2011 C und Szenario 2011 THG95	70
Tabelle 4-5:	Übersicht über Betrachtungsfälle des TYNDP 2013-2022	72
Tabelle 4-6:	Annahmen und Ergebnisse zu Nachfrage, Förderung und Verbräuchen im TYNDP 2013-2022	72
Tabelle 4-7:	Annahmen und Ergebnisse der Szenarien New Policies Szenario, Current Policies Szenario, 450 Szenario und Low Oil Price Szenario für die Europäische Union	75
Tabelle 5-1:	Treibhausgase und Luftschadstoffe Vorketten Gas	104
Tabelle 5-2:	Weltweite Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas und Gas aus dichten Gesteinen im Vergleich	107

Tabelle 5-3:	Gewinnschwellen (breakeven prices) der Schiefergasnutzung in Deutschland und Polen	109
Tabelle 5-4:	Gewinnschwellen der fünf wichtigsten Schiefergasstandorte in den USA bei einer mittleren (P50) Anfangsproduktionsrate	109
Tabelle 5-5:	Weltweite Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas und Kohleflözgas im Vergleich	113
Tabelle 5-6:	Kennzahlen zur Biogaseinspeisung	121
Tabelle 5-7:	Vergleich Emissionen Biomethan / Erdgas	126
Tabelle 5-8:	Vergleich der Kostenabschätzung für Elektrolysewasserstoff und synthetisches Methan bei der Variation der Strombezugskosten und der Investitionen	132
Tabelle 5-9:	Wirkungsgradketten für unterschiedliche Power to gas-Speichersysteme	134
Tabelle 5-10:	Bewertung von Alternativen in der Gasversorgung	135
Tabelle 5-11:	Vergleichende Bewertung der Alternativen anhand der Kriterien Diversifikation, Ökonomie und Ökologie	138
Tabelle 5-12:	Bewertung Transporttechnologien anhand der Kriterien Diversifikation, Ökonomie und Ökologie	140
Tabelle 6-1:	Qualitative Abgrenzung der optimierten Erdgasszenarien	151

1 Einleitung und Einordnung der Studie

In der Klimapolitik besteht ein weitreichender Konsens darüber, dass bei einer Begrenzung der globalen Erwärmung auf 2°C über dem vorindustriellen Wert eine gefährliche Störung des Klimasystems durch den Menschen gerade noch vermieden werden kann. Bis zum Jahr 2050 sollen daher die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 % bis 95 % gegenüber 1990 gesenkt werden, um einen entsprechenden Beitrag zu Erreichung des 2°C-Ziels zu leisten. Aufgrund der Befürchtungen von Ländern insbesondere der südlichen Hemisphäre, dass trotz dieses Ziels die Folgen in ihren Ländern nicht mehr zu bewältigen wären, wurde im Rahmen der UN-Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 beschlossen, dass die Begrenzung der globalen Erwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau, zu begrenzen ist. Dies bedingt, dass die Treibhausgasemissionen bis auf null zurückgefahren werden müssen und darüber hinaus ein Teil des bereits emittierten Kohlenstoffs der Atmosphäre zusätzlich entzogen werden muss.

Bis 2015 konnten in Deutschland die Emissionen nach derzeitiger Schätzung um rund 27 % gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert werden. Gemäß dem Projektionsbericht und unter Berücksichtigung der bis Mitte 2014 beschlossenen Maßnahmen (ohne die Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020) wurden im Energiewirtschaftssektor in 2015 rund 340 Mt CO₂-Äquivalente emittiert, was einem Rückgang von 27 % im Vergleich zu 1990 entspricht (Projektionsbericht der Bundesregierung, BMUB 2015, S. 19, Tabelle 2). Die Reduktion soll sich danach – gemessen am 2°C-Ziel - weiter fortsetzen und mindestens 55 % bis 2030 erreichen und mindestens 70 % bis 2040. Innerhalb der Energiewirtschaft entfällt der Großteil der CO₂-Emissionen auf die Stromerzeugung (2015: 312 Mt CO₂; 1990: 366 Mt CO₂) (s. UBA 2016, S. 6)¹.

¹ Für das Jahr 1990 wurde in vorhergehenden Berichten noch ein Wert von 357 Mt CO₂ für 1990 ausgegeben; hier kam es zu einer Korrektur.

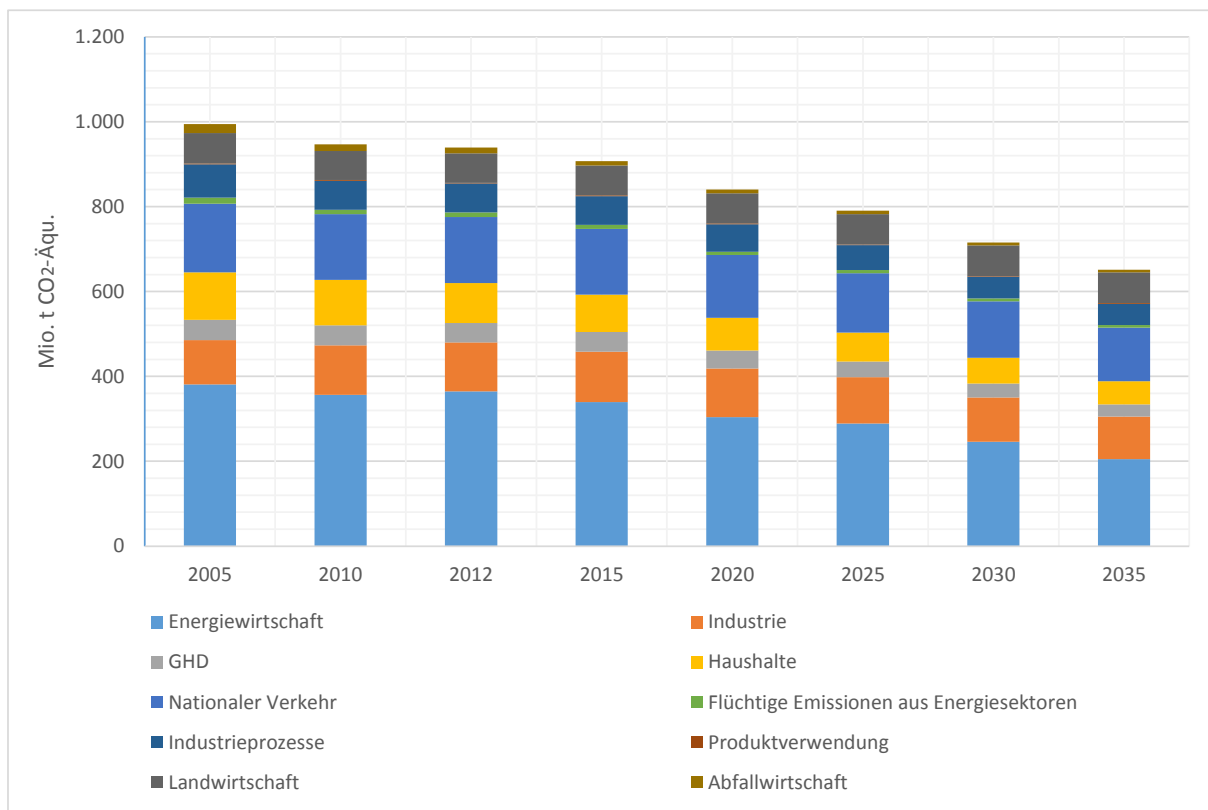


Abbildung 1-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgase nach Quellbereichen, 2005-2035

Datenquelle: BMUB 2015

Wird bei der Stromerzeugung anteilig auch eine Reduktion von 40 % bis 2020 sowie 55 % bis 2030 unterstellt, so bedingt dies eine Minderung der klimarelevanten Kraftwerksemissionen um 93 Mt/a CO₂-Äqu. auf rd. 219 Mt/a CO₂-Äqu. bis 2020 und auf 165 Mt/a CO₂-Äqu. in 2030. Wird eine lineare Entwicklung bis 2050 unterstellt, so sind bis 2040 weitere 55 bis 73 Mt/a CO₂-Äqu. im Kraftwerkspark zu reduzieren.

Vor diesem Hintergrund erscheint es unabdingbar, zügig aus der Kohleverstromung auszusteigen. Eine erste Maßnahme wird mit Umsetzung des StromMarktG ergriffen, wodurch ausgewählte Braunkohle-Bestandskraftwerke aus den Strommärkten „herausgekauft“ und in eine Reserve überführt werden. Dieser erste und vergleichsweise teure Ansatz reicht auch mit den weiteren im Aktionsplan Klimaschutz 2020 geplanten Maßnahmen noch nicht aus, um die Ziele für 2020 zu erreichen.

In der Studie „Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen“ im Auftrag des Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz wurden daher Möglichkeiten und Pfade zur Senkung der Treibhausgasemissionen aus Kohlekraftwerken zur Erreichung der Klimaschutzziele untersucht.

Die in der Studie untersuchten Optionen eines teilweisen bis vollständigen Kohleausstiegs führten zu der Bedingung, dass ein Teil der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden musste, um die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Emissionsminderung und hoher Anlagenflexibilität gewährleisten zu können.

Die daraus resultierende deutliche Zunahme des Erdgasbedarfs in Deutschland eröffnete die Frage, ob, die vorhandenen bzw. zukünftig erschließbaren (Erd-)Gasreserven und Bezugsoptionen für den Übergangszeitraum auch ausreichen würden, um ein infolge eines Kohleausstiegs erhöhtes Nachfrageniveau abzudecken. Gleichzeitig soll untersucht werden, welche Folgen dieses für die Zusammensetzung der künftigen Erdgasbedarfsdeckung mit sich führen würde.

2 Zusammenfassung und Fazit

2.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Ein zügiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bedarf zum Erhalt der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit eines zwischenzeitlichen Brennstoffwechsels zu Erdgas oder dessen Substituten. Der Rohstoff Erdgas nimmt bereits heute eine wichtige Rolle in der deutschen Energieversorgung ein. Sowohl beim Primär-, als auch beim Endenergieverbrauch ist Erdgas nach dem Mineralöl der zweitwichtigste Energieträger. Die geringe und zudem rückläufige Inlandsförderung (2014 etwa 10 % des Primärenergieverbrauchs) erfordert erhebliche Gasimporte. Die Importstrukturen änderten sich dabei zwischen 2005 und 2014 nur unwesentlich. Neben Pipeline-Importen aus Russland zählen Norwegen und die Niederlande zu den bedeutsamsten Exporteuren. Für den Gassektor in Deutschland sowie den gesamteuropäischen Markt ist perspektivisch mit einer zunehmenden Dynamik zu rechnen. Hierzu trägt zum einen eine kurz- bis mittelfristig auslaufende inländische und europäische Gasförderung bei, die das Aufkommen in der Vergangenheit wesentlich prägte. Zum anderen wird Gas zunehmend kurzfristiger an börslichen und außerbörslichen Handelsplätzen gehandelt, die eine Alternative zu langfristigen Lieferverträgen (historisch z.T. mit Ölpreisbindungen) bieten. Europäische Marktkopplungen, unkonventionelle Förderoptionen sowie neue Technologien im Ferntransport von konventionellem und unkonventionellem Gas werden wesentlich das Gasangebot und Preisniveau auf dem zukünftigen europäischen Gasmarkt beeinflussen. Zu nennen ist hier insbesondere verflüssigtes Erdgas, sogenanntes LNG (Liquefied Natural Gas).

Nachfrageseitig war in der vergangenen Dekade in Deutschland ein leichter Rückgang des Primärenergieverbrauchs zu erkennen. Etwa 80 % des Endenergieverbrauchs können den privaten Haushalten und der Industrie zugeschrieben werden. Mit über 50 % nimmt die Raumwärme den größten Anteil bei den Gasanwendungen ein, gefolgt von Prozesswärmeanwendungen. Innerhalb der Industrie liegen die größten Erdgasbedarfe bei der chemischen Industrie sowie der Ernährungs- und Tabakindustrie. Seit dem Jahr 2010 ist der Einsatz zur Stromerzeugung deutlich rückläufig. Als Gründe hierfür können ein niedriges Strompreisniveau sowie niedrige CO₂-Zertifikatepreise angeführt werden. Aufgrund der geografisch zentralen Lage in Europa ist Deutschland überdies ein wichtiges Gas-Transitland. Zwischen 25 und 50 % der Gas-Gesamteinfuhren sind Transporte. Ein großes Arbeitsgasvolumen in Untertagespeichern (das größte in Europa, das viertgrößte weltweit) wurde in der Vergangenheit insbesondere zur unterjährigen Strukturierung eingesetzt, wodurch ein saisonal unabhängiger Gaszufluss möglich wurde und Versorgungsstörungen abgefedert werden konnten. Der Speichermarkt sowie der Markt für Importe, Exporte und Förderung weist im Gegensatz zum Gas-Endkundenmarkt hohe Konzentrationsraten auf. Die Großhandels- und

Grenzübergangspreise für Erdgas befinden sich aktuell auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Internationale Preisdifferenzen in den LNG-Spotmärkten waren zuletzt abnehmend.

Es existiert eine Reihe aktueller wissenschaftlicher Publikationen, die künftige, langfristige Entwicklungen des Energie- und insbesondere des Gassektors abzeichnen. Studienübergreifend wird ein teils deutlicher Anstieg der Grenzübergangspreise im Zeitraum 2020-2050 erwartet, wobei eine starke Spreizung der Werte vorliegt. Sehr niedrige Preisanstiege und konstante Entwicklungen sind zumeist auf Ziel-Szenarien zurückzuführen, die gleichzeitig erhebliche Verbrauchsrückgänge unterstellen. Aber auch nach den jeweiligen Referenzszenarien ist ein teils deutlicher Rückgang der Primär- und Endenergieverbräuche (ebenfalls bei einer großen Spreizung) zu erwarten. Demgegenüber wird im World Energy Outlook 2015 weltweit ein weiterer Anstieg der Gasnachfrage bis 2040 (insbesondere in China, dem Mittleren Osten sowie in Afrika) erwartet. Die Nachfrage Europas soll in der Summe, bei nationalen Mehr- und Minderverbräuchen, auf heutigem Niveau verbleiben, wobei Europa größter Importmarkt für Erdgas bleibt.

Die größten Anstiege bei der Förderung von konventionellem (Iran, Turkmenistan, Irak, Katar etc.) und unkonventionellem (USA, China, Kanada, Australien etc.) Gas sind in Ländern zu erwarten, die Deutschland (noch) nicht via Pipeline erschließen kann. International wird insgesamt ein Anstieg der LNG-Nachfrage erwartet. Die erwarteten internationalen Entwicklungen sind jedoch mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet. So wird der inländischen Versorgungssicherheit oftmals höhere Bedeutung als dem Export zugemessen. Entsprechend exportieren etwa die USA zum jetzigen Zeitpunkt nur geringe Mengen ihrer unkonventionell geförderten Gasvorkommen. Die Kosten und Akzeptanz der unkonventionellen Gasförderung und somit die Potenziale sind schwierig vorherzusagen. Noch zu gestaltende nationale Umsetzungsstrategien bezüglich des Klimaschutzabkommens der COP 21 sowie die wirtschaftliche Entwicklung bedeutsamer Verbrauchsnationen (z. B. China) können wesentlich die Nachfrageseite beeinflussen.

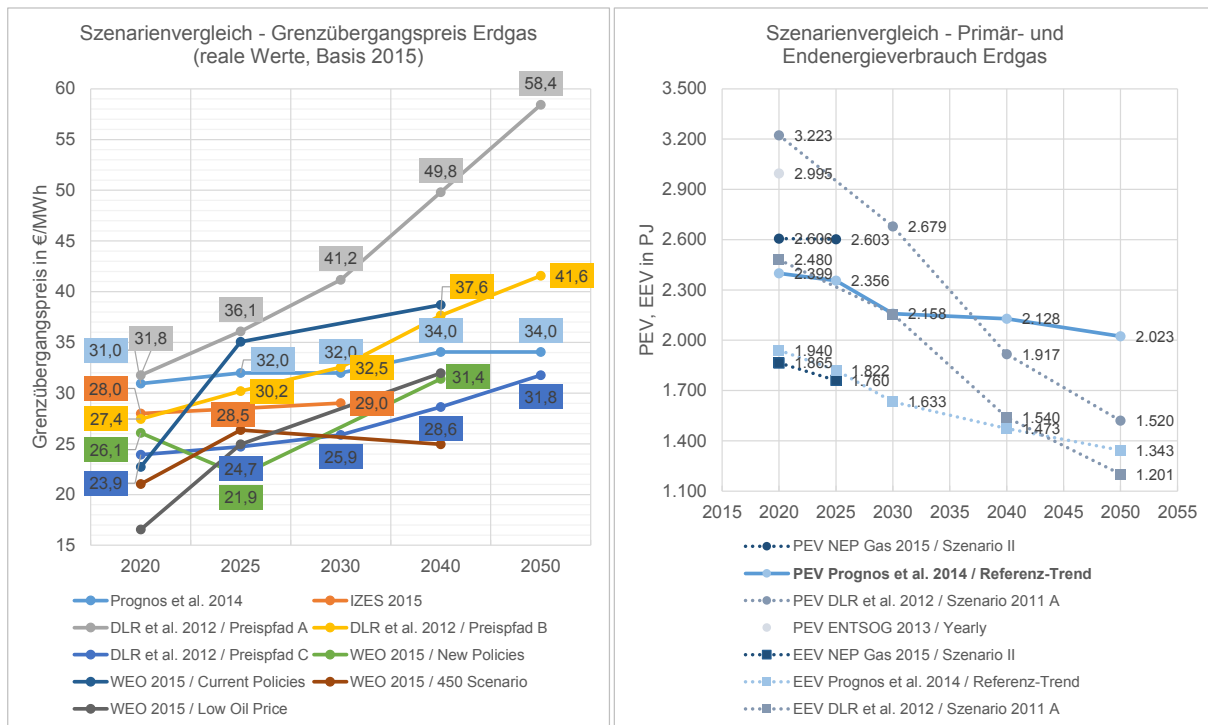


Abbildung 2-1: Entwicklung der Grenzübergangspreise sowie des Erdgas-Primär- und -Endenergieverbrauchs in verschiedenen Szenarien, inklusive der für die Analyse zugrunde gelegten Pfade aus Prognos et al. (2014)

Darstellung: IZES; Datenquellen: Prognos et al. 2014; IZES 2015; DLR et al. 2012; IEA 2015b; ENTSOG 2013b; FNB 2015

Ein zentraler Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt auf der Analyse und Bewertung von Alternativen des Erdgasbezuges sowie von Erdgassubstituten. Hierbei ist die Förderung bzw. Herstellung von Erdgas (und Substituten) getrennt vom Transport zu betrachten, wenn ökonomische und ökologische Vermischungseffekte vermieden werden sollen. Bislang gelangt der größte Teil der Erdgaseinfuhren über Pipelines nach Deutschland. Das gut ausgebaute Netzwerk aus Pipeline-Verbindungen erlaubt einen internationalen Handel mit den Hauptlieferländern Norwegen, den Niederlanden sowie Russland. Für die Zukunft ist mit einer Erweiterung der bestehenden Pipeline-Verbindungen zu rechnen, die weniger aus kapazitätsbedingten, sondern vielmehr aus geopolitischen Gründen zurückzuführen ist. Neben Importen über die Pipeline-Infrastruktur besteht die Möglichkeit von LNG-Einfuhren. LNG ist mit relativ hohem Energieaufwand verflüssigtes Erdgas, welches in der Prozesskette anschließend aufgrund des deutlich verringerten Volumens in Tankschiffen transportiert und am Zielort regasifiziert wird. Im ökonomischen Vergleich zum Pipelinetransport kann festgehalten werden, dass die leitungsgebundene Infrastruktur umso vorteilhafter wird, je größer das Transportvolumen und je geringer die Transportstrecke ausfällt. In der Bundesrepublik Deutschland existiert derzeit noch keine eigene LNG-Infrastruktur. Durch die Kopplung

der nordeuropäischen Gasmärkte zu einem großen Marktgebiet können jedoch die Terminals in den Niederlanden sowie in Belgien (zukünftig ggf. auch in Polen) mitgenutzt werden, die zusammen reichlich verfügbare Kapazitäten bieten. Nach einer Einschätzung der EU Kommission erlaubt die vorhandene LNG-Infrastruktur eine Abdeckung von 43 % des europäischen Gasbedarfs.

Hinsichtlich der Förderung von fossilem Erdgas kann zwischen der konventionellen Methode, bei der einfache Bohrungen eingesetzt werden, und unkonventionellen Methoden unterschieden werden, die im Folgenden erläutert werden. In dichten Gesteinen sind weltweit sehr hohe Erdgasressourcen gespeichert, die zum einen von Sandstein- oder Karbonatreservoirs (tight gas) und zum anderen von Tonsteinschichten (shale gas) umschlossen sind. Die Förderung erfolgt mittels komplexer Bohrungen und unter dem Einsatz von Chemikalien, die negative Umweltauswirkungen zur Folge haben kann. Es ist davon auszugehen, dass die Förderung von Erdgas aus dichten Gesteinen weltweit eine hohe Bedeutung haben wird. Die International Energy Agency (IEA) geht im World Energy Outlook 2015 davon aus, dass die globale Förderung von Erdgas aus dichten Gesteinen sich bis 2040 in etwa verdreifacht (IEA 2015b, S. 231ff.). Die Förderung von Kohleflözgasen hängt eng mit der Förderung von Steinkohle zusammen. Die Gewinnung der Flözgase erfordert jedoch zusätzliche aufwendige Bohrungen. In Deutschland wird ausschließlich das auch nach der aktiven Steinkohleförderung entweichende Grubengas energetisch genutzt. Weltweit bestehen hohe Ressourcen an Kohleflözgas, die teilweise bereits heute wirtschaftlich gefördert werden. Deutlich höhere, ebenfalls global verteilte unkonventionelle Erdgasressourcen existieren in der Form von eisähnlichen, kristallinen Substanzen. Diese als Gashydrat bezeichneten Vorkommen liegen an den Kontinentalrändern der Weltmeere sowie in Permafrostböden. Die Förderung von Gashydrat ist jedoch aus heutiger Sicht mit sehr hohen, da noch nicht absehbaren Risiken für Mensch und Umwelt verbunden. Daher ist mittel- bis längerfristig nicht mit einer umfangreichen Förderung von Gashydraten zu rechnen.

Eine Form von Erneuerbaren Energien-Gas (EE-Gas) ist auf Erdgasqualität aufbereitetes Gas, das in einem vorangehenden Schritt aus biogenen Substraten erzeugt wurde. Diese Art der Biomethanherzeugung kann einige ökologische Vorteile gegenüber der fossilen Erdgasnutzung bieten und wird in Deutschland gesetzlich gefördert. Jedoch wurden jüngst die energiepolitischen Weichen in Richtung einer auf aktuellem Niveau stagnierenden bis mittelfristig abnehmenden Biomethanherzeugung gestellt. Die laut verschiedenen Studien in Deutschland nachhaltig zu produzierende Biomethanmenge wurde dabei noch nicht erreicht. Scholwin et al. (2015) etwa beziffern das nachhaltige Biogaspotenzial auf 94 bis 137 TWh/a (338 bis 493 PJ/a) bis zum Jahr 2020. Dies entspricht in etwa einer Verdoppelung gegenüber dem heutigen Produktionsniveau. Eine weitere Möglichkeit zur Erzeugung von treibhausgasneutralem EE-

Gas ist die Nutzung von überschüssigen Strommengen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren (Power to gas). Das Potenzial für Power to gas hängt unmittelbar von dem EE-Anteil an der Stromerzeugung sowie von dem Umgang mit überschüssigen Strommengen ab. Je mehr EE im Stromsektor eingesetzt werden und je stärker die Power to gas-Nutzung vor anderen Möglichkeiten präferiert wird, desto höher ist das Potenzial. Insgesamt ist aufgrund der geringen Wirkungsgrade der verschiedenen Erzeugungsketten jedoch mit einer vergleichsweise geringen Deckung des Primärenergieverbrauchs an Erdgas durch Power to gas-Mengen in Deutschland zu rechnen. Da zukünftig auch die direkte Nutzung von Wasserstoff eine große Rolle spielen kann und hierdurch der Wirkungsgrad des Verfahrens wesentlich gesteigert werden kann, besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der Kopplung von fluktuierender Stromerzeugung mit energetischen und nicht-energetischen wasserstoffbasierten Anwendungen. Wichtige Erfahrungen hierzu existieren in der chemischen Industrie, in der Wasserstoff seit langem als ein bedeutender Grundstoff eingesetzt wird.

Aufbauend auf den vorangegangenen Betrachtungen von Erdgasbezugsoptionen wurden im letzten Kapitel dieser Arbeit Szenarien zur Deckung des künftigen Erdgasbedarfs der Bundesrepublik Deutschland entwickelt und analysiert. Hierfür wurden drei Kriterien ausgewählt, anhand derer die Bezugsmöglichkeiten mittels einer Nutzwertanalyse bewertet wurden (Abbildung 2-1). Aus den wissenschaftlichen Publikationen wurde einerseits ein Pfad für die Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs abgeleitet², andererseits wurden für die vorhandenen Bezugsoptionen plausible Entwicklungspfade abgeleitet, die teilweise als Mindestmengen für den Bezug aus der jeweiligen Quelle aufzufassen sind (z. B. Importe aus Russland, deren Menge sich grundsätzlich gegenüber dem angenommenen Pfad erhöhen ließe). Aus den plausiblen Entwicklungspfaden wurde das Basisszenario gebildet, in welchem allerdings nicht der gesamte Erdgas-Primärenergiebedarf gedeckt wird. Aufgrund des Rückgangs der Bezugsmenge aus einigen Bezugsoptionen (z. B. Importe aus den Niederlanden) verbleibt zwangsweise eine im Zeitverlauf anwachsende Deckungslücke – das Residuum.

² Bei dem Pfad, der für den Erdgas-Primärenergieverbrauch unterstellt wurde, handelt es sich um den in Prognos et al. (2014) angenommenen Verlauf, der um die Primärenergieverbrauchsäquivalente von Biogas und über das Power to Gas-Verfahren erzeugtes Erdgas ergänzt wurde.

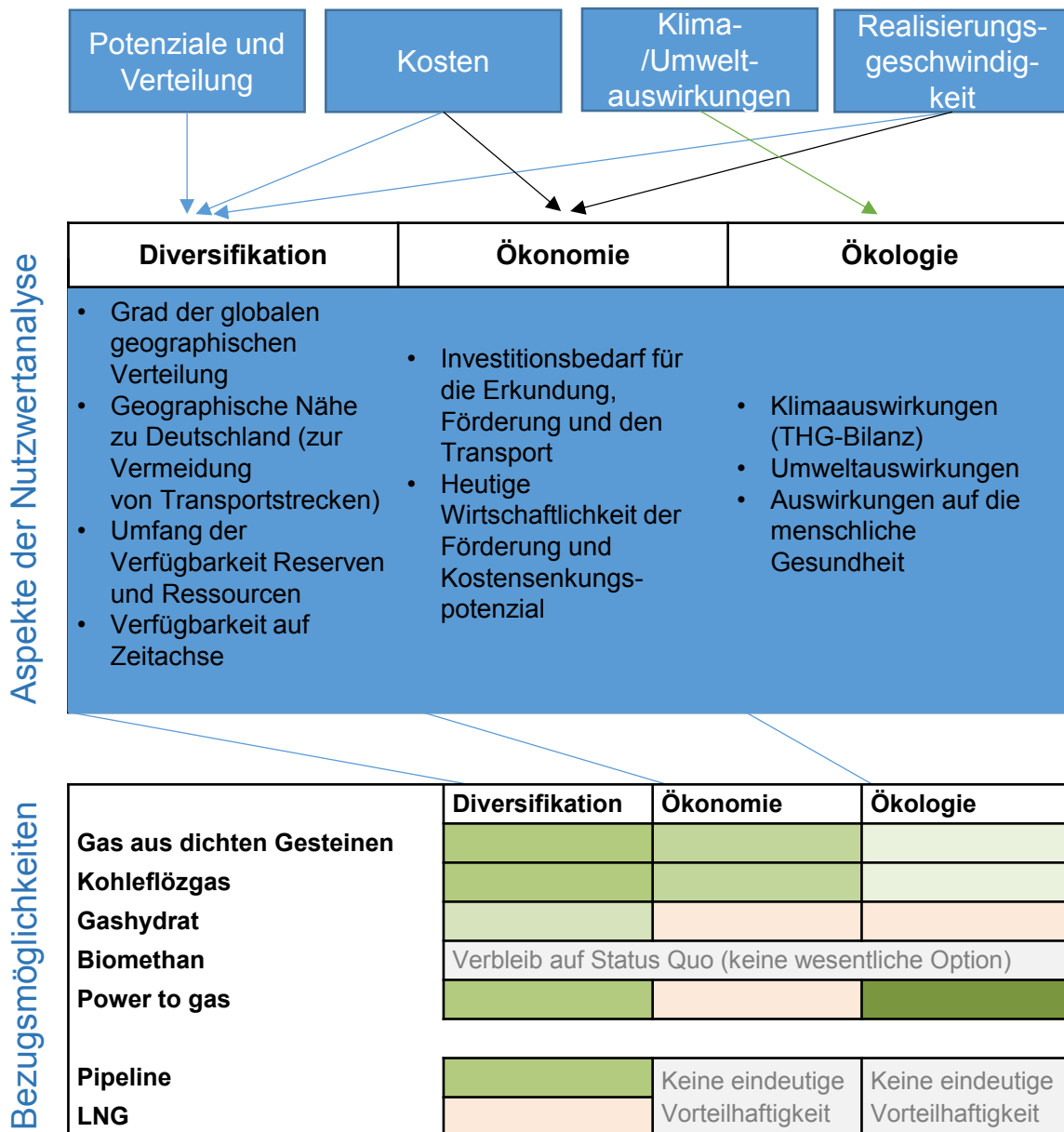


Abbildung 2-2: Skizze der methodischen Vorgehensweise hinsichtlich der Kriterienwahl für die Nutzwertanalyse und qualitative Einordnung der Bezugsoptionen und Transportalternativen

Darstellung: IZES

Dieses Residuum ist in den optimierten Szenarien durch die unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Bezugsoptionen zu decken. Die Gasmengen des Basisszenarios sind für alle betrachteten Szenarien identisch. In einem ersten Schritt wurde zur Deckung des Residuums zwischen den Optionen Pipeline-Bezug, LNG, Biomethan und Power to gas differenziert. In einem nächsten Schritt wurden Einschätzungen dazu

abgegeben, aus welchen Lieferländern Pipeline- bzw. LNG-Lieferungen zukünftig bedient werden könnten bzw. auf die vorstehenden Ausführungen zu den Transportalternativen verwiesen. In den Szenarien stand jeweils eines der Kriterien Ökologie, Ökonomie bzw. Diversifikation deutlich im Vordergrund, wobei die anderen beiden Kriterien nicht gänzlich ausgeblendet, aber erheblich schwächer gewichtet wurden.

Das ökologisch optimierte Szenario zielt darauf ab, die Erdgasversorgung möglichst umweltverträglich zu gestalten, d. h. Treibhausgasemissionen aus der Förderung und dem Transport sowie weitere Umweltauswirkungen zu reduzieren. Da insbesondere russisches Pipeline-Gas durch hohe spezifische Treibhausgasemissionen über die gesamte Lieferkette charakterisiert ist, füllen stattdessen weniger treibhausgasintensive LNG-Importe und ortsnahe Pipeline-Gaslieferungen den größten Anteil des Residuums. Biomethan als ökologischste Option wird entsprechend des nachhaltigen Biomassepotenzials eingesetzt, was eine deutliche Erweiterung der Mengen gegenüber heutigem Niveau bedeutet. Ein gegenüber dem Basisszenario erhöhter Teil der regenerativen Überschussstrommengen wird für Power to gas-Anwendungen eingesetzt.

Im ökonomisch optimierten Szenario wird diejenige Zusammensetzung des Residuums abgebildet, welche sich ohne wesentliche politische Eingriffe aufgrund des ökonomischen Kalküls der Marktakteure ergibt. Es soll folglich ein, aus Verbrauchersicht möglichst, kostengünstiger Erdgasbezug erreicht werden. Annahmegemäß ist dies bei einem hohen Pipeline-Anteil im Residuum und günstigen Konditionen für die insbesondere russischen Gaslieferungen der Fall. Ein geringerer Anteil an LNG-Importen sichert die Möglichkeit, kurzfristig auf ein günstiges Angebot an LNG zu reagieren. Biomethan und Power to gas sind wegen ihrer erhöhten Kosten nicht im Residuum enthalten, sondern lediglich in den im Basisszenario enthaltenen Mindestpfaden.

Mit dem diversifikationsoptimierten Szenario soll eine größtmögliche Diversifikation der Erdgasbezugsoptionen erreicht werden. Dies beinhaltet eine Nutzung inländischer Potenziale, neuer Bezugsquellen sowie verschiedener Bezugswege. Im Ergebnis ist ein gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario deutlich erhöhter LNG-Anteil zu konstatieren, der (insbesondere unkonventionelle) Gaslieferungen aus unterschiedlichen Bezugsstaaten umfasst. Daneben werden die Optionen Biomethan und Power to gas stärker als im Basisszenario zur Deckung des Residuums herangezogen, jedoch weniger stark als im ökologisch optimierten Szenario. Die zusätzlichen Pipeline-Lieferungen kommen zu einem geringen Anteil über neue Pipelineverbindungen aus Russland bzw. zu größeren Anteilen aus dem kaspischen Raum.

Das ökonomisch optimierte Szenario stellt die Referenz für die Preisentwicklung in den anderen beiden Szenarien dar. Es wird von einem Anstieg des Grenzübergangspreises für Erdgas von etwa 23,7 €₂₀₁₅/MWh im Jahr 2014 bis auf 34,0 €₂₀₁₅/MWh im

Jahr 2040 ausgegangen.³ Dem gegenüber stellt das diversifikationsoptimierte Szenario einen mittleren Preispfad und das ökologisch optimierte Szenario den höchsten Preispfad dar. Es wird davon ausgegangen, dass die maximale Preisabweichung zwischen den Szenarien im Jahr 2040 etwa 6 €₂₀₁₅/MWh, d. h. etwa 17 % des Preises im ökonomisch optimierten Szenario nicht überschreitet. Es wird darauf hingewiesen, dass die betrachteten Preispfade keine weitere Internalisierung von externen Kosten vorsieht, als dies heute der Fall ist. Unter Einbezug der Kosten für in dieser Analyse nicht berücksichtigte negative Umwelteffekte, kann sich eine Verschiebung der Preispfade ergeben. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

In einer Sensitivitätsbetrachtung wurde untersucht, welche Auswirkung auf den zukünftigen Erdgasbedarf und die -versorgung ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 zur Folge haben könnte, wie er in der Studie Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung des IZES (2015) konzipiert und simuliert wurde. Gegenüber dem angenommenen Pfad für den Erdgas-Primärenergiebedarf wären höhere Erdgasmengen im Stromsektor zur Substitution der wegfallenden Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle erforderlich. Der Primärenergiebedarf an Erdgas würde bis 2025 in etwa auf heutigem Niveau verharren und danach leicht ansteigen. Das dadurch anwachsende Residuum könnte durch ein Hochskalieren der Anteile an Pipeline-Gas und LNG in den jeweiligen optimierten Szenarien gedeckt werden. Eine Ausweitung der Biomethanmenge wäre nur bis zum nachhaltigen Potenzial möglich. Erhöhte Power to gas-Mengen kämen nur in sehr begrenztem Umfang infrage, da größere Überschussstrommengen eine Voraussetzung darstellen, die wiederum nur über einen ambitionierteren EE-Ausbau im Stromsektor erreicht werden könnten. Aufgrund der hohen international verfügbaren Erdgasmengen wird die Erdgas-Versorgungssicherheit durch einen Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht gefährdet und hat keine grundlegenden Veränderungen der jeweiligen Preisentwicklung zur Folge.

³ Der Preispfad ist an das Szenario von Prognos et al. (2014, S. 71) angelehnt.

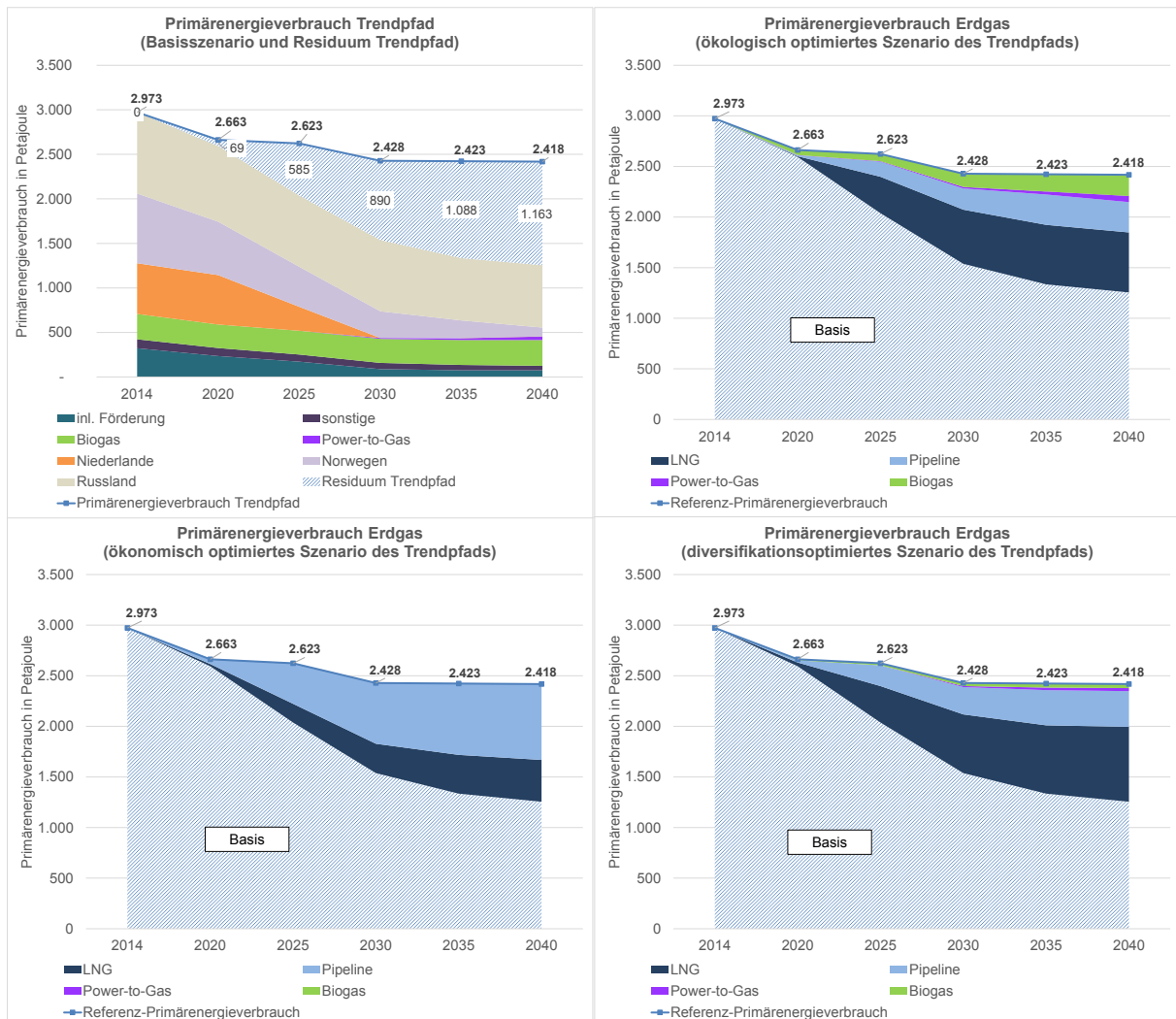


Abbildung 2-3: Übersicht über die entwickelten Szenarien des Trendpfads

Darstellung: IZES

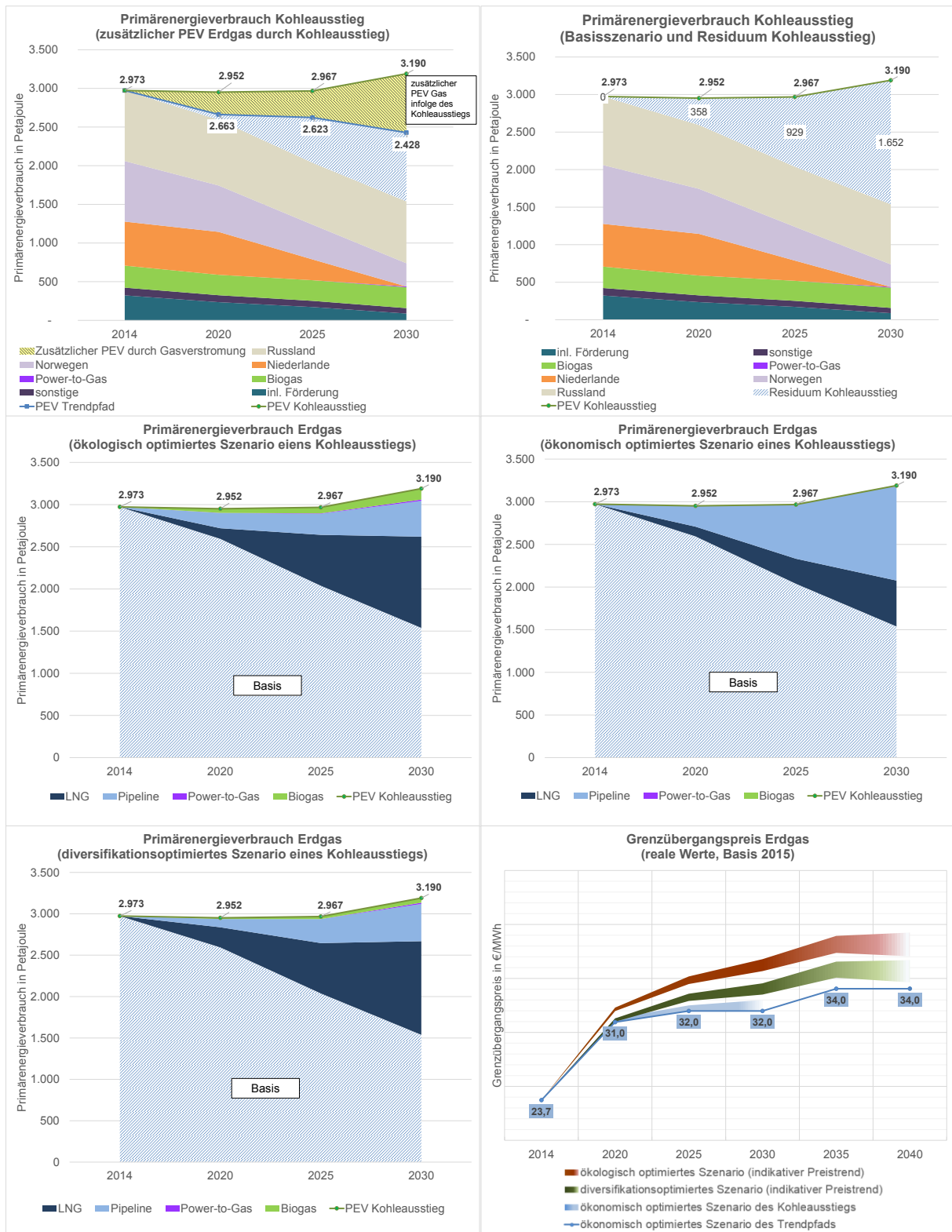


Abbildung 2-4: Übersicht über die entwickelten Szenarien eines Kohleausstiegs sowie generelle Preiseffekte

Darstellung: IZES

2.2 Darstellung der Vorgehensweise

Seit einiger Zeit treten zunehmend Fragen der Energieversorgungssicherheit in den Vordergrund der Diskussion um die weitere Ausgestaltung der Energiewende in Deutschland. Haben diese derzeit noch das Stromversorgungssystem – d.h. ausreichende Erzeugungs- und Lastkapazitäten sowie eine ausreichende Stromnetzinfrastruktur – im Blick, so ist längerfristig der Fokus auch auf die Verfügbarkeit von Rohstoffen sowie die Sektoren Wärme und Verkehr auszuweiten. Nicht zuletzt deswegen zielen unter anderem das EEG sowie das EEWärmeG auf eine zunehmende Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und Energieimporten. Auch international lassen sich Tendenzen zur Sicherung der Versorgung mit (fossilen) Energieträgern während des Transformationsprozesses erkennen: Auf der europäischen Ebene ist hier insbesondere die Gründung der europäischen Energieunion zu nennen, die sich unter anderem Fragestellungen zur Sicherung bzw. Diversifizierung der europäischen und somit auch der bundesdeutschen Erdgasversorgung widmet.

Der konventionelle Energieträger Erdgas findet in Deutschland insbesondere im Wärmesektor Verwendung und ist derjenige Energieträger, der mehrheitlich zur Beheizung von Wohngebäuden eingesetzt wird (Kiesel 2015, S. 16). Neben denjenigen Anwendungen bei privaten Haushalten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, wo der Einsatz vorrangig im Bereich der Raumwärmebereitstellung und Warmwassererzeugung erfolgt, wird Erdgas auch in der Industrie eingesetzt. Dort dient es neben dem stofflichen, d.h. nicht-energetischen Verbrauch⁴ insbesondere zur Erzeugung von Prozesswärme. Im Verkehrssektor spielt Erdgas aktuell eher eine untergeordnete Rolle (s. Kapitel 3). Insgesamt wurden 2014 etwa 20 % des Primärenergieverbrauchs durch Erdgas gedeckt und damit der größte Anteil nach Mineralöl, auf welches ca. 34 % des Primärenergieverbrauchs entfallen (AGEB 2015, Tabelle 2.1).

Der heute hohen Erdgasnachfrage, die im Hinblick auf die Klimaziele nach derzeitigen Einschätzungen der Wissenschaft mittelfristig noch ansteigen wird, steht aus nationaler Sicht ein relativ knappes Angebot gegenüber. Die europäischen und insbesondere die deutschen Erdgasreserven und -ressourcen sind begrenzt. Bei gleichbleibender Förderung würden die europäischen Reserven noch 14 Jahre ausreichen, die der EU-28-Staaten 11 Jahre und die deutschen Reserven für lediglich 9 Jahre (eigene Berechnungen basierend auf BGR 2014). Der Anteil der inländischen Förderung in Deutschland ist seit 2003 rückläufig. Eine Fortsetzung dieses Trends ist zu erwarten. Hauptlieferant für eingeführtes Erdgas ist Russland, welches 2014 39 % der Importmengen abdeckte. Weiterhin sind die Niederlande mit 24 % und Norwegen mit 33 % beteiligt (BAFA 2015, S. 2ff.). Zwar stehen weltweit Reserven und Ressourcen noch für einige

⁴ Der stoffliche Verbrauch von Erdgas ist nicht Betrachtungsgegenstand dieser Studie.

Jahrzehnte zur Verfügung, in Europa steigt aber die Abhängigkeit von Drittstaaten. Für Deutschland besteht diese Abhängigkeit insbesondere im Hinblick auf Russland. Hier stellt sich die Frage, ob dies politisch auf Dauer akzeptiert oder ob eine Reduzierung der Abhängigkeit angestrebt wird. Ferner bleibt zu klären, welche Erdgasbezugsalternativen existieren bzw. perspektivisch erschlossen werden können.

Zentrale Eigenschaften von Erdgas sind einerseits die verglichen mit anderen konventionellen Energieträgern niedrigen spezifischen Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung sowie andererseits die günstige Speicherbarkeit. Die Bundesrepublik Deutschland verfügt über eine historisch gewachsene und vergleichsweise gut ausgebaute Erdgasnetzinfrastuktur, die aktuell Herausforderungen insbesondere aus der Veränderung der Zusammensetzung zukünftiger Gaslieferungen gegenübersteht, sowie über im internationalen Vergleich hohe Speicherkapazitäten (s. Kapitel 3). Dem konventionellen Energieträger Erdgas wird wegen der benannten Eigenschaften oftmals eine Rolle als Brückentechnologie im Zuge des Transformationsprozesses des bundesdeutschen Energiesystems zugeschrieben (z. B. BMWi 2015, S. 2), sodass der Sicherung der Erdgasversorgung für den Transformationsprozess des Energiesystems auch politisch weiterhin eine hohe Bedeutung zugemessen werden dürfte.

Mögliche künftige, langfristige Entwicklungen des Energiesektors und hier insbesondere des Gassektors sind in dieser Studie aktuellen wissenschaftlichen Publikationen entnommen und miteinander verglichen worden. Einem Vergleich der Studienergebnisse vorangestellt ist die Indexierung der monetären Angaben auf eine gemeinsame Basis sowie eine Harmonisierung der jeweils ausgewiesenen Energiemengen in unterschiedlichen Einheiten. Hierfür wurden folgende Studien herangezogen:

- Entwicklung der Energiemärkte (2014),
- Gas-Netzentwicklungsplan (2015),
- Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung (2015),
- Langfristszenarien und Strategien (2012),
- Ten Year Network Development Plan 2013-2022 sowie
- World Energy Outlook (2015).

Vor diesem Hintergrund und in Anbetracht eines notwendigen Umbaus des deutschen Kraftwerksparks im Falle eines Kohleausstiegs erscheint es sinnvoll, anhand möglicher Szenarien des künftigen Erdgasbedarfs verschiedene Versorgungsstrategien zu prüfen. Das Verständnis von Versorgungssicherheit umfasst in dieser Studie dabei nicht nur die physische Verfügbarkeit einer Sache, sondern beinhaltet zudem die Abhängigkeit von Preisen (Kriterium Ökonomie), im Hinblick auf die Klimaschutzziele auch Umweltaspekte (Kriterium Ökologie) sowie die Angebotsvielfalt (Kriterium Diversität).

Das zentrale Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es je nach Gewichtung der Kriterien mögliche Versorgungsstrategien abzuleiten. Hierzu werden, gestützt auf die vergangenen Entwicklungen der Gasversorgung in Deutschland, mögliche zukünftige Szenarien der Erdgasversorgung abgeleitet und bewertet. Dafür wird eine umfangreiche Recherche, Potenzialabschätzung sowie Beurteilung von Erdgasbezugsquellen und -substituten durchgeführt, welche als Optionen zur Deckung des künftigen Erdgasbedarfs in Betracht kommen. Bei der Entwicklung der Szenarien wird auf eine umfangreiche Auswertung statistischen Materials einerseits sowie andererseits auf Szenarien vorhandener einschlägiger Studien, welche mögliche Transformationspfade für den Strom- bzw. Gassektor aufzeichnen, zurückgegriffen. Aufbauend auf diesen Daten sowie den umfangreichen Analysen zu möglichen Erdgasbezugsalternativen erfolgt die Erarbeitung und Bewertung zukünftiger Erdgasszenarien.

Die vorliegende Studie gliedert sich wie folgt: Kapitel 3 zeigt einleitend die historische Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland in Form eines Rückblicks auf die vergangenen zehn Jahre auf. Neben einer aufkommensseitigen Betrachtung zur Herkunft des Erdgases finden sich Ausführungen zum Einsatz des Erdgases, gegliedert nach Sektoren und Anwendungsbereichen. Ferner werden Untertage-Erdgasspeicher, wesentliche Erdgaspreise im nationalen und internationalen Umfeld sowie die Marktkonzentration auf den wesentlichen Erdgasmärkten beleuchtet. Daran anschließend erfolgt in Kapitel 4 eine Betrachtung einschlägiger, aktueller Studien und der darin enthaltenen Szenarien, die mögliche zukünftige Entwicklungen des Erdgaseinsatzes mit einem Zeithorizont bis maximal zum Jahr 2050 enthalten. Die ausgewählten Studien werden mit ihren zentralen Studienergebnissen kurz vorgestellt, bevor die darin enthaltenen Szenarien hinsichtlich der zukünftigen Gasversorgung umrissen und die wesentlichen Kennwerte selbiger dargestellt werden. Das Kapitel schließt mit einer Synopse der betrachteten Szenarien sowie Einschätzungen zu internationalen Tendenzen in der Erdgasgewinnung und -verwendung, welche einen Ausgangspunkt für die Szenarientwicklung in Kapitel 6 der Studie bilden. In Kapitel 5 werden die vorhandenen bzw. zukünftig erschließbaren Alternativen des Erdgasbezugs aufgezeigt und hinsichtlich der jeweiligen Potenziale, Erschließbarkeit sowie Kosten bewertet. Neben einer Betrachtung und Gegenüberstellung der Transportalternativen Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) und Pipelines, werden unkonventionelle Erdgasfördermöglichkeiten sowie Biomethan und Power to gas als Optionen zur Gewinnung von Gas aus regenerativen Energieträgern vorgestellt und bewertet. Das Kapitel schließt, wie bereits das vorangehende, mit einer Synopse. Die vorgestellten Bezugsoptionen werden hinsichtlich der an dieser Stelle eingeführten Kriterien Ökologie, Ökonomie und Diversifikation beurteilt und verglichen. Die basierend auf den vorstehenden Ergebnissen erarbeiteten Szenarien werden in Kapitel 6 entwickelt, beschrieben und bewertet. An eine Beschreibung der methodischen Vorgehensweise schließen sich die Entwicklung des Basisszenarios und die Identifikation der verbleibenden Deckungslücke – des

Residuums – an, welches in den optimierten Szenarien durch eine unterschiedliche Zusammensetzung von Bezugsoptionen gedeckt wird. Nachfolgend werden die jeweils hinsichtlich eines der Kriterien Ökologie, Ökonomie und Diversifikation optimierten Szenarien vorgestellt. Die Preisdifferenzen zwischen den Szenarien werden beleuchtet, bevor sich eine Sensitivitätsbetrachtung anschließt, die die Implikationen eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 auf die Gasversorgung zum Betrachtungsgegenstand hat.

3 Gasversorgung in Deutschland

In diesem Kapitel sollen zunächst energiewirtschaftliche Rahmendaten zur Gasversorgung in der Bundesrepublik Deutschland umrissen werden (Kapitel 3.1), bevor sich eine Darstellung des Erdgasverbrauchs nach Sektoren (Kapitel 3.2) bzw. Anwendungsbereichen (Kapitel 3.3) anschließt. Da die Versorgung mit Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland bedingt durch begrenzte inländische Erdgasvorkommen in hohem Maße von Importen abhängig ist, erfolgt eine Aufschlüsselung der Erdgasbezugsquellen, wobei der Fokus auf denjenigen Staaten liegt, aus denen die überwiegenden Anteile des in die Bundesrepublik Deutschland eingeführten Erdgases stammen (Kapitel 3.4). Die im internationalen Vergleich hohen deutschen Untertage-Erdgasspeicherkapazitäten sind Gegenstand des folgenden Teilkapitels (Kapitel 3.5). Den Abschluss des Kapitels bilden eine Darstellung wesentlicher Erdgaspreise (Kapitel 3.6) sowie Aussagen zur Marktkonzentration auf Erdgasmärkten (Kapitel 3.7). Die Ausführungen in diesem Kapitel stützen sich jeweils auf den letzten vorhandenen Datenstand, der mehrheitlich für die Betrachtungsjahre 2014 bzw. 2015 gegeben ist. Sofern die Datenlage es zulässt, erfolgt eine retrospektive Darstellung für die letzten zehn Jahre, d. h. längstens bis zum Betrachtungsjahr 2005.

3.1 Rolle von Erdgas in der deutschen Energieversorgung

Erdgas nimmt in der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland eine bedeutende Rolle ein: 20,4 % des deutschen Primär- (PEV) und 22,3 % des deutschen Endenergieverbrauchs (EEV) werden durch Erdgas gedeckt (AGEB 2015, Tabellen 2.1 sowie 6.1).⁵ Damit ist Erdgas nach Erdöl derjenige Energieträger, auf den die zweithöchsten Anteile an PEV bzw. EEV entfallen. Neben der überwiegend energetischen Nutzung wird ein Teil des Erdgases auch der stofflichen Nutzung zugeführt. Insbesondere in der chemischen Industrie wird Erdgas (neben der Erzeugung von Dampf und Strom) auch als Rohstoff zu Herstellung von Basischemikalien eingesetzt. Der Rohstoffmix in der organischen Chemieproduktion (20 Mio. Tonnen stofflicher Einsatz) weist dabei einen Erdgasanteil von 11 % auf. (VCI 2016) Perspektivisch kann die sinkende Verfügbarkeit von Rohöl den Erdgaseinsatz in der chemischen Industrie weiter vorantreiben.⁶

⁵ Diese Werte umfassen die Anteile von Erdgas und Erdölgas.

⁶ Neben der Grundstoffverarbeitung in der Industrie sind auch verfahrenstechnische Anwendungen, etwa die Gewinnung von Wasserstoff, Alkohol oder Diesel aus Erdgas, Gegenstand der Forschung. Hierdurch könnten perspektivisch kleine auftretende Gasmengen nutzbar gemacht werden, deren Pipelineerschließung nicht wirtschaftlich ist und die heute daher zumeist abgefackelt werden. (Caro, Jürgen, Prof. Dr. 2009) Diesbezügliche Anwendungen erscheinen jedoch sehr beschränkt.

Bei dem Energieträger Erdgas handelt es sich um ein auf Methan basierendes Gasgemisch, dessen Zusammensetzung und Brennwert je nach Förderstätte variieren (Janssen 2006, S. 3). In Deutschland kommen aktuell zwei Erdgasqualitäten zum Einsatz: H-Gas (vom Englischen „high caloric gas“) mit einem höheren Methananteil und höherem Brennwert als L-Gas (vom Englischen „low caloric gas“) (BMW 2015, S. 8). H-Gas mit Methangehalten von teilweise deutlich über 90 % wird beispielsweise aus Russland oder Norwegen importiert, wohingegen es sich bei der inländischen Erdgasförderung sowie bei niederländischen Importen um L-Gas mit Methangehalten von typischerweise unter 90 % handelt. In einigen Teilen Deutschlands ist die Erdgasversorgungsinfrastruktur – historisch bedingt – auf das niederwertigere L-Gas ausgelegt, durch welches derzeit noch ca. ein Viertel des Erdgasbedarfs abgedeckt wird (BBH et al. 2015, S. 36). Aus technischen und eichrechtlichen Gründen ist eine Trennung von H- und L-Gas-System unabdingbar (FNB 2015, S. 91). Infolge eines rückläufigen L-Gas-Einsatzes ist in den nächsten Jahren eine Marktraumumstellung für die betroffenen L-Gas-Gebiete vorgesehen (FNB 2015, S. 91f.). Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) identifizieren im Netzentwicklungsplan Gas bereits ab 2015/2016 die Notwendigkeit zu Umstellungen, welche neben weiteren infrastrukturellen Maßnahmen auch eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erforderlich machen und für den Zeitraum bis 2030 vor allem den nordwestdeutschen Raum⁷ betreffen (FNB 2015, S. 102ff.).

Die Entwicklung von inländischer Erdgasförderung, Erdgasimporten sowie -exporten ist in Abbildung 3-1 basierend auf Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) dargestellt. Die Daten sind um Transitmengen, d. h., diejenigen Erdgasmengen, die lediglich durch die Bundesrepublik Deutschland durchgeleitet und an Drittstaaten abgegeben werden, bereinigt (BAFA 2011). Der Saldo aus Inlandsgewinnung und Import abzüglich Export ergibt den jährlichen Primärenergieverbrauch, der ebenfalls im Diagramm angegeben ist. Im Jahr 2014 wurden 3.082 PJ (Petajoule) Primärenergie aus Erdgas in der Bundesrepublik eingesetzt, wobei 323 PJ aus inländischer Förderung und 3.605 PJ aus Importen stammten. 836 PJ wurden im selben Jahr in angrenzende Staaten exportiert. Wie in Abbildung 3-1 ersichtlich ist, bewegte sich der Primärenergieverbrauch von Erdgas seit 2005 auf einem ähnlichen Niveau, wobei im Zeitraum von 2005 bis 2010 gegenüber dem Zeitraum von 2011 bis 2014 ein leicht erhöhter Verbrauch zu verzeichnen ist.

Im dargestellten Zehnjahreszeitraum ist ein Rückgang der inländischen Förderung auf etwa die Hälfte des Ausgangswertes von 2005 zu beobachten (s. hierzu auch Kapitel 3.4.1). Die Exporte haben sich im gleichen Zeitraum mehr als verdoppelt. Bei den

⁷ Die Betroffenheit des nordwestdeutschen Raumes ergibt sich einerseits aus der Verteilung inländischer Vorkommen, für die ein deutlicher Schwerpunkt in Niedersachsen identifiziert werden kann, und andererseits aus der Grenznähe zu den Niederlanden.

Importen ist – bedingt durch Verbrauchsschwankungen – kein derart deutlicher Trend zu erkennen. Im Vergleich zu dem Wert aus dem Jahr 2005 lässt sich eine leichte Zunahme feststellen.

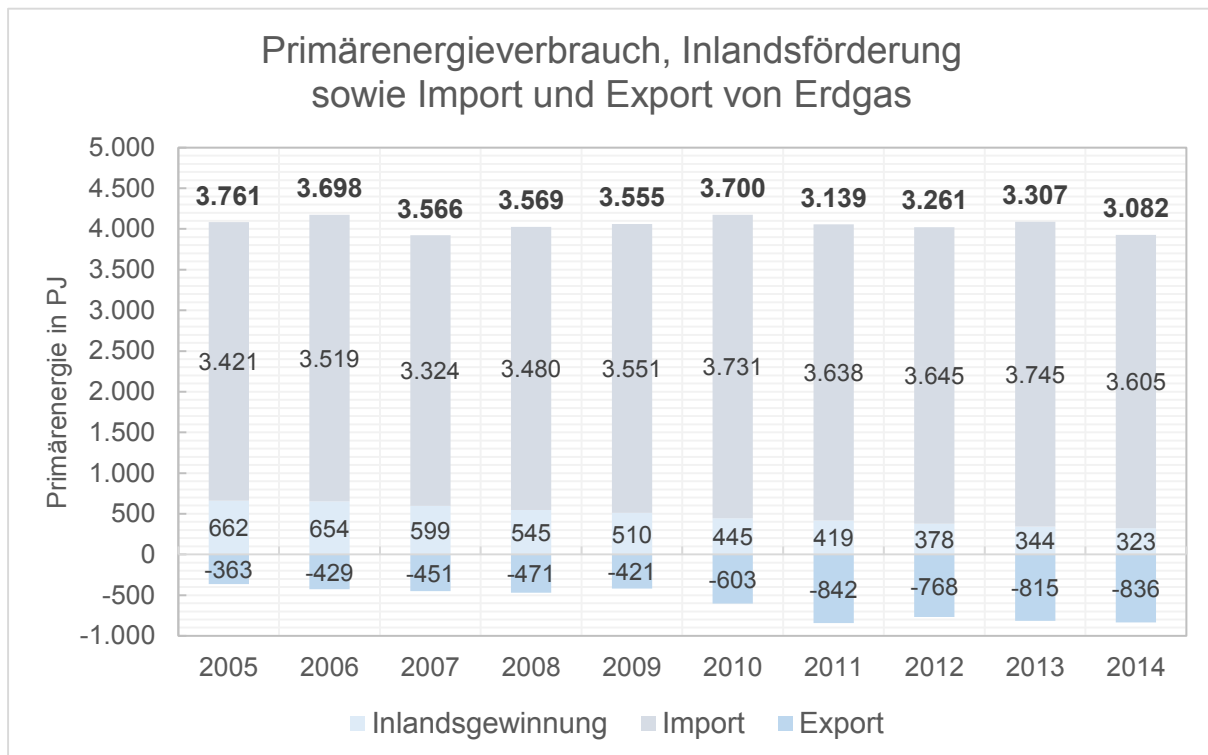
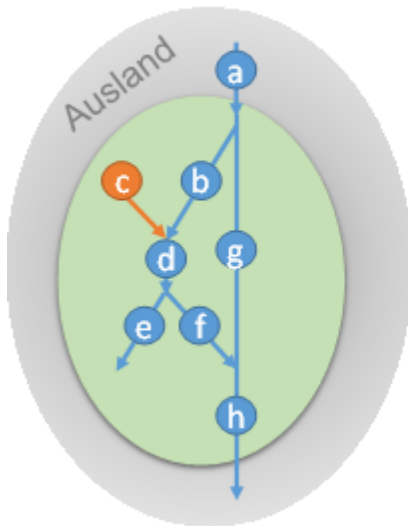


Abbildung 3-1: Primärenergieverbrauch, Inlandsförderung sowie Import und Export von Erdgas
Darstellung: IZES; Datenquelle: BAFA 2015, S. 2ff.

Bei einem bedeutenden Teil der in die Bundesrepublik Deutschland eingeführten Erdgasmengen handelt es sich um Transite zur Weiterleitung in Drittstaaten, wie Tabelle 3-1 verdeutlicht, in der eine Abschätzung der Transitmengen anhand der Differenz zwischen Gesamteinfuhren und um Transitmengen bereinigten Einfuhren enthalten ist. Die hohen Transitmengen dienen insbesondere der Bedarfsdeckung angrenzender Importländer, wie Frankreich, der Schweiz oder Tschechien (BBH et al. 2015, S. 69).

Mit der Abbildung 3-2 soll zunächst ein besseres Verständnis für die Gasströme und Begrifflichkeiten im inländischen Gasversorgungssystem geschaffen werden. Demnach müssen insbesondere die Importe und Exporte hinsichtlich der Einbeziehung von Transiten differenziert betrachtet werden.

Gasflussbilanzierung



- a = Importe (inkl. Transite)
- b = Importe (exkl. Transite)
- c = Inlandsförderung
- d = Gasaufkommen (c + b)
- e = Konsum
- f = Exporte (exkl. Transite)
 - f 1 = Exporte aus b
 - f 2 = Exporte aus c
- g = Transite
- h = Exporte (inkl. Transite)

Abbildung 3-2: Gasflussbilanzierung und begriffliche Abgrenzung der Gasströme
 Darstellung: IZES

Tabelle 3-1: Erdgasimporte, -exporte und Transitmengen

Datenquelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 256f.; eigene Umrechnung; BAFA 2015, S. 2ff.

Werte in PJ		2010	2011	2012	2013	2014
Importe, inkl. Transite (BNetzA)	(a)	4.983	5.080	5.527	6.378	6.438
Importe, exkl. Transite (BAFA)	(b)	3.731	3.638	3.645	3.745	3.605
Transite (Abschätzung)	(g = a – b)	1.252	1.442	1.883	2.633	2.833
Anteil der Transite an den Gesamteinfuhren (eigene Berechnung)	(= g / a)	25 %	28 %	34 %	41 %	44 %
Exporte (BNetzA)	(h)	1.669	1.860	2.402	2.613	3.070

3.2 Erdgasverbrauch nach Sektoren

Der Endenergieverbrauch von Erdgas lag im Jahr 2014 bei 1.927 PJ bezogen auf den unteren Heizwert und erreichte damit den im Zehnjahresvergleich niedrigsten Wert. Der Rückgang des Verbrauchs gegenüber dem Vorjahr ist insbesondere bei privaten Haushalten stark aufgeprägt und im Wesentlichen auf die milde Witterung und den infolgedessen verringerten Beheizungsbedarf zurückzuführen (BNetzA und BKartA

2015, S. 244 sowie 253f.). Ein weiterer Einflussfaktor war der erneut rückläufige Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung (Kapitel 3.2.2).

Der größte Teil der Endenergie aus Erdgas wird von privaten Haushalten verbraucht. Im Jahr 2014 entfielen mit 786 PJ 40,8 % des Endenergieverbrauchs auf private Verbraucher, im Vorjahr waren es noch 44,2 % und 2005 46,9 %. Der industrielle Verbrauch von Erdgas im Jahr 2014 betrug 760 PJ und damit 39,5 % des gesamten Endenergieverbrauchs an Erdgas. Die Industrie als zweitgrößte Verbrauchergruppe hatte 2013 einen Verbrauchsanteil von 36,6 % und 2005 von 35,4 %. Der industrielle Gasverbrauch ist hauptsächlich von der allgemeinen Auftrags- bzw. Wirtschaftslage abhängig und gegenüber privaten Haushalten oder Gewerbe weniger witterungsbedingt. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen trugen 2014 mit 373 PJ zu 19,2 % zum Endenergieverbrauch von Erdgas bei. Der Anteil des Verkehrssektors bewegt sich deutlich unter einem Prozent des Endenergieverbrauchs an Erdgas. Der Endenergieverbrauch von Erd- bzw. Naturgas nach Sektoren ist in nachfolgender Abbildung 3-3 dargestellt.

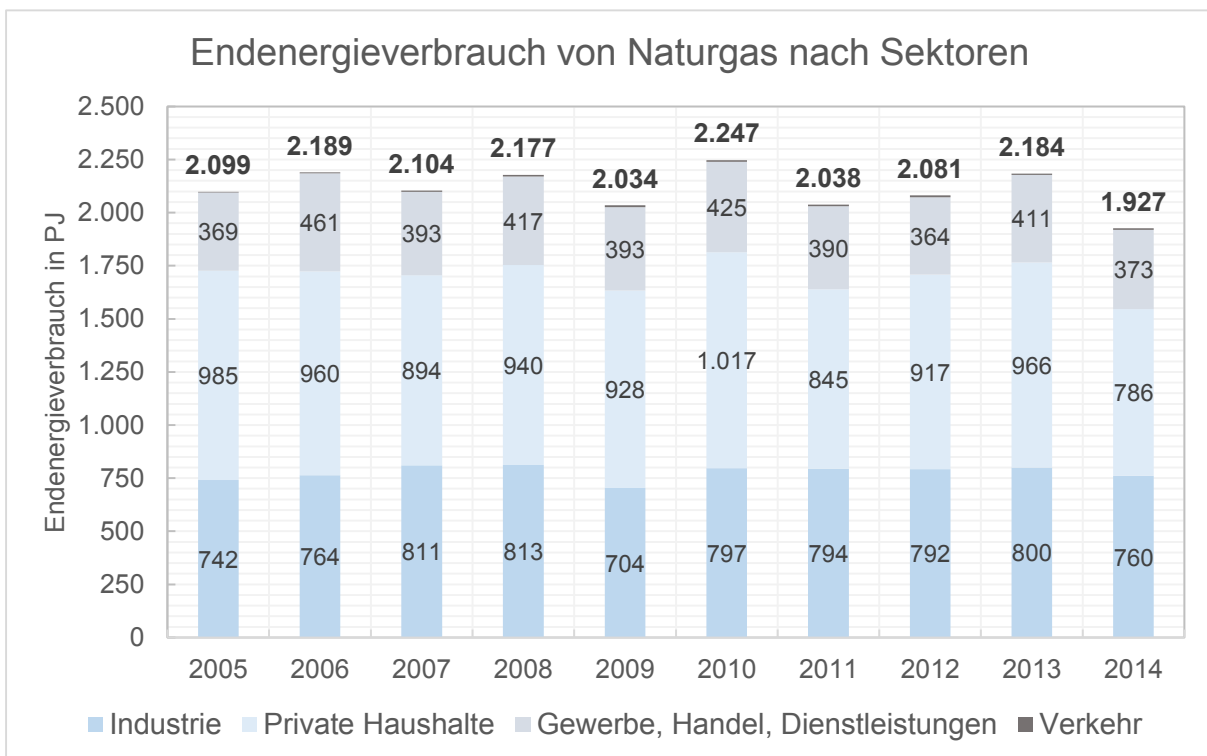


Abbildung 3-3: Endenergieverbrauch von Naturgas nach Sektoren (bezogen auf den unteren Heizwert)

Darstellung: IZES; Datenquelle: BMWi 2016b, Tabelle 17⁸

⁸ Die Darstellungen des BMWi basieren auf von der AG Energiebilanzen (AGEB) erhobenen Daten.

3.2.1 Erdgasverbrauch der Industrie

Auf die Industrie entfielen im betrachteten Zehnjahreszeitraum zwischen 34,6 und 39,5 % des gesamten Endenergieverbrauchs von Erdgas. In nachfolgender Abbildung 3-4 ist der industrielle Verbrauch von Erdgas nach Industriezweigen für das Jahr 2014, der sich insgesamt auf 760 PJ belief, aufgeschlüsselt. In Bezug auf die Verbrauchsanteile der Industriezweige waren in den vergangenen zehn Jahren keine wesentlichen Veränderungen festzustellen, weshalb sich die Betrachtung an dieser Stelle auf das letzte erfasste Jahr 2014 beschränkt. Die größten Erdgasbedarfe lagen in der Chemieindustrie mit 200 PJ bzw. 26 % des industriellen Verbrauchsanteils, der Ernährungs- und Tabakindustrie mit 105 PJ, d. h. 14 % des industriellen Verbrauchsanteils, sowie im Papiergewerbe mit 74 PJ und somit 10 % des industriellen Verbrauchs vor. Somit entfällt auf die drei benannten energieintensiven Industrien in etwa die Hälfte des gesamten industriellen Verbrauchs.

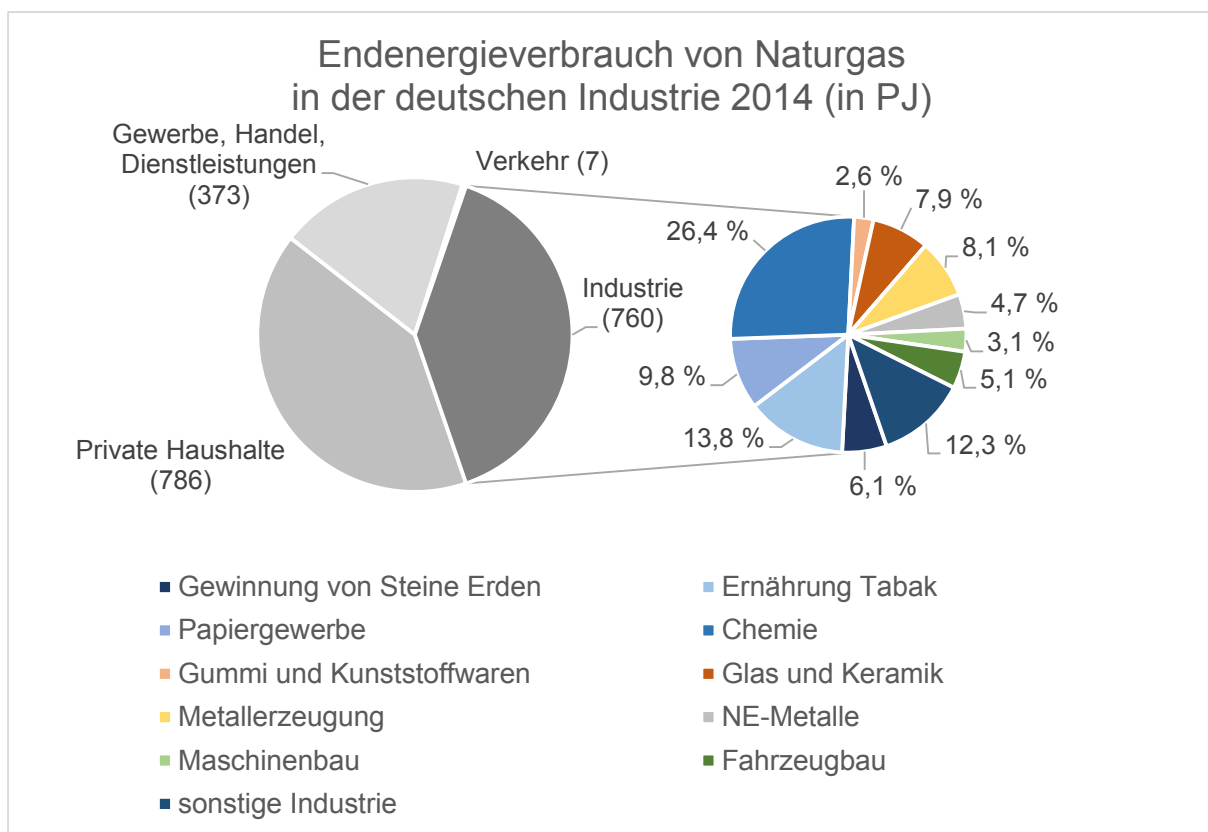


Abbildung 3-4: Endenergieverbrauch von Naturgas nach Industriesektoren im Jahr 2014 (bezogen auf den unteren Heizwert)

Darstellung: IZES; Datenquelle: BMWi 2016b, Tabelle 17

3.2.2 Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung

Ein Teil des Erdgaseinsatzes dient zur Erzeugung elektrischer Energie in Kraftwerken, bei denen Erdgas als Brennstoff eingesetzt wird.⁹ Das eingesetzte Erdgas stellt für diesen Anwendungsfall den Primärenergieträger zur Erzeugung der Endenergieform elektrische Energie dar, welche wiederum von allen Verbrauchssektoren in Anspruch genommen wird. Die Entwicklung des Primärenergieeinsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung ist in Abbildung 3-5 ersichtlich. Seit dem Jahr 2010, in welchem 576 PJ Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt wurden, ist der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung rückläufig und erreichte 2014 mit 364 PJ den im Zehnjahresvergleich mit deutlichem Abstand niedrigsten Wert. Als ein zentraler Grund für einen zuletzt geringeren Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung lassen sich die im Vergleich mit anderen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern höheren Grenzkosten der Stromerzeugung bedingt durch erhöhte Brennstoffkosten nennen. Infolge deutlich gestiegener Stromerzeugungsmengen aus praktisch grenzkostenfreien erneuerbaren Energien, annähernd konstanter Anteile der Stromerzeugung aus Braun- bzw. Steinkohle sowie seit dem Jahr 2011 nur leicht rückläufigen Erzeugungsmengen aus Kernenergie bei annähernd gleichbleibenden Bruttostromverbräuchen (vgl. hierzu AGEB 2016) findet eine zunehmende Verdrängung von Erdgas bei der Stromerzeugung statt. Der Vorteil geringer spezifischer CO₂-Emissionen¹⁰ kommt derzeit angesichts niedriger CO₂-Zertifikatspreise von rund 6 €/t CO₂-Äquivalent im europäischen Emissionshandelssystem (Stand Juni 2016) nicht zum Tragen.

⁹ Im Wesentlichen entfallen hierunter Gasturbinen-Kraftwerke, Gas- und Dampf-Kraftwerke sowie Erdgas-Blockheizkraftwerke.

¹⁰ Das Umweltbundesamt (UBA) ermittelt für 2012 einen Emissionsfaktor von 399 g CO₂/kWh bei Erdgas gegenüber 904 g CO₂/kWh bei Steinkohle (UBA 2015, S. 9).

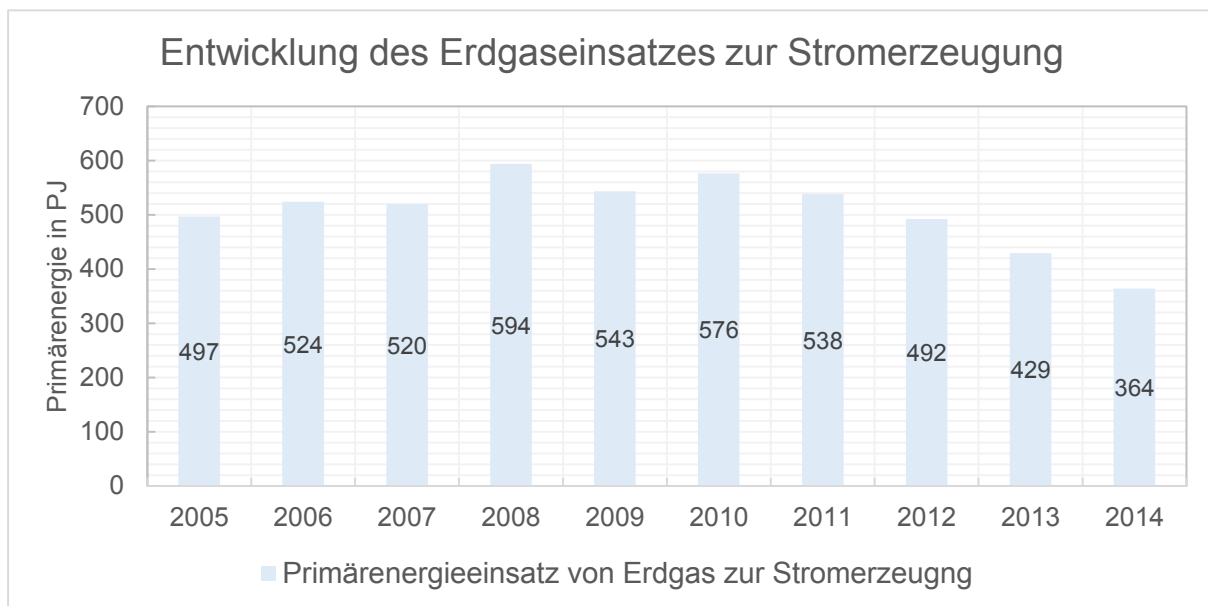


Abbildung 3-5: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung

Darstellung: IZES; Datenquelle: BMWi 2016a, Tabelle 23

3.3 Endenergieverbrauch von Erdgas nach Anwendungsbereichen

In den letzten zehn Jahren dienten jeweils über 50 % des Endenergieverbrauchs von Erdgas der Erzeugung von Raumwärme und weitere etwa 8 bis 10 % wurden zur Warmwasserbereitstellung eingesetzt. Zwischen 32 und 37,5 % des Endenergieverbrauchs an Erdgas wurden zur Erzeugung von sonstiger Prozesswärme und Klimakälte (insbesondere in industriellen Anwendungen) verwendet. Der Anteil des Erdgas-Endenergieverbrauchs, der zur Bereitstellung mechanischer Energie dient, lag in den letzten zehn Jahren durchgängig unter einem Prozent des Gesamtverbrauchs. In der Betrachtung des nach Anwendungsbereichen aufgeschlüsselten Endenergieeinsatzes von Erdgas sind die Erdgasmengen, die zur Erzeugung elektrischer Energie dienen, nicht enthalten.¹¹

¹¹ Bei der Erzeugung elektrischer Energie stellt Erdgas den Primärenergieträger dar, der zur Erzeugung elektrischer Energie bzw. Strom als Sekundär- respektive Endenergieform dient, welche dann wiederum zur Bereitstellung der jeweiligen Energieanwendungen bzw. -dienstleistungen bei den Endkunden eingesetzt wird. Für Strom als Endenergieträger wird eine separate statistische Aufschlüsselung nach Anwendungsbereichen vorgenommen (vgl. hierzu BMWi 2016a, Tabellen 7 und 7a).

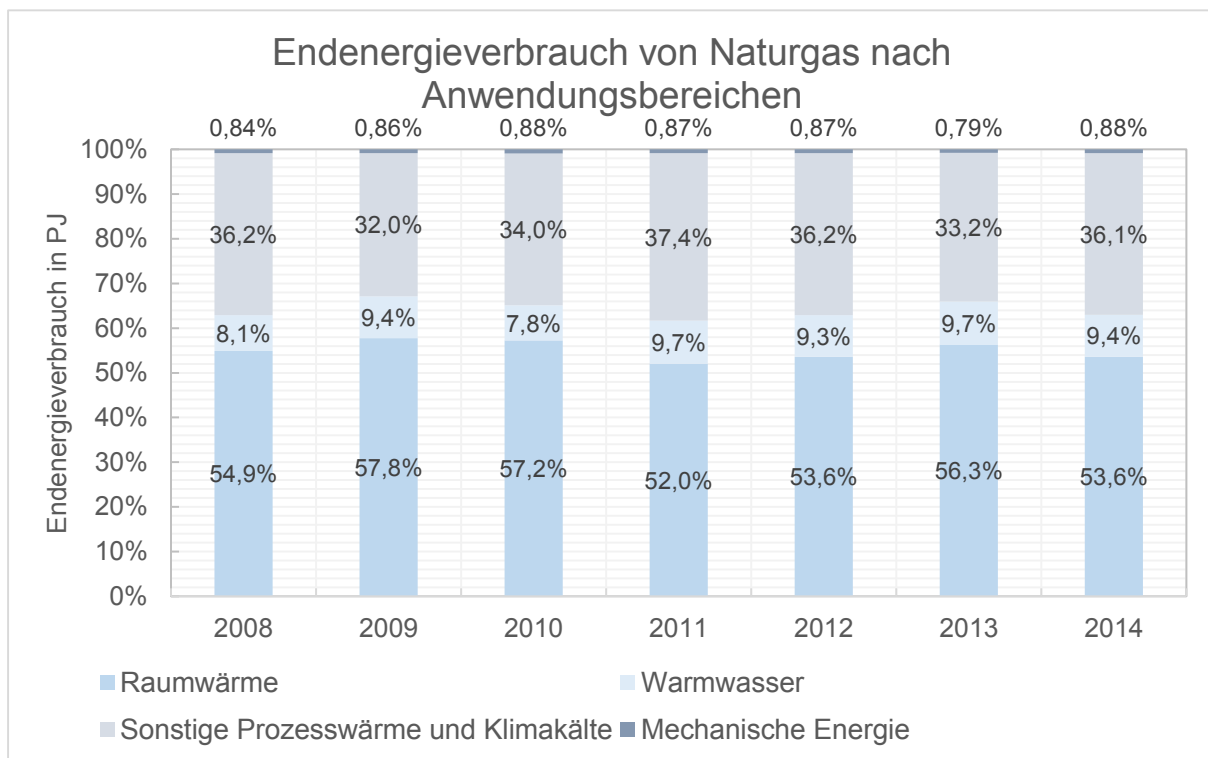


Abbildung 3-6: Struktur des Endenergieverbrauchs von Naturgas (bezogen auf den oberen Heizwert)
 Darstellung: IZES; Datenquelle: BMWi 2016b, Tabellen 7 und 7a

Wie aus vorstehender Abbildung 3-6 ersichtlich ist, kommt Erdgas bei Wärmeanwendungen eine zentrale Rolle zu. Es ist derjenige Energieträger, der mehrheitlich zur Beheizung des Wohnungsbestandes in Deutschland Verwendung findet und im betrachteten Zeitraum von 2005 bis 2014 zur fortschreitenden Verdrängung von Heizöl führte. 2014 diente Erdgas zur Beheizung von 49,3 % des Wohnungsbestandes (Kiesel 2015, S. 16). Seit 2008 wird in etwa die Hälfte aller Neubauten mit Erdgas beheizt. In den Jahren 2005 bis 2007 lag der Anteil der Neubauten, die mit Erdgas beheizt werden, jeweils deutlich über 50 %. In den vorangegangenen Jahren 2000 bis 2005 wurden etwa drei Viertel der Neubauten mit Erdgas beheizt (BDEW 2015).

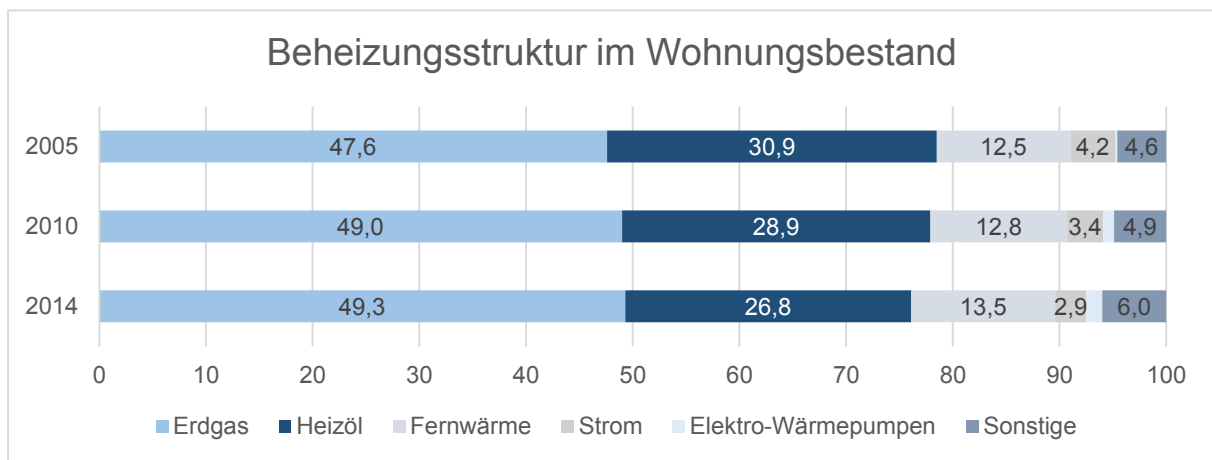


Abbildung 3-7: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands in Deutschland bezogen auf den Primärenergieeinsatz

Darstellung: IZES; Datenquelle: Kiesel 2015, S. 16

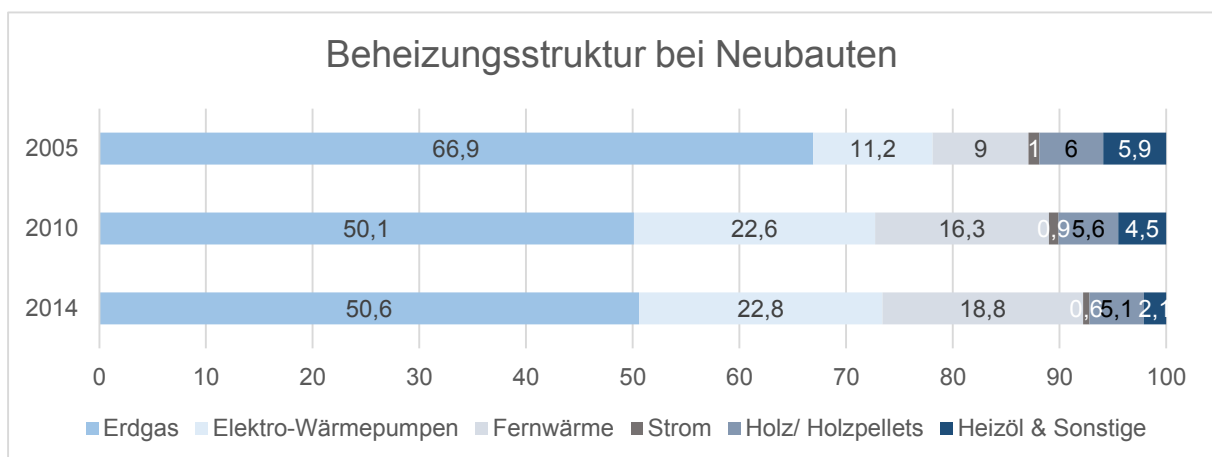


Abbildung 3-8: Beheizungsstruktur bei Neubauten in Deutschland bezogen auf den Primärenergieeinsatz

Darstellung: IZES; Datenquelle: BDEW 2015

3.4 Erdgasbezugsquellen

Der überwiegende Teil des in der Bundesrepublik Deutschland verwendeten bzw. durch die Bundesrepublik Deutschland durchgeleiteten Erdgases stammt aus Importen (Abbildung 3-9). Der Anteil der inländischen Förderung am gesamten Primärenergieverbrauch von Erdgas in Deutschland ist in den letzten zehn Jahren rückläufig gewesen und belief sich – basierend auf Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) – 2013 sowie 2014 jeweils auf etwa 10,5 %. Entsprechend ist ein Anstieg des Anteils der Nettoimporte als Saldo zwischen Importen und Exporten an

der Deckung des inländischen Bedarfs von 82,2 % im Jahr 2005 auf 89,5 % in den Jahren 2013 und 2014 zu verzeichnen.

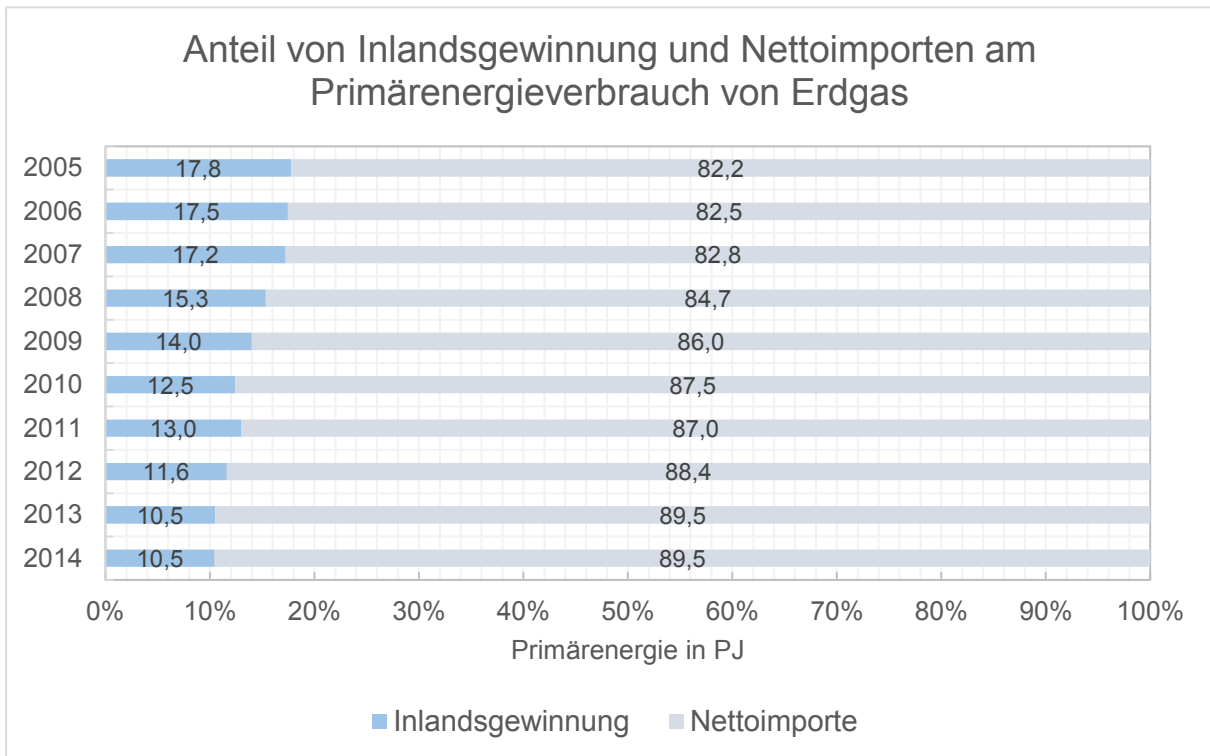


Abbildung 3-9: Anteil von Inlandsgewinnung und Nettoimporten am Primärenergieverbrauch von Erdgas

Darstellung: IZES; Datenquelle: BAFA 2015, S. 2ff.; eigene Berechnungen

3.4.1 Inländische Gasförderung

Wie in vorstehender Abbildung 3-9 ersichtlich, ist der Anteil der inländischen Gasförderung am Gesamtverbrauch rückläufig. In nachfolgender Abbildung 3-10 ist die Entwicklung der Fördermengen in den Jahren 2005 bis 2014 erneut dargestellt. Der rückläufige Trend, der bereits im Vorjahr 2004 einsetzte, ist deutlich erkennbar. Begründen lässt sich diese Abnahme nach Angaben des Bundeswirtschaftsministeriums im Wesentlichen durch Erschöpfung und Verwässerung von bestehenden deutschen Erdgaslagerstätten (BMW 2015, S. 8). Das Landesamt für Geologie und Bergbau gibt

zum 1. Januar 2015 die statische Reichweite¹² inländischer Gasvorkommen mit 8,8 Jahren an, welche infolge von Verlusten und Neubewertungen deutlich unter dem Vorjahreswert von 9,7 Jahren liegt (LBEG 2015a, S. 43). Als Ursache für den stetigen Rückgang deutscher Erdgasreserven werden die Ausförderung vorhandener Lagerstätten sowie das Ausbleiben neuer Erdgasfunde in signifikanter Größenordnung angeführt (LBEG 2015a, S. 44).

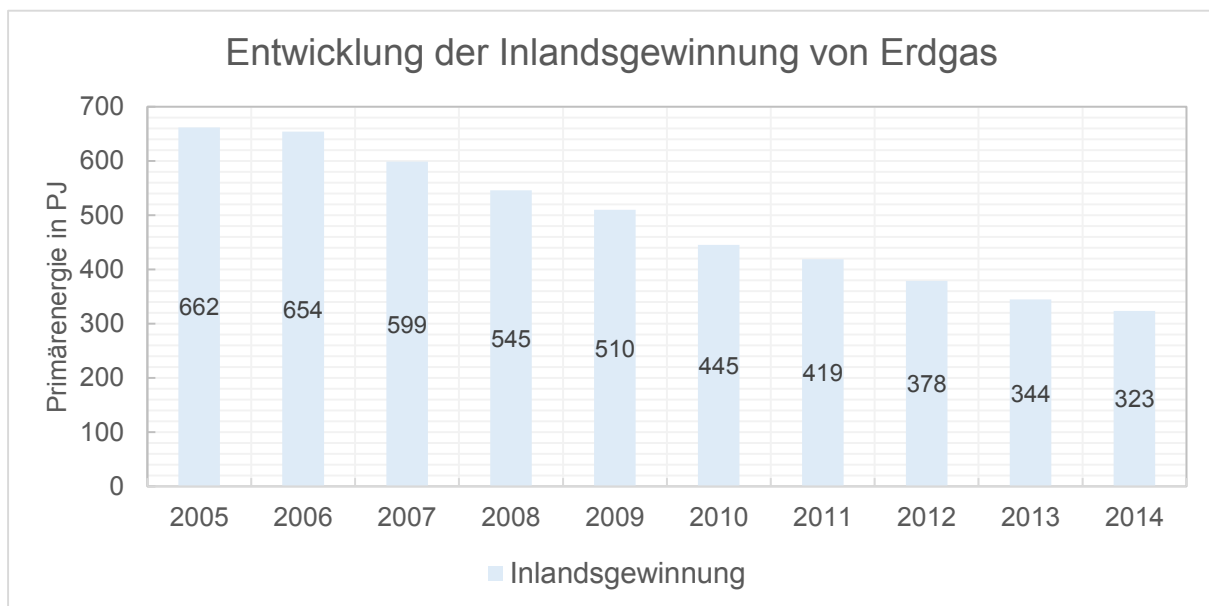


Abbildung 3-10: Entwicklung der Inlandsgewinnung von Erdgas
 Darstellung: IZES; Datenquelle: BAFA 2015, S. 2ff.

Die vorhandenen Erdgasreserven sowie die Erdgasförderung in Deutschland konzentrieren sich beinahe ausschließlich auf das Bundesland Niedersachsen. Auf Niedersachsen entfallen 99 % der Erdgasreserven und 94,2 % der letztjährigen Fördermenge. Geringe Mengen von Erdgas wurden im Jahr 2014 in den Bundesländern Sachsen-Anhalt (4,2 %), Schleswig-Holstein (Nordsee) (1,2 %), Thüringen (0,2 %) sowie in Bayern (0,1 %) gefördert, wobei die Vorkommen in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen bei Konstanz der letztjährigen Fördermenge binnen weniger als vier Jahren ausgeschöpft sein dürften (LBEG 2015a, S. 44; eigene Berechnungen).

¹² Die statische Reichweite errechnet sich aus dem Quotienten aus Reserven und der Fördermenge des letzten Jahres. Sie stellt somit lediglich eine Momentaufnahme dar und berücksichtigt beispielsweise nicht den natürlich bedingten Förderabfall der Erdgaslagerstätten (LBEG 2015a, S. 44). Ferner werden durch die statischen Betrachtungen Zu- bzw. Abnahmen oder Schwankungen des Erdgasbedarfs infolge konjunktureller, meteorologischer oder demografischer Entwicklungen ebenso wie die Erschließung neuer Reserven ausgeblendet.

3.4.2 Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland

In nachfolgender Abbildung 3-11 ist die Entwicklung der um Transitmengen bereinigten Erdgaseinfuhren nach Deutschland, aufgeschlüsselt nach den Bezugsstaaten, von 2005 bis 2014 ersichtlich.

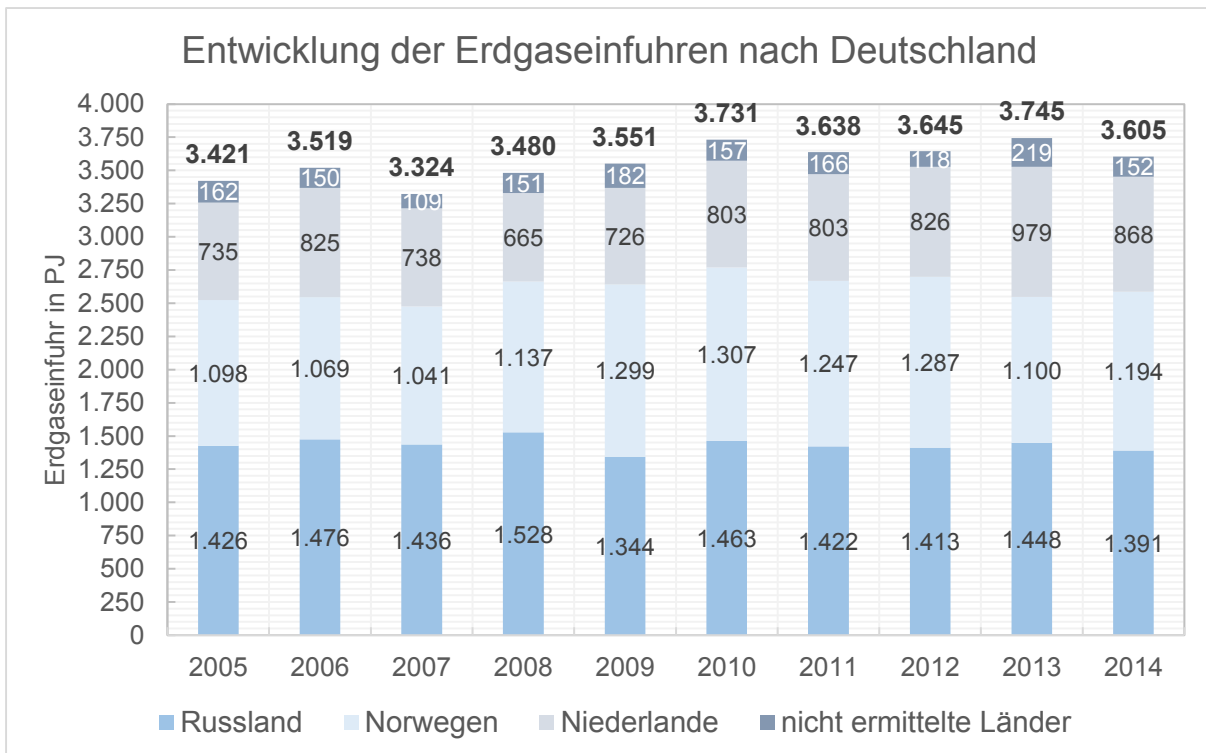


Abbildung 3-11: Entwicklung der Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland
 Darstellung: IZES; Datenquelle: BAFA 2015, S. 2ff.

Abbildung 3-12 stellt die Struktur der Erdgaseinfuhren im Jahr 2005 vergleichend derjenigen des Jahres 2014 gegenüber. In Bezug auf die Staaten, aus denen Erdgas importiert wird, haben sich seit den 1970er Jahren keine wesentlichen Änderungen ergeben (BAFA 2015, S. 20f.). Dies ist einerseits bedingt durch die Verteilung der Erdgasreserven sowie den Verlauf der vorhandenen Pipeline-Infrastruktur zum großräumigen Transport des Erdgases. Seit Ende der 1970er Jahre waren bis in die 2000er Jahre Anstiege der aus Russland und Norwegen eingeführten Erdgasmengen zu konstatieren (BAFA 2015, S. 20f.), wobei sich in den letzten zehn Jahren keine wesentlichen Anstiege mehr feststellen ließen. Die mengenmäßigen Anteile der Staaten, aus denen Erdgas eingeführt wurde, sind in etwa konstant geblieben.

Im Zehnjahresvergleich ist ein leichter Rückgang des Anteils an russischen Importen sowie eine leichte Zunahme des Anteils an aus den Niederlanden eingeführten Gases

festzustellen. 2014 wurde mit 1.391 PJ bzw. 38,6 % der größte Anteil des Erdgases aus Russland, mit 1.194 PJ bzw. 33,1 % der zweitgrößte Anteil aus Norwegen und mit 868 PJ bzw. 24,1 % der drittgrößte Anteil aus den Niederlanden eingeführt. In den folgenden Jahren dürfte wegen begrenzter Erdgaspotenziale mit großer Wahrscheinlichkeit ein Rückgang der Erdgasproduktion aus den Niederlanden zu erwarten sein (BMWi 2015, S. 4 sowie 9). Infolge von Klagen ansässiger Bürger und Kommunen wegen Erdbeben, welche durch die Erdgasförderung in der nördlichen Provinz Groningen in den Niederlanden verursacht werden, schrieb das höchste Gericht der Niederlande Ende 2015 eine Reduktion der Erdgasförderung auf maximal 27 Milliarden Kubikmeter für die nachfolgenden 12 Monate vor. 2014 lag die Fördermenge der Erdgasfelder in Groningen noch bei über 50 Milliarden Kubikmeter. Durch eine Zunahme von Erdbeben wird diskutiert, inwiefern die Erdgasförderung in Groningen zukünftig sicher fortgesetzt werden kann (vgl. zur Reduktion der Förderung in Groningen Weiß 2015). Die (perspektivische) Abnahme der niederländischen Erdgasproduktion erfordert in Zusammenhang mit der rückläufigen inländischen Förderung in der Bundesrepublik Deutschland eine Marktraumumstellung von L- auf H-Gas (BMWi 2015, S. 8).¹³ Auch für die Einfuhr von norwegischem Erdgas in die EU prognostiziert das Bundeswirtschaftsministerium mittelfristig einen Rückgang (BMWi 2015, S. 9). Unter den in Abbildung 3-11 sowie Abbildung 3-12 ausgewiesenen nicht ermittelten Ländern sind unter anderem Erdgaslieferungen aus dem Vereinigten Königreich sowie aus Dänemark subsumiert, da für diese Länder nach Angaben des BAFA aus Datenschutzgründen keine Aufschlüsselung vorgenommen wird (BAFA 2015, S. 2).

¹³ Von der Marktraumumstellung von L- auf H-Gas betroffen sind die Bundesländer Bremen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Rheinland-Pfalz sowie Hessen (BMWi 2015, S. 8).

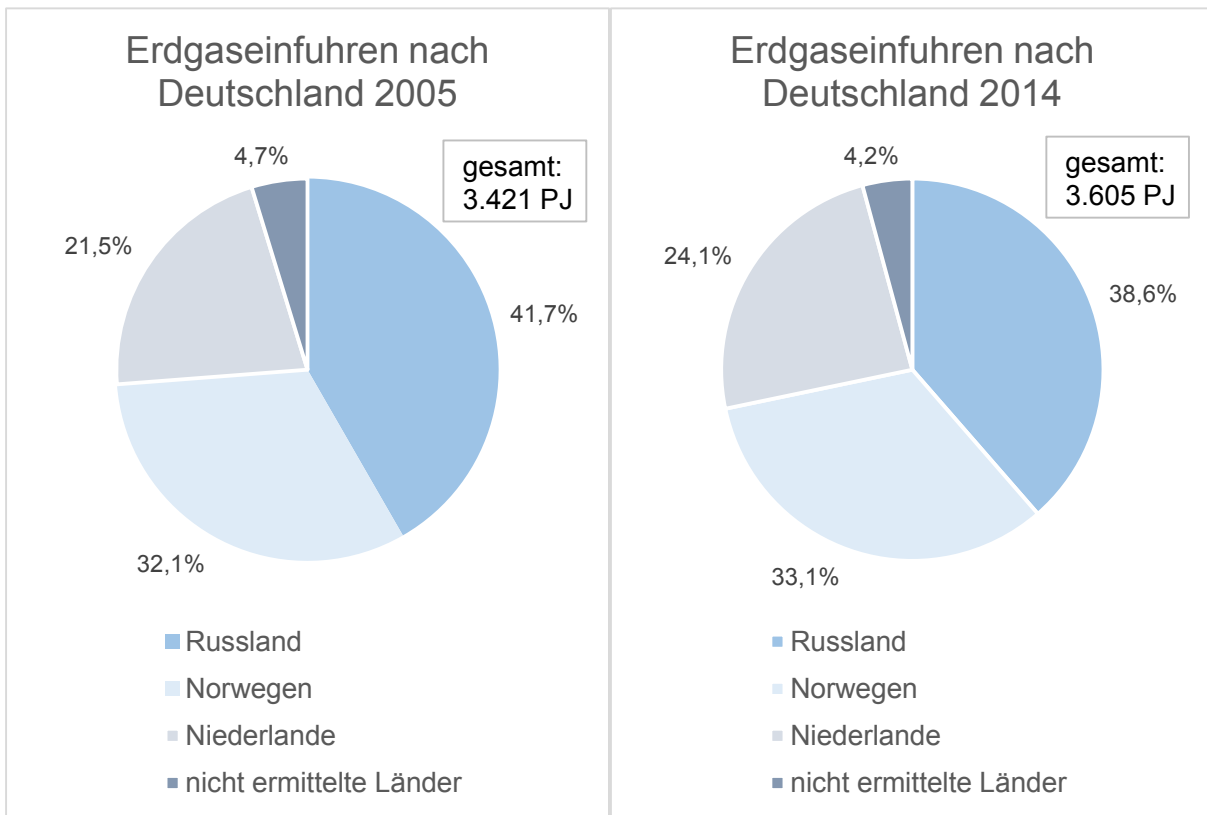


Abbildung 3-12: Struktur der Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland 2005 und 2014
 Darstellung: IZES; Datenquelle: BAFA 2015, S. 2ff.

Um Importabhängigkeiten bei der Gasversorgung bewerten zu können, wurde eine detailliertere Analyse derjenigen Staaten vorgenommen, auf die der überwiegende Teil der Erdgaseinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland entfällt. Dies sind Russland, Norwegen sowie die Niederlande (Abbildung 3-12). Für diese Staaten wurde nachvollzogen, aus welchen Quellen (inländische Förderung bzw. Importe) sich deren Erdgasaufkommen zusammensetzt und welcher Anteil des Erdgasaufkommens für den inländischen Konsum aufgewendet wird. Für die Betrachtung wurden historische Daten der Jahre 2009 bis 2015 herangezogen. Die in den Teilkapiteln angegebenen Nettoexporte wurden jeweils aus der Differenz zwischen Exporten und Importen gebildet (entsprechend dem Gasfluss „f“ in Abbildung 3-2 in Kapitel 3.1).

3.4.2.1 Russland

Der größte Teil des nach Deutschland importierten Gases stammt aus Russland. Russland ist der Staat mit den weltgrößten Erdgasressourcen, sofern in die Beachtung konventionelle als auch nicht-konventionelle Vorkommen einbezogen werden, und verfügt zudem vor den USA und China über die größten konventionellen Erdgasres-

sources (BGR 2015, S. 39). Mit 24,1 % entfiel im Jahr 2014 der größte Anteil der Erdgasreserven auf Russland, gefolgt von den Staaten Iran und Katar (BMWi 2016a, Tabelle 41).¹⁴ Nach den USA ist Russland der zweitgrößte Erdgasproduzent und gleichzeitig der zweitgrößte Erdgaskonsument weltweit (BGR 2015, S. 41f.). Russlands Anteil an der globalen Erdgasförderung belief sich 2014 auf 17,5 %, der Anteil am Erdgasverbrauch lag bei 14 % (BGR 2015, S. 120f.). Die Erdgasreserven Russlands betragen 2014 nach Angaben der BGR 47.768 Mrd. m³, der inländische Verbrauch lag bei 452,7 Mrd. m³, der Export bei 181,1 Mrd. m³ (BGR 2015, S. 119ff.). Die inländische Förderung belief sich im Jahr 2014 laut BGR auf 610,1 Mrd. m³. Bezieht man die russischen Erdgasreserven auf die letztjährige inländische Fördermenge, so ergibt sich eine statische Reichweite des russischen Gases von etwa 78 Jahren.

In Tabelle 3-2 sind die wesentlichen Kennzahlen der russischen Erdgaswirtschaft zusammengefasst. Da seitens der russischen Statistikbehörde (Russian Federal State Statistics Service) keine entsprechenden Veröffentlichungen vorliegen, wurde auf Daten der BGR zurückgegriffen.

Tabelle 3-2: *Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Russland (Angaben in Mrd. m³)*

Datenquellen: BGR 2009, 2011, 2012, 2013b, 2014, 2015

Jahr	Produktion	Konsum	Nettoexporte	Exporte	Importe
2009	584,0	389,7	141,4	173,7	32,3
2010	610,6	458,1	161,7	199,9	38,2
2011	629,5	474,3	155,2	195,7	40,5
2012	609,7	459,6	154,6	186,9	32,3
2013	627,6	466,8	177,2	210,7	33,5
2014	610,1	452,7	156,9	181,1	24,2

Wie aus Tabelle 3-2 ersichtlich ist, verbleiben angesichts der hohen russischen Gasvorkommen hohe Nettoexporte, die in etwa dem Dreifachen des bundesdeutschen Erdgasprimärenergieverbrauchs entsprechen. Die Importmengen nehmen mit zwi-

¹⁴ Die Darstellungen des BMWi basieren auf Informationen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

schen ca. 4 und 6,4 % des gesamten Fördervolumens nur eine geringe Größenordnung an. Die im Jahr 2013 nach Russland eingeführten Erdgasmengen teilen sich wiederum wie folgt auf:

Tabelle 3-3: Struktur der russischen Erdgasimporte 2013

Datenquelle: Simoes 2016a, 2016b

Gasförmiges Erdgas		LNG	
Land	Anteil an Importen	Land	Anteil an Importen
Aserbaidshan	68 %	Kasachstan	100 %
Kasachstan	32 %		

3.4.2.2 Norwegen

Norwegen ist nach Russland der zweitgrößte Lieferant für Erdgas in die Bundesrepublik Deutschland. Bei den weltweiten Erdgasreserven liegt Norwegen laut BGR auf Platz 19 (BGR 2015, S. 119), bei den Erdgasressourcen sowie beim Erdgasverbrauch rangiert es nicht unter den Top 20 Staaten. Norwegen ist der drittgrößte Erdgasexporteur hinter Russland und Katar mit 10,5 % des Gesamtexportvolumens (BGR 2015, S. 122). Im Jahr 2014 betragen die Erdgasressourcen in Norwegen 1.922 Mrd. m³ (BGR 2015, S. 114). Diese standen einem inländischen Konsum von 6,1 Mrd. m³ (Statistics Norway 2016) sowie einem Export in Höhe von 106,4 Mrd. m³ (BGR 2015, S. 122) gegenüber. Die BGR gibt die inländische Gasförderung in Norwegen 2014 mit 108,8 Mrd. m³ an. Bei Zugrundlage dieser Werte ergibt sich eine statische Reichweite norwegischer Erdgasreserven, welche aus dem Quotienten zwischen Erdgasreserven und letztjähriger Fördermenge berechnet wurde, von etwa 18 Jahren.

Nachfolgende Tabelle 3-4 fasst die wesentlichen Kennzahlen der Erdgaswirtschaft in Norwegen zusammen. Die Daten stammen von der norwegischen Statistikbehörde (Statistics Norway 2016). Es liegen geringfügige Abweichungen zu den Angaben der BGR vor. Auffällig ist, dass lediglich in den Statistiken der norwegischen Statistikbehörde nicht erfasste Kleinstmengen von Erdgas nach Norwegen importiert werden und die Nettoexporte demnach statistisch den Exporten entsprechend sind. Wegen des geringen inländischen Erdgasverbrauchs stehen zwischen 93 und 95 % des gesamten Produktionsvolumens für den Export zur Verfügung.

Tabelle 3-4: Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Norwegen (Angaben in Mrd. m³)

Datenquelle: Statistics Norway 2016

Jahr	Produktion	Konsum	Nettoexporte	Exporte	Importe
2009	106,5	5,8	100,7	100,7	0,0
2010	110,4	7,8	102,6	102,6	0,0
2011	105,7	5,4	100,3	100,3	0,0
2012	119,2	5,6	113,6	113,6	0,0
2013	113,1	6,7	106,4	106,4	0,0
2014	112,8	6,1	106,7	106,7	0,0

3.4.2.3 Niederlande

Die Niederlande liefern bislang den drittgrößten Teil des in die Bundesrepublik Deutschland eingeführten Erdgases. Bei den aus den Niederlanden eingeführten Mengen handelt es sich um niederkalorisches L-Gas, dessen Einsatz lediglich in einem begrenzten Teil der Bundesrepublik Deutschland möglich ist. Wegen begrenzter niederländischer Reserven (BMW i 2015, S. 4) sowie gerichtlicher Entscheidungen zur Drosselung der Erdgasfördermenge infolge von bohrungsbedingten Erdbeben (Weiß 2015) ist in den folgenden Jahren mit einem Rückgang der niederländischen Importe auszugehen. Nach Angaben der BGR betragen die niederländischen Erdgasreserven 2014 etwa 818 Mrd. m³ (BGR 2015, S. 114). Im Inland wurden im selben Jahr ca. 38,1 Mrd. m³ verbraucht (Statistics Netherlands 2016), 55,4 Mrd. m³ wurden in angrenzende Staaten exportiert (BGR 2015, S. 122). Im Jahr 2014 wurden laut BGR in den Niederlanden 66,3 Mrd. m³ Erdgas gefördert (BGR 2015, S. 114). Die statische Reichweite der Erdgasreserven beläuft sich bei Ansatz der zuvor genannten Werte auf 12 Jahre.¹⁵

Zentrale Kennzahlen der niederländischen Erdgaswirtschaft sind in Tabelle 3-5 erfasst. Die Daten entstammen der niederländischen Statistikbehörde (Statistics Netherlands 2016). Es liegen geringfügige Abweichungen zu den Angaben der BGR vor.

¹⁵ Es sei darauf hingewiesen, dass die statische Reichweite, gebildet aus dem Quotienten zwischen Erdgasreserven und der Fördermenge des letzten Jahres, stets eine Momentaufnahme darstellt. Die tatsächliche Reichweite kann davon in beide Richtungen abweichen. Es ist davon auszugehen, dass im Zuge einer schrittweisen Umstellung auf L-Gas ein gradueller Rückgang der in den Niederlanden geförderten respektive der in die Bundesrepublik Deutschland eingeführten Erdgasmenge erfolgt (s. hierzu auch Kapitel 0).

Tabelle 3-5: Produktion, Konsum, Exporte und Importe von Erdgas in Russland (Angaben in Mrd. m³)

Datenquelle: Statistics Netherlands 2016

Jahr	Produktion	Konsum	Nettoexporte	Exporte	Importe
2009	74,6	46,4	28,2	52,7	24,3
2010	83,9	52,0	31,9	55,4	24,4
2011	76,4	45,4	31,0	52,9	21,8
2012	76,0	43,6	32,4	57,3	24,7
2013	81,5	44,1	37,4	63,4	25,6
2014	68,6	38,1	30,5	56,4	27,4

Mengenmäßig macht das Importvolumen zwischen ca. 29 und 40 % der inländischen Fördermenge aus. Somit wird trotz des Status als Nettoexporteur – verglichen mit Russland und Norwegen – ein signifikanter Anteil des Erdgases aus Drittstaaten eingeführt. Die im Jahr 2013 in die Niederlande eingeführten Erdgasmengen teilen sich wiederum wie folgt auf:

Tabelle 3-6: Struktur der niederländischen Erdgasimporte

Datenquelle: Simoes 2016c, 2016d

Gasförmiges Erdgas		LNG	
Land	Anteil an Importen	Land	Anteil an Importen
UK	46%	Norwegen	100%
Belgien-Luxemburg	26%		
Dänemark	18%		
Deutschland	10%		

3.4.3 Exkurs: Importabhängigkeiten bei Erdgas

Infolge der begrenzten inländischen Gasvorkommen in der Bundesrepublik Deutschland (s. Kapitel 3.4.1) sowie des hohen Importanteils bei der Erdgasversorgung, der in

wesentlichen Teilen aus den drei Staaten Russland, Norwegen sowie den Niederlanden gedeckt wird, resultieren entsprechende Abhängigkeiten bei der Erdgasversorgung.

Das Bundeswirtschaftsministerium nennt den russisch-ukrainischen Gasstreit aus dem Jahr 2009 sowie die Unterbrechung der Gaslieferungen von Russland an die Ukraine als ein zentrales Transitland für russisches Erdgas in den Jahren 2014 und 2015 zusammen mit der kritischen Versorgungssituation im Februar 2012 als Beispiele für die Bedeutung der Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung (BMW 2015, S. 2). Im Februar 2012 resultierte aus reduzierten Erdgaseinspeisungen am Grenzübergangspunkt Waidhaus, über den insbesondere russisches Erdgas eingeführt wird, eine kritische Situation für die deutsche bzw. europäische Gasversorgung. Infolge einer erhöhten inländischen Erdgasnachfrage Russlands sowie weiterer innenpolitischer Gründe blieben die Erdgaslieferungen unter den von Händlern nachgefragten Gas Mengen zurück. Wegen außergewöhnlich niedriger Temperaturen in Süddeutschland sowie in Frankreich und Italien traf dieser Umstand mit einer gleichzeitig erhöhten Gasnachfrage sowie -auspeisungen in die Versorgungsnetze zusammen und stellte somit einen Versorgungsengpass für die deutsche Erdgasversorgung dar. Da die Versorgung erdgasbefeuerteter Kraftwerksblöcke in Süddeutschland zeitweise nicht sichergestellt werden konnte, ergaben sich ferner Rückwirkungen auf das Stromsystem der Bundesrepublik Deutschland. So wurde die Belieferung systemrelevanter Gaskraftwerke¹⁶ gestützt auf unterbrechbare Kapazitätsverträge vollständig oder teilweise reduziert. Teilweise wurde das durch ersatzweise Ölbefuerung ausgeglichen. Insgesamt standen jedoch Kapazitäten im Umfang von 1.350 MW nicht für das Stromsystem zur Verfügung. Wäre keine alternative Befuerung mit Öl erfolgt, so hätten zeitgleich insgesamt 2.141 MW nicht mehr zur Verfügung gestanden, was nach Einschätzung der Bundesnetzagentur dazu geführt hätte, dass die Sicherheit des deutschen Stromübertragungsnetzes nicht mehr gewährleistet gewesen wäre (vgl. zur Versorgungssituation im Februar 2012 BNetzA 2012b, S. 80ff.).

Wegen der vorhandenen Importabhängigkeiten sieht die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) geopolitische Risiken als einen „Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung“ Deutschlands bzw. Europas (BGR 2015, S. 83) an. Eine wissenschaftliche Analyse von BBH et al. (2015) widmet sich wegen der politischen Abhängigkeiten explizit dem Fall einer infolge eines politischen Konflikts beeinträchtigten Erdgasversorgung und sieht für diesen in Kombination mit einem kalten Winter eine

¹⁶ Im Einzelnen waren die Kraftwerksblöcke Irsching Block 3 und 4, Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S sowie Franken I Block 1 und 2 betroffen (BNetzA 2012b, S. 91).

Beeinträchtigung der Sicherheit der deutschen Gasversorgung, wengleich die geringe Eintrittswahrscheinlichkeit des benannten Betrachtungsfalls betont wird (BBH et al. 2015, S. 16ff.).¹⁷

3.5 Untertage-Gasspeicher in Deutschland

Deutschland verfügt nach den USA, Russland und der Ukraine im internationalen Vergleich über die viertgrößten Untertage-Erdgasspeicherkapazitäten (Abbildung 3-13) und im EU-weiten Vergleich mit deutlichem Abstand vor Italien und den Niederlanden über das größte Speichervolumen in Höhe von etwa 24.600 Mio. m³ Arbeitsgasvolumen. Unter den 20 Ländern mit den höchsten Untertage-Erdgasspeicherkapazitäten befinden sich insgesamt 11 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, welche in Abbildung 3-13 farblich hervorgehoben sind.

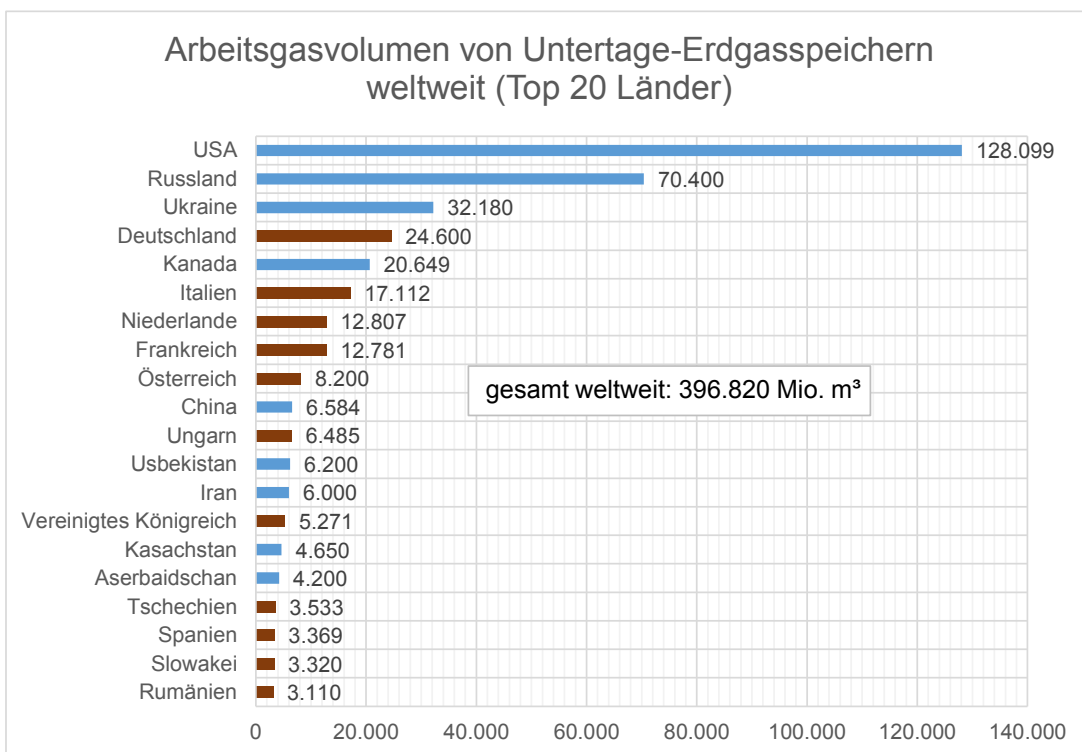


Abbildung 3-13: Arbeitsgasvolumen von Untertage-Erdgasspeichern weltweit in Mio. m³ (Top 20 Länder)

¹⁷ Das Auftreten oder die Eintrittswahrscheinlichkeit kurz- bis mittelfristiger Störungsereignisse im Rahmen der Gas-Versorgungssicherheit und die Wahl kurzfristig einsetzbarer Kompensationsinstrumente (z.B. eine strategische Gasreserve) werden in dieser Arbeit nicht vertieft behandelt. Sich darauf fokussierende Publikationen wurden bereits benannt. Gleichwohl werden diese (eingetretenen und erwarteten) Störungsereignisse in die Überlegungen und Konzeptionen einer langfristigen Gasbezugsstrategie - neben anderen bedeutsamen Aspekten - einbezogen.

Darstellung: IZES; Datenquelle: LBEG 2015b, S. 405

In Zusammenhang mit Untertage-Erdgasspeicherung werden folgende Begrifflichkeiten unterschieden (LBEG 2015b, S. 400):

- **Arbeitsgasvolumen:** Das Arbeitsgasvolumen eines Untertage-Erdgasspeichers ist dasjenige Volumen, das zur Nutzung zur Verfügung steht und je nach Bedarf ein- bzw. ausgelagert werden kann. Es ist somit die zur Charakterisierung des Speicherpotenzials maßgebliche Größe. Neben dem Arbeitsgas existiert bei Untertage-Gasspeichern das sogenannte Kissengas.
- **Kissengasvolumen:** Dieses Gasvolumen verbleibt als Restgasmenge im Speicher, um den für die Speicherung erforderlichen Mindestdruck zu wahren. Bei einem hohen Kissengasanteil sind hohe Entnahmeraten über längere Zeitschnitte möglich. Durch diesen Zusammenhang übt das Kissengas einen Einfluss auf die Speicherleistungsfähigkeit hinsichtlich der Deckung kurzfristiger Bedarfsspitzen aus.

Generell lassen sich zwei Kategorien Untertage-Erdgasspeicher unterscheiden:

- **Porenspeicher:** Porenspeicher sind ehemalige Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten oder Aquifere, bei denen das Erdgas in porösen Gesteinsschichten eingelagert werden kann. Aufgrund langsamerer Reaktionszeiten gegenüber Kavernenspeichern dienen Porenspeicher insbesondere der Abdeckung der saisonalen Grundlast (LBEG 2015b, S. 400). Weltweit bestehen 93 % der Erdgasspeicherkapazitäten in Porenspeichern (LBEG 2015b, S. 405).
- **Kavernenspeicher:** Der größte Teil der deutschen Speicherkapazitäten entfällt auf Kavernenspeicher. Bei diesem Speichertyp wird das Erdgas in künstlich angelegten Hohlräumen eingespeichert, die sich typischerweise in Salzstöcken befinden (BBH et al. 2015, S. 37). Gegenüber den Porenspeichern weisen Kavernenspeicher höhere Ein- und Ausspeicherraten auf, woraus ihre Eignung zur Abdeckung tageszeitlicher Lastspitzen resultiert (LBEG 2015b, S. 400).

Es lassen sich drei wesentliche Anwendungsbereiche von Untertage-Erdgasspeichern identifizieren (BBH et al. 2015, S. 40f.):

- **Strukturierung der Erdgasversorgung:** Bei der saisonalen Strukturierung lassen sich Import- oder Produktionsmengen insbesondere in den Sommermonaten ein- und in den Wintermonaten bei Bedarf ausspeichern. Hierdurch können die Pipelinekapazitäten zu den wichtigen Bezugsländern zeitlich/saisonal gleichmäßig ausgelastet werden¹⁸. Im Zuge einer kurzfristigen Strukturierung dienen

¹⁸ In der Vergangenheit wurde dieses Einkaufsverhalten durch leicht rabattiertes „Sommergas“ angereizt.

Speicher der Spitzenlastabdeckung (BMWi 2015, S. 12). Durch diese Strukturierung lässt sich eine effizientere Ausnutzung der Netzinfrastruktur herbeiführen.

- Absicherung der Erdgasversorgung: Bei ungeplanten Produktions- oder Importausfällen können Untertage-Erdgasspeicher nutzbar gemacht werden, um die Versorgung mit Erdgas aufrecht zu erhalten. Zudem können unvorhergesehene Preisspitzen und Nachfrageschwankungen abgefedert werden.
- Arbitragemöglichkeiten im Erdgashandel: Speicherkunden haben die Möglichkeit, sich aus unterschiedlichen Preisen bei Ein- bzw. Ausspeicherung des Gases ergebenden Arbitragemöglichkeiten (z. B. zwischen Sommer und Winter oder zwischen Spot- und Terminmarkt) zur Optimierung ihrer Beschaffungs- und Belieferungsstrategie zu nutzen.

Einen Überblick über die vorhandenen Untertage-Erdgasspeicherkapazitäten bietet Tabelle 3-7, in der Daten des Landesamts für Geologie und Bergbau Niedersachsen (LBEG 2015b, S. 400) aufgeführt sind. Mit Stand vom 31.12.2014 beträgt das Erdgasspeichervolumen der 51 Untertage-Erdgasspeicher in Summe 24,6 Mrd. m³, wovon 10,3 Mrd. m³ (42 %) auf Porenspeicher und 14,3 Mrd. m³ (58 %) auf Kavernenspeicher entfallen. Eine marginale Erhöhung des Speichervolumens vorhandener Speicher ist geplant. Unter Einbezug derzeit in Planung befindlicher Speicherprojekte ist langfristig mit einer Speicherkapazität von 30,1 Mrd. m³ zu rechnen.¹⁹ Bei Kavernenspeichern ist mit einem weiteren Ausbau zu rechnen (LBEG 2015b, S. 400ff.). Das Bundeskartellamt bezieht in die Marktraumabgrenzung bei der Ermittlung der Marktkonzentration beim Betrieb von Erdgasspeichern im Monitoringbericht 2015 zusätzlich zu den inländischen Speicherkapazitäten die beiden grenznahen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in Österreich mit ein (BNetzA und BKartA 2015, S. 251f.). Diese beiden Speicher weisen ein Arbeitsgasvolumen 2,64 Mrd. Nm³ (LBEG 2015b, S. 405) bzw. 1,85 Mrd. Nm³ (E.ON Gas Storage und RAG Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft 2011, S. 24; LBEG 2015b, S. 405) auf und erhöhen damit das für die Bundesrepublik Deutschland verfügbare Speichervolumen.

¹⁹ Einschränkend sei darauf verwiesen, dass das Argument einer überdimensionierten Speicherinfrastruktur, gestützt durch niedrige Preise für nicht langfristig gebundene Speicherkapazitäten sowie Überlegungen, bestehende Speicher stillzulegen Zweifel an der Wirtschaftlichkeit neuer Speicher aufkommen lassen können (BBH et al. 2015, S. 43f.).

Tabelle 3-7: Untertage Erdgasspeicher-Kapazitäten zum 31.12.2014

Datenquelle: LBEG 2015b, S. 400

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb", Mrd. Nm ³	10,3	14,3	24,6
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" (A)	10,5	14,7	25,2
Plateau-Entnahmerate, Mrd. Nm ³ /d	0,166	0,471	0,637
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, Tage	62	30	39
Anzahl der Speicher "in Betrieb"	20	31	51
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" (B), Mrd. Nm ³	0	4,9	4,9
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	0	11	11
Summe Arbeitsgas (A+B), Mrd. Nm ³	10,5	19,6	30,1

Die regionale Verteilung der Erdgasspeicherkapazitäten in der Bundesrepublik Deutschland ist in Anhang 2 (auf S. 194) ersichtlich: Der Großteil der Erdgasspeicherkapazitäten befindet sich in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Erdgaskavernenspeicher sind insbesondere in Niedersachsen, dem nördlichen Teil Nordrhein-Westfalens sowie in Sachsen-Anhalt und somit insbesondere in Norddeutschland (BMW 2015, S. 12) lokalisiert. Porenspeicher sind unter anderem an der Grenze zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg, in Niedersachsen sowie in Thüringen zu finden und weniger stark regional konzentriert. Vielfach befinden sich Erdgasspeicher in räumlicher Nähe zu Erdölspeicherkapazitäten, welche in Anhang 2 ebenfalls eingezeichnet sind. Am nordrhein-westfälischen Standort Epe befindet sich die aktuell weltweit größte Kavernenspeicher-Lokation, deren Arbeitsgasvolumen sich mit Stand zum 31.12.2014 auf insgesamt 140 Mio. Nm³ Erdgas belief (LBEG 2015b, S. 402). Eine detaillierte Aufschlüsselung aller in der Bundesrepublik Deutschland mit Stand zum 31.12.2014 in Betrieb befindlichen Untertage-Erdgasspeicher ist im Anhang dieser Studie zu finden. Beim Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern herrscht eine hohe Marktkonzentration (BNetzA und BKartA 2015, S. 243). Im Anhang wird dieser Sachverhalt ebenfalls detaillierter betrachtet.

3.6 Entwicklung wesentlicher Gaspreise

3.6.1 Grundlegende Preis- und Vertragsstrukturen in deutschen Gasmärkten

Gasimporteure schlossen in der Anfangszeit der Erdgasnutzung überwiegend Verträge mit langen Laufzeiten von über 20 Jahren sowie Take-or-Pay-Klauseln²⁰ ab, die zudem infolge eines fehlenden Marktes für Erdgas eine Preisbindung an den Erdölpreis beinhalteten. Diese Vertragsstruktur wurde im Wesentlichen an die Gasversorger weitergegeben. Etabliert war bei diesen insbesondere die sogenannte 6/3/3-Regel, die vorsah, dass der durchschnittliche Heizölpreis der vorangegangenen sechs Monate mit dreimonatigem Zeitverzug in die Preisformel für Erdgas einging und der ermittelte Preis drei weitere Monate Bestand hatte (Brunekreeft et al. 2013, S. 5).

Bei den „klassischen“ Gasversorgungsverträgen, dem Vollvertrag und der Bandlieferung, die häufig der Abdeckung eines Grundlastbands dient, ist eine Kopplung des Gaspreises an gängige Brennstoffindizes, insbesondere für Heizöl, als Bestandteil der Preisformel verbreitet (Brunekreeft et al. 2013, S. 10). Bis ca. 2007 waren Lieferverträge üblich, für die eine starre Ölpreisbindung vorlag, weshalb bis 2009 die zeitliche Entwicklung der Gaspreise und der – zeitlich verschobenen – Heizölpreise eine sehr hohe Korrelation aufwies (Bukhold 2015, S. 7).

Mit der Liberalisierung der Gasmärkte eröffneten sich für Gasversorger neue Beschaffungsmöglichkeiten sowie Produkte (vgl. hierzu Brunekreeft et al. 2013, S. 7ff.). Im liberalisierten europäischen Markt lassen sich – in Analogie zum europäischen Strombinnenmarkt – innerhalb der Marktgebiete²¹ flexibel und ohne Transportrestriktionen Ein- bzw. Ausspeiseverträge schließen. An den virtuellen Handelspunkten (sogenannte Gashubs) lässt sich Gas ferner ohne Netznutzung handeln (BBH et al. 2015, S. 35). Somit konnten nach Entstehung virtueller Handelsplätze – unabhängig von der historischen Kopplung an Brennstoffindizes – Marktpreise für Erdgas bestimmt werden.

Voraussetzung für den marktgebiets- und grenzüberschreitenden Handel ist das Erwerben von Transportkapazitäten, welche auktioniert werden (BBH et al. 2015, S. 35). Seit 2006 besitzt das „Entry-Exit“-System für den Gashandel Gültigkeit, das auf § 20 Abs. 1b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) basiert: Dieses System, das auch als

²⁰ Eine Take-or-Pay-Klausel verpflichtet den Gasabnehmer, für eine zuvor vereinbarte Menge an Gas zu bezahlen, unabhängig davon, ob diese Menge tatsächlich von ihm bezogen wird. In Vollversorgungsverträgen beläuft sich diese Klausel auf eine minimal vereinbarte Gasmenge von üblicherweise 80 % (Brunekreeft et al. 2013, S. 8).

²¹ Die Marktgebiete sind qualitätsübergreifend definiert. Bilanzell ist somit eine Versorgung der Kunden unabhängig der Gasqualität möglich. Physisch müssen dennoch die für das jeweilige Netzgebiet gültigen Gasbeschaffensgrenzen gewahrt werden (FNB 2015, S. 91).

„Zweivertragsmodell“ bezeichnet wird (Konstantin 2013, S. 73) regelt, dass Gasversorger für Gasein- bzw. -ausspeisungen letztlich zwei Verträge, einen Ein- sowie einen Ausspeisevertrag mit dem den jeweiligen Gasversorgungsnetzbetreiber zu schließen haben, deren Gegenstand die Zuteilung von Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten an den jeweiligen Gasversorger ist. Genauere Vorgaben sind in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) getroffen.

In den Niederlanden entstand im Jahr 2003 der virtuelle Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility). Die beiden Handelspunkte NCG (NetConnect Germany) sowie GPL (GASPOOL) existieren seit 2009 (Bukhold 2015, S. 7). Die börslichen Handelsvolumina im Gasbereich haben sich 2014 gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt (BNetzA und BKartA 2015, S. 245) und sind – wie Tabelle 3-8 zeigt – in den Jahren zuvor bereits deutlich angestiegen, sodass das Bundeskartellamt mittlerweile vom Vorliegen eines bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarktes ausgeht (BNetzA und BKartA 2015, S. 289). Trotz ansteigender Börsenhandelsvolumina wird der weit überwiegende Teil des Umsatzes in den Gasmärkten über nicht-öffentliche Brokerplattformen generiert (Bukhold 2015, S. 7) und der Großteil des Gashandels erfolgt außerbörslich (over-the-counter – OTC) (BNetzA und BKartA 2015, S. 291). Anhand der Werte aus Tabelle 3-8 ergibt sich, dass die über Brokerplattformen vermittelten Großhandelsvolumina trotz eines von 2013 nach 2014 deutlich gestiegenen Handelsvolumens der Gashubs NCG und GASPOOL an der European Energy Exchange (EEX) dieses börsliche Handelsvolumen im Jahr 2014 um einen Faktor 23 übersteigen. In den Vorjahren lag dieser Faktor noch deutlich höher.

Tabelle 3-8: Entwicklung der börslichen und der über Brokerplattformen vermittelten Erdgasgroßhandelsvolumina

Quellen: BNetzA 2012a; BNetzA und BKartA 2013; BNetzA 2014b; BNetzA und BKartA 2014, 2015

Werte in TWh	Jahr	2010	2011	2012	2013	2014
EEX – NCG und GASPOOL	Spotmarkt	15	23	26	61	129
	Terminmarkt	32	36	40	29	83
	gesamt	47	59	66	90	212
Brokerplattformen (außerbörslich)	gesamt	6.247	4.019	4.829	5.930	4.946

Durch die Liberalisierung der Gasmärkte hat der Anteil des im Großhandel gehandelten Gases, für das eine Ölpreisbindung vorliegt, deutlich abgenommen. Stern und Rogers (2014, S. 18) geben den Anteil des im Großhandel gehandelten Gases für den

eine Ölpreisbindung vorliegt für die Region Nordwesteuropa²² im Jahr 2013 mit ca. 20 % an, wobei für 80 % des Gases Preise wettbewerblich über Gashubs bestimmt wurden. Die strukturierte Beschaffung über Spot- und Terminmärkte gewinnt somit scheinbar zulasten der Verträge mit traditioneller Ölpreisbindung zunehmend an Bedeutung, wie auch die Umfrageergebnisse in Brunekreeft et al. (2013, S. 20f.) nahe legen.

Der historisch bedingte Zusammenhang zwischen Erdgas-Grenzübergangspreisen und zeitlich versetzten Heizölpreisen wurde nachfolgend im Zuge einer Korrelationsanalyse untersucht. Analysiert wurde hierbei der Zusammenhang zwischen den Erdgas-Grenzübergangspreisen des BAFA und den um drei Monate zeitversetzten Preisen für leichtes Heizöl der Rheinschiene²³ nach Angaben des Statistischen Bundesamts (Destatis) für den Zeitraum von 2005 bis 2015. Abgestellt wurde jeweils auf die veröffentlichten Monatsmittelwerte der Preise. Im Ergebnis ließ sich ein deutlich ausgeprägter positiver linearer Zusammenhang zwischen dem Grenzübergangspreis und dem Preis für leichtes Heizöl feststellen. Das Bestimmtheitsmaß wurde zu 0,7365 ermittelt (Abbildung 3-14). In der Betrachtung nicht zeitversetzter Werte konnte ebenfalls eine deutliche Korrelation festgestellt werden, allerdings mit schwächerer Ausprägung.²⁴

Durch die historisch bedingte Korrelation sind im folgenden Teilkapitel neben Erdgas-Grenzübergangs- sowie Marktpreisen im Großhandel auch die Preisentwicklungen für leichtes bzw. schweres Heizöl als Referenzwerte dargestellt. Bei Erdgas fallen die spezifischen Transportkosten gegenüber Erdöl und Kohle wesentlich stärker ins Gewicht und stellen einen wichtigen Einflussfaktor auf die Entwicklung der Erdgaspreise dar (BGR 2015, S. 43).

²² Auf die Region Nordwesteuropa entfällt in etwa die Hälfte des europäischen Verbrauchs. Diese Region umfasst auch die Bundesrepublik Deutschland (Stern und Rogers 2014, S. 18).

²³ Der Zeitversatz ergibt sich aus der gebräuchlichen 6/3/3-Regel.

²⁴ Das Bestimmtheitsmaß wurde bei Ansatz nicht zeitversetzter Werte zu 0,5297 ermittelt.

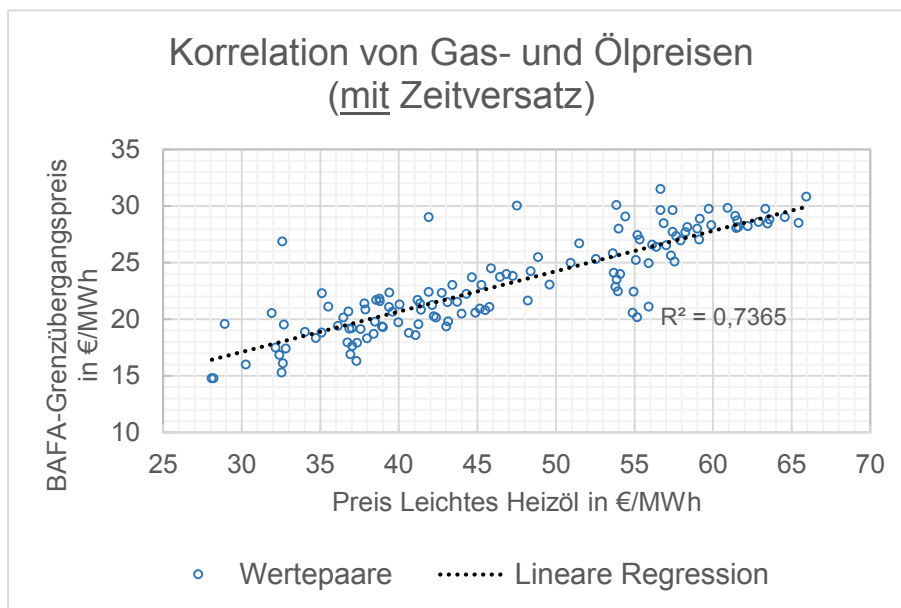


Abbildung 3-14: Korrelation zwischen Erdgas-Grenzübergangspreisen und dreimonatig versetzten Erdölpreisen

Darstellung: IZES; Datenquellen: BAFA 2016, S. 2ff.; Destatis 2016, S. 36

3.6.2 Grenzübergangs- und Großhandelspreise

In Abbildung 3-15 sind die Entwicklungen der monatlichen Durchschnittswerte für den vom BAFA ermittelten Grenzübergangspreis, des Tagesreferenzpreises (Daily Reference Price – DRP) der EEX für den Gashub NCG sowie die Preise für leichtes bzw. schweres Heizöl, welche vom Statistischen Bundesamt herausgegeben werden,²⁵ dargestellt. Die durchschnittlichen Preise für den Gashub GPL wurden der Übersicht halber nicht dargestellt, da sie bis auf geringfügige Abweichungen mit denen des Gashubs NCG übereinstimmen, bei welchem ein größeres Handelsvolumen vorliegt (BNetzA und BKartA 2015, S. 290).

Die Ermittlung des Erdgas-Grenzübergangspreises durch das BAFA geht wie folgt vonstatten (BAFA 2011):

- Die Berechnung und Veröffentlichung erfolgt monatlich.
- Es werden Einfuhren in die Bundesrepublik Deutschland ohne Durchleitungsmengen (Transite) erfasst.

²⁵ Abgebildet sind die Preise für leichtes Heizöl der Rheinschiene bei Abnahme von mindestens 500 t ab Lager (Destatis 2016b, S. 36) sowie die Preise für schweres Heizöl im Bundesgebiet bei Belieferung in Tankkraftwagen (Destatis 2016b, S. 41).

- Einfuhren aus Nicht-EU-Staaten werden anhand Einfuhrkontrollmeldungen, Einfuhren aus EU-Staaten anhand freiwillig abgegebener Daten aus den Intra-stat-Meldungen erhoben. Für Norwegen werden stattdessen die Angaben des Infrastrukturbetreibers für den Transport norwegischen Gases zugrunde gelegt.
- Aus den Daten wird ein Gesamtwert der Einfuhren (in Euro) bestimmt, der anschließend durch die insgesamt eingeführte Erdgasmenge (in TJ) dividiert wird. Das Ergebnis ist der Grenzübergangspreis in Euro pro TJ.

Bei der Ermittlung des Tagesreferenzpreises für Erdgas verfährt die EEX nach dem nachfolgenden Schema (EEX 2013, S. 3f.):

- Die Berechnung und Veröffentlichung erfolgt täglich.
- In die Berechnung einbezogen werden alle Handelsgeschäfte des Gashandelsystems der EEX, sowohl diejenigen für die physische Belieferung an Wochentagen als auch diejenigen mit Belieferung am Wochenende oder an – für den Gashandel maßgeblichen – britischen Feiertagen.
- Ermittelt wird der mengengewichtete arithmetische Mittelwert für die Marktgebiete TTF, NCG und GASPOOL. Bei der Berechnung für NCG und GASPOOL werden zusätzlich synthetische Preise aus Location-Spread Handelsgeschäften²⁶ berücksichtigt.

Bei der Betrachtung von Monatsmittelwerten ist erkennbar, dass bei den durchschnittlichen Erdgas-Grenzübergangspreisen insbesondere im Zeitraum von 2006 bis 2009 deutliche Parallelen zur Entwicklung der durchschnittlichen Heizölpreise vorliegen. Zudem lässt sich feststellen, dass die Erdgas-Grenzübergangspreise den Preisen für Heizöl historisch mit einem Zeitversatz von etwa drei Monaten folgten, welcher aus der 6/3/3-Regel (Kapitel 3.6.1) resultiert. Die Schwankungsbreite des Erdgas-Grenzübergangspreises fällt deutlich geringer aus als diejenigen der Heizölpreise. Die empirische Standardabweichung der Monatsmittelwerte beträgt 4,3 €/MWh im Vergleich zu 10,1 €/MWh bei leichtem Heizöl. Der Variationskoeffizient²⁷ liegt bei 18,8 % gegenüber 21,7 % bei leichtem Heizöl. Im Zeitraum von 2005 bis einschließlich 2015 bewegten sich die Monatsmittelwerte des Erdgas-Grenzübergangspreises zwischen etwa 15 und 30 €/MWh, wiesen also eine Schwankungsbreite von ca. 15 €/MWh auf. Seit Januar 2012 ist – mit Ausnahme einzelner Preisanstiege – ein sinkender Preistrend zu beobachten. Der höchste Grenzübergangspreis lag im November 2008 mit 31,49 €/MWh vor, der geringste im Januar 2005 mit 14,20 €/MWh. Im Jahr 2015 lagen die Grenzübergangspreise für Erdgas im Monatsmittel zwischen 23,04 €/MWh im Januar und

²⁶ Location-Spread Handelsgeschäfte sind Handelsgeschäfte, die den Handel einer gleichen Kontraktanzahl zwischen zwei verschiedenen Marktgebieten zum Gegenstand haben und so die Ausnutzung vorhandener Arbitragemöglichkeiten zulassen.

²⁷ Der Variationskoeffizient setzt die empirische Standardabweichung als denjenigen Wert, um den die Werte im Mittel vom arithmetischen Mittel der Stichprobe in beide Richtungen abweichen, ins Verhältnis zum arithmetischen Mittelwert.

17,61 €/MWh im Dezember des Jahres. Die Tagesreferenzpreise für den Gashub NCG lagen 2015 zwischen 22,72 €/MWh im Februar und 15,78 €/MWh im Dezember.

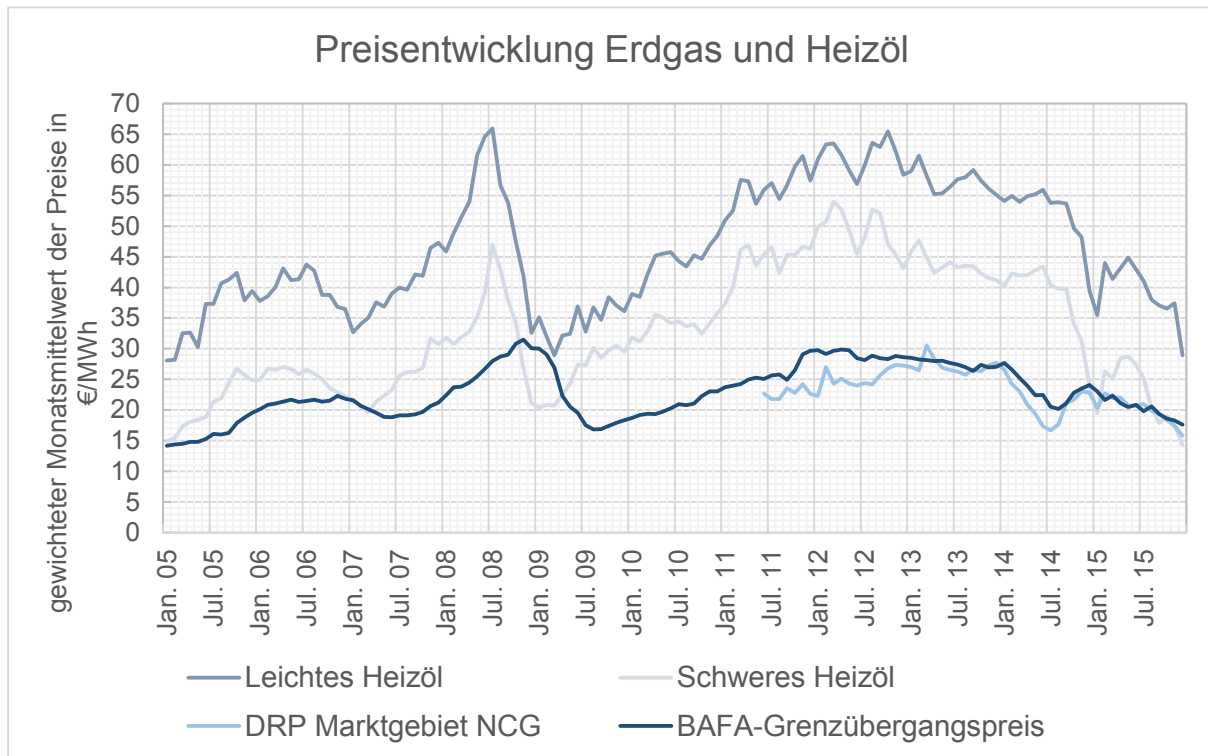


Abbildung 3-15: Entwicklung der Monatsmittelwerte von Erdgas- und Heizölpreisen

Darstellung: IZES; Datenquellen: BAFA 2016, S. 2ff.; Destatis 2016b, S. 36 und S. 41; EEX 2016

Der Verlauf der Tagesreferenzpreise im Zeitraum von 2012 bis 2015 für die Gashubs GPL, NCG und TTF in täglicher Auflösung ist Abbildung 3-16 zu entnehmen. Gegenüber den ölpreisgebundenen Gaspreisen liegt bei den dargestellten und täglich ermittelten Marktpreisen eine erhöhte Volatilität vor (Konstantin 2013, S. 74f.). Die Preise für GPL, NCG und TTF sind im Wesentlichen deckungsgleich. Im Februar 2012 sowie im März 2013 sind deutliche Preisausschläge zu verzeichnen. Der maximale Preis im Marktgebiet NCG lag bei 40,27 €/MWh am 7. Februar 2012, der minimale Preis bei 13,706 €/MWh am 24.12.2015. Die Jahre 2014 und 2015 sind durch ein relativ geringes Preisniveau charakterisiert.

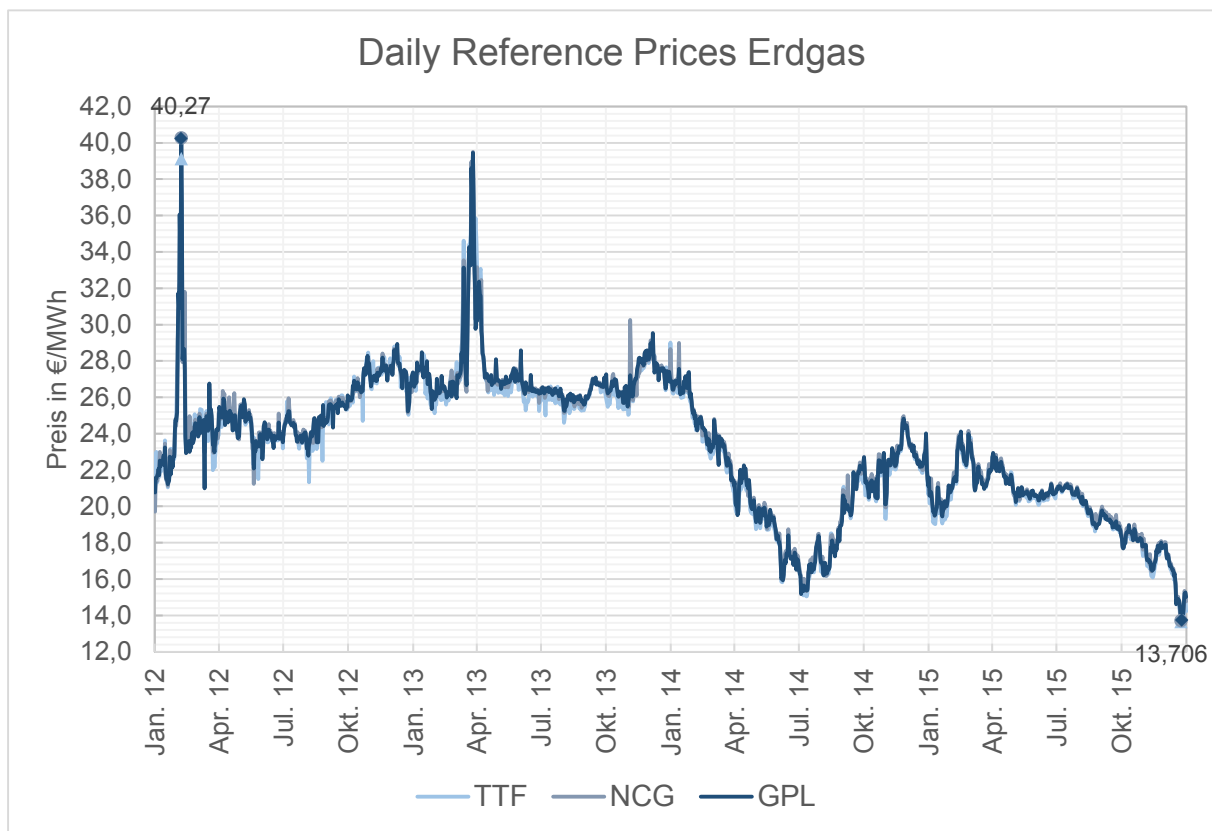


Abbildung 3-16: Tagesreferenzpreise der Gashubs GPL, NCG und TTF

Darstellung: IZES; Datenquellen: EEX 2016

3.6.3 Internationale Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten

In diesem Teilkapitel sollen die aktuellen Preise (Stand Mitte 2016) an den internationalen Handelsplätzen betrachtet werden. Hierbei wird zum einen ersichtlich, auf welchem Niveau die gegenwärtig niedrigsten Produktionskosten bzw. Vermarktungspreise liegen und zum anderen welche potentiell hochpreisigen Märkte eine für Deutschland konkurrierende Nachfrage darstellen. In Abbildung 3-17 sind die monatlich aggregierten Preisverläufe des US-amerikanischen Henry Hub, des deutschen Grenzübergangspreises, des asiatischen Spotmarktes, des britischen Hubs NBP sowie des für Japan relevanten Handelspreises abgetragen. Nachdem sich gerade die asiatischen Märkte ab dem Jahr 2011 preislich nach oben absetzten, ist zuletzt wieder eine Annäherung feststellbar. Im Medium Term Gas Market Report 2016 verweist die IEA auf eine internationale Konvergenz der Gasmärktepreise und beziffert den durch-

schnittlichen Spread der LNG-Spotmarktpreise zwischen Asien und den USA von Januar bis Mai 2016 auf \$ 2.5 per MBtu²⁸. Dies liegt der IEA gemäß deutlich unter dem Dreijahresdurchschnitt von 2011 bis 2014, der etwa \$ 11 per MBtu betrug (IEA 2016, S. 14).

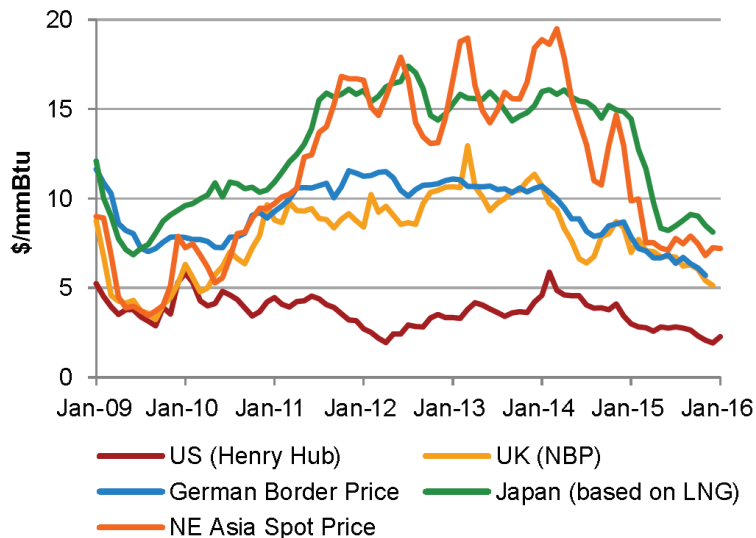


Abbildung 3-17: monatliche Durchschnittspreise nach Regionen (2009 bis Januar 2016)

Quelle: IGU 2016, S. 15

Die Februarpreise im Jahr 2016 lagen bei \$ 6.80 per MBtu in Japan und \$ 4 per MBtu für den Asian Spot LNG. Im April 2016 lag der durchschnittliche Preis am Henry Hub bei \$ 1.92 per MBtu (Februar 2016 bei \$ 1.99 per MBtu) (eia 2016; Reuters 2016).

Folgende Abbildung stellt die weltweiten monatsdurchschnittlichen „Landed“ Prices für LNG im April 2016 dar. Dies ist der Preis bei Ankunft am Terminal, basierend auf einer „net back calculation“. Der net-back-Preis ist eine Preisbewertung oder Preisformel, die auf einem effektiven Preis für den Produzenten oder Verkäufer an einem definierten Ort beruht. Der net-back-Preis für LNG wird bestimmt durch den jeweiligen Gasmarktpreis abzüglich der Kosten für Pipelinetransport, Regasifizierung, Schiffstransport und Verflüssigung. Weitere Hintergrundinformationen zu LNG und den jeweiligen Märkten sind in Kapitel 5.1.1 dieser Studie zu finden.

²⁸ Die Energieeinheit BTU steht für British Thermal Unit. 1 BTU entsprechen 0,000293071 kWh bzw. 1,05506 kJ.



Source: *Waterborne Energy, Inc.* Data in \$US/MMBtu. Landed prices are based on a netback calculation. Note: Includes information and Data supplied by IHS Global Inc. and its affiliates ("IHS")

Abbildung 3-18: LNG Preise weltweit bei Ankunft im Zielland (Landed Prices) für den April 2016

Quelle: *Federal Energy Regulatory Commission 2016*

3.6.4 Endkundenpreise

In Bezug auf Endkundenpreise für Erdgas ist zunächst zwischen unterschiedlichen Letztverbrauchergruppen zu differenzieren. Abbildung 3-19 enthält die Entwicklung der durchschnittlichen Endkundenpreise für Haushaltskunden sowie einen beispielhaften Gewerbe- bzw. Industriekunden. Abgebildet sind jeweils Stichtagswerte zum 1. April eines Jahres, die dem Monitoringbericht 2015 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt entnommen wurden (BNetzA und BKartA 2015). Bei Haushaltskunden wurde das Preisniveau für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh erhoben (BNetzA und BKartA 2015, S. 320). Bei dem Gewerbekunden wurde ein Verbrauch von 116 MWh/a unterstellt, für den Industriebetrieb wurden 116 GWh jährlicher Erdgasverbrauch angenommen (BNetzA und BKartA 2015, S. 315ff.). Haushalte in der Grundversorgung zahlen im Durchschnitt etwas höhere Preise als Kunden in wettbewerblichen Sondertarifen des Grundversorgers bzw. bei alternativen Gasversorgern. Zum 1. April 2015 lagen die durchschnittlichen Preise für Haushaltskunden zwischen 61,2 €/MWh bei Verträgen, die nicht mit dem regionalen Grundversorger geschlossen wurden, und 71,1 €/MWh für Haushaltskunden in der Grundversorgung und somit jeweils leicht unter dem Vorjahresniveau. In der Zehnjahresbetrachtung ist – mit Ausnahme von Kunden, die nicht vom regionalen Grundversorger beliefert werden – ein

Anstieg der Haushaltskundenpreise festzustellen, wobei von 2009 auf 2010 für alle Vertragstypen ein deutlicher Preisrückgang vorlag. Laut Bundesnetzagentur sind mittlerweile in ca. drei Viertel der Netzgebiete mehr als 50 Gasversorger aktiv (BNetzA und BKartA 2015, S. 300) und es zeichnet sich eine zunehmende Wechselbereitschaft weg vom regionalen Grundversorger ab (BNetzA und BKartA 2015, S. 308f.).

Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Haushaltskundenpreisen ist in den Preisen für gewerbliche bzw. industrielle Verbraucher keine Umsatzsteuer enthalten (BNetzA und BKartA 2015, S. 318ff.). Der durchschnittliche Preis für den betrachteten Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh lag zum 1. April 2015 bei 50,9 €/MWh, was gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang des Preisniveaus darstellt. Das Preisniveau des betrachteten Zeitraums von 2008 bis 2015 bewegt sich auf einem ähnlichen Niveau, wobei nach einem kurzen Peak 2009 mit 53,3 €/MWh im Jahr 2009 ein Rückgang auf 47,1 €/MWh im Jahr 2010 mit anschließender Stabilisierung des Preisniveaus zu beobachten war. Für den exemplarisch betrachteten Industriekunden, der jährlich 116 GWh Erdgas bezieht, waren in den Jahren 2014 und 2015 zuletzt deutlich rückläufige Preise festzustellen. Am 1. April 2015 lag der durchschnittliche Endkundenpreis bei 34,6 €/MWh. In der Gesamtbetrachtung liegt somit seit 2008 ein Preisrückgang vor, wobei im Jahr 2009 mit 41,8 €/MWh eine Preisspitze auftrat.

Bei allen Kundenkategorien liegt eine vergleichsweise geringe Varianz der Preise vor. Die empirische Standardabweichung liegt zwischen 2,087 €/MWh bei industriellen Kunden und 3,289 €/MWh bei Haushaltskunden in der Grundversorgung. Für den Variationskoeffizienten ergeben sich Werte zwischen 4,14 % bei Haushaltskunden, die nicht vom Grundversorger beliefert werden, und 5,52 % für den Industriekunden.

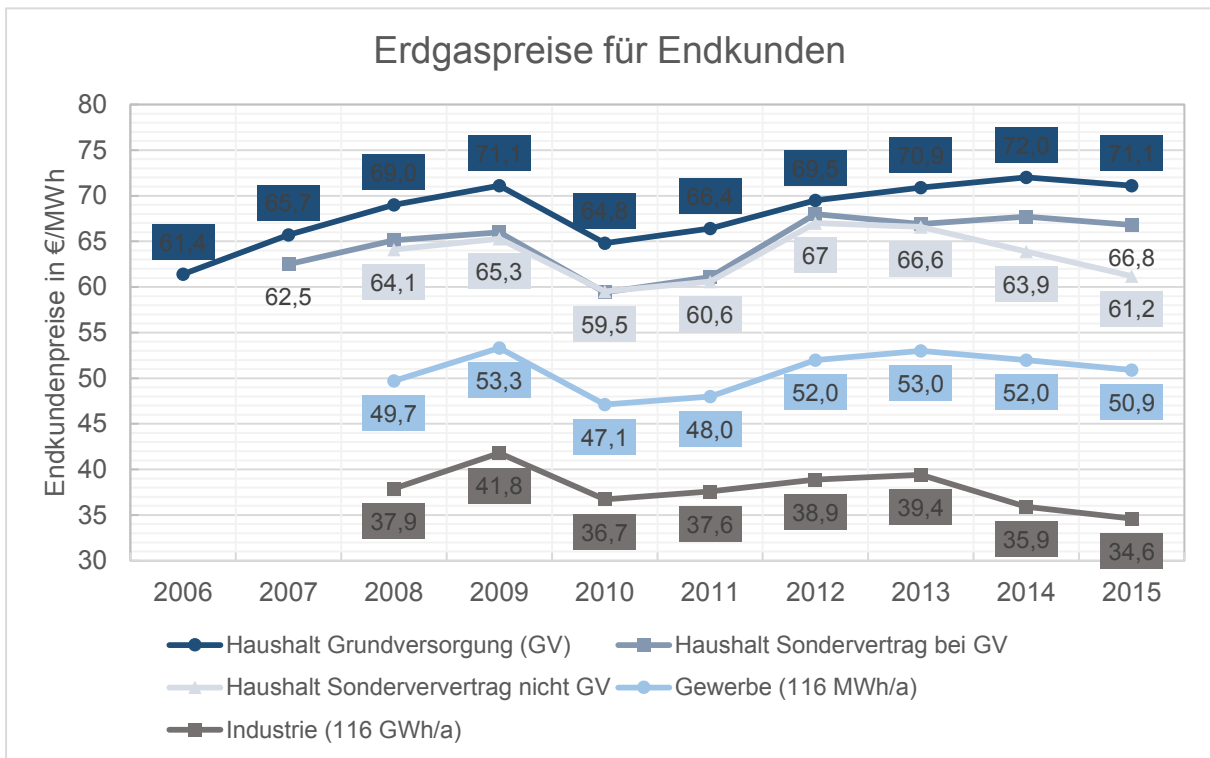


Abbildung 3-19: Entwicklung wesentlicher Endkundenpreise für Erdgas
Darstellung: IZES; Datenquelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 318ff.

Für einen Haushaltskunden, der mit dem regionalen Grundversorger einen Sondervertrag geschlossen hat, ergibt sich für den Preis zum 1. April 2015 folgende Aufschlüsselung:

Tabelle 3-9: Aufschlüsselung der Preisbestandteile für einen Haushaltskunden mit Sondervertrag beim Grundversorger zum 1. April 2015

Quelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 321

Bestandteil	Anteil am Gesamtpreis
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten, Marge	53,3 %
Nettonetzentgelt	19,8 %
Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb	2,0 %
Konzessionsabgabe	0,9 %
Steuern (Gas- und Umsatzsteuern)	24,1 %

Der Anteil der Netzentgelte am Endkundenpreis liegt seit einigen Jahren annähernd konstant bei etwa 20 % (BNetzA und BKartA 2015, S. 277).

3.7 Marktkonzentration auf wesentlichen Märkten für Erdgas

In Ergänzung zu den vorstehenden Ausführungen zu der Preisentwicklung auf wesentlichen Erdgasgroßhandels- bzw. Einzelhandelsmärkten, zum Status quo der Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland sowie zu Entwicklung von inländischer Förderung, Exporten und Importen, wurde untersucht, welche Marktkonzentrationen auf den jeweiligen Märkten vorliegen. Im Einzelnen wurde betrachtet, wie stark Endkundenmärkte, der Markt für den Betrieb von Untertage-Gasspeichern bzw. die Märkte für inländische Gasförderung, Import und Export konzentriert sind. Die Ausführungen beruhen im Grundsatz auf den von der Bundesnetzagentur bzw. dem Bundeskartellamt ermittelten und in den jährlich erscheinenden Monitoringberichten (BNetzA 2012a; BNetzA und BKartA 2013, 2014, 2015) angegebenen Daten. Zur Bestimmung der Marktkonzentrationen findet in den Monitoringberichten jeweils die Dominanzmethode²⁹ Anwendung. Im Folgenden sind lediglich die zentralen Ergebnisse zusammengefasst. Detailliertere Ausführungen sind dem Anhang zu entnehmen:

- Erdgasendkundenmärkte: Bei Erdgasendkundenmärkten liegt eine moderate Marktkonzentration vor. Im Jahr 2014 lag die Konzentrationsrate CR3, die den kumulierten Marktanteil der drei größten Unternehmen angibt, bei 33 % für Großkunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und 22 % für Kunden, die über ein Standardlastprofil (SLP) beliefert werden.
- Betrieb von Untertage-Erdgasspeicherung: Der Markt für Untertage-Erdgasspeicherung ist stark konzentriert. Im Jahr 2014 lag eine Marktkonzentration CR3 in Höhe von 75 % vor.
- Erdgasförderung, -import und -export: Die Märkte für Förderung, -import und -export sind ebenfalls stark konzentriert. 2014 lagen Konzentrationsraten CR3 von rund 67 % bei der Förderung, 60 % beim Import und 69 % beim Export vor.

Gegenstand des auf diesen statistischen Überblick über zentrale Aspekte der Erdgaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland folgenden Kapitels ist eine Beschreibung von Szenarien einschlägiger Studien zur Prognose des Erdgaseinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland inklusive der wesentlichen Ergebnisse selbiger.

²⁹ Die Dominanzmethode stellt – im Gegensatz zum im deutschen Kartellrecht angewandten Konzept der „beherrschenden Unternehmen“ – ausschließlich auf Unternehmensanteile ab. Es erfolgt eine vollständige Zurechnung der Marktanteile eines beherrschten Unternehmens auf dasjenige beherrschende Unternehmen, das mehr als 50 % der Anteile an dem beherrschten Unternehmen hält. Halten zwei Unternehmen jeweils 50 % der Anteile erfolgt eine hälftige Zurechnung der Marktanteile (vgl. hierzu die methodische Beschreibung in BNetzA und BKartA 2015, S. 34).

4 Detaillierte Bestandsaufnahme des Erdgaseinsatzes in Deutschland

Aufbauend auf dem im vorigen Kapitel dargestellten Rückblick auf den Erdgaseinsatz in der Bundesrepublik Deutschland in den letzten zehn Jahren sollen in diesem Kapitel Prognosen zum künftigen Einsatz von Erdgas sowie zur Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas aus einschlägigen Studien betrachtet werden. An eine Kurzzusammenfassung der zentralen Inhalte der betrachteten Studien mit einem Fokus auf Aussagen zur zukünftigen Erdgasversorgung (Kapitel 4.1) schließt sich eine Darstellung der wesentlichen Kennwerte der darin enthaltenen Szenarien in Bezug auf Erdgaseinsatz und -preisentwicklung an (Kapitel 4.2). Einige Kennwerte ausgewählter Szenarien werden im folgenden Teilkapitel 4.3 vergleichend gegenübergestellt. Ergänzend werden anhand des World Energy Outlooks der International Energy Agency (IEA) sowie des Ten Year Network Development Plans der europäischen Gasnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Gas – ENTSOG) Aussagen zur Entwicklung des internationalen Erdgaseinsatzes mit Schwerpunkt auf europäischen Staaten getroffen (Kapitel 4.4 sowie 4.5).

4.1 Kurzbeschreibung der betrachteten Studien

4.1.1 Entwicklung der Energiemärkte (2014)

Die Studie „Entwicklung der Energiemärkte“ entstand als Reaktion auf die veränderten energie- und klimaschutzpolitischen Vorgaben in Deutschland. Zu nennen sind in diesem Kontext insbesondere das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 (Bundesregierung 2010) und das darauffolgende Gesetzespaket zur Energiewende 2011. Sie stellt eine Aktualisierung der Energiereferenzprognose aus dem Jahr 2009 dar. Verfasst wurde die im Juni 2014 veröffentlichte Studie von der Prognos AG, dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Dem Titel der Studie gemäß werden in dieser Prognosen zur künftigen Entwicklung der Energiemärkte entwickelt: Anhand zweier verschiedener Szenarien – der Energiereferenzprognose und dem Zielszenario – werden mögliche Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030 aufgezeigt. Daneben wird eine Fortschreibung der Energiereferenzprognose bis zum Jahr 2050 in Form eines Trendszenarios vorgenommen (Prognos et al. 2014, Vorwort der Studie).

Aufbauend auf einem historischen Rückblick auf die globale und nationale Entwicklung von Primärenergieverbrauch, Wirtschaftsleistung und Treibhausgasemissionen wird eine Prognose der aus Sicht der Gutachter wahrscheinlichen Entwicklung der Ener-

giemärkte bis zum Jahr 2030 erarbeitet (Energierferenzprognose). Diese umfasst neben aggregierten Angaben zu Primär- und Endenergieverbräuchen sowie Treibhausgasemissionen und Preisen auch eine Aufschlüsselung zentraler Entwicklungen in den energiewirtschaftlichen Teilsektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie eine Aufteilung auf Endverbrauchssektoren. Ergänzt wird die Betrachtung um ein Trendszenario sowie ein Zielszenario, welches zusätzliche Maßnahmen zur Treibhausgasminderung sowie zur Erreichung der Mehrzahl der im Energiekonzept der Bundesregierung verankerten Zielsetzungen umfasst (Prognos et al. 2014, S. 7). Die Analysen stützen sich auf ein breites Spektrum von Annahmen zu sozioökonomischer Entwicklung, Preisen sowie Abschätzungen zum Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten der Wirtschaftssubjekte in der Bundesrepublik Deutschland und sind wiederum in ein übergeordnetes Annahmegerüst zur europäischen bzw. internationalen Entwicklung eingeordnet (vgl. hierzu Prognos et al. 2014, S. 5f.). Ergänzend werden insgesamt fünf Sensitivitäten zu den Preisen fossiler Energieträger, den Kosten erneuerbarer Energieträger sowie den Preisen für CO₂-Zertifikate betrachtet, wobei lediglich für die CO₂-Preisentwicklung nennenswerte Effekte identifiziert werden (Prognos et al. 2014, S. 35). In allen Szenarien werden Preisanstiege für die konventionellen Energieträger Rohöl, Erdgas und Kesselkohle sowie ab 2020 deutlich steigende CO₂-Zertifikatspreise prognostiziert, welche 2030 mit 40 €₂₀₁₁/t CO₂ angenommen werden (Prognos et al. 2014, S. 13ff.).

In Bezug auf die Erdgaspreisentwicklung wird bis 2020 ein relativ starker Anstieg des Marktpreises von 23,04 €₂₀₁₁/MWh im Jahr 2011 auf 29,88 €₂₀₁₁/MWh angenommen. Bis 2050 wird lediglich ein moderater weiterer Anstieg auf 33,12 €₂₀₁₁/MWh unterstellt (Prognos et al. 2014, S. 13; eigene Umrechnung). Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch bleibt im Betrachtungszeitraum annähernd konstant bei knapp über 20 %, wobei nach 2030 eine leichte Steigerung auf 24 % im Jahr 2050 zu verzeichnen ist (Prognos et al. 2014, S. 79). Dahingegen ist der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch kontinuierlich rückläufig (Prognos et al. 2014, S. 94). In der Referenzprognose wird eine Reduktion der Stromerzeugung aus Erdgas bis 2020 wegen preisinduzierter Verdrängung von Erdgas-Kraftwerken angenommen. Nach 2020 erfolgt eine Zunahme der Erdgasverstromung sowie eine Verdrängung von Kohlekraftwerken wegen ansteigender CO₂-Preise (Prognos et al. 2014, S. 213).

4.1.2 Gas Netzentwicklungsplan

Der „Netzentwicklungsplan Gas 2015“ (NEP Gas 2015) der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) stellt die Ergebnisse der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung sowie der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs in Deutschland dar. Seit dem Inkrafttreten des Gesetzespaketes zur Energiewende 2011, schreibt § 15a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Erstellung und Veröffentlichung eines jährlich ak-

tualisierten nationalen Netzentwicklungsplans vor. Der aktuelle NEP Gas 2015 erschien im Dezember 2015 und schildert mittels drei unterschiedlicher Szenarien – hoher Gasbedarf, mittlerer Gasbedarf, niedriger Gasbedarf – potentielle Entwicklungen der Gasversorgung und insbesondere der Gasfernleitungsnetzinfrastruktur bis 2025.

Während die vorgeschlagenen Maßnahmen des NEP Gas 2014 durch die Resultate des NEP Gas 2015 bestätigt werden konnten, werden ergänzend insbesondere zwei zentrale Herausforderungen hervorgehoben (FNB 2015, S. 9f.):

- Erstens soll die landesweite Umstellung von L-Gas auf H-Gas zielstrebig vorangetrieben werden. Dazu sind insbesondere auch intensive Abstimmungen mit den nachgelagerten Netzbetreibern erforderlich.
- Zweitens ist der Bau zusätzlicher Infrastruktur für H-Gas notwendig, was infolge komplexer Planungs- und Genehmigungsschritte eine Herausforderung darstellt. Die den Fernleitungsnetzbetreibern entstehenden Ausbaurkosten bewirken letztlich einen Anstieg der Netzentgelte.

In Hinblick auf die Überwachung sowie Gewährleistung der Versorgungssicherheit wollen die FNB dem zukünftig erhöhtem Bedarf an H-Gas begegnen, indem sie im aktuellen Netzentwicklungsplan die H-Gas-Bilanz für Deutschland jahresscharf aufstellen und bis zum Jahr 2030 ausweiten (FNB 2015, S. 9).

Gegenüber der Vorgängerfassung des NEP Gas 2014 sind im NEP Gas 2015 37 neue Ausbaumaßnahmen erforderlich, von denen mit 27 der überwiegende Teil auf die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas entfällt. Die 84 genehmigten Maßnahmen des NEP Gas 2015 sind nach Berechnungen der Bundesnetzagentur mit einem Leitungsausbau von 810 km und einem Verdichterbau von 393 MW sowie einem Investitionsvolumen von 3,3 Mrd. € in den nächsten 10 Jahren verbunden (BNetzA und BKartA 2015, S. 244). Die schrittweise Umstellung der L-Gas-Bereiche soll bis zum Jahr 2030 abgeschlossen sein (BNetzA und BKartA 2015, S. 262).

4.1.3 Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung (2015)

Die Studie mit dem Titel „Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen“ erschien im August 2015 und wurde vom Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) sowie von Prof. Dr. Stefan Klinski von der Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL) verfasst. Den zentralen Ausgangspunkt der Analyse stellen die Zielsetzungen der deutschen Bundesregierung dar, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2040 um 70 % im Vergleich zu 1990 senken (Bundesregierung 2010, S. 4). Die Autoren identifizieren bis 2020 eine Deckungslücke von ca. 12 bis 28 Mt CO₂-Äquivalente (IZES 2015, S. 20) und untersuchen, welcher Beitrag zur Zielerreichung seitens des Stromsektors von einer Reduktion der Kohleverstromung

ausgehen kann und welche systemischen Rückwirkungen hierbei zu beachten sind. Aufbauend auf einem Referenzszenario werden in drei weiteren Szenarien – „BMW plus“, „Erreichung der politischen Zielsetzungen“ und „Kohleausstieg“ – die möglichen Entwicklungen bis 2030 erläutert.

Der Betrachtung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen durch das IZES zeitlich vorangestellt war ein Gutachten der verfassungs- und europarechtlichen Möglichkeiten und Gegebenheiten in Bezug auf einen Ausstieg aus der Kohleverstromung, welches von Prof. Dr. Stefan Klinski erstellt wurde. Die vorgenommene Systematisierung des theoretisch zur Verfügung stehenden Instrumentenspektrums unterscheidet zwischen Instrumenten einer direkten Steuerung (wie die Vorgabe von Abschaltzeiten oder Restlaufzeiten) und indirekten Steuerungsinstrumenten (z.B. CO₂-Steuern) (Klinski 2015, S. 12ff.). Generell werden relativ große rechtliche Spielräume zur Gestaltung des Kohleausstiegs festgestellt und diejenigen direkt wirkenden Instrumente präferiert, welche den Transformationsprozess explizit befördern (Klinski 2015, S. 104).

In der energiewirtschaftlichen Analyse untersuchte das IZES die Auswirkungen der Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten durch Vorgabe blockspezifischer Abschaltzeiten auf die Versorgungssicherheit, die Systemdifferenzkosten im Stromsektor, die Strompreise sowie auf die Höhe der Treibhausgasemissionen. Zur Erreichung der jeweils angestrebten Treibhausgasreduktion in den Szenarien wird eine Außerbetriebnahme von Kohlekraftwerksblöcken nach absteigenden spezifischen CO₂-Emissionen angenommen, wobei das Kriterium der (betriebswirtschaftlichen) Flexibilität implizit durch Zuschläge in den spezifischen CO₂-Emissionen abgebildet wurde. Mit dieser Vorgehensweise wird eine Rangfolge der Abschaltung von Braun- bzw. Steinkohlekapazitäten ermittelt (IZES 2015, S. 23f.). Zur Kompensation wegfallender Kohle-KWK-Erzeugungsleistung wurde der Neubau von GuD-Kraftwerken zur effizienten Bereitstellung von Wärme simuliert (IZES 2015, S. 24f.). Die Auswirkungen wurden anhand eines Strommarktmodells modelliert (IZES 2015, S. 70).

Die Preisentwicklung für Erdgas wurde analog zu derjenigen der anderen Brennstoffe dem NEP Strom 2015 entnommen (IZES 2015, S. 77f.), wobei einschränkend auf möglicherweise ansteigende Preise infolge erhöhter Nachfrage verwiesen wird (IZES 2015, S. 113). Die installierte Erzeugungskapazität von Erdgaskraftwerken sowie die Stromerzeugungsmengen variieren je nach Szenario und sind in Kapitel 4.2.3 dargestellt. Durch die Annahme einer Substitution wegfallender Kohlekraftwerksblöcke durch Gas-(GuD-)Kraftwerke resultiert eine Erhöhung des Erdgaseinsatzes in der Stromerzeugung (s. hierzu auch Kapitel 6.5).

4.1.4 Langfristszenarien und Strategien (2012)

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) hat im März 2012 gemeinsam mit Fraunhofer IWES und dem Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ für das Bundesumweltministerium vorgelegt, die auch als „Leitstudie 2011“ bezeichnet wird. Die Publikation erschien vor dem Hintergrund des Energiekonzepts der deutschen Bundesregierung von 2010 und dem darauf folgenden Gesetzespaket zur Energiewende im Jahr 2011. Mithilfe von drei zielorientierten „Hauptszenarien“ – A, B und C – werden unterschiedliche, jeweils konsistente Entwicklungen aufgezeigt, wie die gesetzten Ziele in Deutschland – allen voran das Langfristziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 – erreicht werden können (DLR et al. 2012, S. 1f.). Neben den drei Hauptszenarien wurden zwei weitere Szenarien entwickelt (s. hierzu Kapitel 4.2.4).

Im Szenario 2011 A stellt sich bis 2050 ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs um ca. die Hälfte des Ausgangswertes von 2010 ein (DLR et al. 2012, S. 7f.). Ferner wird eine deutliche Steigerung des Einsatzes erneuerbarer Energien (EE), insbesondere im Bereich der Stromerzeugung, angenommen. Im Jahr 2050 werden nach Einschätzung der Autoren 85 % des Bruttostromverbrauchs aus EE bereitgestellt, wobei Wind- und Solarenergie wesentliche Teile abdecken (DLR et al. 2012, S. 11f.). Für den Zeitraum ab 2020 gehen die Autoren von einem wachsenden Import an EE-Strom aus dem europäischen Verbund sowie von einem Bedeutungszuwachs für Speicher- und Ausgleichsoptionen aus (DLR et al. 2012, S. 11), wobei der Einsatz von Power-to-Gas zur langfristigen Speicherung erst nach 2030 von Relevanz ist (DLR et al. 2012, S. 25). Für das Jahr 2050 wird mit deutlich über 100 TWh zusätzlichem Stromeinsatz im Verkehrssektor gerechnet für Elektromobilität sowie Wasserstoffherzeugung (DLR et al. 2012, S. 14f.).

Der Endenergieeinsatz im Verkehrssektor im Jahr 2050 ist durch abweichende Mobilitätskonzepte im Szenario 2011 C um rund 130 PJ niedriger und im Szenario 2011 B um ca. 45 PJ höher als im Szenario 2011 A. Beim Bruttostromverbrauch zeigt sich ein analoges Bild: In Szenario 2011 A werden 50 TWh weniger und im Szenario 2011 C etwa 40 TWh mehr Strom verbraucht (DLR et al. 2012, S. 15f.). Szenario 2011 C erreicht im Vergleich mit den anderen beiden Hauptszenarien die größte Minderung des Primärenergieeinsatzes sowie der Treibhausgasemissionen.

Aus den Szenarienannahmen und -ergebnissen werden politische Handlungsempfehlungen abgeleitet, welche Effizienzsteigerungen im Strom- und Wärmesektor sowie den Transformationsprozess der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr betreffen. Ins-

besondere im Bereich der Energieeffizienz werden verstärkte Anstrengungen als notwendig erachtet (DLR et al. 2012, S. 36ff.). Der überwiegende Teil der Treibhausgasreduktion im Wärme- und Verkehrssektor wird annahmegemäß über Energieeffizienz herbeigeführt, wohingegen im Strombereich der Ausbau der EE die größten Auswirkungen aufweist (DLR et al. 2012, S. 35).

Es wird davon ausgegangen, dass wegen geringerer spezifischer Treibhausgasemissionen verstärkt Erdgas zur Stromerzeugung zum Einsatz kommt und kohlebefeuerte Kraftwerke verdrängt. Infolge eines massiven Rückgangs des Erdgaseinsatzes im Raumwärmebereich³⁰ (DLR et al. 2012, S. 13), werden eine konstante Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2025 sowie eine anschließende Halbierung auf etwa die Hälfte des Ausgangsniveaus bis 2050 unterstellt (DLR et al. 2012, S. 8).

4.1.5 Ten Year Network Development Plan 2013-2022

Der Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas – ENTSOG) erarbeitet im zweijährigen Rhythmus den „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP), der die Entwicklung der europäischen Erdgasfernleitungsnetze für die nächsten zehn Jahre prognostiziert. Zum Zeitpunkt der Beauftragung dieser Studie war die letzte konsolidierte Fassung im Ten Year Network Development Plan 2013-2022 aus dem Jahr 2013 gegeben. Die Erarbeitung dieses dritten TYNDP erstreckte sich über einen Zeitraum von insgesamt zwei Jahren und wurde von einem umfangreichen Konsultationsprozess begleitet (ENTSOG 2013b, S. 8).

Zur Abbildung des Gasaufkommens und des Gasbedarfs wurde eine Reihe von unterschiedlichen Versorgungssituationen im ENTSOG-Gebiet betrachtet. Unterstellt wurden eine jährliche Steigerung des Gasbedarfs um 1 % sowie eine Bedarfssteigerung im Elektrizitätssektor um insgesamt 33 % bis 2022 (ENTSOG 2013b, S. 48). Die ENTSOG legten ihren Analysen vier Nachfragesituationen zu Grunde: eine jährliche Durchschnittssituation, das (zeitungeleiche) Auftreten auslegungsrelevanter nationaler Spitzenlasten, der höchste gemeinschaftliche Tagesbedarf wegen extrem niedriger Temperaturen sowie der 14-tägig höchste Gesamt-Gasbedarf (ENTSOG 2013b, S. 31ff.).

Die Analysen zur Widerstandsfähigkeit des Systems, im Zuge derer definierte Fälle für die Unterbrechung der Belieferung in einzelnen Gebieten simuliert wurden (ENTSOG

³⁰ Dieser Rückgang ist bedingt durch eine Halbierung des Endenergieeinsatzes für Raumwärme sowie eine Substitution durch erneuerbare Energieträger zur Wärmebereitstellung (DLR et al. 2012, S. 13).

2013b, S. 36), zeigten für einzelne Zonen unzureichende Möglichkeiten, die Gasnachfrage zu decken. Diese traten unter der Prämisse auf, dass sowohl die Projekte, bei denen bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde,³¹ als auch diejenigen Planungen ohne finale Investitionsentscheidung nicht umgesetzt werden. Betroffen waren nachfolgende Staaten (ENTSOG 2013b, S. 9):

- Im Referenzfall: Bosnien-Herzegowina, Dänemark, Schweden, Finnland und Luxemburg.
- Bei Unterbrechung der Belieferung aus Weißrussland: Litauen und Polen.
- Bei Unterbrechung der Belieferung aus der Ukraine: Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Mazedonien, Griechenland, Ungarn, Rumänien, Serbien und Slowenien. Für diesen Fall ergaben sich die größten nicht erfüllten Nachfragemengen (ENTSOG 2013b, S. 81).

Ferner wurde untersucht, welche Abhängigkeiten bei der Gasbelieferung vorhanden sind. Im Ergebnis wurde für einige Zonen eine deutliche Abhängigkeit von russischen Lieferungen identifiziert, wobei zehn Zonen eine Abhängigkeit von 60 % oder mehr aufwiesen. Insbesondere in Osteuropa ist eine starke Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen vorzufinden (ENTSOG 2013b, S. 95ff.). Bei Realisierung von Projekten, für die zum Zeitpunkt der Erstellung des TYNDP noch keine finale Investitionsentscheidung vorlag, ließe sich diese Abhängigkeit deutlich reduzieren, sodass lediglich für drei Zonen eine Abhängigkeit von über 20 % gegeben wäre. Bei der Überprüfung der Anpassungsfähigkeit der Gasnetzinfrastruktur zeigte sich laut ENTSOG die Fähigkeit des Gasversorgungssystems, eine Reihe unterschiedlicher Zusammensetzungen der Erdgasbelieferung abzudecken. Zudem wurde beurteilt, wie es um die Fähigkeit einzelner Zonen bestellt ist, Bezugsquellen zu diversifizieren (ENTSOG 2013b, S. 9).

Der gesamte Investitionsaufwand für bis 2022 umzusetzende Infrastrukturmaßnahmen wird auf 72,8 Mrd. € in 281 Projekten beziffert, wovon mit 60,51 Mrd. € der überwiegende Teil auf Pipeline-Projekte entfällt, gefolgt vom Neubau von LNG-Terminals mit 8,7 Mrd. € (ENTSOG 2013b, S. 25).

Im Annex C des TYNDP 2013-2022 sind die zentralen Annahmen und Ergebnisse zu Erdgasangebot und -nachfrage in jährlicher Auflösung für den Zeitraum von 2013 bis einschließlich 2022 dargestellt. Betrachtet werden aufkommensseitig Importe aus den Staaten Norwegen, Russland, Algerien, Libyen und Aserbaidschan sowie LNG-Einfuhren (ENTSOG 2013a, Tabelle Imports - Potential scenarios). Für die Erdgasnachfrage finden sich Angaben, die auf Ebene der europäischen Staaten vorliegen (ENTSOG 2013a, Tabelle Demand_Summary by country).

³¹ Es handelt sich um sogenannte „FID-Projects“ (Final Investment Decision – FID).

4.1.6 World Energy Outlook (2015)

Der „World Energy Outlook“ (WEO) ist eine jährlich erscheinende Publikation der International Energy Agency (IEA), welche anhand von Szenarien ein umfängliches Bild zu den Entwicklungen in der weltweiten Energieversorgung zeichnet. Die Fassung aus dem Jahr 2015 enthält in Analogie zu der Vorgängerversion drei Szenarien – das „Current policies scenario“, das „New policies scenario“ und das „450 scenario“ – welche die Entwicklung der weltweiten Energieversorgung bis zum Jahr 2040 umfassen. Ergänzend wurden in einem vierten Szenario die Auswirkungen eines niedrigeren Ölpreises über den Betrachtungszeitraum abgeschätzt (s. auch Kapitel 4.2.6). Neben einer Beschreibung globaler Trends umfasst der WEO 2015 eine umfangreiche Analyse zur Energiesituation Indiens (IEA 2015b, S. 427ff.). In weiten Teilen der Analysen fassen die Ausführungen aggregierte Entwicklungen weltweit bzw. nach Staatengruppen oder Kontinenten zusammen. Die folgenden teilweise überschneidenden Betrachtungsräume wurden für die Szenariendefinition abgegrenzt (IEA 2015b, S. 581 sowie 680ff.):

- OECD-Mitglieder: Amerika, Europa, Asien / Ozeanien,
- Nicht-OECD-Mitglieder: Osteuropa und Eurasien, Asien, Mittlerer Osten, Afrika, Lateinamerika,
- Weitere Differenzierung: USA, Europäische Union, Japan, China, Indien, Südafrika, Brasilien.

Erklärtes Ziel war es, auf Basis der szenariobasierten Modellierung politische Handlungsempfehlungen – insbesondere im Hinblick auf die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung (November 2015) noch ausstehende Weltklimakonferenz COP21 in Paris – abzuleiten (IEA 2015b, S. 3f.) und mögliche zukünftige Entwicklungspfade aufzuzeigen. Im Folgenden sind einige der zentralen Ergebnisse des WEO 2015 zusammengefasst:

Die IEA prognostiziert im WEO 2015 einen Anstieg der Energienachfrage um ca. ein Drittel des Ausgangsniveaus bis 2040. Der Anstieg wird im Wesentlichen von China, Indien, Afrika, dem Mittleren Osten und Südostasien getrieben, wohingegen für die OECD-Staaten insgesamt eine Verbrauchsreduktion prognostiziert wird. Es wird von einem Zuwachs nicht-fossiler, erneuerbarer Energieträger ausgegangen, deren Anteil am globalen Energiemix laut IEA bis 2040 von einem Ausgangsniveau von 19 % auf 25 % steigt (IEA 2015b, S. 21). Eine wesentliche Veränderung gegenüber der Vorgängerversion stellt die Annahme eines weniger energie-intensiven Wachstumsmodells in China dar. Die Energienachfrage Chinas erreicht 2040 das Doppelte derjenigen der USA, wobei Effizienzbestrebungen, erneuerbare Energien und Emissionshandelsaktivitäten ein Maximum der chinesischen Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 zur

Folge haben (IEA 2015b, S. 21f.). Indien ist gemäß IEA derjenige Staat, der unter anderem durch zunehmende Elektrifizierung am stärksten zum Anstieg der Energienachfrage beiträgt (IEA 2015b, S. 22f.).

Für Erdöl wird ein Verbrauchsanstieg bis zum Jahr 2040 angenommen, wobei für die USA, die EU und Japan insgesamt ein Verbrauchsrückgang bis 2040 prognostiziert wird (IEA 2015b, S. 23). Der prognostizierte Anstieg des Kohleverbrauchs um 10 % bis 2040 wird fast ausschließlich durch Indien und Südostasien getrieben. Im Gegensatz dazu wird für die OECD und insbesondere die EU ein deutlicher Rückgang des Kohleeinsatzes unterstellt, sodass 80 % des Kohleverbrauchs 2040 auf Asien entfallen (IEA 2015b, S. 25). Für den Stromsektor wird eine fortschreitende Dekarbonisierung, befördert durch die sinkenden Kosten von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber steigenden Kosten der fossilen Technologien Kohle und Gas, angenommen. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung in der EU wird für das Jahr 2040 auf rund 50 % geschätzt (IEA 2015b, S. 25ff.). Weltweit wird von einem Zuwachs an Energieeffizienzbestrebungen ausgegangen (IEA 2015b, S. 26).

Die IEA sieht verschärfte Anstrengungen beim Klimaschutz als erforderlich an, um das Ziel einer Klimaerwärmung zu erreichen, die 2°C im Laufe des Jahrhunderts nicht überschreitet. Dafür sieht sie unter anderem stärkere Effizienzanstrengungen im Industrie-, Gebäude- und Transportsektor, einen Übergang zu weniger treibhausgasintensiven Technologien zur Stromerzeugung sowie zunehmende Investitionen in erneuerbare Energien und geringere Emissionen in der Öl- und Gasproduktion als erforderlich an (IEA 2015b, S. 27f.).

Die Einschätzungen der IEA zur zukünftigen Erdgasversorgung lassen sich wie folgt zusammenfassen (IEA 2015b, S. 24f.): Erdgas erfährt den stärksten Verbrauchszuwachs bei den konventionellen Energieträgern, wobei laut IEA China und der Mittlere Osten die Hauptnachfrager darstellen und in der EU das Verbrauchsmaximum aus dem Jahr 2010 nicht mehr erreicht wird. Kurzfristig wird infolge niedriger Preise von starken Handelsaktivitäten ausgegangen. Längerfristig sei von Substitution durch erneuerbare Energieträger sowie Kohle und vermehrten Effizienzmaßnahmen beispielsweise bei der Gebäudebeheizung auszugehen. 20 % des Nachfrageanstiegs sind laut IEA mit einem Gastransport über längere Distanzen mittels Pipelines oder als LNG verbunden und 60 % des Anstiegs der Erdgasproduktion werden durch unkonventionelles Gas sowie überwiegend in Nordamerika generiert. Der Anteil Chinas am unkonventionellen Gaseinsatz stellt einen Unsicherheitsfaktor dar.

4.2 Szenariendarstellung

4.2.1 Entwicklung der Energiemärkte (2014)

Der Referenzprognose, dem Trendszenario und dem Zielszenario liegt jeweils ein umfangreiches Annahmeset zu Grunde (Prognos et al. 2014, S. 5f.). Als Stützjahre der Betrachtung wurden die Jahre 2020, 2025 sowie 2030 gewählt. Für die Fortschreibung bis 2050 wurden die Jahre 2040 und 2050 betrachtet. Die Szenarien sind wie folgt charakterisiert:

- Referenzprognose: Die Referenzprognose stellt die aus Sicht der Gutachter wahrscheinlichste Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 dar. Sie unterstellt diejenigen energiepolitischen Rahmenbedingungen, welche nach deren Auffassung die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit aufweisen, und geht von einer Verschärfung energie- und klimapolitischer Anstrengungen aus, wenn gleich zentrale Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung verfehlt werden. Die Referenzprognose soll Defizite und Handlungsfelder augenscheinlich werden lassen (Prognos et al. 2014, S. 39ff.).
- Trendszenario: Bei dem Trendszenario handelt es sich um eine Fortschreibung der Energierferenzprognose bis zum Jahr 2050. Die zentralen energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie technologische Trends sind folglich mit denjenigen der Energierferenzprognose übereinstimmend und wurden auf einen entferneren Zeithorizont projiziert (Prognos et al. 2014, S. 41f.).
- Zielszenario: Im Zielszenario werden annahmegemäß die zentralen Ziele des Energiekonzepts erreicht. Es werden weitere Maßnahmen gegenüber der Energierferenzprognose unterstellt (Prognos et al. 2014, S. 42).

Die zentralen Annahmen und Ergebnisse in Bezug auf den Erdgaseinsatz sowie Erdgaspreise sind in nachfolgender Tabelle 4-1 zusammengefasst. Da die CO₂-Zertifikatspreise sowie die Erdgas-Preisannahmen in den Szenarien übereinstimmen (Prognos et al. 2014, S. 236), wurden diese nur für die Energierferenzprognose bzw. das Trendszenario angegeben.

Tabelle 4-1: Annahmen und Ergebnisse der Energierferenzprognose, des Trendszenarios sowie des Zielszenarios

Datenquelle: Prognos et al. 2014

Energierferenzprognose / Trendszenario	Einheit	2011	2020	2025	2030	2040	2050
installierte Bruttoleistung Erdgas-kraftwerke	MW	24.000	17.000	31.000	30.000	36.000	48.000
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	83	47	61	64	97	106
durchschnittliche Vollbenutzungs-stunden Erdgas	h	3.458	2.772	1.972	2.186	2.671	2.221
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	13.599	11.834	10.873	10.469	9.342	8.356
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	2.923	2.399	2.356	2.158	2.128	2.023
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	8.881	8.178	7.820	7.455	6.855	6.394
Endenergieverbrauch Erdgas	PJ	2.149	1.940	1.822	1.633	1.473	1.343
davon Industrie	PJ	905	844	831	721	677	650
davon Haushalte	PJ	845	776	695	626	511	408
davon GHD	PJ	390	292	243	200	140	105
davon Verkehr	PJ	9	27	53	86	145	180
Erdgasimporte (netto)	PJ	2.534	2.040	2.072	1.949	2.071	2.017
Grenzübergangspreis (real, Basis 2011)	€/MWh	23	30	31	31	33	33
Verbraucherpreis Erdgas Haus-halte (inkl. MWSt)	€/MWh	67	76	81	95	94	96
Verbraucherpreis Erdgas Industrie (exkl. MWSt)	€/MWh	32	41	45	48	55	58
CO ₂ -Zertifikatspreis (real, Basis 2011)	€/t CO ₂	13	10	25	40	65	76
Zielszenario	Einheit	2011	2020	2025	2030	2040	2050
installierte Bruttoleistung Erdgas-kraftwerke	MW	24.000	17.000	28.000	25.000	26.000	35.000
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	83	54	62	47	59	45
durchschnittliche Vollbenutzungs-stunden Erdgas	h	3.458	3.129	2.220	1.877	2.307	1.268
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	13.599	11.340	10.089	9.444	7.998	6.891
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	2.923	2.346	2.194	1.926	1.622	1.311
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	8.881	7.949	7.419	6.917	6.049	5.345
Endenergieverbrauch Erdgas	PJ	2.149	1.849	1.651	1.487	1.183	971
davon Industrie	PJ	905	809	722	743	660	593
davon Haushalte	PJ	845	745	618	503	317	188
davon GHD	PJ	390	269	213	166	102	66
davon Verkehr	PJ	9	26	49	75	104	124
Erdgasimporte (netto)	PJ	2.534	1.987	1.911	1.718	1.565	1.305

4.2.2 Gas Netzentwicklungsplan

Die Prognos AG hat im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber die Entwicklung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 übernommen (Prognos 2014). Der NEP Gas 2015 umfasst drei Szenarien, die jeweils von einem unterschiedlich hohen Bedarf an Erdgas ausgehen. Sie prognostizieren den Gasbedarf in Deutschland bis zum Jahr 2025, wobei als Stützjahre der Betrachtung 2015, 2020 sowie 2025 gewählt wurden. Die Szenarien sind folgendermaßen charakterisiert (FNB 2015, S. 19f.):

- Szenario I „Hoher Gasbedarf“: Die Annahmen des ersten Szenarios basieren auf zwei verschiedenen Studien – der Shell BDH Hauswärme-Studie (nur für den Bereich des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs im Haushalt) und der Energierferenzprognose 2014 (für alle anderen Bereiche). Es wird insgesamt von einem hohen Gasbedarf, stark wachsenden Gaskapazitäten und einer hohen Gasnetzbelastung ausgegangen.
- Szenario II „Mittlerer Gasbedarf“: Dieses vollständig auf der Energierferenzprognose 2014 von Prognos et al. basierende Szenario geht von einem mittleren Gasbedarf und konstanten bzw. nur leicht steigenden Gaskapazitäten aus. Es wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als die wahrscheinlichste Prognose betrachtet.
- Szenario III „Niedriger Gasbedarf“: Hierbei handelt es sich um das Zielszenario der Energierferenzprognose 2014, welche von einem niedrigen Gasbedarf und zurückgehenden Gaskapazitäten dank hoher Effizienzsteigerungen ausgeht.

Nachstehende Tabelle 4-2 fasst die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse in Bezug auf den Erdgaseinsatz zusammen. Preisentwicklungen sind dem Netzentwicklungsplan nicht zu entnehmen, vielmehr wird der Fokus auf den Primär- und Endenergieverbrauch sowie auf die einzelnen Anwendungssektoren gelegt (FNB 2015, S. 22). Die Annahmen zur Höhe der inländischen Gasförderung sind in allen drei Szenarien identisch und daher lediglich für das Szenario I aufgeführt. Es wird ferner nicht davon ausgegangen, dass inländische nicht-konventionelle Erdgaspotenziale gehoben werden (FNB 2015, S. 23). Alle Angaben zu Gasbedarf und -aufkommen sind bezogen auf den unteren Heizwert (H_u) (FNB 2015, S. 21f.).

Tabelle 4-2: Annahmen und Ergebnisse der drei Szenarien Hoher Gasbedarf, Mittlerer Gasbedarf und Niedriger Gasbedarf des Netzentwicklungsplans Gas 2015

Datenquelle: FNB 2015; eigene Umrechnungen

Szenario I Hoher Gasbedarf	Einheit	2012	2015	2020	2025
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.800	28.600	40.900	40.100
Primärenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.905	2.606	2.736	2.797
Endenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.070	1.948	1.886	1.832
davon Industrie	PJ	792	748,8	749	738
davon Haushalte	PJ	911	838,8	821	796
davon GHD	PJ	360	346	292	241
davon Verkehr	PJ	7	14	29	54
inländische Erdgasförderung	PJ	346	302	227	162
Szenario II Mittlerer Gasbedarf	Einheit	2012	2015	2020	2025
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.800	28.600	31.100	29.500
Primärenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.905	2.628	2.606	2.603
Endenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.070	1.973	1.865	1.760
davon Industrie	PJ	792	749	749	738
davon Haushalte	PJ	911	864	799	724
davon GHD	PJ	360	346	292	241
davon Verkehr	PJ	7	14	29	54
Szenario III Niedriger Gasbedarf	Einheit	2012	2015	2020	2025
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.800	28.400	25.600	24.000
Primärenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.905	2.610	2.394	2.282
Endenergieverbrauch nur Erdgas	PJ	2.070	1.958	1.782	1.606
davon Industrie	PJ	792	756	713	684
davon Haushalte	PJ	911	850	774	659
davon GHD	PJ	360	338	270	212
davon Verkehr	PJ	7	14	25	50

4.2.3 Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung (2015)

In der Studie unterscheidet das IZES vier Szenarien, deren wesentliche Charakteristika nachfolgend umrissen sind (IZES 2015, S. 21ff.). Alle Kennwerte wurden jahres- bzw. stundenscharf für den Zeitraum 2016-2030 ermittelt:

- Referenzszenario: Das Referenzszenario stützt sich auf die Kraftwerksliste der Übertragungsnetzbetreiber aus dem NEP Strom 2015 (ÜNB 2014a). Ergänzt wurde diese um Informationen aus der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur sowie eine detaillierte Bestandsaufnahme der Kohlekraftwerksblöcke.
- Szenario 1 „BMW plus“: Das Szenario baut auf dem Referenzszenario sowie dem Projektionsbericht der Bundesregierung auf und geht von zusätzlichen Maßnahmen im Stromsektor zur Erreichung einer Treibhausgasemissionsreduktion im Stromsektor von 50 Mt CO₂-Äquivalent bis 2020 aus, welche sich aus einer im Zuge des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 angestrebten Reduktion um 22 Mt sowie einer verbleibenden Deckungslücke von 28 Mt zusammensetzt (IZES 2015, S. 96f.).
- Szenario 2 „Ziel“: Die Grundannahme des ebenfalls auf dem Referenzszenario aufsetzenden Szenarios „Ziel“ ist, dass die Treibhausgasreduktionsziele von 40 % bis zum Jahr 2020 und 55 % bis zum Jahr 2030 jeweils gegenüber dem Niveau von 1990 durch weitere Maßnahmen im Stromsektor erreicht werden.
- Szenario 3 „Kohleausstieg“: Das Szenario „Kohleausstieg“ stellt eine Erweiterung des Szenarios „Ziel“ dar und unterstellt einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040, welcher schrittweise vorgenommen wird.

Die zentralen Annahmen und Ergebnisse in Bezug auf den Erdgaseinsatz sowie Erdgaspreise sind in nachfolgender Tabelle 4-3 zusammengefasst, wobei lediglich auf die Medianwerte für einen mittleren Preispfad der CO₂-Emissionsrechte (Preispfad 2 in Tabelle 4-3) (IZES 2015, S. 121) abgestellt wurde. Da die Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreisannahmen in allen Szenarien übereinstimmen, wurden diese lediglich für das Referenzszenario aufgeführt. Die Grenzübergangspreise für Erdgas wurden dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber entnommen (ÜNB 2014b, S. 61). Zur Bildung von Brennstoffpreisen frei Kraftwerk wurden die Grenzübergangspreise mit einem Aufschlag von 3 €/MWh für Transport und Strukturierung versehen.

Tabelle 4-3: Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios, des Szenarios „BMW plus“, des Szenarios „Ziel“ sowie des Szenarios „Kohleausstieg“

Datenquelle: IZES 2015

Referenzszenario	Einheit	2016	2020	2025	2030
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.540	32.441	38.039	38.039
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	32,7	40,5	49,8	59,1
Grenzübergangspreis (real, Basis 2012)	€/MWh	27,3	27,6	28,1	28,6
Brennstoffpreis (real, Basis 2012)	€/MWh	30,3	30,6	31,1	31,6
CO ₂ -Zertifikatspreis Preispfad 1 (real, Basis 2012)	€/t CO ₂	6,0	6,0	6,0	6,0
CO ₂ -Zertifikatspreis Preispfad 2 (real, Basis 2012)	€/t CO ₂	6,0	9,0	12,0	15,0
CO ₂ -Zertifikatspreis Preispfad 3 (real, Basis 2012)	€/t CO ₂	6,0	12,3	18,7	25,0
Szenario 1 „BMW plus“	Einheit	2016	2020	2025	2030
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.540	42.450	47.758	47.758
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	32,9	49,5	64,7	84,1
Szenario 2 „Ziel“	Einheit	2016	2020	2025	2030
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.540	44.210	49.518	49.518
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	32,6	80,3	131,9	119,8
Szenario 3 „Kohleausstieg“	Einheit	2016	2020	2025	2030
installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	MW	26.540	47.886	57.894	65.044
Bruttostromerzeugung aus Erdgas	TWh	32,7	97,2	163,5	176,4

4.2.4 Langfristszenarien und Strategien (2012)

In der „Leitstudie 2011“ sind nachfolgend beschriebene Szenarien zu finden. Die drei Hauptszenarien A, B und C unterscheiden sich hinsichtlich der Entwicklungspfade des Verkehrssektors, wodurch sich wiederum Implikationen auf dem gesamten Primär- bzw. Endenergieverbrauch ergeben (DLR et al. 2012, S. 15f.). Als Stützjahre wurden 2020, 2025, 2030, 2040 sowie 2050 gewählt:

- Szenario 2011 A: Im Szenario 2011 A wird unterstellt, dass 2050 die Hälfte des PKW-Verkehrs durch elektrisch betriebene Fahrzeuge abgedeckt wird. Ansonsten kommen Biokraftstoffe sowie Wasserstoff zum Einsatz. Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird darüber hinaus in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zur Rückverstromung eingesetzt (DLR et al. 2012, S. 2).
- Szenario 2011 A': Aufgrund der nach Autoreneinschätzung verhaltenen Erfolge im Bereich Energieeffizienz im Stromsektor wird in einer Abwandlung des Szenarios 2011 A (Szenario 2011 A') davon ausgegangen, dass das Ziel einer 25%igen Stromverbrauchsreduktion ausschließlich in Bezug auf die „konventionellen“ Verbraucher, d. h. ohne Berücksichtigung des Verbrauchs von Wärmepumpen sowie Elektromobilität, erreicht wird. Zur Erreichung des langfristigen Treibhausgasminderungsziels ist ein gegenüber dem Szenario 2011 A erhöhter Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erforderlich (DLR et al. 2012, S. 16).
- Szenario 2011 B: In Abgrenzung zum Szenario 2011 A wird im Szenario 2011 B unterstellt, dass der aus erneuerbaren Energien erzeugte Wasserstoff in einem weiteren Umwandlungsschritt zu Methan umgewandelt und in das bestehende Erdgasnetz eingespeist sowie teilweise rückverstromt wird. Der Verkehrssektor weist eine hohe Durchdringung mit Fahrzeugen auf, in denen Erdgas als Kraftstoff eingesetzt wird (DLR et al. 2012, S. 2).
- Szenario 2011 C: Das Szenario 2011 C geht von einer vollständigen Umstellung des PKW-Verkehrs auf elektrische Antriebe bis 2050 aus. Der Wasserstoffbedarf ist folglich geringer als im „Szenario 2011 A“ und dient nur in begrenztem Umfang der Rückverstromung in KWK-Anlagen (DLR et al. 2012, S. 2).
- Szenario 2011 THG95: Das Szenario 2011 THG95 erreicht bis zum Jahr 2060 eine 95%ige Treibhausgasreduktion gegenüber dem Niveau von 1990 und resultiert infolgedessen in einer annähernden Vollversorgung durch erneuerbare Energien (DLR et al. 2012, S. 16).

Tabelle 4-4 fasst zentrale Szenarienergebnisse und -annahmen zusammen. Für das Szenario 2011 A wurde zusätzlich die prognostizierte Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas für die drei Preispfade A „deutlich“, B „mäßig“ und C „sehr niedrig“ ergänzt, welche für alle Szenarien unterstellt wurde (DLR et al. 2012, S. 49ff.). Einige der aufgeführten Kennwerte sind im Studientext lediglich für das Szenario 2011

A angegeben. Der Endenergieverbrauch von Erdgas wurde anhand der historischen Relation zwischen Erdgasanteil am Primär- sowie am Endenergieverbrauch basierend auf Daten der AG Energiebilanzen (AGEB 2015, Tabellen 2.1 und 6.1) abgeschätzt.³²

Tabelle 4-4: Annahmen und Ergebnisse der Szenarien Szenario 2011 A, Szenario 2011 A', Szenario 2011 B, Szenario 2011 C und Szenario 2011 THG95³³

Datenquelle: DLR et al. 2012; eigene Umrechnungen und Berechnungen

Szenario 2011 A	Einheit	2010	2020	2025	2030	2040	2050
installierte Bruttoleistung Erdgas-kraftwerke (inkl. Öl-Kraftwerke)	MW	28.700	36.900	37.600	38.400	35.600	30.200
Bruttostromerzeugung aus Erdgas (inkl. Öl-Kraftwerke)	TWh	98	117	123	115	88	66
Durchschnittliche Vollbenutzungs-stunden Erdgas (eigene Berechnung)	h	3.415	3.171	3.271	2.995	2.472	2.185
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	14.044	11.383	n.a.	9.287	8.176	7.267
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.075	3.223	n.a.	2.679	1.917	1.520
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	9.060	7.991	n.a.	6.820	5.992	5.236
Endenergieverbrauch Erdgas (eigene Abschätzung)	PJ	2.175	2.480	n.a.	2.157	1.540	1.201
Grenzübergangspreis im Preispfad A „Deutlich“ (real, Basis 2009)	€/MWh	20,9	29,2	33,1	37,8	45,7	53,6
Grenzübergangspreis im Preispfad B „Mäßig“ (real, Basis 2009)	€/MWh	20,9	25,2	27,7	29,9	34,6	38,2
Grenzübergangspreis im Preispfad C „Sehr niedrig“ (real, Basis 2009)	€/MWh	20,9	22,0	22,7	23,8	26,3	29,2
CO ₂ -Zertifikatspreis im Preispfad A „Deutlich“ (real, Basis 2009)	€/t CO ₂	14,3	27	35	45	60	75
CO ₂ -Zertifikatspreis im Preispfad B „Mäßig“ (real, Basis 2009)	€/t CO ₂	14,3	23	28	34	45	57
CO ₂ -Zertifikatspreis im Preispfad C „Sehr niedrig“ (real, Basis 2009)	€/t CO ₂	14,3	17	20	23	26	45

³² Für die Zeitreihe von 1990 bis 2014 wurde jeweils der jährliche Quotient zwischen Erdgasanteil am gesamten PEV und Erdgasanteil am gesamten EEV gebildet. Über den Zeitraum von 1990 bis 2014 wurde anschließend der arithmetische Mittelwert für diesen Quotienten gebildet, um jährliche Schwankungen auszugleichen, der sich zu 1,0962 ermitteln ließ. Der jährliche EEV von Erdgas wurde durch Multiplikation des Erdgasanteils am PEV mit dem Faktor 1,0962 sowie mit dem gesamten Endenergieverbrauch für Erdgas bestimmt. Durch diese Vorgehensweise wird implizit eine gleichbleibende Relation zwischen Primär- und Endenergieverbrauch sowie eine annähernd gleichbleibende Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs unterstellt.

³³ Abkürzung n.a.: Wert nicht angegeben.

Szenario 2011 A'	Einheit	2010	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	14.044	11.452	n.a.	9.312	8.227	7.424
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.075	3.277	n.a.	2.666	1.909	1.503
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	9.060	8.027	n.a.	6.853	6.054	5.360
Endenergieverbrauch Erdgas (eigene Abschätzung)	PJ	2.175	2.518	n.a.	2.151	1.540	1.190
Szenario 2011 B	Einheit	2010	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	14.044	11.398	n.a.	9.364	8.297	7.441
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.075	3.223	n.a.	2.677	1.922	1.524
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	9.060	8.005	n.a.	6.862	6.042	5.281
Endenergieverbrauch Erdgas (eigene Abschätzung)	PJ	2.175	2.481	n.a.	2.151	1.534	1.186
Szenario 2011 C	Einheit	2010	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	14.044	11.367	n.a.	9.137	7.899	6.993
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.075	3.302	n.a.	2.684	1.903	1.385
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	9.060	7.935	n.a.	6.696	5.829	5.099
Endenergieverbrauch Erdgas (eigene Abschätzung)	PJ	2.175	2.527	n.a.	2.156	1.539	1.107
Szenario 2011 THG95	Einheit	2010	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch insgesamt	PJ	14.044	11.404	n.a.	9.319	8.091	7.271
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.075	3.342	n.a.	2.791	1.877	903
Endenergieverbrauch insgesamt	PJ	9.060	7.947	n.a.	6.708	5.857	5.173
Endenergieverbrauch Erdgas (eigene Abschätzung)	PJ	2.175	2.553	n.a.	2.202	1.489	704

4.2.5 Ten Year Network Development Plan 2013-2022

Der TYNDP 2013-2022 verzichtet auf eine klassische Szenariendefinition und betrachtet stattdessen vier unterschiedliche Fälle für die Gasnachfrage. Für alle Fälle – bis auf den der 14-tägigen Risikosituation ähnlichen Fall einer eintägigen Risikosituation (ENTSOG 2013b, S. 73) – wurde eine Analyse der Gasnetz widerstandsfähigkeit durchgeführt. Für die betrachtete jährliche Durchschnittssituation der Nachfrage wurden ferner die Abhängigkeit von unterschiedlichen Bezugsquellen, die Anpassungsfähigkeit der Gasnetzinfrastruktur hinsichtlich einer Änderung der Bezugsquellen sowie die Möglichkeit zur Diversifizierung von Bezugsquellen betrachtet. Für alle betrachteten Fälle wurden ferner die Auswirkungen der Realisierung von Projekten mit und ohne

finale Investitionsentscheidung betrachtet. Simuliert wurden die Jahre 2013, 2017 und 2022 (ENTSOG 2013b, S. 31). Nachfolgende Tabelle stellt die betrachteten Fälle dar:

Tabelle 4-5: Übersicht über Betrachtungsfälle des TYNDP 2013-2022

Quelle: ENTSOG 2013b, S. 31; eigene Übersetzung und Modifizierung

Nachfragesituation	Netzwerkwi- derstands- fähigkeit	Abhängigkeit von Bezugsquellen / Anpassungsfähigkeit an Veränderungen der Bezugsquellen / Diversifikation von Bezugsquellen
eintägiger Auslegungsfall	X	
eintägige gemeinsame Risikosituation		
14-tägige gemeinsame Risikosituation	X	
durchschnittlicher Tag eines Jahres	X	X

Die Annahmen und Ergebnisse in Bezug auf Erdgasangebot und Nachfrage sind im Annex C landesscharf und in jährlicher Auflösung aufgeführt. Zentrale Annahmen für Deutschland wurden dem Szenariorahmen für den Entwurf des NEP Gas 2012 entnommen (ENTSOG 2013a, Tabelle Underlying assumptions). Nachfolgende Tabellen fassen die Annahmen für den jährlichen Erdgasverbrauch bzw. die jährliche Erdgasförderung und -einfuhr zusammen. Auf ein Ausweisen der Tages- bzw. 14-Tageswerte wurde verzichtet. Für die Erdgasimporte sind lediglich die jeweils mittleren Werte angegeben. Dargestellt sind neben der Bundesrepublik Deutschland die jeweils fünf Staaten mit den größten Erdgasverbräuchen, dem größten Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung bzw. der größten inländischen Förderung:

Tabelle 4-6: Annahmen und Ergebnisse zu Nachfrage, Förderung und Verbräuchen im TYNDP 2013-2022

Datenquelle: ENTSOG 2013a; eigene Umrechnungen und Berechnungen

Zusammenfassung für Deutschland	Einheit	2013	2020	2022
installierte Bruttoleistung Erdgaskraftwerke	MW	27.000	32.000	32.000
Primärenergieeinsatz von Erdgas zur Stromerzeugung	TWh	217	208	204
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	3.200	2.996	2.941
Inländische Gasförderung	PJ	379	215	173

Primärenergieverbrauch Erdgas nach Staaten	Einheit	2013	2020	2022
Italien	PJ	3.202	3.578	3.602
Deutschland	PJ	3.200	3.003	2.941
Vereinigtes Königreich	PJ	2.967	3.028	2.892
Frankreich	PJ	1.860	1.993	2.000
Niederlande	PJ	1.587	1.544	1.525
Spanien	PJ	1.333	1.692	1.711
Primärenergieeinsatz von Erdgas zur Stromerzeugung nach Staaten	Einheit	2013	2020	2022
Italien	TWh	338	424	432
Vereinigtes Königreich	TWh	254	314	290
Deutschland	TWh	217	208	204
Niederlande	TWh	155	144	139
Spanien	TWh	90	154	156
Belgien	TWh	53	64	64
Inländische Gasförderung nach Staaten	Einheit	2013	2020	2022
Niederlande	PJ	2.591	2.105	1.968
Vereinigtes Königreich	PJ	1.535	1.068	928
Rumänien	PJ	380	279	260
Deutschland	PJ	379	215	173
Italien	PJ	317	283	258
Dänemark	PJ	160	117	86
Erdgasimporte nach Europa nach Bezugsstaaten / -quellen	Einheit	2013	2020	2022
Russland	PJ	5.600	6.928	7.276
Norwegen	PJ	4.216	4.425	3.816
LNG	PJ	3.353	5.380	5.380
Algerien	PJ	1.420	1.578	1.640
Libyen	PJ	381	381	381
Aserbaidschan	PJ	-	390	390

4.2.6 World Energy Outlook (2015)

Der World Energy Outlook 2015 umfasst nachfolgende vier Szenarien, wobei das New Policies Szenario, das Current Policies Szenario und das 450 Szenario die drei Kernszenarien bilden (IEA 2015b, S. 31):

- **New Policies Szenario:** Das New Policies Szenario ist das Leitszenario des WEO 2015. Es umfasst die energiepolitischen Rahmenbedingungen und Entscheidungen, die bis Mitte des Jahres 2015 getroffen wurden und geht ferner davon aus, dass politische Zielsetzungen erreicht werden, auch wenn zur Erreichung über das heutige Maß hinausgehende Maßnahmen erforderlich sind. Diese können beispielsweise in Programmen zur Refinanzierung von EE, Stärkung der Energieeffizienz oder Bestrebungen zum Ausstieg aus der Kernkraft bestehen. Die Ergebnisse für das New Policies Szenario liegen in der im Vergleich mit den anderen Szenarien höchsten Detaillierung vor (IEA 2015b, S. 34).
- **Current Policies Szenario:** Das Current Policies Szenario stellt eine Fortschreibung der bis Mitte 2015 in Kraft befindlichen Politiken dar („Business as usual“). Diese aus Sicht der IEA unrealistische Szenarienannahme soll auf das Erfordernis neuer Politiken hinweisen (IEA 2015b, S. 34).
- **450 Szenario:** Beim 450 Szenario handelt es sich um ein zielorientiertes Szenario, welches die Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung auf maximal 2 °C bis 2100 durch eine Limitierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf 450 parts per million (ppm) erreicht (IEA 2015b, S. 35).
- **Low Oil Price Szenario:** Im Low Oil Price Szenario werden die Effekte eines gering bleibenden Ölpreises auf das weltweite Energiesystem analysiert. Das Szenario unterscheidet sich vom New Policies Szenario durch veränderte Annahmen zu Erdölproduktion und -nachfrage sowie eine kurzfristig leicht verminderte gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (IEA 2015b, S. 36).

Tabelle 4-7 fasst zentrale Szenarienannahmen und -ergebnisse für den Energieträger Erdgas zusammen. Für das Szenario Low Oil Price wurde lediglich der abweichende Erdgasimportpreis angegeben.³⁴

³⁴ Für die Umrechnung des in \$/MBTU angegebenen Erdgasimportpreises wurde der Dollar-Schlusskurs zum 31.12.2014 in Höhe von 1,2099 Dollar/Euro herangezogen (finanzen.net 2016).

Tabelle 4-7: Annahmen und Ergebnisse der Szenarien New Policies Szenario, Current Policies Szenario, 450 Szenario und Low Oil Price Szenario für die Europäische Union³⁵

Datenquelle: IEA 2015b; eigene Umrechnungen

New Policies Szenario	Einheit	2013	2020	2025	2030	2035	2040
installierte Leistung Erdgas-kraftwerke	MW	214.000	250.000	285.000	295.000	307.000	300.000
Stromerzeugung aus Erdgas	TWh	507	497	654	683	694	693
Primärenergieverbrauch insge-samt	PJ	67.994	65.440	62.928	60.918	59.662	57.652
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	16.203	15.533	16.370	16.412	16.287	15.994
Endenergieverbrauch insge-samt	PJ	47.604	46.725	45.762	44.631	43.543	42.496
Endenergieverbrauch Erdgas	PJ	11.053	10.634	10.509	10.341	10.174	9.797
davon Industrie	PJ	3.601	3.349	3.224	3.056	2.889	2.763
davon Gebäude	PJ	6.783	6.531	6.490	6.448	6.406	6.196
Kumulierte Gasförderung in Eu-ropa	Mrd. m ³	173	134	115	107	99	92
Erdgaspreis für europäische Im-porte (real, Basis 2014)	€/MWh	26,2	22,0	n.a.	31,6	n.a.	35,0
Current Policies Szenario	Einheit	2013	2020	2025	2030	2035	2040
installierte Leistung Erdgas-kraftwerke	MW	214.000	261.000	n.a.	343.000	n.a.	381.000
Stromerzeugung aus Erdgas	TWh	507	537	n.a.	882	n.a.	1079
Primärenergieverbrauch insge-samt	PJ	67.994	66.779	n.a.	65.063	n.a.	64.058
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	16.203	16.161	n.a.	18.631	n.a.	20.013
Endenergieverbrauch insge-samt	PJ	47.604	47.688	n.a.	47.646	n.a.	47.353
Endenergieverbrauch Erdgas	PJ	11.053	10.928	n.a.	11.346	n.a.	11.388
davon Industrie	PJ	3.601	3.433	n.a.	3.224	n.a.	3.015
davon Gebäude	PJ	6.783	6.783	n.a.	7.327	n.a.	7.578
Erdgaspreis für europäische Im-porte (real, Basis 2014)	€/MWh	26,2	22,8	n.a.	35,3	n.a.	38,9

³⁵ Abkürzung n.a.: Wert nicht angegeben.

450 Szenario	Einheit	2013	2020	2025	2030	2035	2040
installierte Leistung Erdgas-kraftwerke	MW	214.000	241.000	n.a.	281.000	n.a.	281.000
Stromerzeugung aus Erdgas	TWh	507	502	n.a.	578	n.a.	292
Primärenergieverbrauch insge-samt	PJ	67.994	63.932	n.a.	56.899	n.a.	52.168
Primärenergieverbrauch Erdgas	PJ	16.203	15.282	n.a.	14.612	n.a.	11.723
Endenergieverbrauch insge-samt	PJ	47.604	45.762	n.a.	41.533	n.a.	37.597
Endenergieverbrauch Erdgas	PJ	11.053	10.341	n.a.	9.337	n.a.	8.247
davon Industrie	PJ	3.601	3.308	n.a.	2.763	n.a.	2.303
davon Gebäude	PJ	6.783	6.322	n.a.	5.736	n.a.	4.940
Erdgaspreis für europäische Im-porte (real, Basis 2014)	€/MWh	26,2	21,2	n.a.	26,5	n.a.	25,1
Low Oil Price Szenario	Einheit	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Erdgaspreis für europäische Im-porte (real, Basis 2014)	€/MWh	26,2	16,6	n.a.	25,1	n.a.	32,2

4.3 Synopse der betrachteten Studien

4.3.1 Methodik

Zum grafischen Vergleich der betrachteten Studien werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich die jeweiligen Basisszenarien bzw. diejenigen Szenarien herangezogen, welche Aussagen zu den betrachteten Kennwerten liefern. Im Zuge einer darüberhinausgehenden Analyse werden alle relevanten Szenarien einbezogen, wodurch Abweichungen zwischen den grafischen Darstellungen und den Ausführungen im Text resultieren. Da in der Leitstudie 2011 (DLR et al. 2012) kein Basisszenario definiert wurde, sondern drei gleichwertige Hauptszenarien erarbeitet wurden, wird exemplarisch das Hauptszenario 2011 A für den Vergleich herangezogen.

Gegenstand des Vergleichs sind der Primär- und Endenergiebedarf an Erdgas sowie Grenzübergangpreise für Erdgas und Preise für CO₂-Zertifikate, sofern diese aus den Studien hervorgehen. Abgestellt wurde auf die Betrachtungsjahre 2020, 2025 und 2030. Soweit vorhanden wurden die Kennwerte für die Jahre 2040 und 2050 ebenfalls in die Synopse einbezogen. Um die Grenzübergangspreise, welche in den Studien für unterschiedliche Basisjahre ermittelt wurden, vergleichbar zu machen, wurde eine Umrechnung auf das Preisniveau von Dezember 2015 anhand des vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex für die Bundesrepublik Deutschland in

monatlicher Auflösung (Destatis 2016a) vorgenommen. Anstelle des gesamtwirtschaftlichen Index wurde der Teilindex für die Abteilung „Wohnung, Wasser, Strom, Gas und andere Brennstoffe“ herangezogen, um die Preisentwicklung für Erdgas treffgenauer abzubilden. Eine Umrechnung der in Dollar angegebenen Preise des World Energy Outlooks 2015 erfolgte zum Dollar-Schlusskurs am 31.12.2014 (finanzen.net 2016).

4.3.2 Ergebnisse und Einordnung von Szenarienannahmen

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Primär- und Endenergiebedarfe sowie die Grenzübergangspreise für Erdgas und Preise für CO₂-Zertifikate vergleichend dargestellt. Eine detaillierte Aufschlüsselung der betrachteten Kennwerte in den unterschiedlichen Szenarien ist im Anhang dieser Studie zu finden.

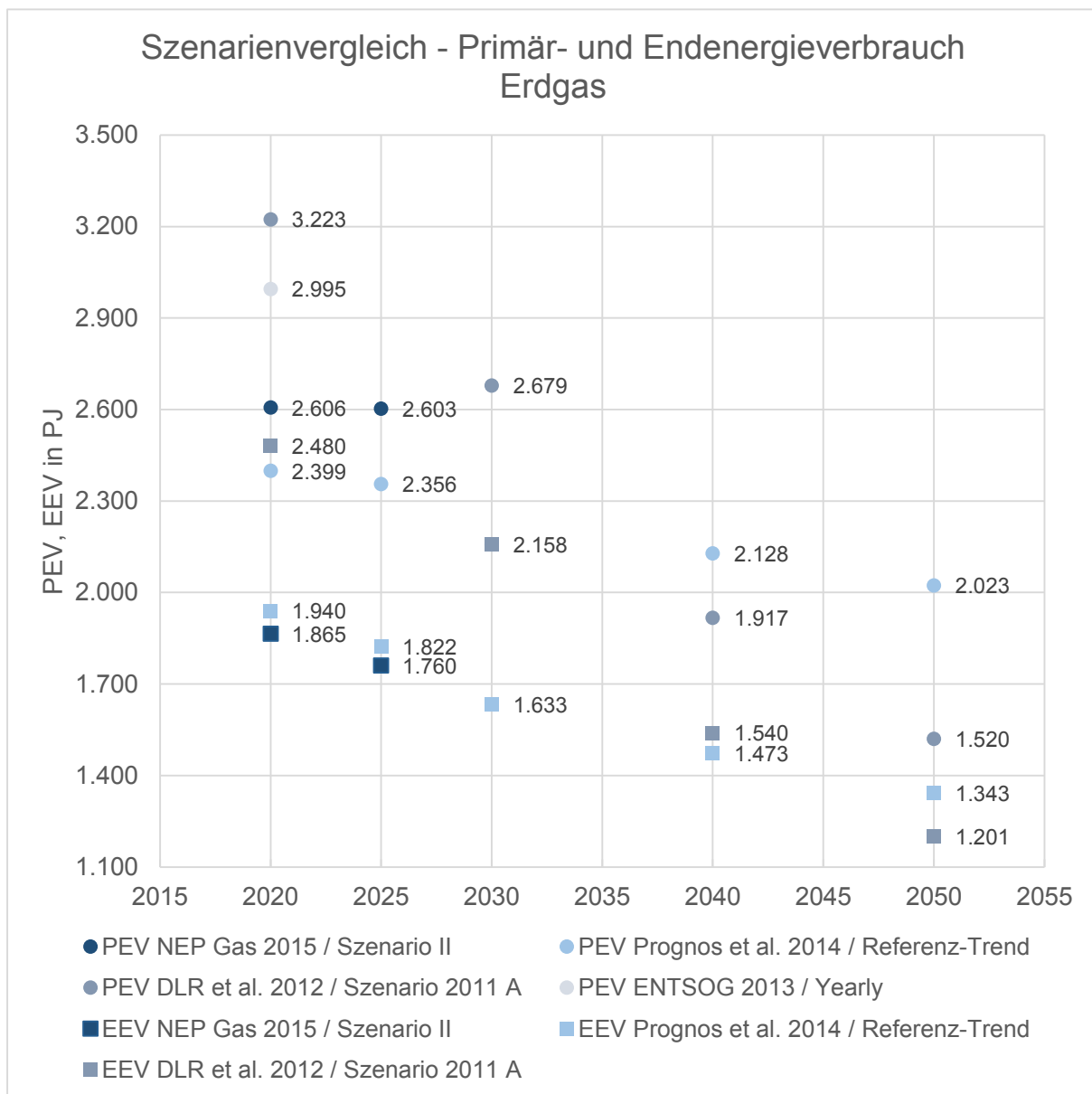


Abbildung 4-1: Primär- und Endenergieverbräuche von Erdgas in verschiedenen Szenarien
Darstellung: IZES; Datenquelle: FNB 2015; Prognos et al. 2014; DLR et al. 2012

Für die Primär- und Endenergieverbräuche von Erdgas (Abbildung 4-1) sind zwischen den betrachteten Szenarien jeweils relativ große Streubreiten festzustellen. Beim PEV (bzw. EEV) standen für 2020 Daten aus 11 (bzw. 10) und für 2025 lediglich Daten aus fünf Szenarien zur Verfügung. Für 2030, 2040 und 2050 waren in sieben Szenarien Angaben zu finden. Die Streubreite der Werte bewegt sich beim PEV zwischen 1.120 PJ 2050 und 630 PJ 2025. Der Variationskoeffizient des PEV beträgt zwischen 7,2 % 2040 und 21,2 % 2050. Es ist ein Rückgang des mittleren PEV von 2.895 PJ

2020 auf 2.512 PJ 2030 bzw. auf 1.453 PJ 2050 festzustellen. Alle betrachteten Szenarien gehen von einem langfristig rückläufigen PEV aus. Der Median des PEV nimmt von 2.995 PJ 2020 auf 2.677 PJ 2030 und auf 1.503 PJ 2050 ab. Beim EEV bewegt sich die Streubreite zwischen 227 PJ 2025 und 771 PJ 2020. Der Variationskoeffizient des EEV liegt zwischen 5,3 % 2025 und 17,4 % 2050. Im arithmetischen Mittel nimmt der EEV von 2.188 PJ 2020 auf 1.991 PJ 2030 und weiter auf 1.100 PJ 2050 ab. Der Median nimmt von 2.210 PJ 2020 auf 2.151 PJ 2030 und auf 1.186 PJ 2050 ab. In Analogie zur Entwicklung beim PEV wird für den EEV in allen Szenarien eine Abnahme im Zeitverlauf unterstellt.

Bei der Erdgas-Grenzübergangspreisentwicklung (Abbildung 4-2) lassen sich ein sehr heterogenes Bild und eine deutliche Zunahme der Preisspreizung im Zeitverlauf feststellen. Die in der Leitstudie 2011 angelegten divergierenden Preispfade tragen maßgeblich zu dieser Preisspreizung bei. Für 2020 und 2025 liegen neun Datensätze vor, für 2050 lediglich vier. Die Streubreite der Preise liegt zwischen 14 €/MWh 2025 und 27 €/MWh 2050, der Variationskoeffizient bewegt sich zwischen 15,9 % 2025 und 2030 sowie 25,2 % 2050. Der Mittelwert des Grenzübergangspreises steigt von 25,4 €/MWh 2020 auf 41,5 €/MWh 2050 an. 2030 wird ein Niveau von 32,1 €/MWh erreicht. Der Median beträgt 2020 26,1 €/MWh und wächst bis 2050 auf 37,8 €/MWh an. Bis auf die kurzfristige Preissenkung im New Policies Szenario des World Energy Outlooks 2015 zwischen 2020 und 2025 sowie die Preisreduktion im 450 Szenario zwischen 2025 und 2040 ist in allen Szenarien ein Preisanstieg zu verzeichnen. Der höchste Preis wird im Preispfad „deutlich“ der Leitstudie 2011 erreicht. Hier wird für 2050 von einem Grenzübergangspreis in Höhe von 58,4 €/MWh ausgegangen.

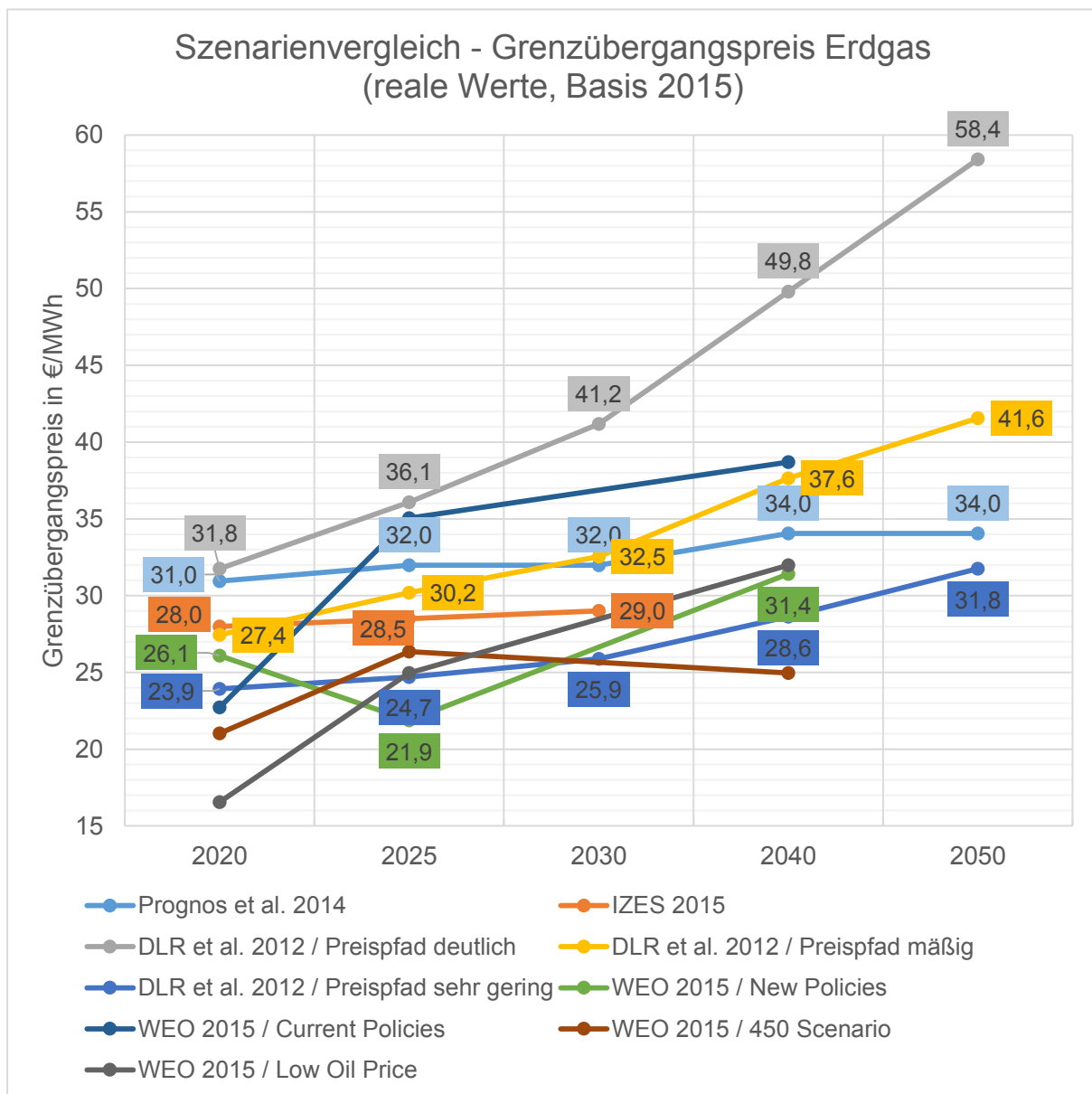


Abbildung 4-2: Grenzübergangspreise für Erdgas in verschiedenen Szenarien

Darstellung: IZES; Datenquelle: Prognos et al. 2014; IZES 2015; DLR et al. 2012; IEA 2015b

Beim CO₂-Zertifikatspreis lassen sich im Vergleich mit dem Grenzübergangspreis für Erdgas noch deutlicher ausgeprägte Spreizungen feststellen. Für die Jahre 2020, 2025 und 2030 liegen Daten aus sieben Szenarien für 2040 und 2050 aus vier Szenarien vor. Die Streubreite der Annahmen bewegt sich zwischen 23 €/t CO₂ 2020 und 43 €/t CO₂ 2030. Der Variationskoeffizient liegt zwischen 19,4 % im Jahr 2050 und 51 % 2020. Der Mittelwert der CO₂-Zertifikatspreise nimmt im Zeitverlauf von 16 €/t CO₂ 2020 auf 28 €/t CO₂ 2030 und auf 68 €/t CO₂ bis 2050 zu. Für den Median lässt sich ein Anstieg von 13 €/t CO₂ 2020 auf 25 €/t CO₂ 2030 und weiter auf

70 €/t CO₂ bis 2050 feststellen. Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass in der Leitstudie 2011 von einem wesentlich höheren Preisniveau für den CO₂-Zertifikatspreis ausgegangen wurde, als er in den Folgejahren festzustellen war. Dies bewirkt eine Erhöhung der durchschnittlichen CO₂-Zertifikatspreise. In IZES (2015) wird dagegen bis 2030 eine CO₂-Preisentwicklung angenommen, die (teilweise deutlich) unter den Annahmen von DLR et al. (2012) bzw. Prognos et al. (2014) liegt.

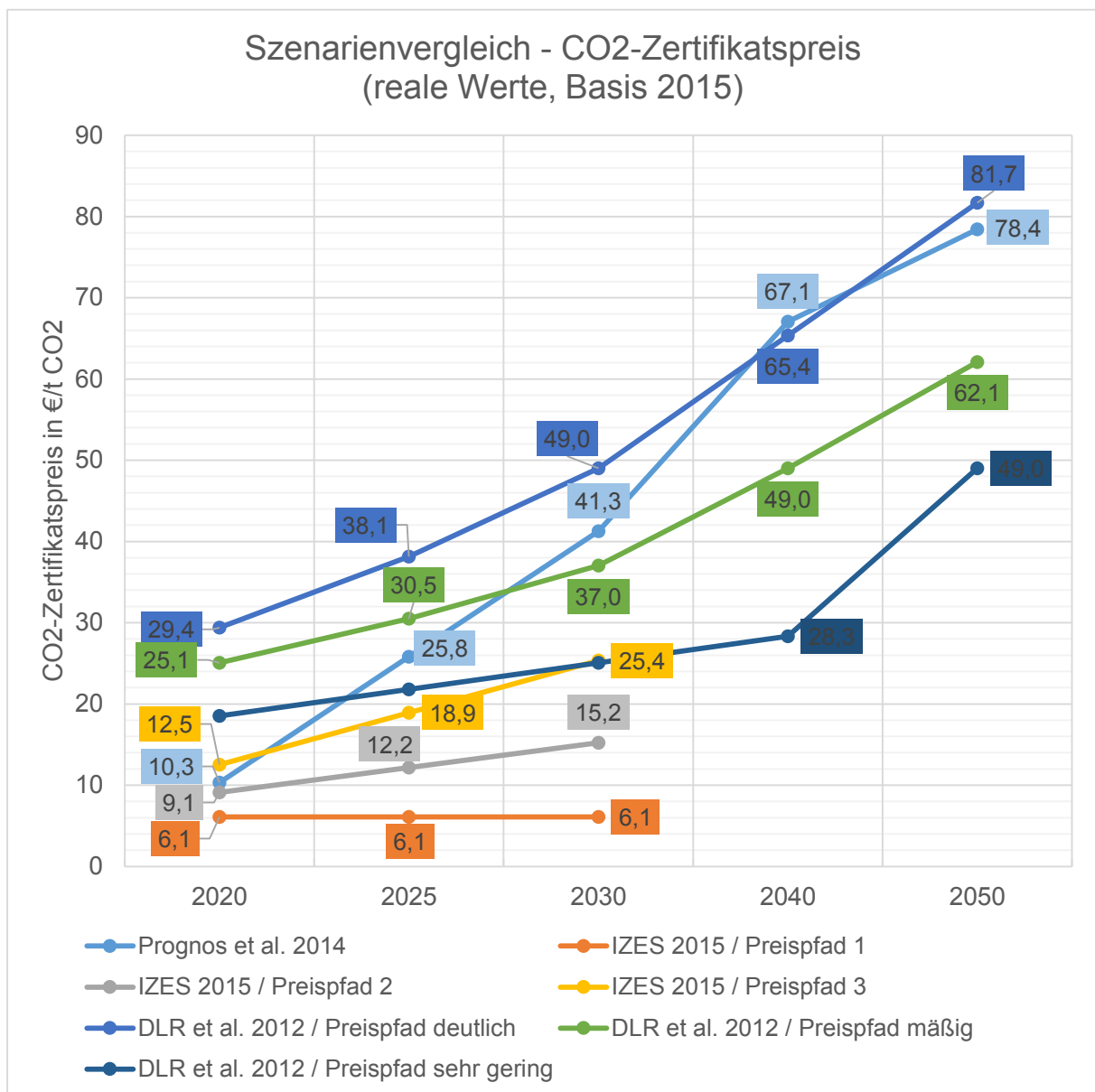


Abbildung 4-3: CO₂-Zertifikatspreise in verschiedenen Szenarien

Darstellung: IZES; Datenquelle: Prognos et al. 2014; IZES 2015; DLR et al. 2012; IEA 2015b

4.4 Gasnutzungskonkurrenz im europäischen und internationalen Umfeld

Die IEA geht im World Energy Outlook 2015 davon aus, dass die Erdgasnachfrage im Zeitraum von 2013 bis 2040 mit Ausnahme der Nachfrage in der Europäischen Union, Russland und Japan weltweit steigt. Für die EU wird ein in etwa gleichbleibendes Nachfrageniveau angenommen (IEA 2015b, S. 196). Im ENTSOG-weiten Vergleich ist Deutschland dasjenige Land mit der zweithöchsten Erdgasnachfrage bezogen auf den Primärenergieeinsatz von Erdgas. Zu den sechs größten Erdgasnachfragern gehören im Jahr 2013 außerdem – in absteigender Reihenfolge (ENTSOG 2013a, Tabellenblatt Demand_Summary by country):

- Italien,
- das Vereinigte Königreich,
- Frankreich,
- die Niederlande sowie
- Spanien.

Im Zeitraum bis 2022 sind leichte Verschiebungen zu erwarten. Während Spanien durch einen deutlichen Verbrauchszuwachs von etwa 28 % die Niederlande einholt und Italien sowie Frankreich jeweils einen Verbrauchszuwachs aufweisen, sind die Verbräuche in Deutschland, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich tendenziell rückläufig. Nach Annahmen der ENTSOG weist Deutschland den deutlichsten Verbrauchsrückgang in Höhe von 8 % auf. Aktuelle Projektionen der IEA gehen insgesamt von einem sehr geringfügigen Gasnachfrageanstieg in Europa bis 2021 aus infolge von Brennstoffsubstitutionen im Elektrizitätssektor, die eine rückläufige Nachfrage von Haushalten und Gewerbe überkompensieren (IEA 2016, S. 11).

Da im europäischen Vergleich keine gravierenden Nachfrageverschiebungen absehbar sind sowie wegen einer tendenziell rückläufigen Nachfrage Russlands und infolgedessen frei werdender Exportkapazitäten, sind insbesondere die internationale Nachfrageentwicklung bei LNG sowie die strategische Ausrichtung Russlands, Entwicklungen in den relevanten Transitländern und der zukünftige Verlauf von Pipeline-Verbindungen aus Russland oder sonstigen Förderstaaten³⁶ von Relevanz für die Bedienung der Erdgasnachfrage in Deutschland. Im Folgenden sollen Einschätzungen zur internationalen Nachfrageentwicklung nach Erdgas sowie zur strategischen Ausrichtung Russlands und Entwicklungen in den für Deutschland bzw. die EU relevanten Transitländern abgegeben werden.

³⁶ Perspektivisch bestehen Potenziale für Erdgaslieferungen aus Aserbaidschan und dem kaspischen Raum über nach Europa geführte Pipelines (s. hierzu Kapitel 0).

Im internationalen Vergleich weisen laut IEA bis 2040 China, der Mittlere Osten und Afrika die größten absoluten Nachfragezuwächse nach Erdgas auf, die insbesondere aus den Bereichen Stromerzeugung und Industrieanwendungen resultieren. Die höchsten relativen Zuwachsraten weisen China und Indien auf (IEA 2015b, S. 196ff.). Ein Großteil des Gasnachfragezuwachses besteht in Form von LNG. Der intra-regionale Handel mit LNG nimmt nach Einschätzung der IEA bis 2040 um mehr als zwei Drittel des Ausgangsniveaus von 2013 zu, wobei der Handel innerhalb der von der IEA definierten Regionen (z.B. innerhalb Südostasiens) noch nicht berücksichtigt ist (IEA 2015b, S. 219f.). Eine steigende Nachfrage nach LNG dürfte Einschätzungen von Prognos et al. (2014, S. 405) sowie ENTSOG (2013b, S. 68) zufolge zukünftig insbesondere im asiatischen Raum auftreten und insbesondere auf die Staaten China, Indien sowie den südostasiatischen Raum entfallen (IEA 2015b, S. 215ff.). Die Nachfrageentwicklung in China stellt nach aktuellen Aussagen der IEA einen zentralen Unsicherheitsfaktor dar: Im Medium Term Gas Markt Outlook 2016 wird ein Teil des 2015 im Vergleich zu den Vorjahren sehr geringen Gasnachfrageanstiegs Chinas auf die insgesamt schwächere ökonomische Entwicklung zurückgeführt. Ein weiterer Teil sei durch die träge Anpassung des inländischen Preisniveaus an einen weltweit gesunkenen Gaspreis und somit durch einen temporären Effekt zu erklären. Durch ambitioniertere Umweltschutzpolitiken könne eine Brennstoffsubstitution von Kohle zu Gas begünstigt werden. Bei einer verzögerten Umsetzung selbiger sei mit einer deutlich geringeren Gasnachfrage zu rechnen, sodass keine Ausweitung der Gasimporte bis zum Ende der aktuellen Dekade benötigt werde und sich das Überangebot an den weltweiten Gasmärkten bis in die 2020er ausdehnen könne (IEA 2016, S. 10f.). Nach Einschätzung von Prognos et al. (2014, S. 412) dürften die in der Gesamtbetrachtung ansteigenden LNG-Volumina zu einem Preisanstieg in Europa bis 2020 führen infolge der Einpreisung von Opportunitätskosten einer entgangenen Lieferung nach Asien, wo wegen hoher Nachfrage auch weiterhin im weltweiten Vergleich hohe Preise vorzufinden seien. Die IEA betont dagegen eine zunehmende Konvergenz der regionalen Gas-Spotpreise (IEA 2015a, S. 14; s. auch Kapitel 3.6.3) und sieht für Europa und China die Option, preisliche Optimierungsmöglichkeiten zwischen Pipeline-Gaslieferungen und LNG auszunutzen (IEA 2015a, S. 12).

In Bezug auf die strategische Ausrichtung Russlands sowie die Transitländer lassen sich folgende Aussagen treffen: Strategisch lassen sich Bestrebungen erkennen, eine Diversifikation des russischen Erdgasabsatzes durch Schaffung von Pipeline- und LNG-Exportmöglichkeiten nach China zu erreichen (IEA 2015b, S. 205ff.). Die IEA geht davon aus, dass 2040 ca. 30 % der russischen Erdgasausfuhren über Pipelines oder LNG nach China exportiert werden könnten (IEA 2015b, S. 221f.). In Bezug auf Europa lassen sich Bestrebungen seitens Gazprom erkennen, die bestehenden Marktanteile zu erhalten, welche infolge des kurzfristigen Überangebots auf den für Europa relevanten Gasmärkten preisliche Anpassungen erforderlich werden lassen dürften

(IEA 2016, S. 12). Die Ukraine stellt eines der wichtigsten Transitländer für russische Erdgaslieferungen in die Europäische Union bzw. in das Gebiet der ENTSOG dar (IEA 2015a, S. 5). Die von den ENTSOG simulierte Unterbrechung der Gaslieferungen durch die Ukraine ist durch signifikante Auswirkungen auf die europäische Gasversorgung charakterisiert, wobei diese – sofern eine Umsetzung der Projekte erfolgt, für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde – insbesondere den süd-osteuropäischen Raum betreffen (ENTSOG 2013b, S. 81), letztlich aber auch Implikationen auf die Erdgasverfügbarkeit in Deutschland haben können, wie beispielsweise die angespannte Gasversorgungssituation im Februar 2012 erkennen ließ (s. hierzu Kapitel 3.4.3). Perspektivisch könnte eine Abnahme oder gar eine vollständige Einstellung der Gastransite durch die Ukraine zugunsten von Gastransporten über die Türkei zur europäischen Gasversorgung beitragen, sofern die geplante Pipeline Turkish Stream tatsächlich realisiert wird (IEA 2015a, S. 6; Kapitel 5.1.2). Für Weißrussland und Polen, die ebenfalls wichtige Transitländer für russische Erdgaslieferungen in die Bundesrepublik Deutschland darstellen, sind perspektivisch keine möglichen Beeinträchtigungen der Versorgung absehbar.

4.5 Entwicklung der Erdgasproduktion und Auswirkungen auf Erdgasbezugsquellen

Der World Energy Outlook 2015 geht von einer rückläufigen Entwicklung der Erdgasförderung innerhalb Europas und benennt sinkende Produktionsmengen in den Staaten Norwegen, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich (IEA 2015b, S. 193), die bislang für einen großen Teil der Erdgaseinfuhren nach Deutschland verantwortlich zeichneten. Allein aus Norwegen und den Niederlanden stammte in den letzten zehn Jahren durchgängig mehr als 50 % des in die Bundesrepublik Deutschland eingeführten Erdgases (BAFA 2015, S. 2ff.; s. Kapitel 3.4). Für die Europäische Union wird im zentralen New Policies Szenario bis 2040 annähernd von einer Halbierung der inländischen Produktion gegenüber dem Niveau aus 2013 ausgegangen (IEA 2015b, S. 206). Dies stellt eine Fortsetzung des bereits in den letzten zehn Jahren rückläufigen Trends europäischer Inlandsförderung dar (ENTSOG 2013b, S. 58), von der auch die ENTSOG im Ten Year Network Development Plan 2013-2022 ausgehen (ENTSOG 2013b, S. 61). Die IEA nimmt an, dass der unkonventionellen Gasförderung in Europa wegen politischer Moratorien und geringer Akzeptanz auf absehbare Zeit nur eine untergeordnete Bedeutung zukommt (IEA 2015b, S. 236f.). Auch die ENTSOG (2013b, S. 62) schreiben der unkonventionellen Gasförderung maximal eine lokal begrenzte Bedeutung – beispielsweise für Polen (Prognos et al. 2014, S. 410) – zu. Als Konsequenz aus der rückläufigen Inlandsproduktion innerhalb der EU ergibt sich eine Zunahme der Importabhängigkeiten. Der Anteil der Nettoexporte in die EU erhöht sich gemäß Prognose der IEA von 63 % im Jahr 2013 auf 83 % im Jahr 2040 (IEA 2015b,

S. 216). Für Norwegen stellen nach einer Abschätzung der ENTSOG größere Neufunde in den nächsten Jahren ein eher unwahrscheinliches Szenario dar, sodass selbst in der großzügigen Abschätzung nur von einer kurzfristig geringen Ausweitung der Fördermenge und einem Rückgang nach 2018 ausgegangen wird (ENTSOG 2013b, S. 64). Prognos et al. (2014, S. 410) gehen für Norwegen von einem Rückgang der Produktionsmengen nach 2020 aus, wobei sie für die Niederlande und Großbritannien infolge einer fortschreitenden Erschöpfung vorhandener Felder einen anhaltenden Rückgang der Produktionsmengen als wahrscheinlich ansehen. Infolge der schrittweisen Marktraumumstellung von L- auf H-Gas in Deutschland stehen laut FNB ab Oktober 2029 keine Exportkapazitäten mehr für niederländisches Gas in die Bundesrepublik Deutschland zur Verfügung (FNB 2015, S. 93f.).

Zuwächse der Erdgasproduktion werden dagegen für diejenigen Länder erwartet, aus denen die Bundesrepublik Deutschland bisher kein Gas oder über Drittstaaten geringe Mengen an LNG bezieht. Zu nennen sind bei der unkonventionellen Gasförderung, die laut IEA über 60 % des Produktionszuwachses ausmacht (IEA 2015b, S. 229), insbesondere die USA und China, auf die bis einschließlich 2040 über 50 % der angenommenen unkonventionellen Gasförderung entfällt (IEA 2015b, S. 233). Beide Staaten haben vorrangig zur Nutzung von Exportmöglichkeiten eine hohe inländische Gasnachfrage zu bedienen.³⁷ Daneben sind mengenmäßig deutlich geringere Produktionszuwächse bei unkonventionellem Gas aus Kanada, Australien und Argentinien zu erwarten (IEA 2015b, S. 233ff.). Prinzipiell ließe sich Erdgas aus den benannten Staaten ausschließlich in Form von LNG nutzen. Die zukünftige Entwicklung der unkonventionellen Gasförderung ist laut IEA von erheblichen Unsicherheiten charakterisiert (IEA 2015b, S. 237).

In Bezug auf die konventionelle Erdgasförderung sind die absolut größten Zuwächse im Iran, Turkmenistan, dem Irak und Katar zu erwarten (IEA 2015b, S. 205). Mit Stand 2015 existieren keine Pipelines, über die Gas aus den benannten Staaten nach

³⁷ Die USA bleiben nach Einschätzung der IEA bis 2040 der weltweit größte Gasnachfrager (IEA 2015, S. 198) und könnten nach 2020 zu einem Nettoexporteur für Erdgas werden, wenngleich das exportierte Volumen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums deutlich hinter demjenigen aus Russland oder dem kaspischen Raum zurückbleibt (IEA 2015, S. 216). China weist den deutlichsten Nachfragezuwachs auf und bleibt dagegen auf Importe angewiesen (IEA 2015, S. 199 und 216).

Deutschland eingeführt werden könnte (ENTSOG 2015a), sodass auch hier – zumindest mittelfristig – LNG-Importe die einzige Option darstellen.³⁸ Die ENTSOG gehen mit Stand 2013 davon aus, dass frühestens nach 2017 Gas aus dem Gasfeld Shah Deniz II aus Aserbaidschan auf dem europäischen Markt verfügbar sein könne. In einer Sensitivitätsannahme unterstellen sie ferner, dass bis 2022 nicht auf die vorhandenen Reserven zurückgegriffen werden kann (ENTSOG 2013b, S. 70). Die Annahmen der ENTSOG in Bezug auf Erdgaseinfuhren aus Algerien in das Gebiet der ENTSOG zeigen eine sehr deutliche Spreizung von einer Ausweitung bis hin zu einem starken Rückgang bis 2022. Für Libyen wird eine sprunghafte, geringfügige Steigerung der Importmengen einer kontinuierlichen Senkung gegenübergestellt (ENTSOG 2013b, S. 66f.). Im World Energy Outlook wird für Libyen auf politische Unwägbarkeiten verwiesen und herausgestellt, dass sich die Gasförderung in Algerien im Wesentlichen auf zwei Gasfelder stützt und neue Investitionen erforderlich werden, wodurch in der langfristigen Perspektive lediglich von einer moderaten Ausweitung der Erdgasförderung ausgegangen wird (IEA 2015b, S. 211).

Europa bleibt hingegen laut IEA der größte Importmarkt für Erdgas (IEA 2015b, S. 220). Die Nähe zu den gasreichen Regionen Russland, dem kaspischen Raum, Nordafrika und dem östlichen Mittelmeerraum sichern in Zusammenhang mit einer gut entwickelten Gasnetzinfrastruktur, ausreichenden Speichermöglichkeiten und derzeit nicht ausgelasteten LNG-Kapazitäten nach Einschätzung der IEA weiterhin die Erdgasversorgungssicherheit (IEA 2015b, S. 221). In Bezug auf Russland wird eine weiterhin hohe Importabhängigkeit der europäischen Union konstatiert, wobei die für 2040 angenommenen europäischen Importe aus Russland lediglich 10 Mrd. m³ unter der Menge von 2013 liegen (IEA 2015b, S. 221). Die ENTSOG gehen im kurzfristigeren Zeitraum bis 2022 von einer Steigerung der eingeführten Erdgasmengen aus Russland aus (ENTSOG 2013b, S. 65). Auch Prognos et al. (2014, S. 410) gehen bis 2030 von ansteigenden Erdgaseinfuhren aus Russland aus und erwarten Preissteigerungen durch die Erschließung geologisch komplexerer und infrastrukturferner Gebiete.

³⁸ Der Iran zeichnet sich durch eine hohe Inlandsnachfrage aus, die letztlich die verbleibenden Exportpotenziale schmälert. Als Importstaaten für iranisches Gas kommen in erster Linie die Golfstaaten Oman, Vereinigte Arabische Emirate, Kuwait sowie Pakistan infrage. Exporte nach Europa oder Indien stellen im Fall einer Ausweitung der Produktionsmenge ebenfalls Optionen dar (IEA 2015b, S. 208f.). Mögliche Gaslieferungen aus dem Irak sind durch politische Unsicherheiten schwer abzuschätzen. Die IEA geht von einer konstant bleibenden Exportmenge aus (IEA 2015b, S. 209f.). Bei den kaspischen Staaten gehen Bestrebungen, den europäischen Markt über Pipelines zu erschließen, eher von Aserbaidschan als von Turkmenistan aus (IEA 2015b, S. 207f.). Zu den geplanten Pipeline-Projekten zur Lieferung von Gas aus dem kaspischen Raum in die EU sei auf Kapitel 5.1.2 verwiesen.

Bis 2020 wird im Medium Term Gas Market Outlook 2015 der IEA gegenüber dem Niveau von 2014 annähernd eine Verdopplung der europäischen LNG-Importe angenommen (IEA 2015a, S. 6).³⁹ Die ENTSOG sehen in der zukünftigen Entwicklung der LNG-Einfuhren einen deutlichen Unsicherheitsfaktor, dem sie mit einem differenzierten Ansatz begegnen: Bei dem unteren Pfad wird eine annähernd gleichbleibend hohe Einfuhr an LNG unterstellt, im mittleren Pfad findet eine moderate Ausweitung von ca. 900 TWh/a 2011 bis auf ca. 1.500 TWh/a 2022 für das ENTSOG-Gebiet statt. Für den oberen Pfad wird ein Anstieg bis auf über 2.000 TWh/a angenommen. Diese breite Spreizung wird mit Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Nachfragesituation (s. Kapitel 4.4) sowie der Entwicklung von LNG-Terminals begründet (ENTSOG 2013b, S. 68f.). In den kommenden Jahren ist mit einer zunehmenden Differenzierung der LNG-Lieferanten zu rechnen (IEA 2015b, S. 219f.).

³⁹ Gleichzeitig wird auf die angesichts niedriger Öl- und Gaspreise schwierigen Marktbedingungen für LNG-Projekte verwiesen, die über die vorhandenen Planungen hinausgehen (IEA 2015a, S. 4f.). Im Medium Term Gas Market Report 2016 findet sich ferner der Hinweis auf die 2015 deutlich geringere Zahl an Investitionsentscheidungen für LNG-Exportterminals und die Einschätzung, dass ohne internationale Gasnachfrage- und Gaspreisanstiege lediglich mit geringen zusätzlichen Verflüssigungskapazitäten und einer Unterauslastung selbiger zu rechnen sei (IEA 2016, S. 13f.).

5 Alternativen des Erdgasbezuges und zum Erdgas: Potenzial, Einschätzung und Bewertung ihrer möglichen Nutzung in Deutschland

In diesem Kapitel sollen Optionen des (zukünftigen) Erdgasbezuges aufgezeigt und hinsichtlich ihres Potenzials, ihrer Kosten und einer möglichen Nutzung für Deutschland beurteilt werden. Zunächst werden die Transportalternativen LNG und Pipeline betrachtet und Einschätzungen dazu abgegeben, wann welche der Alternativen die nach ökonomischen Richtlinien vorzugswürdige ist (Kapitel 5.1). Im Anschluss liegt in Teilkapitel 5.2 der Fokus auf unkonventionellen Erdgas-Förderoptionen sowie regenerativ erzeugten Erdgassubstituten (EE-Gase). Das Kapitel schließt mit einer Synopse im Teilkapitel 5.3, innerhalb derer die zuvor identifizierten Optionen vergleichend gegenübergestellt werden.

5.1 Transport

5.1.1 LNG

5.1.1.1 Transporttechnologie

Gegenüber dem Handel mit Rohöl auf einem globalen Markt war und ist der Erdgasmarkt wesentlich regionaler geprägt. Begründen lässt sich dies mit hohen Kosten für den Transport des gasförmigen Energieträgers und der vergleichsweise jungen Technologie, durch die ein nicht pipelinegebundener Erdgastransport erst ermöglicht wurde. Die wichtigsten Erdgasmärkte hinsichtlich Handelsvolumen und Verbrauch sind der europäische, der nordamerikanische, der asiatisch-pazifische sowie der zentral- und südamerikanische. (Deymann 2014, S. 88)

Bei einer Abkühlung von Erdgas auf minus 160 Grad Celsius wechselt der Aggregatzustand. Das verflüssigte Erdgas, welches lediglich noch ein 1/600stel des ursprünglichen Volumens einnimmt, wird als LNG (Liquefied Natural Gas) bezeichnet. Aufgrund des geringen Volumens kann es in spezielle Tankschiffe verfüllt und auch zu weit entfernten Verbrauchszentren transportiert werden, deren Pipeline-Anbindung nicht wirtschaftlich wäre. Am Zielort muss das verflüssigte Erdgas durch Wärmezufuhr zunächst wieder in den gasförmigen Zustand rückversetzt werden, bevor es der leitungsgebundenen Gasinfrastruktur zugeführt wird⁴⁰.

⁴⁰ Auch eine LNG-Infrastruktur (über LKW, Züge und Binnenschiffe) bis zu den Erdgas-Verbrauchszentren oder direkten LNG-Abnahmestellen (z.B. LNG-Tankstellen) ist Gegenstand aktueller Forschungsvorhaben und Überlegungen, soll hier jedoch nicht weiter vertieft werden.

Die drei Etappen der LNG-Kette lauten somit:

- Verflüssigung,
- Transport und
- (Wieder-)Verdampfung/Regasifizierung.

Eine detailliertere Untergliederung der LNG-Prozesskette von der Förderung bis zur Netzeinspeisung wurde in folgender Abbildung vorgenommen:

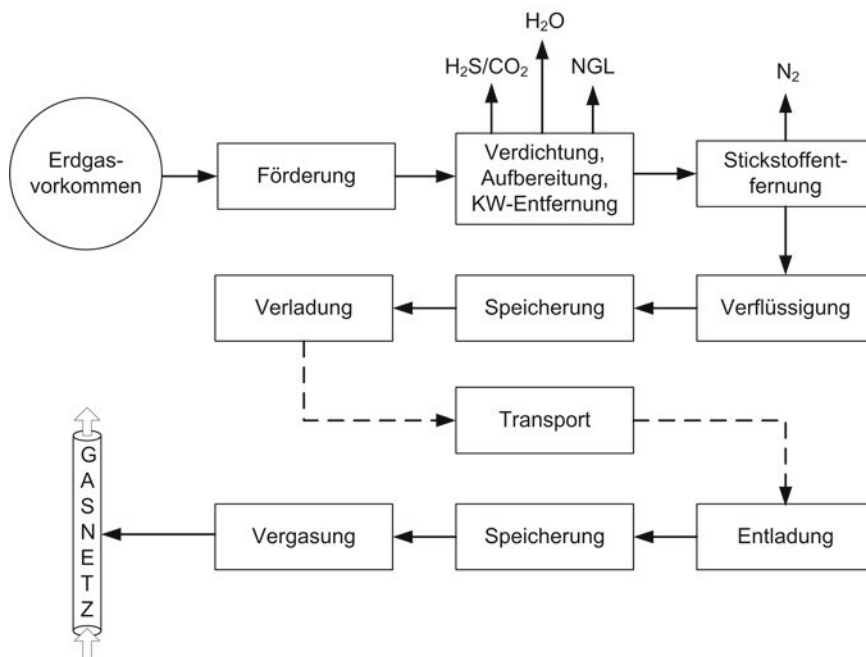


Abbildung 5-1: LNG Prozesskette

Quelle: van Basshuysen 2015, S. 84

Aus verschiedenen Literaturquellen lassen sich im Mittel spezifische **CO₂-Emissionen** der Prozesskette (bis zur Regasifizierung) in Höhe von 40 g/kWh ableiten. (van Basshuysen 2015, S. 86).

Folgende Darstellung auf Grundlage realisierter und in Realisierung befindlicher LNG-Projekte verdeutlicht die Kostenverteilung. Besonders die Verflüssigung verursacht demnach einen wesentlichen, entfernungsunabhängigen Kostenblock, was die Transporttechnologie gerade für kurze Distanzen eher unattraktiv macht.

Indicative breakdown of current LNG cost components

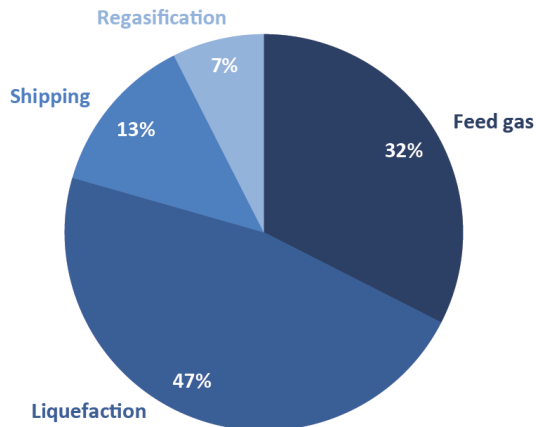


Abbildung 5-2: Kostenverteilung LNG

Quelle: IEA 2015b, S. 222

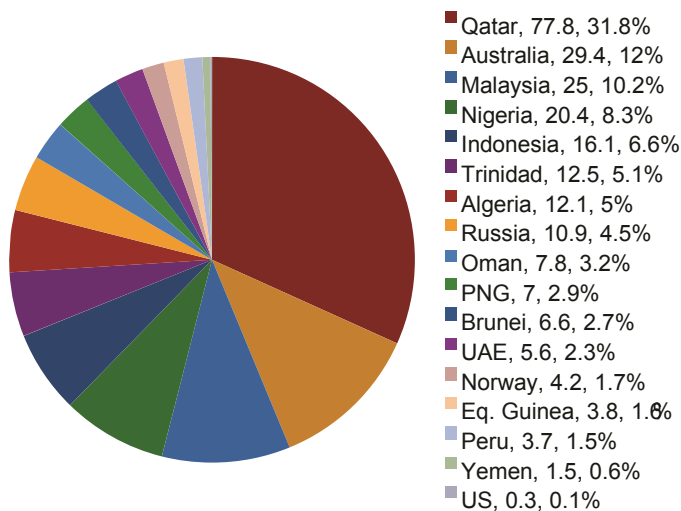
Da Deutschland selbst über keine LNG-Terminals verfügt, können entsprechende LNG-Mengen lediglich über ausländische Terminals (Zeebrugge/Belgien oder Gate/Niederlande) bezogen und per Pipeline nach Deutschland transportiert werden. Die Kapazitäten der relevanten Grenzübergangspunkte (Eynatten/Belgien und Oude/Niederlande) limitieren somit die möglichen Importmengen (VIK 2015, S. 5f.). Perspektivisch kann dazu ggf. auch auf die im Aufbau befindliche polnische LNG-Infrastruktur oder die weiterer europäischer Staaten rückgegriffen werden.

Jüngst wies die Europäische Kommission darauf hin, dass die Märkte im Nordwesten Europas bereits gut verknüpft sind und den Zugang zu unterschiedlichen Gasquellen, inklusive LNG-Terminals mit hoher Kapazität, erlauben. Die Gasmärkte im baltischen Raum sowie in zentralöstlichen, südöstlichen und südwestlichen Gebieten sind jedoch bezüglich der Anbieter Vielfalt und des LNG-Zugangs deutlich weniger stark entwickelt. Insgesamt würde die gegenwärtige LNG Importkapazität dazu ausreichen, 43 % des aktuellen Gasbedarfs in der EU abzudecken. (Europäische Kommission 2016b)

5.1.1.2 Entwicklung auf den LNG-Märkten

In Abbildung 5-3 sowie Abbildung 5-4 werden die wesentlichen Export- und Importnationen von LNG dargestellt. Auffällig sind die hohen Anteile von Katar (31,8 % der Exporte) sowie Japan (34 % der Importe). Insbesondere geologische und geografische Einschränkungen sind der Grund, dass die Gasversorgung im asiatisch-pazifischen Raum oftmals nur über LNG erfolgen kann. Ohne eine signifikante Inlandsförderung und ohne Pipelineanbindung decken Japan, Südkorea und Taiwan ihren Bedarf nahezu vollständig mit LNG. Auf anderen wichtigen Gasmärkten kompensiert LNG die

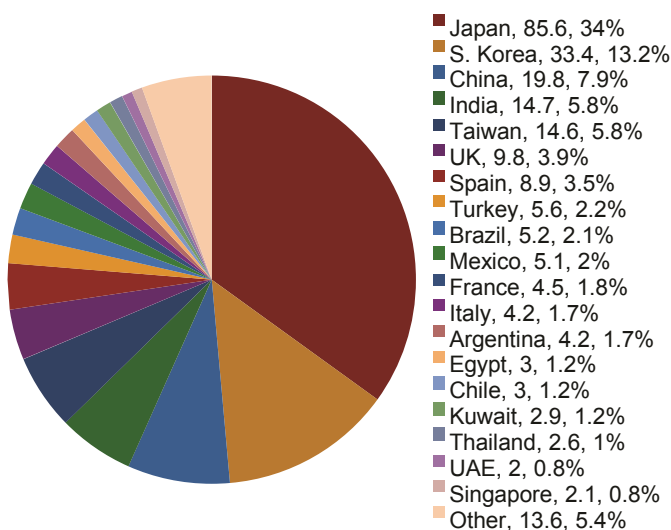
rückgängige Inlandsförderung (z. B. in den UK oder Niederlanden), ergänzt die Pipelinetransporte (z. B. in Belgien, Griechenland und Frankreich) oder kompensiert rasch ansteigende Nachfragen, an die sich die Inlandsförderung nicht in gleicher Geschwindigkeit anpassen konnte (z. B. in Kuwait oder Thailand). In anderen Märkten wiederum wird LNG zur Erhöhung der Gasversorgungssicherheit bzw. zur Diversifizierung der Bezugsquellen eingesetzt oder ersetzt historisch instabile Pipelineversorgungen (IGU 2016, S. 11).



Anmerkung: Die Werte in der Legende stellen die absoluten Exporte 2015 in Mt dar, gefolgt von den jeweiligen Marktanteilen. Quellen: HIS, IGU

Abbildung 5-3: LNG Exporte und Marktanteile

Darstellung: IZES; Datenquelle: IGU 2016, S. 7



Anmerkung: Die Werte in der Legende stellen die absoluten Importe 2015 in Mt dar, gefolgt von den jeweiligen Marktanteilen. „Other“ enthält Staaten mit Exporten von weniger als 2 Mt: Belgien, USA, Jordanine, Malaysia, Puerto Rico, Portugal, Pakistan, Dominikanische Republik, Niederlande, Kanada, Griechenland, Litauen, Israel und Polen. Quellen: HIS, IGU

Abbildung 5-4: LNG Importe und Marktanteil

Darstellung: IZES; Datenquelle: IGU 2016, S. 10

Folgende Abbildung zeigt, die zunehmende weltweite Bedeutung von LNG im Gas-handel (6,6 % Steigerung von 2000-2014). Gleichzeitig wird der weiterhin hohe Anteil des Gaseinsatzes in den Förderländern selbst („consumed where produced“) deutlich.

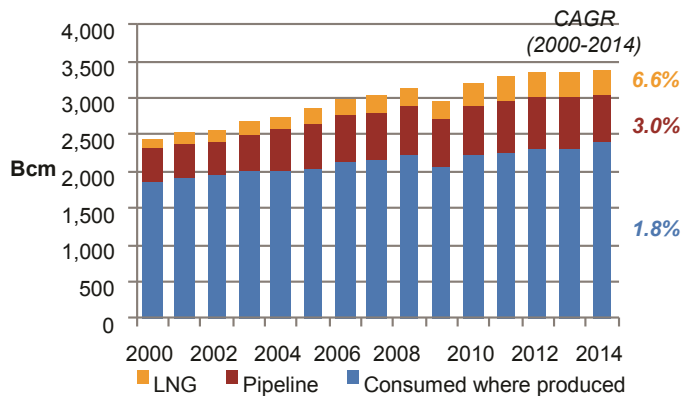


Abbildung 5-5: Weltweiter Gashandel 2000-2014

Darstellung: IZES; Quelle: IGU 2016, S. 11

Die Gasversorgung im asiatischen Raum war noch vor kurzer Zeit im Wesentlichen durch langfristige LNG-Lieferverträge mit Katar geprägt. Auf Grundlage daraus hervor-gehender Gaspreise wurden Investitionsentscheidungen zum Aufbau von Exportkapa-zitäten für asiatisches LNG insbesondere in Australien und in Indonesien getroffen (womit Transportkosten minimiert werden sollen). China hingegen setzte insbeson- dere auf neue Pipelinebezüge aus Russland⁴¹. Insgesamt stagniert die Erdgasnach- frage im asiatischen Markt, die LNG Nachfrage Chinas ist drastisch rückläufig. Die stark gefallen LNG-Spotpreise in Asien haben Verhandlungen über die Neuausrich- tungen der langfristigen Verträge ins Laufen gebracht. Der ‚Fracking-Boom‘ in den USA hält derweilen weiter an, erwartete Preisanstiege bleiben aus, die Überversor- gung führt zu Gaspreisen weit unter den sonstigen weltweiten Preisniveaus. In gerin- gem Maße werden Exportkapazitäten geschaffen. Für die Zurückhaltung in diesem Bereich werden politische Restriktionen vermutet. Aufgrund der Umstände des asiati- schen und US-amerikanischen Marktes könnte die Suche nach LNG-Abnehmern in Europa verstärkt werden (VIK 2015, S. 2ff.). Aktuelle Entwicklungen bestätigen diese Überlegungen. Das Chemie-Unternehmen Ineos etwa investierte zwei Mrd. US-Dollar in eine „virtuelle Gas-Pipeline“, um US-amerikanisches Shale-Gas nach Europa zu

⁴¹ Hierzu existieren jedoch widersprüchliche Aussagen. So bezweifelt Fischer 2015 die Umsetzung der Vereinbarungen zwi- schen China und Russland. Die Erschließung von Feldern und der Bau von Pipelines seien in Verzug, mit Schwierigkeiten be- haftet oder lediglich im Status von Absichtserklärungen.

transportieren. Acht Gas-Carrier der „Dragon-Klasse“ sollen dabei die Verbindung zwischen dem Hafen Philadelphia und den Ethan-Lagertanks in Rafnes (Norwegen) und in Grangemouth (Schottland) herstellen. Der Preis des Shale-Gases soll unter dem des norwegischen Gases liegen (ZfK.de 2016).

Zudem kann die strategische Ausrichtung Gazproms auch wesentliche Wechselwirkungen für den LNG-Markt bedeuten. Angesichts der niedrigen Gaspreis für die nächsten Jahre steht der Konzern vor der Entscheidung entweder die bestehende Preisgestaltung zu sichern, wobei europäischen Käufer Vergünstigungen angeboten werden oder er könnte versuchen Marktanteile zu sichern und in den Preiswettbewerb mit anderen Lieferquellen einzusteigen (IEA 2015b, S. 218).

5.1.1.3 Ausblick Export- und Importkapazitäten

Vorstehend wurden bereits die Motive zum Aufbau von LNG-Import- und -Export-Kapazitäten aufgezeigt sowie die aktuell bedeutendsten Import- und Exportnationen benannt. An dieser Stelle soll ein mittel- bis langfristiger Ausblick gewagt werden, wie die europäische Nachfrage unter der Berücksichtigung einer sinkenden Inlandsförderung durch LNG-Importe gedeckt werden kann. Aufgrund der verfügbaren Datenlage kann dabei Deutschland nicht isoliert betrachtet werden. Die europäische Markt- und Netzkopplung erlaubt es jedoch in einer Schätzung die europäische Entwicklung auf die deutsche zu übertragen. Gegenwärtig sind zudem die vorhandenen europäischen LNG-Terminals (mit einer Kapazität in Höhe von 200 Mrd. m³) nur zu einem Viertel ausgelastet (Steiner 2016).

Nach Nikos Tsafos, Autor des Titels „Ein U.S. Gaskrieg mit Russland“ sei es zum gegenwärtigen Zeitpunkt unmöglich, Aussagen über den Umfang der Lieferungen von Flüssiggas nach Europa zu machen (Tsafos 2016). Dennoch sollen im Folgenden wesentliche Einflussgrößen skizziert werden. Aktuelle Schlagzeilen fokussieren dabei sehr stark auf die wachsende Rolle des Imports von unkonventionellem Gas aus den USA und die mögliche Verdrängung von russischen Importen. Diese Fragestellung behandelt das Thema jedoch zu eingengt. Zwar erfolgte zuletzt erstmalig eine LNG-Gaslieferung der USA nach Portugal, die auf einem langfristigen Vertragsverhältnis beruht. Jedoch nimmt angesichts des europäischen Gesamtverbrauchs (426 Mrd. m³) die gesamte verfügbare US-Exportkapazität in Höhe von 24 Mrd. m³ gerade einmal 5 % ein. Bis ins Jahr 2020 sollen diese Exportkapazitäten dennoch mehr als verdreifacht werden. Es kann allerdings nicht unterstellt werden, dass der europäische Raum alleiniger Absatzmarkt für unkonventionelles Gas aus den USA wird. So könnten LNG-Exporte in den asiatischen Raum womöglich lukrativer sein. Frei werdende Exportkapazitäten in Westafrika wiederum könnten dann dem europäischen Markt zugehen. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass perspektivisch zunehmende LNG-Exporten aus Australien, Kanada und Ostafrika in Konkurrenz zu den US-amerikanischen treten. Aus wirtschaftlicher Sicht sei ein Verkauf von US-LNG in Europa ab 18-20 €/MWh

lukrativ; über Pipeline bezogenes russisches Gas wird derzeit teils unter diesem Preis angeboten (Steiner 2016).

Als wesentliche Größe zur Bestimmung der Exportkapazität eines Landes kann die Verflüssigungskapazität herangezogen werden. Der World LNG Report weist hierzu nationale Kapazitäten für das Jahr 2015 sowie einen Ausblick auf das Jahr 2021 aus, die in nachfolgender Abbildung 5-6 dargestellt sind. Gegenüber dem Stand von 2015 sind die großen Zuwächse in Australien, den USA und Russland augenfällig.

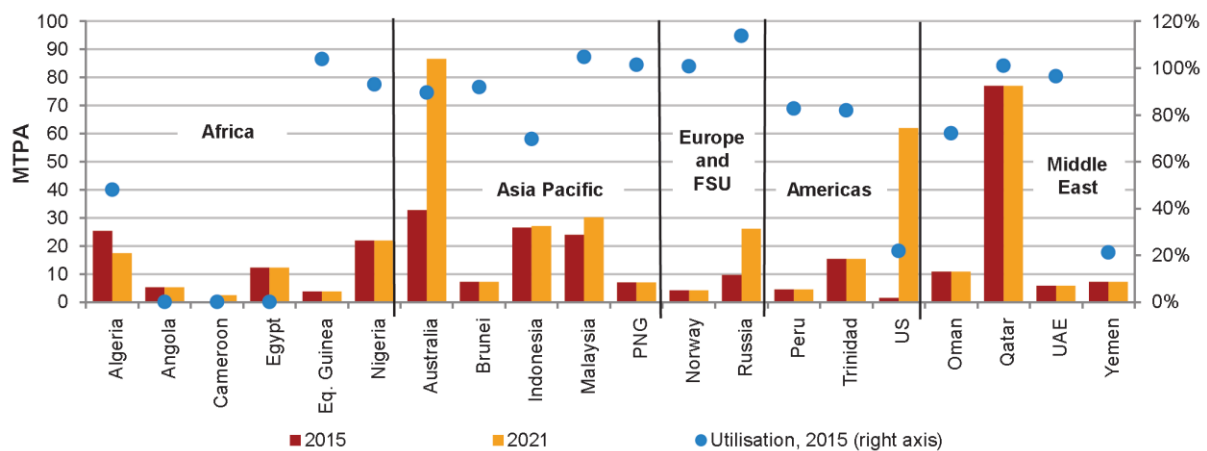


Abbildung 5-6: Nominalverflüssigungskapazität nach Nationen in 2015 und 2021

Quelle: IGU 2016, S. 19 ⁴²

Einen längerfristigen Betrachtungshorizont eröffnet der World Energy Outlook. Für das „New Policies Scenario“ werden LNG-Exporte nach Herkunftsregionen für die Jahre 2000, 2013, 2025 und 2040 ausgewiesen. Diese sind in Abbildung 5-7 zu finden.

⁴² Zur Einheit: MTPA (million metric tonnes per year), 1 mt LNG = 1,380 Mrd. m³ NG

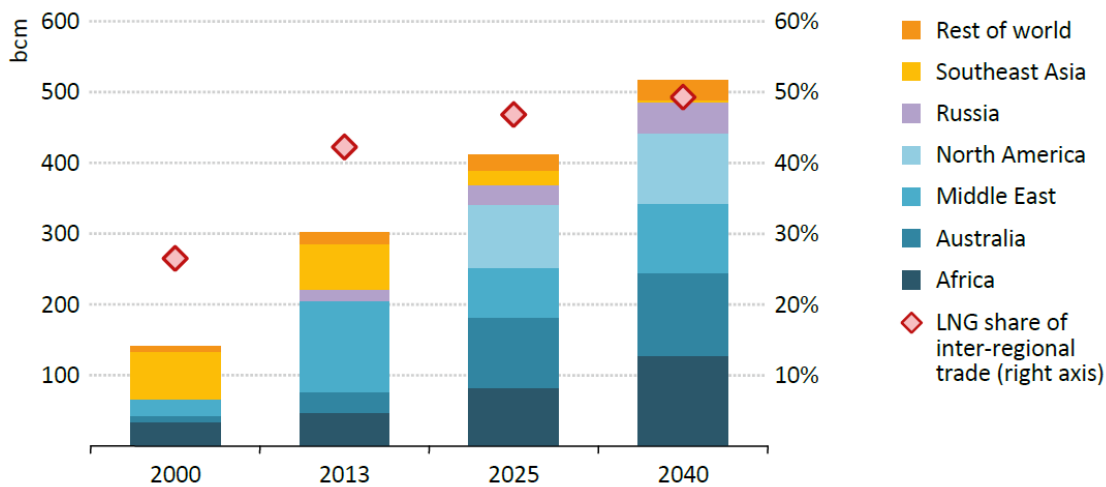


Abbildung 5-7: LNG Exporte nach Regionen im New Policies Scenario

Quelle: IEA 2015b, S. 220 (OCDEÉS.Ü)

Korrespondierend wird auch hier die wachsende Bedeutung nordamerikanischer und australischer Exporte sichtbar. Langfristig gewinnen jedoch auch russische sowie insbesondere afrikanische Exporte zunehmend an Bedeutung. Nach vorangegangener Abbildung ist diese Ausweitung afrikanischer Kapazitäten im Jahr 2021 noch nicht zu identifizieren.

Hintergrund FLNG: Eine Innovation im Bereich des LNG, von der perspektivisch Kosteneinsparungen (durch die Vermeidung einer Onshore-Infrastruktur) erwartet werden, ist das FLNG (Floating Liquefied Natural Gas). Hierbei kommen schwimmende Anlagen zur Förderung, Verflüssigung, Lagerung und Umschlag von Erdgas zum Einsatz. In der Theorie erlaubt die Technologie die Möglichkeit einer hohen Standardisierung und entsprechender Skaleneffekte, wohingegen in der Praxis konstruktiv den Anforderungen unterschiedlicher Gasarten und maritimer Bedingungen Rechnung getragen werden muss. FLNG-Anlagen können hierbei auch direkt über Gasfeldern im Meer platziert werden, deren Erschließung via Pipeline unwirtschaftlich wäre.

Derzeit befinden sich fünf Projekte in der Konstruktionsphase, das größte davon in Australien, weitere sind in Malaysia, Äquatorialguinea und Kolumbien angesiedelt (IEA 2015b, S. 226f.). Potentiale (inklusive geplanter und beabsichtigter Projekte) werden in folgender Abbildung als blaue Ringe dargestellt. Die perspektivische Bedeutung von FLNG wird davon abhängig sein, wie sich die Technologie hinsichtlich der Kostendegression, Sicherheitsaspekten und der Betriebsstabilität entwickelt.

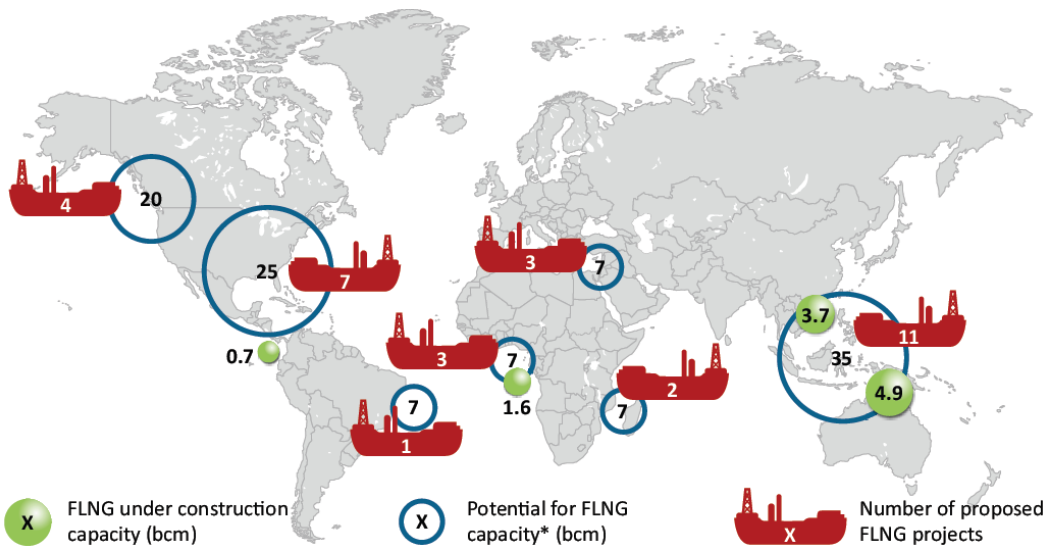


Abbildung 5-8: Übersicht FLNG Projekte

Quelle: OCDE 2015, S. 227

5.1.2 Pipelines und Grenzübergangskapazitäten

Historisch bedingt gelangt der größte Teil der Erdgaseinfuhren über Erdgaspipelines in die Bundesrepublik Deutschland. Deutschland gliedert sich in ein gut ausgebautes Netzwerk aus Pipeline-Verbindungen ein, die den ENTSOG-Verbund mit den wesentlichen Bezugsländern verbinden und einen internationalen Handel mit Erdgas ermöglichen (s. hierzu ENTSOG 2016b). Über internationale Pipelines ist Deutschland unter anderem mit den Hauptlieferländern Norwegen, den Niederlanden sowie Russland verknüpft. Aktuell weist die gesamte europäische Pipeline-Infrastruktur eine durchschnittliche Auslastung von lediglich 58 % auf (Agora Energiewende 2016). Es resultieren somit Freiheitsgrade hinsichtlich des Pipeline-Bezugs und dessen Zusammensetzung.

Wenngleich die bestehende europäische Pipeline-Struktur über erhebliche freie Kapazitäten verfügt, existieren Pläne einer Erweiterung derselben. Die geplanten Erweiterungen sind von geostrategischen Erwägungen bzw. Interessenskonflikten begleitet. So ist in den letzten Jahren eine Reihe teilweise konkurrierender Pipeline-Projektpla-

nungen mit unterschiedlichen Motivationen festzustellen. Im Zeitverlauf wurden einzelne Planungen gänzlich aufgegeben (z. B. das Projekt South Stream⁴³) oder nach vorübergehender Aussetzung bzw. Anpassung (z. B. die deutlich modifizierte Variante Nabucco-West⁴⁴) wieder aufgenommen. Nachfolgend soll auf einige exemplarische Großprojekte von strategischer Relevanz für Deutschland bzw. die europäische Union eingegangen werden:

- Nord Stream sowie Nord Stream 2: Die Nordstream-Pipeline stellt eine direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland dar und besteht aus zwei parallelen durch die Ostsee geführten Leitungssträngen mit einer Gesamtkapazität von 55 Mrd. m³ pro Jahr und einer Länge von jeweils 1.224 km. Der erste Strang wurde 2011, der zweite 2012 in Betrieb genommen (Nord Stream AG 2014, S. 1f.). Aktuelle Planungen sehen vor, das Projekt bis etwa 2019 um zwei weitere Leitungsstränge mit jeweils 27,5 Mrd. m³ pro Jahr zu erweitern (Nord Stream 2 AG 2016, S. 4). Diese werden äußerst kontrovers diskutiert und unter anderem von Polen sowie der Europäischen Kommission abgelehnt (Fischer 2016).
- Der südliche Gaskorridor bestehend aus Transkaspischer Pipeline (TCP), Erweiterung der Südkaukasus-Pipeline (SCP), Transanatolischer Pipeline (TANAP) und Trans-Adria Pipeline (TAP): Mit dem südlichen Gaskorridor wird das Ziel verfolgt, Gasvorkommen aus dem Gasfeld Shah Deniz bzw. Shah Deniz II in Aserbaidschan sowie dem kaspischen Raum für Europa zu erschließen und somit zu einer Diversifikation der Bezugsquellen beizutragen (Trans Adriatic Pipeline AG 2016a), weshalb das Projekt-Cluster als Projekt von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest – PCI) in den Kanon der EU-Kommission aufgenommen wurde (Europäische Kommission 2016a, S. L 19/17). Durch die TCP könnte eine Verbindung zwischen Turkmenistan und Aserbaidschan durch das kaspische Meer mit einer Transportkapazität von bis zu 30 Mrd. m³ hergestellt werden, wobei die Realisierung des Projekts (im angestrebten Umfang) wegen Widerständen seitens Russlands und des Irans sowie einer konkurrierenden nationalen turkmenischen Pipeline zweifelhaft ist

⁴³ Das Projekt South Stream sah die Errichtung einer Erdgaspipeline von Russland durch das Schwarze Meer nach Bulgarien und von Bulgarien in zwei Abzweigen weiter nach Österreich bzw. Italien vor. Angedacht war eine Transportkapazität von 63 Mrd. m³ pro Jahr. Ende 2014 wurde das Projekt wegen einer Blockadehaltung Bulgariens und Nichtvereinbarkeit mit den Vorschriften des 3. EU-Binnenmarktpakets eingestellt (Bidder und Kazim 2014; Thomson Reuters 2014). Stattdessen wurde von Russland im Anschluss das Projekt Turkish Stream als Alternative forciert (Panin 2016).

⁴⁴ Das Projekt Nabucco hatte ursprünglich zum Ziel, Gasvorkommen aus dem kaspischen Raum für Europa durch eine Pipeline-Verbindung zwischen der Türkei und Österreich verfügbar zu machen. Die originären Projektplanungen wurden erheblich angepasst, nachdem die konkurrierende Trans-Adria-Pipeline den Zuschlag für den Gastransport des Shah Deniz-Konsortiums erhielt. In Planung ist stattdessen nun eine deutlich kleinere Variante Nabucco-West von der türkisch-bulgarischen Grenze bis nach Österreich, die vorrangig dem Weitertransport russischen Gases in die EU dienen soll (Auer und Steiner 2015).

(Yigit 2015; Yeni Safak 2016). Die bestehende SCP mit einer maximalen Transportkapazität von 25 Mrd. m³ pro Jahr verläuft von Aserbaidschan durch Georgien bis in die Türkei. Es ist vorgesehen, die bestehende Pipeline durch einen Pipeline-Neubau (South Caucasus Expansion Project – SPCX) um 16 Mrd. m³ jährlich zu erweitern, um zusätzliche Transportkapazität für die sich anschließende TANAP zu schaffen (BP 2016). Die in Planung befindliche TANAP soll wiederum von der türkisch-georgischen Grenze durch die Türkei bis zur türkisch-griechischen Grenze geführt werden und nach der geplanten Inbetriebnahme 2018 eine Initialkapazität von 16 Mrd. m³ pro Jahr aufweisen, die schrittweise bis auf 31 Mrd. m³ im Jahr 2026 erweitert werden soll, wobei 6 Mrd. m³ zur Auskoppelung an die Türkei vorgesehen sind (Hurriyet Daily News 2015). Eine Verdoppelung der Kapazität auf 62 Mrd. m³ wäre bei entsprechender Nachfrage möglich (Yeni Safak 2016). Von der türkisch-griechischen Grenze soll das ankommende Erdgas dann über die TAP über Griechenland, Albanien und das Adriatische Meer nach Italien geführt werden (Trans Adriatic Pipeline AG 2016b). Die Kapazität der TAP ist zunächst mit 10 Mrd. m³ pro Jahr geplant und durch nachträglichen Verdichterbau bis auf über 20 Mrd. m³ jährlich steigerungsfähig (Trans Adriatic Pipeline AG 2016a). Die Fertigstellung soll bis 2020 erfolgen.

- Turkish Stream: Im Projekt Turkish Stream soll eine Pipeline-Verbindung zwischen Russland und der Türkei durch das Schwarze Meer bis zur türkisch-griechischen Grenze geschaffen werden (Panin 2016). Das Projekt steht somit in Bezug auf den Pipeline-Verlauf in Konflikt mit dem südlichen Gaskorridor und insbesondere zur TANAP. Letztlich soll eine Diversifikation der Transportwege für russisches Gas nach Europa geschaffen werden und so die Abhängigkeit von der Ukraine als Transitstaat gemindert werden. Gazprom hat 2015 eine Einstellung der Pipeline-Lieferungen durch die Ukraine nach 2019 angekündigt (Zeit Online 2015). Geplant wurde mit einer Kapazität von insgesamt 63 Mrd. m³ pro Jahr, wovon 14 Mrd. m³ jährlich an die Türkei ausgekoppelt werden sollten und 49 Mrd. m³ pro Jahr für die Gasversorgung der EU angedacht waren, wobei zum Abtransport des Gases ein Infrastrukturbau zur türkisch-griechischen Grenze erforderlich werden würde (Panin 2016) und sich die Sinnhaftigkeit des Projektes in Frage stellen lässt (Fischer 2015). Wegen des Abschusses eines russischen Militärflugzeugs durch die Türkei an der Grenze zu Syrien wurde das Projekt vorübergehend ausgesetzt (APA und dpa 2016).
- White Stream: Das Projekt White Stream umfasst eine Offshore-Verbindung zwischen Georgien und Rumänien durch das Schwarze Meer mit dem Ziel einer Diversifikation der Bezugsrouten für Gas aus dem kaspischen Raum. Die finale Entscheidung für einen der beiden Routenverläufe steht noch aus. Mit einer Inbetriebnahme war laut EU-Kommission etwa 2022 zu rechnen (Europäische

Kommission 2015). Das Projekt wird aktuell nicht mehr als PCI betrachtet (Europäische Kommission 2016a, S. L 19/17).

Für Pipeline-Neubauprojekte lassen sich somit insbesondere die drei nachfolgenden strategischen Zielsetzungen erkennen:

- die Anbindung „neuer“ Gasförderstätten an vorhandene Märkte (z. B. Anbindung der Gasvorkommen im kaspischen Raum an Abnehmer in der EU),
- die Schaffung „neuer“ Absatzmärkte bzw. Ausweitung der Liefermengen aus vorhandenen Gasförderstätten (z. B. Lieferung russischen Gases in die Türkei bzw. nach China) sowie
- die Diversifikation der Transportwege zur Umgehung von Transitländern (z. B. Ausbau der NordStream-Pipeline, um die Ukraine als Transitstaat zu umgehen).

Die Gasversorgung des Raumes ‚Central EU‘, zu dem in einer von der Europäischen Kommission beauftragten Studie auch Deutschland hinzugezählt wird (Exergja et al. 2015, S. 242), erfolgt im Wesentlichen über Pipelines aus Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Norwegen, den Niederlanden, Deutschland, Polen und Ungarn sowie drei Pipeline-Verbindungen zum Transport russischen Gases: die Brotherhood-Pipeline durch die Ukraine, die Yamal-Europe-Pipeline durch Weißrussland sowie die durch die Ostsee geführte Nord Stream-Pipeline (Exergja et al. 2015, S. 105). Die wesentlichen Erdgas-Pipelines aus Russland und dem kaspischen Raum sowie geplante, in Bau befindliche und eingestellte Projekte sind in nachfolgender Abbildung 5-9 zu sehen.

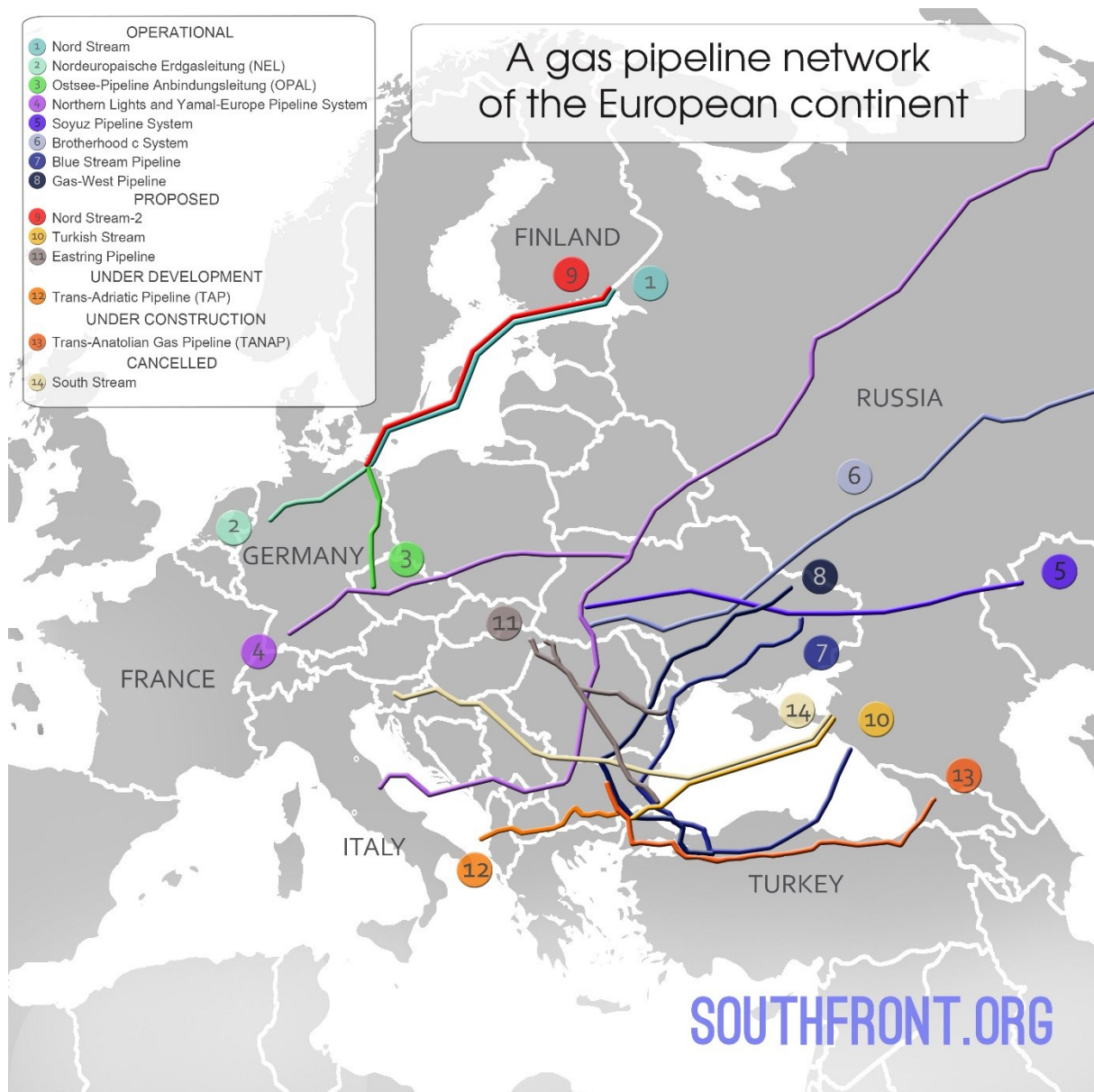


Abbildung 5-9: Wesentliche Erdgas-Pipelines aus Russland und dem kaspischen Raum

Quelle: SouthFront 2015

Ähnlich wie das Elektrizitätsnetz ist auch die Erdgas-Pipeline-Infrastruktur geprägt von Kapitalintensität und Langfristcharakter. Die Entscheidung für den Neubau von Pipeline-Projekten hat demnach unter Berücksichtigung langfristiger Nachfrage- und Preisprognosen zu erfolgen. Eine Studie von Energy Union Choices kommt zu dem Schluss, dass ein Großteil der in Planung befindlichen Pipeline-Infrastruktur unter dem Gesichtspunkt zukünftiger Gasversorgungssicherheit nicht benötigt werde und neue Infrastrukturkapazitäten mit einem Investitionsvolumen von lediglich 2,8 Mrd. bis 14,1 Mrd. € bis 2030 ausschließlich zur besseren Anbindung und Verhinderung von

nicht gedeckter Nachfrage in Südosteuropa benötigt würden. Der Rest Europas verfüge auch ohne die Umsetzung der Projects of Common Interest, auf die laut Energy Union Choices ein Investitionsvolumen zwischen 40 und 50 Mrd. € entfalle (Energy Union Choices 2016, S. 31ff.), über ausreichend Import- bzw. grenzüberschreitende Kapazitäten (Energy Union Choices 2016, S. 11). Aus Versorgungssicherheitssicht werden mit Zeithorizont 2030 der Studie nach keine neuen Importkapazitäten nach Deutschland wie etwa das Projekt Nord Stream 2 benötigt (Energy Union Choices 2016, S. 26).

Die grenzüberschreitenden Import- und Exportkapazitäten der Bundesrepublik Deutschland weisen den Angaben der ENTSOG gemäß aktuell ein hohes Niveau auf. In Summe belaufen sich die Exportkapazitäten auf 7.137 PJ pro Jahr. Die gesamten Importkapazitäten betragen 11.225 PJ pro Jahr und übersteigen somit selbst bei Annahme eines 44%igen Transitanteils⁴⁵ den Primärenergiebedarf an Erdgas um annähernd das Doppelte⁴⁶. Die direkten Importkapazitäten aus Russland, Norwegen und den Niederlanden belaufen sich auf 2.289 PJ pro Jahr, 2.249 PJ pro Jahr sowie 2.958 PJ pro Jahr (ENTSOG 2016a, Tabelle Dataset; eigene Berechnungen). Durch die hohen grenzüberschreitenden Kapazitäten in Zusammenhang mit nicht voll ausgelasteten Pipeline-Kapazitäten sowie perspektivischen Neuinbetriebnahmen resultieren Freiheitsgrade hinsichtlich einer Variation der Pipeline-Bezugsquellen sowie -routen.

5.1.3 Vorteilhaftigkeit Pipeline vs. LNG

Die Frage nach der angewandten Transporttechnik wird in erster Linie durch einen Kostenvergleich beantwortet. Als Faustformel gilt hier, dass die Vorteilhaftigkeit von Pipelines gegenüber LNG-Ketten umso stärker zu tragen kommt, je geringer die Transportdistanz und je höher das Transportvolumen ausfällt (Deymann 2014, S. 102).

Die noch hohen Fixkosten der LNG-Anlage fallen insbesondere bei kurzen Distanzen erheblich ins Gewicht. Die „Breakeven-distance“ (im Sinne einer wechselnden Vorteilhaftigkeit) einer LNG-Anlage gegenüber dem Transport über eine 42-Zoll-Pipeline liegt bei 2.000 km bei einer unterseeischen Pipeline und bei 4.000 km bei einer terrestrischen. Eine Kostensenkung bei Pipelines kann im Besonderen durch die Erhöhung der Kapazität erreicht werden. Hierbei ist jedoch zu prüfen, ob der Zielmarkt entsprechende Mengen überhaupt aufnehmen kann. Folgende Abbildungen zeigen einen Kostenvergleich unterschiedlicher Transporttechnologien in Abhängigkeit der Transportdistanz.

⁴⁵ Siehe zu dieser Annahme Tabelle 3-1 in Kapitel 3.1.

⁴⁶ Einschränkung sei darauf hingewiesen, dass es sich um maximale Transportkapazitäten handelt, deren vollständige Auslastung höchstens zeitlich begrenzt auftreten dürfte.

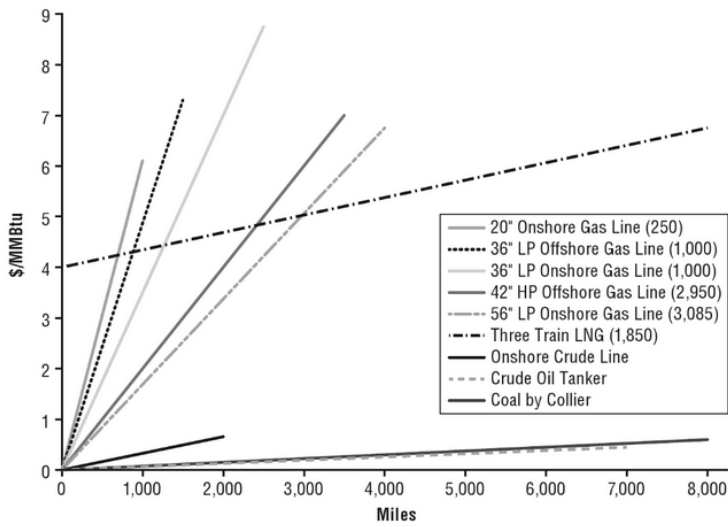


Fig. 17-6. Illustrative gas and oil transportation costs, 2011
 Source: Used with permission of James Jensen, Jensen and Associates, Inc.
 Note: LP = low pressure; HP = high pressure (in this figure); " = inch. Natural gas delivery capability in million cubic feet per day is given in parentheses. Divide by 35.3 to obtain million cubic meters per day. Divide miles by 0.621 to convert to kilometers and divide by 1.055 to obtain price in dollars per million kilojoules. Multiply by 2.54 to convert inches to centimeters. Numbers in parentheses indicate natural gas deliverability in millions of cubic feet per day.

Abbildung 5-10: Kostenvergleich LNG-Pipeline 1

Quelle: Dahl 2015, S. 460

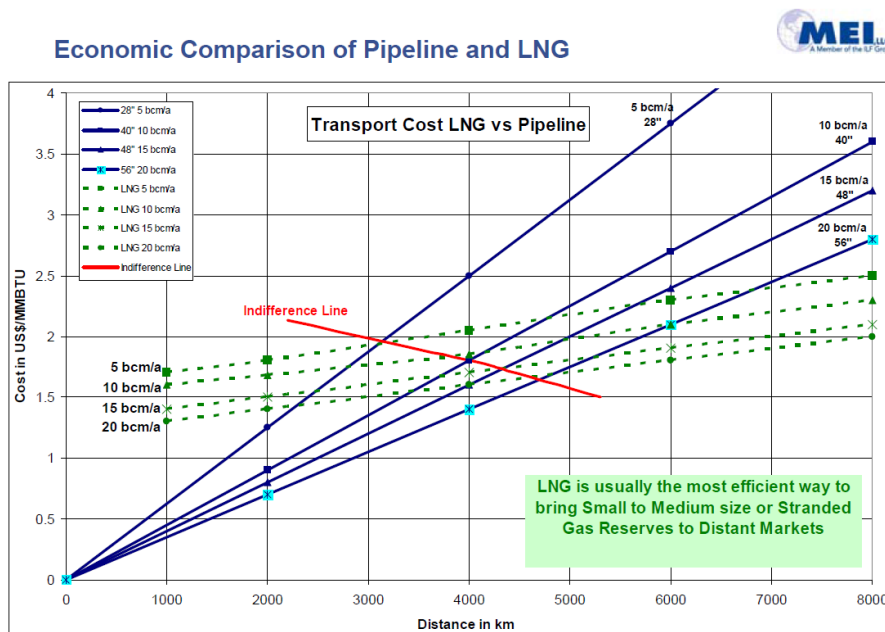


Abbildung 5-11: Kostenvergleich LNG-Pipeline 2

Quelle: Schwimbeck 2008, S. 6

Ein wesentlicher Vorteil einer LNG-Infrastruktur ist die Möglichkeit, kurzfristig neue Importmöglichkeiten zu erschließen und Abhängigkeiten, die durch eine ortsfeste Transportinfrastruktur existieren, abzubauen. Es muss jedoch beachtet werden, dass LNG-Transportschiffe ggf. kurzfristig nicht zur Verfügung stehen oder nur zu deutlich höheren Preisen gechartert werden können. Die Kostenstruktur kann somit individuell sehr unterschiedlich ausfallen. Beim Bau oder der Erweiterung von Pipelines sind in einem höheren Maße auch geopolitische Aspekte bedeutend, die dazu führen, dass (entgegen der Logik der Subadditivität der Kostenfunktion) paralleler Leitungsbau betrieben wird oder hinsichtlich der Start-Ziel-Punkte suboptimale Trassenverläufe gewählt werden.

Neben wirtschaftlichen, geografischen und politischen Gegebenheiten kann auch die ökologische Dimension beim Vergleich der beiden Transporttechniken mitbetrachtet werden. Hinsichtlich der THG-Emissionen via Pipeline ist dabei zwischen den CO₂-Emissionen (durch die Verbrennung in den Turbinen der Verdichterstationen) und den CH₄-Emissionen (durch Wartungsarbeiten, Leckagen und Betriebsstörungen) zu unterscheiden. Das im unverbrannten Erdgas enthaltene Methan hat ein wesentlich höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂. Die direkten Emissionen des Gasferntransportes sind abhängig von der Transportdistanz, den Wartungsbedingungen sowie dem Zustand der Kompressorstationen und der Pipeline. Die Emissionen der Gasförderung und Aufbereitung wiederum sind wesentlich vom jeweiligen Druck und der Methankonzentration des Gasfeldes abhängig (Arnold et al. 2010, S. 10). Weitere Emissionen, Ressourcenverbräuche und Umweltauswirkungen entstehen durch den Bau und Betrieb der Pipeline-Infrastruktur an Land bzw. unterseeisch. Gefahren bei der Verlegung von Pipelines sind z. B. die Detonation im Erdreich befindlicher Munitionsobjekte oder das Einbringen von Phosphaten ins Meerwasser durch Baggerarbeiten (WWF 2009, S. 15).

Beim LNG-Transport entstehen die ökologischen Beeinträchtigungen des Pipeline-Transports nur für geringere Distanzen zu und von den Häfen, jedoch sind zusätzliche mit THG-Emissionen (CO₂ und flüchtiges Methan) sowie anderen Luftschadstoffen behaftete Prozessschritte, die Verflüssigung, die Speicherung, der Schiffstransport sowie die Regasifizierung einzubeziehen (Arnold et al. 2010, S. 10). Die zur Verflüssigung eingesetzten (mit Gas/Gasturbinen oder Strom betriebenen) Kältemaschinen benötigen erhebliche Mengen an Energie, rund 10 bis 25 % des Heizwerts des Erdgases (energie-lexikon.info 2016). Mit Schweröl betriebene Seeschiffe produzieren Abgase, die Umwelt, Gesundheit und Klima beeinträchtigen. Die Gesundheit (krebserregende, Atemwegs- und Herz-Kreislaufferkrankungen hervorrufende) sowie das Ökosystem (Versauerung, Eutrophierung) schädigende Wirkungen gehen insbesondere von den Schwefeloxiden, Partikeln und Stickoxiden aus. Rußpartikel, die sich auf Eisflächen ablagern, sind zudem klimawirksam (UBA 2015a).

Es ist zu konstatieren, dass die Umwelt- und Klimaauswirkungen der Transporttechniken im Detail zu komplex und individuell sind, als dass in diesem Rahmen ein vollständiges Bild gezeichnet werden könnte. Beispielhaft sollen daher Importkonstellationen aus der GEMIS-Datenbank einen Überblick zu Luftschadstoffen und Treibhausgasen geben. Neben einer LNG-Belieferung aus Algerien werden unterschiedliche Pipeline-Belieferungen einzeln und im Mix dargestellt. Die Werte enthalten nicht die eigentliche Nutzung der bereitgestellten Energieträger z. B. in Heizungen, sondern nur die der End-Nutzung vorgelagerten Prozesse und deren Umwelteffekte. Die ökologische Bewertung der Transporttechnologien und -wege wird in Kapitel 6.4.1 näher ausgeführt.

Tabelle 5-1: Treibhausgase und Luftschadstoffe Vorketten Gas

Datenquelle: IINAS 2015

Luftschadstoffe	SO₂-			
Option [g/kWh]	Äquivalent	SO₂	NO_x	Staub
Erdgas DE frei DE	0,018	0,00288	0,02052	0,001224
Erdgas RU frei DE	0,135	0,0108	0,17712	0,008136
Erdgas NL frei DE	0,0126	0,00108	0,0162	0,000972
Erdgas NO frei DE	0,02916	0,00108	0,04032	0,00162
LNG DZ frei DE	0,08928	0,01584	0,10584	0,003492
Erdgas-DE-mix frei KW/IN	0,07272	0,0054	0,09648	0,004212
Erdgas-DE-mix frei HH-KV	0,07416	0,00576	0,09756	0,004536
Treibhausgase	CO₂-			
Option [g/kWh]	Äquivalent	CO₂	CH₄	N₂O
Erdgas DE frei DE	14	11	0,08532	0,000396
Erdgas RU frei DE	63	33	0,9738	0,001368
Erdgas NL frei DE	6	5	0,03492	0,00018
Erdgas NO frei DE	10	9	0,02376	0,00036
LNG DZ frei DE	31	22	0,29124	0,000936
Erdgas-DE-mix frei KW/IN	33	20	0,44316	0,000792
Erdgas-DE-mix frei HH-KV	41	20	0,69948	0,000792
Szenario-Option	Erläuterung bzw. Kommentar			
Erdgas DE frei DE	Erdgas nur aus deutscher (DE) Förderung (onshore), frei Hochdruck-Pipeline			
Erdgas RU frei DE	Erdgas nur aus russischer (RU) Förderung (onshore) frei Hochdruck-Pipeline an der deutschen Grenze			
Erdgas NL frei DE	Erdgas nur aus holländischer (NL) Förderung (onshore) frei Hochdruck-Pipeline an der deutschen Grenze			
Erdgas NO frei DE	Erdgas nur aus norwegischer (NO) Förderung (offshore) frei Hochdruck-Pipeline an der deutschen Grenze			
LNG DZ frei DE	Liquefied Natural Gas (LNG) aus Algerien (DZ) verschifft, frei deutschem Hafen			
Erdgas-DE-mix frei KW/IN	Aufkommens mix für Erdgas in Deutschland frei Kraftwerke (KW)/Industrie (IN), Hochdruck-Pipeline			
Erdgas-DE-mix frei HH-KV	Aufkommens mix für Erdgas in Deutschland frei Haushalte (HH)/Kleinverbrauch (KV), Niederdruck-Pipeline			

5.2 Unkonventionelle Förderoptionen, EE-Gas

Bei der konventionellen Förderung ist das Erdgas in tiefen undurchlässigen Gesteinsschichten unter hohem Druck eingeschlossen. In der Regel reicht eine einfache Bohrung aus, damit das Gas ohne zusätzlichen Energieeinsatz ausströmt und gefördert werden kann. Im Gegensatz hierzu ist die unkonventionelle Gasförderung mit einem höheren technischen Aufwand verbunden, der aus komplexeren Bohrverfahren oder dem Einsatz von Chemikalien zur Förderung des Erdgases bestehen kann. Von den vielen möglichen unkonventionellen Fördermethoden werden solche betrachtet, die aus heutiger Sicht mittel- bis langfristig wesentliche Beiträge zur Versorgung mit Erdgas leisten können.⁴⁷

Unter Erneuerbaren Energien-Gas (EE-Gas) wird zum einen aus biogenen Substraten erzeugtes und anschließend auf Erdgasqualität aufbereitetes Gas verstanden. Zum anderen fällt hierunter Erdgas, das unter dem Einsatz von überschüssigen Strommengen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren erzeugt wurde (Power to gas).

5.2.1 Erdgas aus dichten Gesteinen

5.2.1.1 Grundlagen

Es existieren Erdgasvorkommen, die von dichten, gasundurchlässigen Gesteinsschichten umschlossen sind. Hierzu zählen Vorkommen in Sandstein- oder Karbonatreservoirs (englisch: tight gas) sowie solche, die von Tonsteinschichten umschlossen sind (Schiefergas; englisch: shale gas). In Abbildung 5-13 sind solche, als unkonventionell bezeichnete Vorkommen von Erdgas gemeinsam mit konventionellen Lagerstätten dargestellt. Die Förderung dieser Vorkommen erfolgt mittels Bohrungen in das Gestein. Anschließend wird in die Bohrlöcher ein Wasser-Chemikalien-Sand-Gemisch unter hohem Druck eingepresst, um die dichten Gesteinsschichten aufzubrechen, zu weiten und offen zu halten. Durch die entstehenden Öffnungen bzw. Risse kann das eingeschlossene Erdgas entweichen und gefördert werden. Die vielversprechendsten Vorkommen erstrecken sich vertikal nur über wenige hundert Meter, horizontal jedoch über viele Kilometer. Daher bieten insbesondere horizontale Bohrungen effektive Möglichkeiten zur Gewinnung des Gases. Das beschriebene Verfahren wird als Fracking (hydraulic fracturing) bezeichnet (Horn 2010; van Basshuysen 2015, S. 76; SRU 2013).

⁴⁷ Die Förderung von Erdgas aus Aquiferen wird nicht näher betrachtet, da Aquifergas im Vergleich zu den näher untersuchten unkonventionellen Gasressourcen ein deutlich geringeres ökonomisches Potenzial besitzt. Begründet liegt dies in der erforderlichen Förderung des Grundwassers als Trägermaterial des Gases. Der Aufwand und die Kosten hierfür stehen in einem schlechten Verhältnis zu den geförderten Energiemengen (BGR 2009, S. 102 f.).

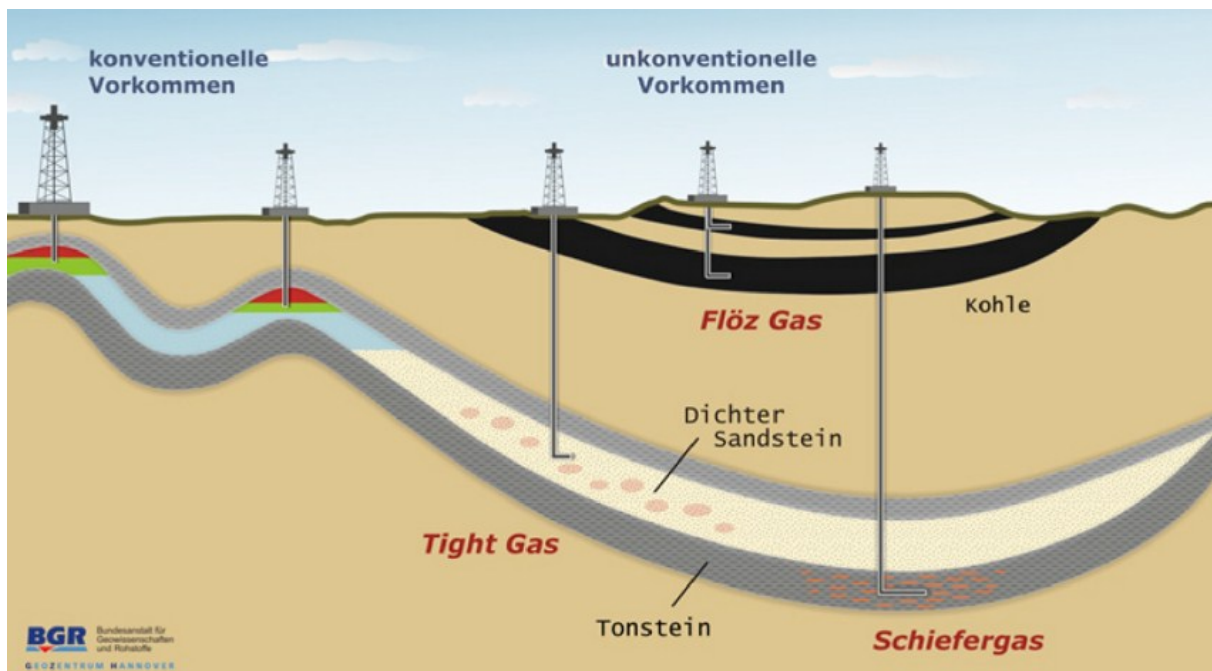


Abbildung 5-12: Konventionelle und unkonventionelle Erdgaslagerstätten

Quelle: BGR 2013a

5.2.1.2 Potenzial und Verteilung

Laut BGR (2016, S. 9) liegen die geschätzten Ressourcen an Schiefergas (shale gas) in Deutschland bei 0,38 – 2,34 Bill. m³. Die Förderung von Schiefergas in Deutschland wurde jedoch bisher nicht in größerem Umfang betrieben, da das Risiko für negative Auswirkungen auf die Gesundheit und die Umwelt gesellschaftlich und politisch bisher als zu hoch eingeschätzt wurde.⁴⁸ Erdgas aus dichten Sandsteinen (tight gas) hingegen wird in Deutschland bereits seit vielen Jahren in geringeren Mengen gefördert und die BGR (2015, S. 21) schätzt die verbleibenden Ressourcen auf 90 Mrd. m³.

Die weltweiten Reserven an Schiefergas liegen auf einem vergleichsweise geringen Niveau (siehe Tabelle 5-2). Die geschätzten Ressourcen hingegen liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ressourcen an konventionellem Erdgas. Für Gas aus

⁴⁸ Nach dem Beschluss der Bundesregierung vom 24.06.2016 besteht ein Verbot für unkonventionelles Fracking, d. h. Fracking in oberflächennahen Gesteinsschichten, wohingegen vier Probebohrungen zu wissenschaftlichen Zwecken für konventionelles Fracking in Tiefen von mindestens drei Kilometern in Abhängigkeit der Zustimmung der jeweiligen Landesregierung erfolgen können. Im Jahr 2021 soll die nächste Entscheidung zur Zukunft des unkonventionellen Frackings fallen (siehe <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/04/2015-04-01-fracking-gesetz-kabinett.html>)

dichten Sandsteinen führt die BGR (2015) keine gesonderte Angabe auf; die geschätzten Ressourcen liegen hingegen auf einer Höhe mit einer spürbaren Bedeutung für die gesamten konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen.

Tabelle 5-2: Weltweite Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas und Gas aus dichten Gesteinen im Vergleich

Datenquelle: BGR 2015, S. 33

	Reserven	Ressourcen
Konventionelles Erdgas	7.260 EJ	12.162 EJ
Schiefergas (shale gas)	190 EJ	8.189 EJ
Tight gas	In konv. Erdgasreserven enthalten	2.385 EJ

In BGR (2015) werden keine spezifischen Angaben zur geografischen Verteilung der weltweiten Ressourcen an Erdgas aus dichten Gesteinen gemacht. Der Statistik im World Energy Outlook 2015 (IEA 2015b, S. 204) nach liegen die größten Ressourcen an tight gas in Lateinamerika, gefolgt vom asiatisch-pazifischen Raum (siehe Abbildung 5-13). Im Vergleich hierzu verfügt Europa nur über einen Bruchteil der Ressourcen. Der Schätzung zufolge liegen die größten Ressourcen an shale gas im nordamerikanischen Raum, gefolgt von Lateinamerika, Asien (Non OECD) und Afrika. Die europäischen Reserven liegen wiederum auf einem vergleichsweise geringen Niveau.

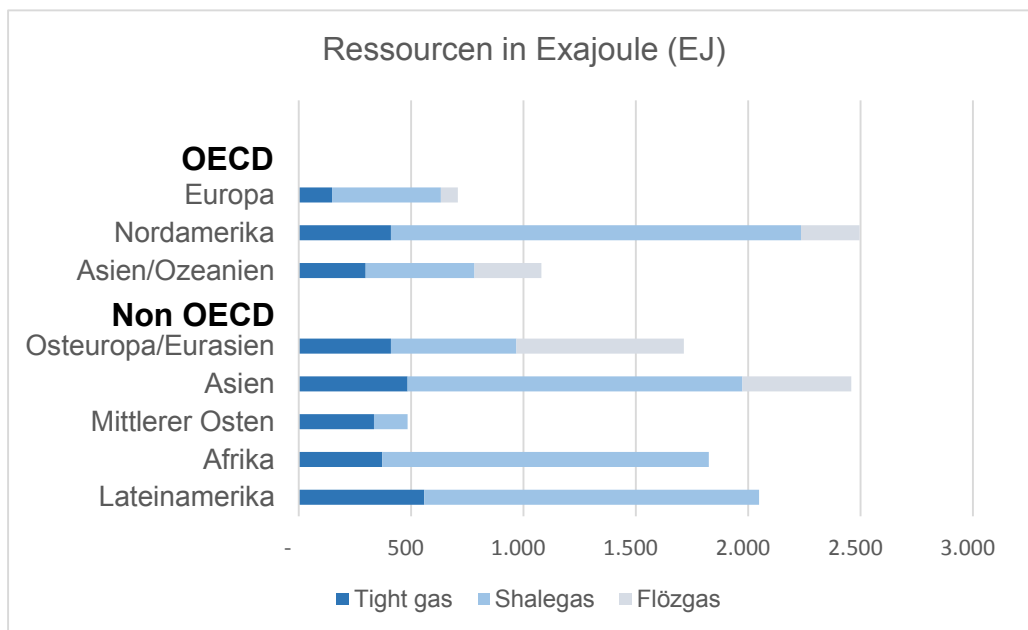


Abbildung 5-13: Ressourcen von unkonventionellem Erdgas in EJ
 Darstellung: IZES; Datenquellen: IEA 2015b, S. 204

5.2.1.3 Kosten

Eine Studie des Oxford Institute (2010, S. 87 ff.) berechnet die Preise, ab denen die Förderung und der Verkauf von Schiefergas in Deutschland und Polen wirtschaftlich rentabel ist (Gewinnschwelle; englisch: breakeven price). Dabei wird für Deutschland zwischen einem Politikregime unterschieden, dass der Förderung von Schiefergas tendenziell wohlgesonnen gegenübersteht („tight gas regime“), u. a. durch geringere staatliche Abgaben und Steuern für Schiefergas, sowie einem Regime, dass der Förderung von Schiefergas gegenüber der konventionellen Erdgasförderung keine Vorteile einräumt („onshore regime“). Für Polen wird nicht zwischen verschiedenen Politikregimes, sondern zwischen den beiden potenziellen Hauptfördergebieten um das baltische Becken sowie im Raum Lublin differenziert. In Tabelle 5-3 sind die vom Oxford Institute (2010, S. 87) berechneten Gewinnschwellen angegeben. Diesen zufolge ist die Schiefergasförderung in Deutschland, je nach Politikregime und Entwicklung der Förderkosten, ab einem Erdgaspreise zwischen 20 und 42 €/MWh wirtschaftlich rentabel. Die Förderung in Polen überschreitet die Gewinnschwelle, je nach Förderort und Kostenentwicklung, ab einem Preis zwischen 20 und 31 €/MWh.

Tabelle 5-3: Gewinnschwellen (breakeven prices) der Schiefergasnutzung in Deutschland und Polen

Datenquelle: Oxford Institute 2010, S. 87

Deutschland	Tight gas regime	Onshore Regime
Keine Kostenoptimierung	29,3 €/MWh	41,7 €/MWh
Langsame Kostenopt.	21,2 €/MWh	30,2 €/MWh
Schnelle Kostenopt.	20 €/MWh	28,4 €/MWh
Polen	Baltisches Becken	Raum Lublin
Keine Kostenoptimierung	31 €/MWh	30 €/MWh
Langsame Kostenopt.	22,2 €/MWh	21,5 €/MWh
Schnelle Kostenopt.	21 €/MWh	20,2 €/MWh

Das MIT (2011, S. 33) hat die Gewinnschwellen für die wichtigsten Standorte für die Förderung von Schiefergas in den USA für ein mittleres Kostenszenario berechnet.⁴⁹ Darüber hinaus wird zwischen der Anfangsproduktionsrate (initial production rate) der Förderstandorte unterschieden. Bei einer Anfangsproduktionsrate, die von 50 % der bis zum Jahr 2009 fertig erschlossenen Schiefergasförderungen erreicht oder überschritten wurden, liegen die von MIT (2011) bestimmten Gewinnschwellen der fünf wichtigsten Schiefergasstandorte in den USA zwischen 13,45 und 21,84 \$/MWh (siehe Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Gewinnschwellen der fünf wichtigsten Schiefergasstandorte in den USA bei einer mittleren (P50) Anfangsproduktionsrate

Datenquelle: MIT 2011, S. 33

Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford
21,84 \$/MWh	18,50 \$/MWh	17,12 \$/MWh	13,45 \$/MWh	21,20 \$/MWh

⁴⁹ Die Kostenszenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Landpacht, der Betriebskosten (OPEX) sowie der Bohr- und Fertigstellungskosten. Eine weitere Annahme ist eine Fördergebühr (royalty) von 12,5 % (MIT 2011, Appendix D2).

5.2.1.4 Klima-/Umweltauswirkungen

In einer Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) zum Einsatz von Fracking zu Schiefergasgewinnung in Deutschland wird eine umfangreiche Analyse der Umweltauswirkungen und -risiken vorgenommen (SRU 2013, S. 22 ff.). Dort wird bei der Risikobewertung der Schiefergasförderung zwischen der Erkundung, der Gewinnung und der Stilllegung sowie zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Risiken unterschieden (Abbildung 5-14).



Abbildung 5-14: Wirkung auf und Risiken für Umwelt und Natur bei der Förderung von Schiefergas

Quelle: SRU 2013, S. 23

Bei der Erkundung und Gewinnung entstehen jeweils Risiken durch eine Gefährdung des Grundwassers und durch die potentielle Luftbelastung, die beide bedeutend negative Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit haben können. Aus diesem Grund steht vor allem die Belastung der Trinkwasserversorgung mit giftigen Chemikalien im Vordergrund der wissenschaftlichen und öffentlichen Debatte. Der SRU (2013) kommt zu der noch nicht abschließenden Beurteilung, dass noch wesentliche offene Fragen über die Risiken der Schiefergasförderung in Deutschland bestehen, die vor der kommerziellen Nutzung geklärt werden müssen. Der SRU empfiehlt die ausführliche Bereitstellung und Nutzung von geologischen Daten von Tiefenbohrungen in Deutschland, um das Risiko durch Fracking weitergehend zu bewerten.

Das UBA (2012) kommt in einer Defizitanalyse aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht ebenfalls zum dem Schluss, dass zur Bewertung der in der Studie identifizierten Wirkungspfade wichtige Grundlagendaten fehlen. Ebenfalls wird bemängelt, dass die genauen chemischen Zusammensetzungen der beim Fracking eingesetzten Fluide noch nicht ausreichend bekannt und offengelegt sind und somit auch keine fundierten Aussagen zu deren Kurz- und Langzeitverhalten in der Umwelt getroffen werden können.

Den beschriebenen Umwelt- und Gesundheitsrisiken stehen mögliche positive Klimaeffekte einer Schiefergasförderung entgegen, die durch eine Verdrängung von CO₂-intensiveren Energieträgern durch das Schiefergas entstehen können. Der (SRU 2013, S. 15ff.) erwartet keine wesentliche Beeinflussung der Brennstoffpreise im Fall einer Schiefergasförderung in Deutschland und Europa und führt dies in erster Linie auf die vergleichsweise geringen zu erwartenden Fördermengen zurück. Die globale Ausweitung der Schiefergasförderung hingegen hat bereits kurzfristige Preiseffekte, die sich in einer Gaspreissenkung und einem Rückgang der Kohlestromerzeugung in den USA bemerkbar machen, hervorgerufen.

Die langfristig möglichen Effekte einer globalen Erhöhung der Schiefergasförderung sind sehr vielfältig. Zum einen besteht die Möglichkeit, dass eine steigende Nutzung von Erdgas aus Fracking weltweit zu einem Rückgang der Kohlenutzung und somit zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen führt. Auf der anderen Seite kann eine Vergünstigung der Erdgasnutzung dem Ausbau Erneuerbarer Energien im Elektrizitäts-, Wärme- sowie Mobilitätssektor entgegenstehen. Die Studie von McJeon et al. (2014) vergleicht Simulationsergebnisse von fünf Modellen über die Entwicklung des weltweiten Energiesystems, in einem Szenario mit Erdgasressourcen ohne die Förderung von Schiefergas und in einem Szenario mit einer wirtschaftlich lohnenden Nutzung von Schiefergasquellen sowie einem hieraus resultierenden sehr hohen Erdgasangebot. Die Analyse begrenzt sich auf die Entwicklung der weltweiten CO₂-Emissionen und zeigt, dass eine hohe Erdgasnutzung bzw. ein niedriger Erdgaspreis und eine daraus folgende Verdrängung der Kohlenutzung nicht mit einer Emissionsreduzierung verbunden sein müssen. Aufgrund eines Rückgangs der Kernkraftnutzung sowie der Nutzung Erneuerbarer Energien kann ein niedriger Erdgaspreis auch eine Erhöhung der weltweiten Treibhausgasemissionen bewirken. Zu einem vergleichbaren Resultat kommt eine Simulationsstudie von UBA (2015b), die aus der Analyse der berechneten Szenarien schließt, dass die weltweiten Treibhausgasemissionen infolge einer verstärkten Schiefergasförderungen steigen werden. Die Hauptursachen hierfür liegen ebenfalls in sinkenden Preisen für die Nutzung fossiler Rohstoffe im Allgemeinen und tendenziellen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Effizienz- und Vermeidungsmaßnahmen sowie der Nutzung von Erneuerbaren Energien im Speziellen.

Neben den beschriebenen Preiseffekten kann ein Ausbau der Infrastruktur zur Förderung, den Transport und zur Speicherung von Schiefergas zu einem technologischen Lock-In-Effekt führen (Sovacool 2014). Ein solcher Effekt steht dem Ausbau von Infrastruktur für ein regeneratives Energieversorgungssystem entgegen. Würden aus einer Schiefergasförderung dauerhaft niedrige Erdgas- oder Kohlepreise resultieren, empfiehlt der SRU (2013) den verstärkten Einsatz von energie- und umweltpolitischen Instrumenten zur Förderung von Effizienzmaßnahmen und Erneuerbarer Energien.

5.2.1.5 Realisierungsgeschwindigkeit

Für Deutschland und Europa sieht der SRU (2013, S. 15f.) kurzfristig keine bedeutende Erschließung und Nutzung von Schiefergasförderstätten. Gründe hierfür sind die relativ geringen Potenziale und hohen Gewinnschwellen in Deutschland und Polen sowie das geltende Förderverbot in Frankreich. Der Vergleich der Gewinnschwellen zwischen Deutschland und Polen (vgl. Tabelle 5-3) auf der einen Seite sowie der USA auf der anderen Seite (vgl. Tabelle 5-4) zeigen, dass eine Förderung in den Vereinigten Staaten bereits heute, bei deutlich geringeren Preisen, wirtschaftlich rentabel ist. Zusätzlich sieht der SRU (2013, S. 16) in der mangelnden Ausstattung an technischen Geräten, Fachkräften und der nötigen Infrastruktur Hindernisse, die einem kurzfristigen Ausbau der Schiefergasförderung in Europa entgegenstehen. Das IASS (2015) geht in seiner Analyse ebenfalls davon aus, dass die die Rechtsvorschriften für die Schiefergasförderung in Europa sehr viel strenger als in den USA ausfallen werden und die Überprüfung sämtlicher Risiken noch eine längere Zeit in Anspruch nehmen wird.

5.2.2 Kohleflözgas (Flöz- und Grubengas)

5.2.2.1 Grundlagen

Kohleflözgas ist ein aus Kohle entstandenes Gas mit hohem Methangehalt. Entsprechend liegen die Vorkommen von Kohleflözgas in Kohlelagerstätten (siehe Abbildung 5-12). Man unterscheidet zwischen (Thielemann 2008):

- **Flözgas**, das durch Bohrungen in Kohleflözen freigesetzt wird (englisch: coalbed methane - CBM) und
- **Grubengas**, das durch unmittelbare Bergbautätigkeiten im Grubengebäude oder auch erst nach Jahren durch feine Risse und Spalten aus Steinkohle austritt. Das im aktiven Bergbaubetrieb durch Absaugen und Grubenentwässerung entnommene Gas wird als ‚coalseam methane‘ bezeichnet. Das auch nach Jahren der Grubenstilllegung entweichende Gas wird als ‚coalmine methane‘ bezeichnet.

Flözgas wird aus dichten Gesteinsschichten gewonnen, die eine geringe Gasdurchlässigkeit besitzen. Daher ist die Förderung des Gases technisch aufwendig und er-

fordert eine Vielzahl von vertikalen und horizontalen Bohrungen in die Gesteinsformationen (Kolb 2011). Die Stromerzeugung aus in Deutschland gefördertem Grubengas wird nach § 43 EEG 2014 gefördert, wobei sich der Vergütungssatz nach der Bemessungsleistung richtet und der Vergütungszeitraum 20 Jahre beträgt. Grubengas ist keine erneuerbare Energiequelle, jedoch verhindert dessen Nutzung zur Stromerzeugung die Freisetzung des darin enthaltenen Methans in die Atmosphäre. In Deutschland fällt Grubengas nur in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und im Saarland an. Die Stromerzeugung aus Grubengas ist seit 2007 rückläufig und wird infolge des sukzessiven Ausstiegs aus der Steinkohlegewinnung in Deutschland zum größten Teil durch Gas aus dem inaktivem Steinkohlebergbau geleistet (Schmidt 2014, S. 47).

5.2.2.2 Potenzial und Verteilung

Da das Vorkommen von Kohleflözgas unmittelbar an das Vorkommen von Steinkohle gebunden ist, sind die weltweiten Ressourcen und Reserven sehr hoch. Der BGR (2015, S. 32) zufolge bestehen bei nicht-konventionellem Erdgas Datenlücken über die weltweiten Reserven und Ressourcen. Eine Abschätzung kommt zu dem Ergebnis, dass derzeit weltweite Reserven von Kohleflözgas in der Höhe von 1,8 Bill. m³, entsprechend ca. 68 EJ existieren. In Tabelle 5-5 sind die Reserven und Ressourcen von Kohleflözgas mit denen von konventionellem Erdgas verglichen.

Tabelle 5-5: Weltweite Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas und Kohleflözgas im Vergleich

Datenquelle: BGR 2015, S. 33

	Reserven	Ressourcen
Konventionelles Erdgas	7.260 EJ	12.162 EJ
Kohleflözgas	68 EJ	1.963 EJ

Obwohl in BGR (2015) keine exakte Verteilung der Kohleflözgasvorkommen angegeben ist, dürfte diese näherungsweise der Steinkohleverteilerung entsprechen. Der in IEA (2015b, S. 204) angegebenen Verteilung zufolge liegen die größten Ressourcen von Kohleflözgas in der früheren Sowjetunion, gefolgt von Asien (Non OECD). In Ernst and Young (2010, S. 21) wird auf eine Quelle von DGH India verwiesen, welcher zufolge Deutschland etwa 66 bis 97 EJ Ressourcen an Flözgas besitzt.

5.2.2.3 Kosten

Laut der Wirtschaftlichkeitsanalyse im Vorhaben I des EEG-Erfahrungsberichts (Schmidt 2014) ist der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit Grubengas nur bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung wirtschaftlich. Daher wird eine Beibehaltung

bzw. minimale Absenkung der Vergütungssätze sowie eine Beibehaltung der Degressionsrate von 1,5 % pro Jahr empfohlen. Nach § 43 und § 27 EEG 2014 liegen die Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Grubengas bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2016 bei

- 6,64 Cent/kWh für Anlagen bis 1 MW Bemessungsleistung,
- 4,24 Cent/kWh für Anlagen bis 5 MW Bemessungsleistung,
- 3,74 Cent/kWh für Anlagen ab 5 MW Bemessungsleistung.

Die Stromgestehungskosten⁵⁰ einer Grubengasanlage in Deutschland dürften im Durchschnitt ungefähr den aktuellen Vergütungssätzen entsprechen.

Ernst and Young (2010, S. 24) geben für Flözgas Preise von 17 US\$/MWh in den USA, 14-20 US\$/MWh in Australien und 17-24 US\$/MWh in China an. Die Kostendifferenzen werden auf Unterschiede in den Fördermethoden, der Verteilung der Lagerstätten sowie dem Entwicklungsstand der Technologie zurückgeführt.

5.2.2.4 Klima-/Umweltauswirkungen

Entweicht methanreiches Kohleflözgas in die Atmosphäre, ohne bspw. in einem Stromerzeugungsprozess zu CO₂ verbrannt zu werden, entwickelt es ungefähr einen Treibhausgaseffekt, der um den Faktor 23 höher ist als derjenige von CO₂ (Thielemann 2008). Hierin liegt auch die Begründung für die EEG-Förderung der Stromerzeugung aus Grubengas.

Bei der Gewinnung von Flözgas ist zu beachten, dass im Falle eines Einsatzes von Chemikalien zum Aufbrechen der gasundurchlässigen Kohle- und Gesteinsschichten prinzipiell die gleichen Risiken herrschen, wie bei der Förderung von unkonventionellem Erdgas aus dichtem Gestein (siehe Kapitel 5.2.1).

5.2.2.5 Realisierungsgeschwindigkeit

Wie dargestellt, sind die weltweiten Reserven und Ressourcen von Kohleflözgas als hoch einzustufen. In Deutschland wird hauptsächlich Grubengas zur Stromerzeugung eingesetzt und nach dem EEG gefördert. Das Voranschreiten der Förderung von Flözgas mit ähnlichen Methoden wie bei unkonventionellem Erdgas aus dichten Gesteinen ist in erster Linie abhängig von der Preisentwicklung für (konventionelles) Erdgas und Erdöl. Erreichen die Preise für die beiden dominierenden Energieträger die Schwelle zur wirtschaftlichen Förderung von Flözgas, ist mit einer schnellen Realisierung von Projekten zur Flözgasgewinnung zu rechnen.

⁵⁰ Unter Berücksichtigung von Kalkulationszinssätzen von 5-10 %, je nach Art des Investors und der Kapitalstruktur (Schmidt 2014, S. 84).

5.2.3 Gashydrat

5.2.3.1 Grundlagen

Erdgas und Wasser können unter hohem Druck (> 20 bar) und bei gleichzeitig niedriger Temperatur ($< 4^{\circ}\text{C}$) eine eisähnliche, kristalline Substanz bilden. Dieses in Eis gebundene Erdgas wurde Ende der 1960er Jahre erstmals entdeckt und als Gashydrat bezeichnet. Neben Methan können auch weitere Bestandteile wie Kohlenwasserstoffe oder Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff in den Kristallen eingebunden sein. Die Vorkommen an Gashydrat sind in tiefen und dauerhaft gefrorenen Bodenschichten, sogenannte Permafrostböden, und in tiefgelagerten Sedimenten an den Kontinentalrändern der Weltmeere zu finden (van Basshuysen 2015, S. 57ff.; BGR 2009, S. 105ff.).

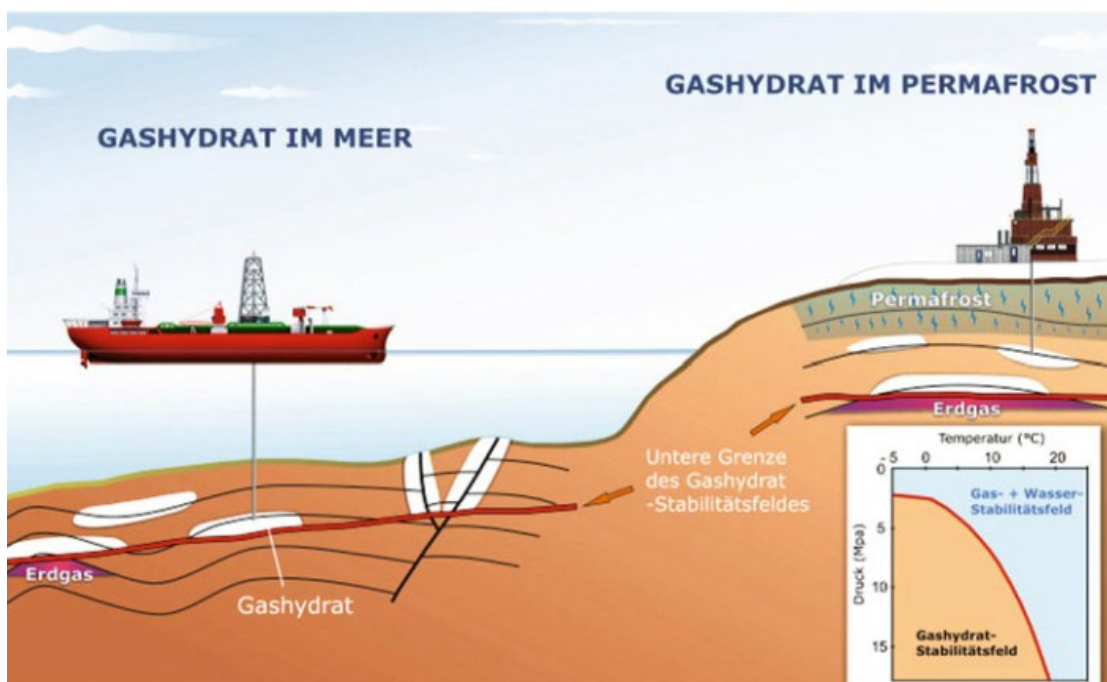


Abbildung 5-15: Vorkommen und mögliche Abbaumethode von Methan-Gashydraten

Quelle: BGR 2009, S. 106

Die bekannten und typischen Gashydratvorkommen sind in der Regel schwer zugänglich und entsprechend aufwendig kann deren Förderung sein. Um Gashydratvorkommen zu erschließen, sind tiefe Bohrungen nötig. Eines der größten Risiken birgt die komplexe Förderung aufgrund der Tatsache, dass der kristalline Zustand der Gashydrate nur bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen stabil ist. Gelingt es bei einer

Freisetzung des Methans nicht, das Gas aufzufangen, entweicht dieses in die Atmosphäre. Der World Ocean Report von maribus (2014, S. 104ff.) beschreibt folgende Fördermethoden (vgl. Abbildung 5-16):

- **Spülung mit Wasser (a):** Nach der Bohrung werden die Kanäle genutzt, um heißes Wasser in die Hydratvorkommen zu pumpen, die sich anschließend zersetzen und das eingeschlossene Methan freigeben.
- **Druckentlastung (b):** Durch eine direkte Bohrung in die Hydratlagerstätten wird der dort herrschende Druck verringert. Als Folge zerfällt das kristalline Hydrat und gibt das eingeschlossene Methan frei.
- **Injektion von Kohlendioxid (c):** Das Gashydrat wird mit Kohlendioxid begast, welches das Methan aus der Verbindung verdrängt und eine Bindung mit den Wassermolekülen eingeht. Das so entstehende Kohlendioxidhydrat ist deutlich stabiler als Gashydrat. Diese Methode kann nicht nur zur Lösung des Methans, sondern auch zur Speicherung von Kohlendioxid in den Hydraten genutzt werden.

Die Methoden wurden bisher nur in Labors oder ersten Feldtests durchgeführt. Daher ist heute noch nicht sicher, welches der Verfahren sich für die Förderung in industriellem Maßstab aus ökonomischen und ökologischen Bewertungsmaßstäben am besten eignet.

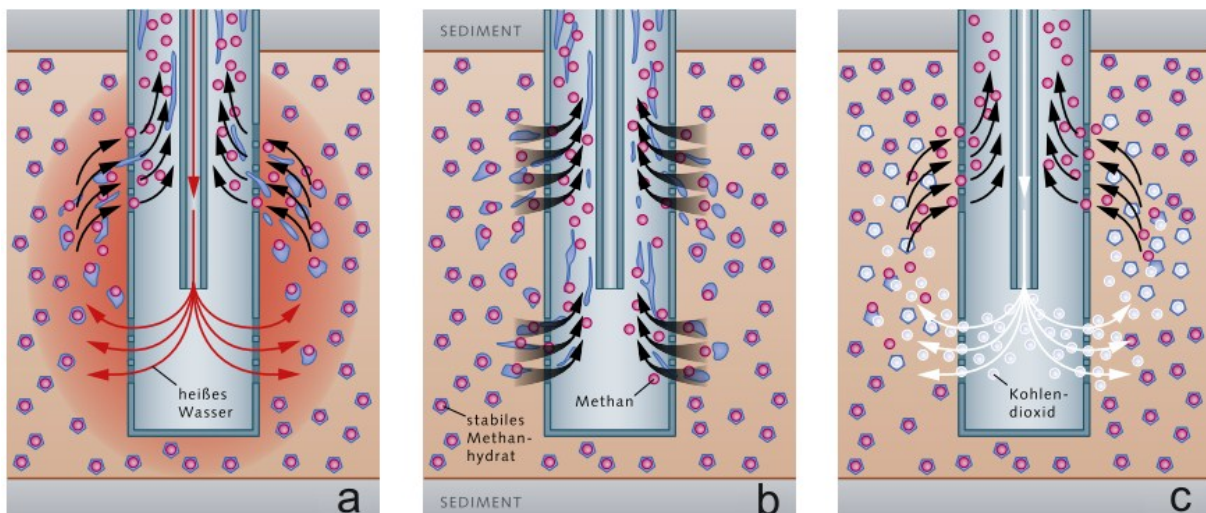


Abbildung 5-16: Methoden zur Förderung von Gashydrat

Quelle: maribus 2014, S. 105

5.2.3.2 Potenzial und Verteilung

Der Großteil der Gashydratressourcen ist in der Nähe der Kontinentalabhänge zu finden. Die BGR (2015, S. 33) schätzt die globalen Ressourcen an Gashydrat auf 6.992 EJ (Ressourcen an konventionellem Erdgas: 12.162 EJ). Mit dieser bedeutenden Menge hat die Förderung von Gashydrat das Potential, global eine längerfristige Versorgung mit Erdgas sicherzustellen. In Abbildung 5-17 ist die geschätzte Verteilung der Gashydratvorkommen an den weltweiten Kontinentalabhängen dargestellt.

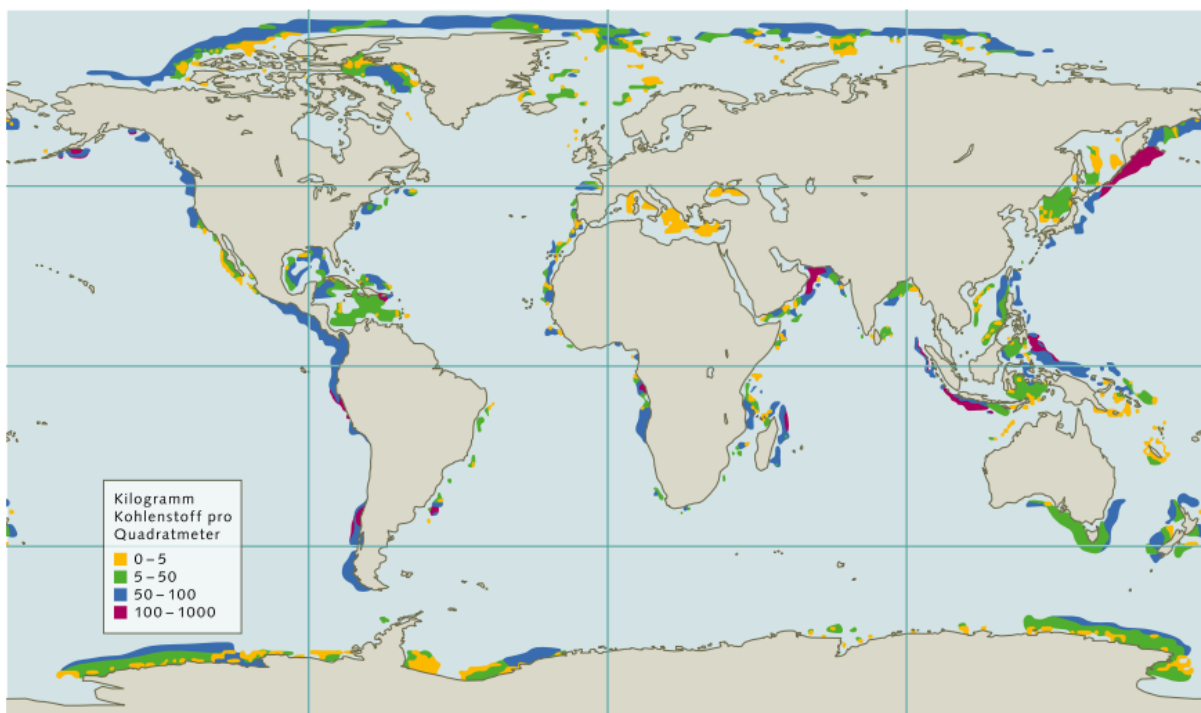


Abbildung 5-17: Geschätzte Verteilung von biogen entstandenen Methanhydraten

Quelle: maribus 2014, S. 103

5.2.3.3 Kosten

Derzeit erfolgt noch keine kommerzielle Förderung von Gashydrat. Der Abbau beschränkt sich noch auf erste Feldversuche mit den beschriebenen unterschiedlichen Fördermethoden. Erste Erfolge konnten insbesondere Feldversuche vor der japanische Küste mit der Druckentlastungsfördermethode erzielen (maribus 2014, S. 105). Daher existieren keine exakten Kostenangaben für die Gashydratförderung. Das (MIT 2011, S. 47) erwartet eine weltweite kommerzielle Verfügbarkeit nicht vor dem Jahr 2026.

5.2.3.4 Klima-/Umweltauswirkungen

Eines der Risiken der Gashydratförderung besteht im Entweichen von Methan in die Atmosphäre, wo das Gas einen Treibhausgaseffekt verursacht, der deutlich über dem von Kohlenstoffdioxid liegt. Um dies zu verhindern, muss möglichst viel des freigesetzten Methans eingefangen und energetisch verwertet werden.

Ein weiterer Risikofaktor liegt in der stabilisierenden Wirkung der kristallinen Gashydrate auf die steilen Kontinentalabhänge. Durch enorm große Hangrutschungen könnten im schlimmsten Fall Tsunamis ausgelöst werden. Da bisher keine Gashydratförderungen im großen Umfang stattgefunden haben, sind hierzu keine praktischen Erfahrungen bekannt. Kleinere Hangrutschungen, die nicht auf Hydratbohrungen zurückzuführen sind, finden hingegen regelmäßig statt. Aus technischer Sicht würde sich das Risiko für Hangrutschungen durch intensive Begutachtungen der Methanhydratgebiete, durch vorrangige Förderung an flachen Meeresgebieten und den Einsatz der Kohlendioxidmethode verringern (maribus 2014, S. 112f.).

Die negative Beeinflussung der Meeresumwelt durch den Abbau von Gashydrat wird von Experten als sehr gering eingestuft, da die Störung durch die Bohrungen nur sehr punktuell ist. Ein größeres Risiko könnten jedoch Förderunfälle darstellen, die mit dem Unfall auf der Bohrplattform ‚Deepwater Horizon‘ im Golf von Mexiko vergleichbar sein könnten (BGR 2009, S. 111; maribus 2014, S. 113).

5.2.3.5 Realisierungsgeschwindigkeit

Aufgrund der aktuell noch im Status von Feldtestversuchen stattfindenden Gashydratförderung und der noch genauer zu untersuchenden Risiken, ist erst mittelfristig mit einer umfangreicheren Förderung zu rechnen. Das BGR (2009) sieht die besten Aussichten für eine schnelle Erschließung an leicht zugänglichen Vorkommen, die bereits über eine Anbindung mittels vorhandener Infrastruktur verfügen. Wegen der noch schwer zu kalkulierenden Risiken einer Erschließung von marinen Gashydratvorkommen eignet sich aus ökonomischer, ökologischer und technischer Sicht die Förderung in Permafrostböden für die erste Phase der kommerziellen Hydratförderung. Anschließend kommen die deutlich größeren marinen Vorkommen für eine weitergehende Kommerzialisierung in Frage (vgl. Abbildung 5-18).

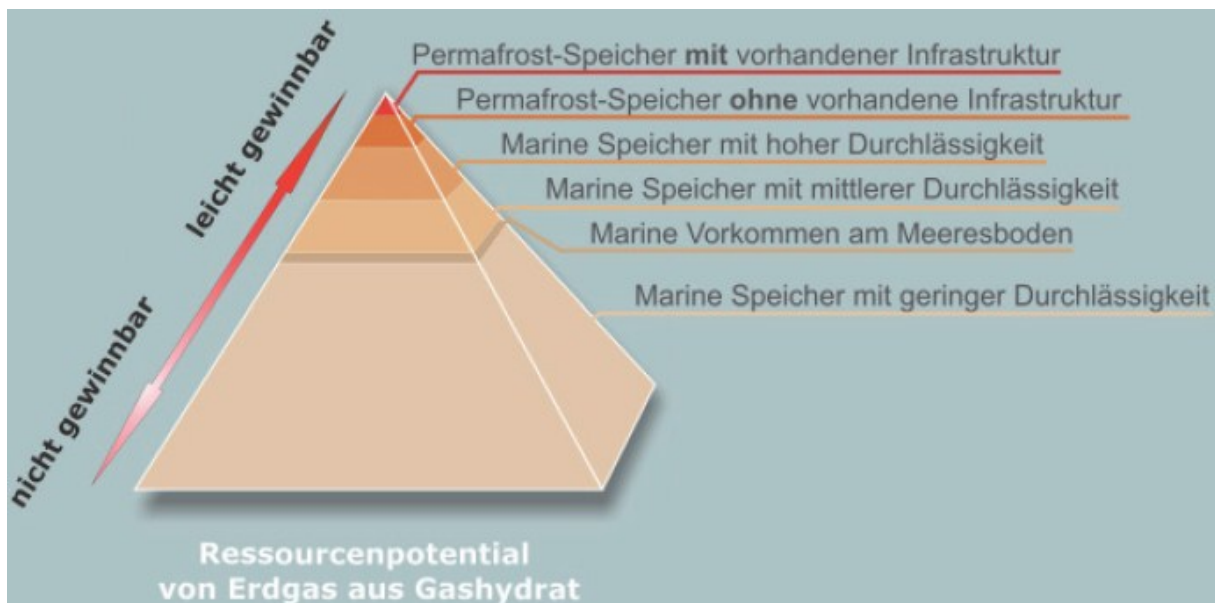


Abbildung 5-18: Gesamtpotenzial von Erdgas aus Gashydrat als Ressourcenpyramide

Quelle: BGR 2009, S. 108, verändert nach Boswell und Collet 2006

5.2.4 Biomethan

5.2.4.1 Grundlagen

Biomethan und Bioerdgas sind häufig verwendete Bezeichnungen für Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden kann⁵¹. Biogas kann dabei zunächst thermisch oder fermentativ aus Substraten (insb. Energiepflanzen, Gülle oder Bioabfällen) erzeugt werden⁵². Das bei der Vergärung entstehende Biogas weist jedoch einen geringeren Methanteil sowie einen geringeren Brennwert als Erdgas auf. Eine Erhöhung des Methanteils wird in einem weiteren Verfahrensschritt durch die Abtrennung von Kohlenstoff erreicht. Nach dieser Aufbereitung wird das Biogas (nun auch Biomethan/Bioerdgas genannt) nach Brennwert und Menge gemessen und entsprechend der Netzparameter verdichtet oder entspannt. Eine Anpassung des Brennwertes erfolgt zumeist durch eine Konditionierung mit Flüssiggas oder Luft. Über die Anschluss- und Einspeiseanlage wird das Biomethan/Biogas dann dem Gasnetz zugeführt. Die grundsätzliche Alternative zur Netzeinspeisung von Biomethan/Biogas ist die Vor-Ort-Verstromung des nicht aufbereitenden Biogases (BNetzA 2014a, S. 16).

⁵¹ Eine kWh Biomethan ersetzt entsprechend eine kWh Erdgas.

⁵² Laut Angaben der Biogasanlagenbetreiber wurden im Jahr 2013 zu 62 % (Masse-Prozent) nachwachsende Rohstoffe sowie zu 27 % Abfall/Reststoffe eingesetzt (BNetzA 2014a, S. 21).

Wertschöpfungskette Biogas

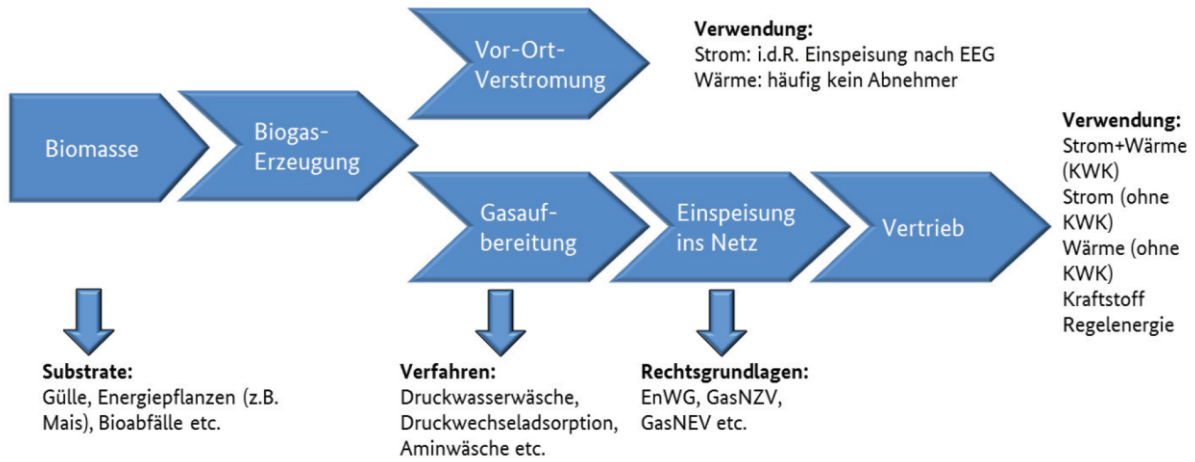


Abbildung 5-19: Wertschöpfungskette von Biogas

Quelle: BNetzA 2014a, S. 16

Eine Übersicht, der an die Biogasaufbereitung anknüpfenden Verwertungspfade findet sich in (Dunkelberg 2015, S. 14) und zeigt die Bedeutung für den Wärme-, Strom- und Verkehrsbereich auf.

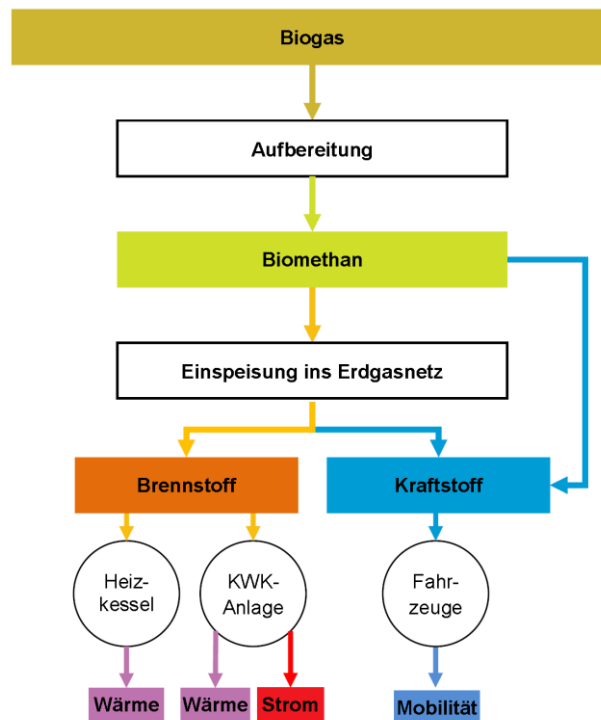


Abbildung 5-20: Verwertungspfade Biomethan

Quelle: Dunkelberg 2015, S. 14

Eine Erläuterung zu Biogas im gesetzlichen Kontext findet sich in § 3 Nr. 10c EnWG

„Biogas

Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen“

Demnach werden im juristischen Kontext auch mittels Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan als Biogas bezeichnet.

Gemäß dem Biogasmonitoring im Rahmen des Monitoringberichts werden aktuelle Kennzahlen zur Biogaseinspeisung durch die Bundesnetzagentur / das Bundeskartellamt veröffentlicht. Danach haben zum 31.12.2014 insgesamt 185 Biogasanlagen ein Gasvolumen von 688 Mio. Nm³ bzw. eine Energiemenge in Höhe von 7.489 Mio. kWh in das Gasversorgungsnetz eingespeist. (BNetzA und BKartA 2015, S. 337) Rückblickend auf die Jahr 2011 bis 2014 zeigte sich folgende Entwicklung der Biogaseinspeisung:

Tabelle 5-6: Kennzahlen zur Biogaseinspeisung

Datenquelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 337

	2011	2012	2013	2014
Anzahl der einspeisenden Anlagen (inkl. Wasserstoffeinspeisung)	77	108	144	185
Eingespeiste Biogasmenge (Mio. Nm ³)	275	413	520	688
Eingespeiste Biogasmenge (Mio. kWh)	2.674	4.393	5.471	7.489

Die bei den Gasnetzbetreibern auflaufenden Kosten für die Netzeinspeisung von Biogas werden seit dem Jahr 2014 über eine bundeseinheitliche Biogasuumlage (§ 20b GasNEV) abgedeckt. Seit dem 1. Januar 2015 beträgt die Umlage 0,60194 Euro/(kWh/h)/a.

5.2.4.2 Potenziale und Verteilung

Die Bundesregierung hat mit der Verabschiedung der „Nationalen Politikstrategie Bioökonomie“ im Juli 2013 eine Ziel-Hierarchie der Biomassenutzung vorgegeben. Ziel ist es danach, die vorhandene Biomasse aufgrund der limitierten Potenziale sowie der aktuell vorhandenen bzw. zukünftig absehbaren (Flächen-)Nutzungskonkurrenzen unter Berücksichtigung der Aspekte des Klimaschutzes sowie der naturschutzfachlichen Anforderungen möglichst effizient zu nutzen. Bezüglich der dabei zugrunde zu legenden Zielhierarchie genießt die Bereitstellung eines vielfältigen Angebotes an Nahrungsmitteln absolute Priorität. Erst nach Sicherung dieses Grundbedürfnisses sollen Biomasse-Rohstoffe für die stoffliche Nutzung - z.B. in der Industrie - und erst dann zur Bereitstellung eines nachhaltigen Energiebeitrags dienen. Die Art der energetischen Biomasse-Nutzung ist in diesem Zusammenhang - auf der Basis entsprechender Rahmenbedingungen - konsequent auf die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auszurichten.

Während zu Beginn dieses Jahrhunderts der Ausbau von Biomasse-Kapazitäten angesichts der verfügbaren Potenziale noch unproblematisch verlief, werden mittlerweile in einem signifikanten Maße Konfliktpotenziale thematisiert. Diese resultieren insbesondere aus aufkommenden Nutzungskonkurrenzen im agrarwirtschaftlichen Bereich (Nahrungsmittel, Futter, biogene Rohstoffe für die stoffliche Nutzung), aus den Anforderungen des Naturschutzes (Biodiversität), aus den Aspekten der Landnutzung insgesamt (Landschaftsbild, Gewässerschutz, Erosion, Nährstoffmanagement, ILUC, etc.) sowie aus wirtschaftlichen Einschätzungen hinsichtlich der Energiegestehungskosten.

Mengenziele

Bis zur EEG-Novelle 2014 wurden in der Gasnetzzugangsverordnung Mengenziele für Biogas-Einspeisung ausgewiesen (6 Mrd. Nm³ bis 2020, 10 Mrd. Nm³ bis 2030 Biogas-Einspeisung). Ein derartiger Ausbau der Biogaseinspeisung ist jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht mehr zu erwarten. In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu:

„Das bisherige Ziel für die Biogaseinspeisung in § 31 GasNZV wird gestrichen. Die Erschließung des bislang in § 31 GasNZV genannten Biogaspotenzials ist unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen unrealistisch. Der Potenzialabschätzung im bisherigen § 31 GasNZV liegt eine Abschätzung der vor etwa zehn Jahren ermittelten Rohstoffpotenziale für Biogas zugrunde. Ein Großteil dieser Potenziale ist zwischenzeitlich durch den ab 2004 einsetzenden Biogasboom durch Biogas-Vorort-Verstromungsanlagen in Anspruch genommen worden und steht für Biomethan nicht mehr zur Verfügung.“ (Deutscher Bundestag 2014, S. 225)

Durch die EEG-Reform (u.a. mit einem Wegfall des Biomethan-Einspeisebonus und einer erhöhten Einsatzstoffvergütung für nachwachsende Rohstoffe für neu mit Biomethan in Betrieb genommene Anlagen) wird sich die Stromerzeugung aus Biomethan auf den bisherigen Status Quo der installierten Leistung beschränken; darüber hinaus besteht auch kein energiewirtschaftliches Interesse die Stromerzeugung aus Biomethan zu steigern. Die Biomethanherstellung ist mit hohen Kosten verbunden⁵³, wesentliche Senkungspotenziale bestehen nicht (im Hinblick auf nachwachsende Rohstoffe sind eher Kostensteigerungen zu erwarten). Der wesentlich höhere Preis für Biomethan gegenüber Erdgas limitiert überdies auch die Einsatzchancen im Wärmemarkt und als Biokraftstoff (Deutscher Bundestag 2014, S. 225).

Aufgrund der Kostenstruktur bestimmt im Wesentlichen der gesetzliche Rahmen die Nutzung von Biomethan; abhängig von der Nutzung im Strom-, Wärme- oder Verkehrssektor sind hierzu das EEG, das Kraftwärme-Kopplungsgesetz, das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz, die Energieeinsparverordnung, die Erneuerbare Energien-Richtlinie und das Biokraftstoffquotengesetz von Relevanz. Durch die zuvor angeführten Änderungen im Kontext der Novellierung des EEG wurden insbesondere die Rahmenbedingungen für den Absatzpfad der KWK-Nutzung wesentlich verschlechtert (Deckelung, Streichung von Zusatzvergütung, Entfall Gasaufbereitungsbonus, niedrigere Vergütungssätze für Biomethan-BHKW). Auch die Vermarktung von Biomethan im Wärmemarkt ist durch die EEG-Novellierung von Einbußen betroffen, jedoch weniger stark, da hier insbesondere das EEWärmeG sowie die EnEV von besonderer Relevanz sind. Ein weiterer Absatzmarkt von Biomethan sind „grüne Gasprodukte“ in Gestalt von Biomethan-Beimischungen⁵⁴ zum konventionellen Erdgas. Eine positive Nachfrageentwicklung sowie in Aussicht stehende Änderungen der politischen Rahmenbedingungen können jedoch dazu führen, dass der Absatz von Biomethan im Kraftstoffmarkt in Zukunft zunehmen wird. Folgende Abbildung beruht auf einer Akteursbefragung und zeigt Tendenzen des Biomethanabsatzes vor und nach der EEG-Novellierung auf (Dunkelberg 2015, S. 30–31).

⁵³ Siehe hierzu 5.2.4.3

⁵⁴ Aufgrund der derzeit wesentlich höheren Kosten für Biomethan, bestimmt sich die prozentuale Beimischung an der Zahlungsbereitschaft der Kunden für das ökologische Energieprodukt.

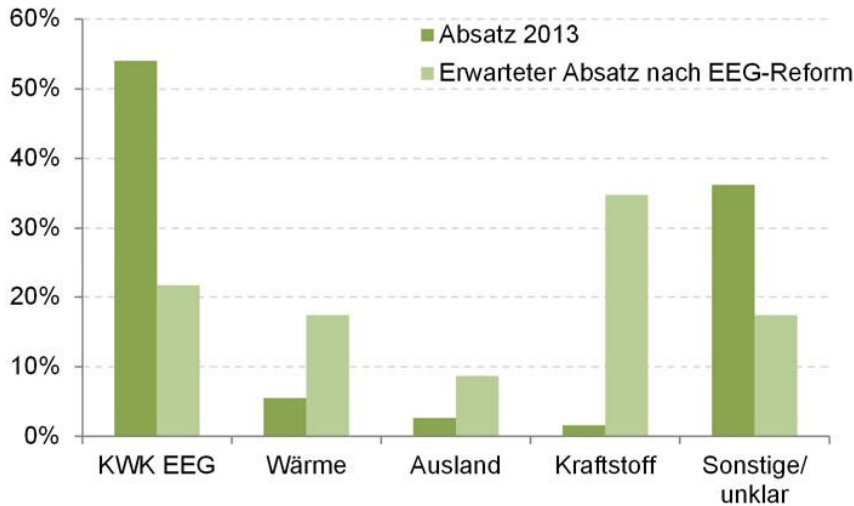


Abbildung 5-21: Absatzpfade für Biomethan

Quelle: Dunkelberg 2015, S. 31

Die Erzeugung von Biogas / Biomethan ist eine Technologie, die vornehmlich in Deutschland forciert, gefördert und teilweise ins Ausland exportiert wird. Aus dem benachbarten Ausland sind keine signifikanten Überschussproduktionen zu erwarten; keines der Länder ist in der Lage seinen Eigenbedarf zu decken. Das ohnehin schon hohe Kostenniveau der Biogas- / Biomethanerzeugung spricht überdies gegen die potentielle Erschließung entfernter Produktionsstätten zugunsten einer Nutzung vor Ort. Grundsätzlich (nationale Klimabilanzen außer Acht lassend) ist es vorstellbar, dass Nachbarstaaten (gerade in Osteuropa) ihre Biogas- / Biomethanproduktion Deutschland zuleiten und die Mengen durch konventionelles Erdgas ersetzen. Zudem ist zu beachten, dass der Einsatz im Ausland erzeugten Biogases / Biomethans keine vergleichbare Vergütung in Deutschland (insb. EEG-Fähigkeit) erhält. In den nächsten ein bis zwei Dekaden sind somit voraussichtlich keine zusätzlichen Biogas- / Biomethanimporte zu erwarten.

5.2.4.3 Kosten

Die für 2013 gemeldeten Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas in Erdgasqualität zeigen mit einer Spanne von 2,5 Cent/kWh bis 11,24 Cent/kWh eine sehr große Streubreite. Große Unterschiede bestehen insbesondere bei den Beschaffungskosten der Substrate (kostenfreier Bezug und marktliche Beschaffung). Nach mengenmäßig gewichteter Ermittlung errechnen sich durchschnittliche Herstellungskosten (Summenwert Biogaserzeugung und Aufbereitung) in Höhe von 7,5 Cent/kWh. Die mengengetichteten Herstellungskosten für Biogas betragen 7,04 Cent/kWh, die der reinen Biogasaufbereitung 1,68 Cent/kWh (BNetzA 2014a, S. 22).

Pro Anlage betragen die Investitionskosten im Jahr 2013 jeweils im Mittel für die Biogaserzeugung 9.997.619 Euro, für die Biogasaufbereitung 2.681.807 Euro, für die Netzanschlusskosten 423.285 Euro. Die mittlere Gesamtinvestitionssumme der Befragung liegt bei 12.540.489 Euro. Bei einer sehr großen Spannweite (21.000-7.625.281 Euro, abhängig von der Anlagengröße) wurden Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten der Biogaserzeugung und -aufbereitung von gemittelt 1.411.820 Euro ausgegeben (BNetzA 2014a, S. 23).

5.2.4.4 Klima-/ Umweltauswirkungen

Einleitend wurde bereits darauf verwiesen, dass neben den direkten Emissionsfaktoren auch weitere ökologische Gesichtspunkte, wie die kaskadierte Rohstoffnutzung, Anforderungen des Naturschutzes (Biodiversität) sowie Aspekte der Landnutzung insgesamt (Landschaftsbild, Gewässerschutz, Erosion, Nährstoffmanagement, ILUC, etc.) berücksichtigt werden müssen.

An dieser Stelle sollen jedoch die Emissionsfaktoren in Mittelpunkt der Betrachtung gestellt werden. Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung sind von folgenden Einflussgrößen bestimmt:

- *“Art der eingesetzten Biomasse und Anbau*
- *Transport, Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)*
- *Anlagen- und Fermentationstechnik (u. a. Leckraten von Fermentern)*
- *Gärrestlagerung und -ausbringung (u. a. offenen oder geschlossene Gärrestlagerung)*
- *Aufbereitung des Rohbiogas auf Erdgasqualität“ (UBA 2013, S. 124)*
- *Einspeisung und Transport des Biomethans.*

Die Art der eingesetzten Biomasse beeinflusst dabei wesentlich die Treibhausgasbilanz des Prozesses. Gerade der Einsatz von Abfall und Reststoffen kann die Emissionen, die durch die Biogasbereitstellung entstehen, deutlich senken⁵⁵. Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan sind der Wirkungsgrad der Aufbereitungstechnik und der energetische Eigenverbrauch der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage die entscheidenden Parameter (UBA 2013, S. 124).

Im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen ist sowohl die energetische Nutzung von Rohbiogas als auch von aufbereitetem Biogas bezüglich der Treibhausgasemissionen vorteilhaft. Die Aufbereitung von Biogas ist aus Klimaschutzsicht gegenüber dem Einsatz von Rohbiogas insbesondere dann sinnvoll, wenn durch die externe Nutzung hö-

⁵⁵ Bestands-Biogasanlagen hingegen setzen oftmals einen Substratmix aus Maissilage und Rindergülle ein (Dunkelberg 2015, S. 90).

here Wärmenutzungsgrade erreicht werden. Aus einem Vergleich mehrerer Aufbereitungsverfahren geht hervor, dass, sofern die Bandbreite an Energie- und Materialaufwendungen berücksichtigt wird, die Treibhausgas-Bilanzen insgesamt recht ähnlich ausfallen (Dunkelberg 2015, S. 89). Zu einer signifikanten Verschlechterung der Treibhausgas-Bilanz können jedoch unerwartete Methanemissionen in der Aufbereitung führen. Während diesbezüglich das Verfahren der Aminwäsche am wenigsten anfällig ist, verursacht die Aminwäsche exklusiv zusätzliche Emissionen aus der notwendigen Prozesswärmebereitstellung (Dunkelberg 2015, S. 90).

Um einen Emissionsvergleich zwischen Erdgas und Biomethan zu ermöglichen, sind zunächst die Emissionen aus der Produktion zu errechnen, dann die Emissionen aus der Verwendung der Stoffe. Hierbei sind laut ifeu (2008) sowie Reinhardt et al. (2009) die Substratstoffe wie auch die Größe der Anlage ausschlaggebend dafür, wie hoch die CO₂-Äquivalente ausfallen. Einen weiteren Aspekt bildet die Frage, in welchem Bereich das Gas verwendet wird und ob damit ein fossiler Energieträger verdrängt wird. Arnold & Vetter (Wuppertal Institut 2010) zeigen in ihrer Arbeit ebenfalls, dass allein durch eine technische Optimierung eine Senkung von 97 g CO₂äq/kWh auf 67 g CO₂äq/kWh möglich ist. Daraus resultieren weitere Umweltkosten, die sich wiederum auf die CO₂-Äquivalente auswirken. Zusätzlich werden die CO₂-Äquivalente bei der Methanproduktion von dem Produktionsweg mit beeinflusst (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie et al. 2014). Hier kann beispielsweise die Verwendung von Wirtschaftsdünger zu einer Minderung der CO₂-Äquivalente beitragen (Bayern Biogas Forum 2009). In einem Bericht des Bundesumweltamts (UBA 2013) wird anhand der Werte aus GEMIS für den Verkehrssektor von 81,7 g CO₂-Äquivalent/kWh angegeben (vgl. Tabelle 5-7) und dem Wert von Erdgas gegenübergestellt.

Tabelle 5-7: Vergleich Emissionen Biomethan / Erdgas

Quelle: modifizierte Darstellung von UBA 2013, S. 128

Emissionsfaktoren der Biomethanbereitstellung

	CO ₂ Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Schlempe	81,7	53,9	0,98	0,003	0,091	0,029	0,089	0,005	0,045	0,006

Emissionsfaktoren der CNG-Erdgas-Bereitstellung

	CO ₂ Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
	[g/kWh]				[g/kWh]			[g/kWh]		
Erdgas (CNG)	251,1	227,5	0,845	0,001	0,076	0,006	0,1	0,004	0,063	0,011

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Dabei wird wie auch bei den genannten Studien darauf hingewiesen, dass dieser Wert in Abhängigkeit der Substrate, der eingesetzten Technik und der Art des ersetzten fossilen Energieträgers schwanken kann.

5.2.4.5 Realisierungsgeschwindigkeit

Technologisch gilt Biomethan als Erdgas-Substitutionsmöglichkeit bereits als marktverfügbar. Da im Bereich der Netzeinspeisung von Biogas/Biomethan nur sehr begrenzt neue bzw. eher stagnierende Potenziale zu erwarten sind (insbesondere aufgrund der Nutzungskonkurrenz um den Rohstoff und hoher Kosten), tritt die Frage nach der Realisierungsgeschwindigkeit in diesem Bereich eher in den Hintergrund. Perspektivisch könnte eine technische Weiterentwicklung die Kostenstruktur der Biomethaneinspeisung wesentlich beeinflussen.⁵⁶

5.2.5 Power to gas

5.2.5.1 Grundlagen

Wie in Kapitel 5.2.4 aufgeführt, werden mittels Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan nach § 3 Nr. 10c EnWG als Biogas anerkannt, falls die dafür eingesetzte elektrische Energie und das Kohlendioxid überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Die Art der Erzeugung und die daraus resultierenden Einsatzarten und Potentiale unterscheiden sich jedoch wesentlich von denen von Biogas, das auf der Basis von Biomasse hergestellt wird.

Elektrischer Strom kann grundsätzlich im Verfahren der Elektrolyse eingesetzt werden, um Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu zerlegen. Hier stehen aktuell die drei folgenden Verfahren zur Verfügung (Sternner und Stadler 2014, S. 319 ff.):

- Alkalische Elektrolyse,
- Membran-Elektrolyse (oder auch Saure Elektrolyse) und
- Hochtemperatur-Elektrolyse.

Darauffolgend kann der so gewonnene Wasserstoff entweder als Zusatzgas direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden, wobei die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration zu beachten ist (DVGW 2013, S. 37 ff.), oder in einem zweiten Schritt durch die Zusammenführung mit Kohlendioxid methanisiert und ohne Einschränkung in das Erdgasnetz eingespeist werden, wobei hier weitere Umwandlungsverluste anfallen (DVGW 2013, S. 115 ff.). Die beiden aufeinanderfolgenden Schritte der Elektrolyse

⁵⁶ An der Universität Hohenheim wurde ein Verfahren entwickelt mit dem eine Methanisierung ohne einen hohen Energieaufwand möglich ist: die eingesetzten Biomethan-Bakterien stellen dabei den gewünschten Druck sowie die Reinheit des Gases her (Universität Hohenheim 2011). Aufgrund fehlender Erfahrungen und Pilotanlagen kann jedoch derzeit das hieraus resultierende Potential nicht eingeschätzt werden.

und anschließenden Methanisierung werden mit dem Begriff ‚Power to gas‘ zusammengefasst. Der ökologische und systemische Vorteil dieses Verfahrens liegt zum einen in der Nutzung von fluktuierendem erneuerbarem Strom für die Elektrolyse, der im Stromsektor zu bestimmten Situationen zu einem Überangebot führt (‚Überschussstrom‘), und zum anderen in der vergleichsweise einfachen Speicherung des anschließend über die Methanisierung erzeugten Biogases im Erdgasnetz oder in Erdgasspeichern. Somit kann regenerativer Überschussstrom über die Kopplung des Strom- und Gassektors gespeichert und in Bedarfssituationen verwendet werden (Sternier und Stadler 2014, S. 728 ff.). Die so geschaffenen Schnittstellen ermöglichen eine Optimierung des gesamten Energiesystems durch die Integration von fluktuierendem Strom in die Sektoren Industrie, Mobilität, Strom sowie Wärme (Abbildung 5-22).

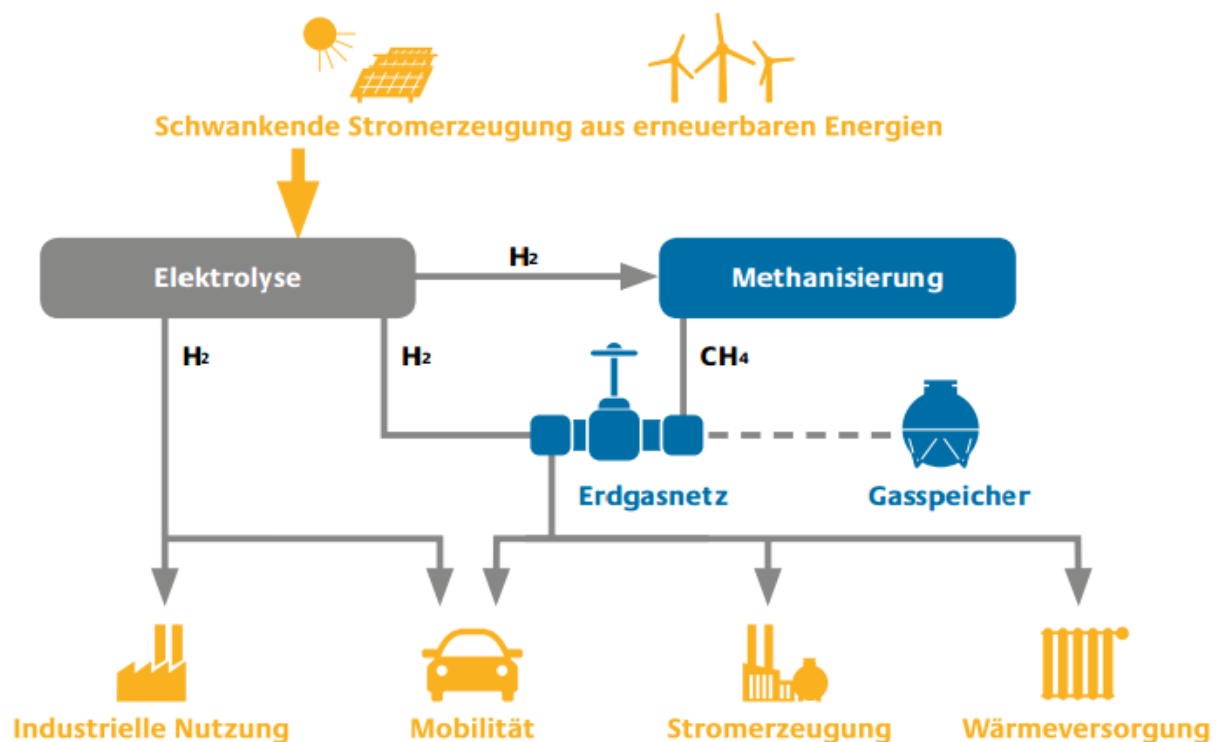


Abbildung 5-22: Prinzip des Power to gas-Verfahrens und mögliche Gasanwendungen

Quelle: dena 2013, S. 4

Die technischen Einzelschritte des Power to gas-Verfahrens sind bereits seit längerem verfügbar. Im Rahmen der Energiewende und der Zielsetzung im Stromsektor, die aus heutiger Sicht auf eine umfangreiche Nutzung von variabler Sonnen- und Windenergie angewiesen ist, stellt Power to gas eine vielversprechende Technologie

für die Integration und Langzeitspeicherung von überschüssigem Strom aus fluktuierenden Anlagen dar. Inwieweit das Verfahren in Zukunft ökologisch und ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden kann, ist von der Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen, deren technologischer Entwicklung hinsichtlich der Umwandlungseffizienz, der verwendeten Kohlendioxidquellen und der Möglichkeiten zur direkten Nutzung von Wasserstoff sowie der Wasserstoff- und Methaneinspeisung ins Erdgasnetz abhängig.

5.2.5.2 Potenziale und Verteilung

Das Potenzial von Power to gas hängt direkt mit der Menge an Überschussstrom⁵⁷ zusammen. In einer Studie im Auftrag von Greenpeace Energy (2015) wird ein Szenario mit dem Ziel eines vollumfänglich regenerativen Stromversorgungssystems bis 2050 berechnet, wobei der Bruttostromverbrauch in 2050 (569 TWh) bei einer nahezu ausgewogenen Stromhandelsbilanz zu überwiegenden Teilen aus Wind Onshore (262 TWh), Wind Offshore (120 TWh), Photovoltaik (135 TWh) und Biomasse (48,5 TWh) gedeckt wird. In einem Szenario mit dem Einsatz der Power to gas-Technologie zur Integration und Speicherung von erneuerbarem Strom fällt im Jahr 2050 ein Stromüberschuss von 154 TWh bei einer Leistungsspitze von bis zu 134 GW an (Greenpeace Energy 2015, S. 24). Dieser Wert liegt etwas über dem von anderen Langfrist-szenarien- und -prognosen, jedoch noch innerhalb einer Größenordnung mit den Vergleichswerten (Abbildung 5-23).

⁵⁷ Unter ‚Überschussstrom‘ wird im Rahmen dieser Studie diejenige Strommenge aus erneuerbaren Energien verstanden, welche die augenblickliche Inlandsnachfrage ‚zuzüglich der Stromexporte ins Ausland, nach Strom übersteigt und infolgedessen anderen Flexibilitätsoptionen zugeführt bzw. abgeregelt werden muss. In dieser Situation treten in der Regel negative Preise auf den kurzfristigen Strommärkten auf. Als Flexibilitätsoptionen stehen inländische Verwendungsmöglichkeiten, wie Lasterhöhungen im Zuge von Demand-Side-Management-Maßnahmen sowie perspektivisch Power-to-X-Anwendungen oder Stromspeicher zur Verfügung. Die Berechnung der Überschussstrommengen erfolgt statisch, d. h. unter der Annahme eines bestimmten Stromsystems. Werden dem System Flexibilitätsoptionen sowie höhere Kapazitäten der Grenzkuppelstellen hinzugefügt, verringern sich die Überschussstrommengen.

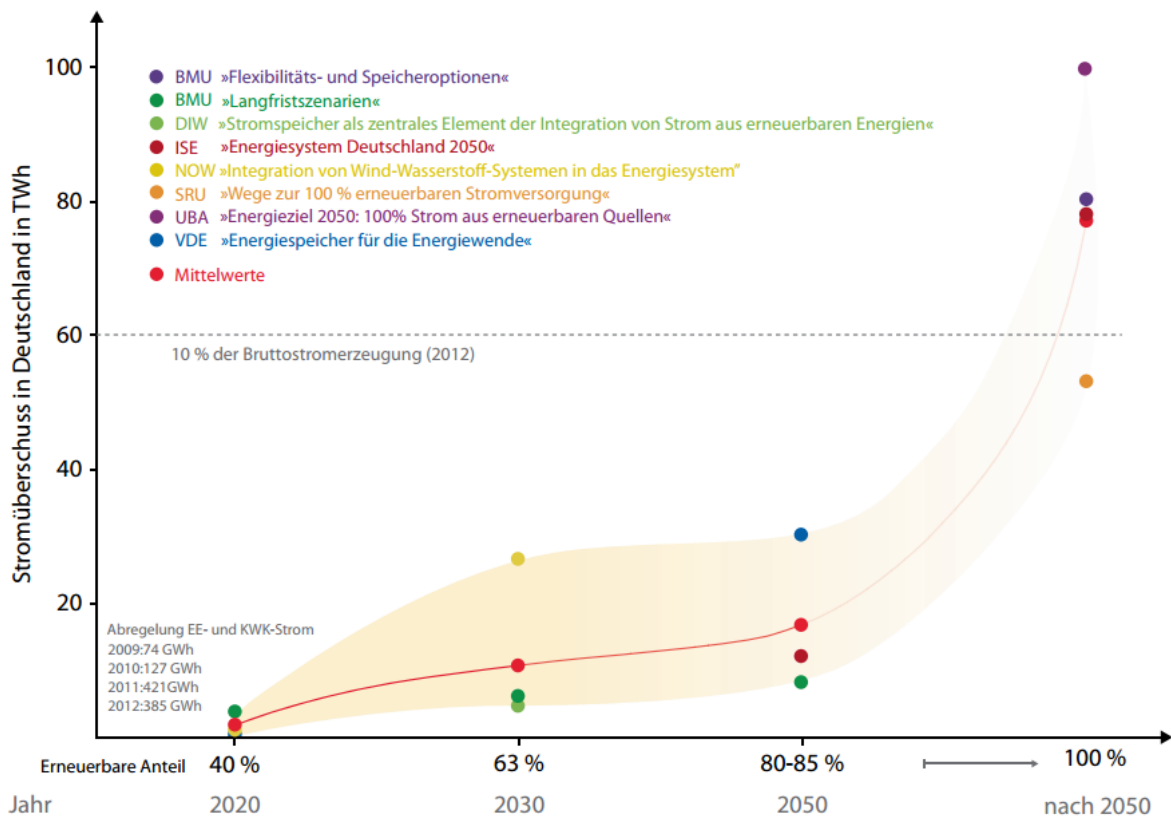


Abbildung 5-23: Abschätzung der Stromüberschüsse (Flexibilitäts- und Speicherbedarf) in Deutschland bis 2050

Quelle: nach einer Zusammenstellung von Sterner und Stadler 2014, S. 114

Die Nutzung der Stromüberschüssen ist davon abhängig, zu welchem Zeitpunkt und an welchem geographischen Punkt diese anfallen. Je nach Ausbaugrad der regenerativen Stromerzeugung können netz-, last- oder kraftwerksseitige Flexibilität genutzt werden, bevor Stromspeichertechnologien eingesetzt werden. Erste signifikante Stromüberschüsse, die den Einsatz von Langzeitspeichern, wie die Power to gas-Technologie, erfordern, sind ab einem Anteil von Erneuerbaren Energien zwischen 60 und 80 % zu erwarten (Sterner und Stadler 2014, S. 114 f.).

Die Verteilung von Power to gas-Kapazitäten ist wesentlich von der zukünftigen Strom- und Gasnetzinfrastruktur abhängig. Es ist damit zu rechnen, dass Überschussstrom tendenziell aus Windanlagen entstehen wird, da die Erzeugung von PV-Strom in höherem Maße mit dem typischen Verlauf der Stromnachfrage korreliert und die Windstrommengen voraussichtlich höher sind als die PV-Strommengen. Die besseren Windstandorte liegen im Norden Deutschlands. Es gibt die Möglichkeit, den Überschussstrom direkt vor Ort in Wasserstoff bzw. Methan umzuwandeln und in das Erdgasnetz oder Erdgasspeicher einzuspeisen. Damit würde einerseits der ansonsten für

den Abtransport der Strommengen zu größeren Verbrauchszentren notwendige Ausbau der Stromnetzinfrastruktur reduziert werden. Andererseits müsste vor Ort die Gas-transport- und -speicherinfrastruktur ausgebaut werden.

5.2.5.3 Kosten

In einer Studie des DVGW (2013, S. 238 ff.) wird eine Abschätzung der Geste-hungskosten für regenerativ erzeugten Wasserstoff und für Methan vorgenommen. Unter den getroffenen Annahmen (zu Investitionskosten, Brennwerten, Zinssätzen, Wasser- und Stromkosten sowie Personalkosten; siehe DVGW 2013, S. 236–238) und bei Va-riation der Volllaststunden der Elektrolyseanlage (1.200 h bis 7.000 h) sowie der Strombezugskosten (0, 5 oder 9 Cent/kWh) sind Anlagensysteme mit höherer Lei-stung, hoher Auslastung und bei niedrigen Strombezugskosten bei einem Verkauf an Tankstellen gegenüber Benzin, Diesel und Erdgas für die Fahrzeugnutzung konkur-renzfähig. Gegenüber der Wasserstofferzeugung aus Erdgas oder dem Bezug von Erdgas auf den Großhandelsmärkten (Grenzübergangspreis) wird unter den getroffe-nen Annahmen noch keine Konkurrenzfähigkeit erreicht.

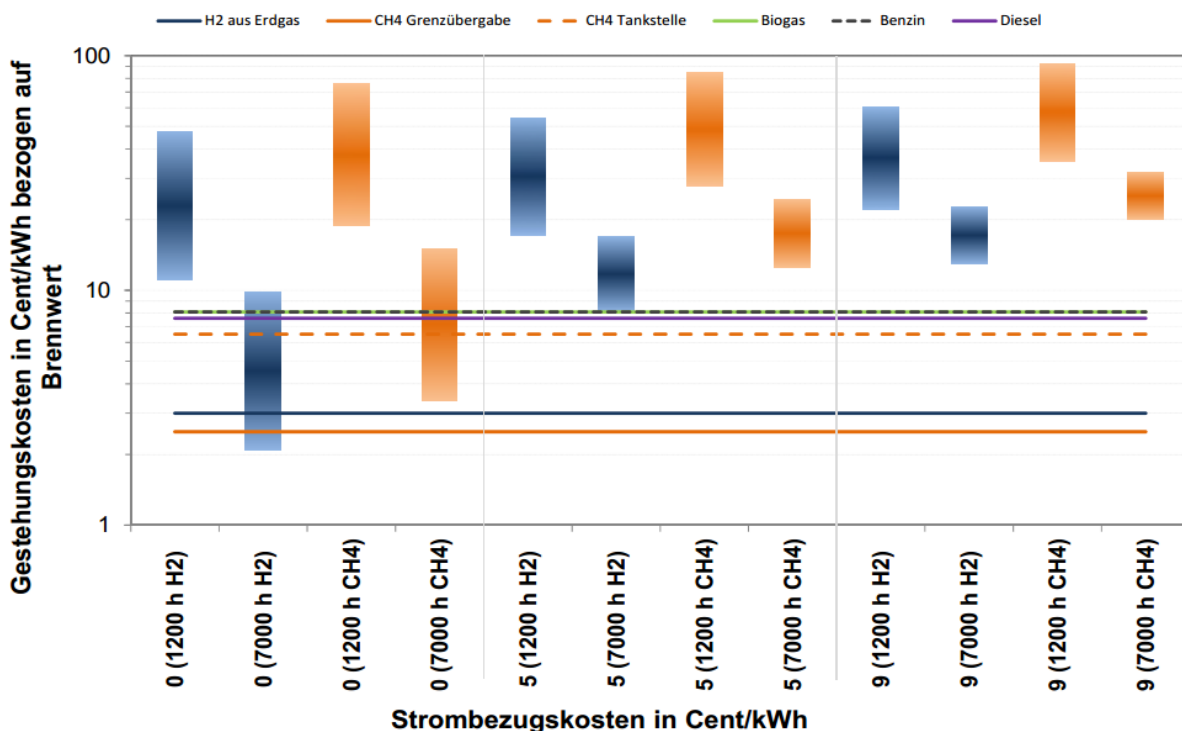


Abbildung 5-24: Spezifische Geste-hungskosten für regeneratives Wasserstoff und Methan im Ver-gleich zu anderen Energieträgern (wälzbare Kosten abgezogen)

Quelle: DVGW 2013, S. 240

Aufgrund der großen Bandbreite aktueller Herstellerangaben zu den Kosten der Hauptanlagenteile sowie der möglichen Bandbreite für die Kosten des Strombezugs und der Anlagenauslastung könnten in einem optimistischen Szenario die Kosten für die regenerative Wasserstofferzeugung auf bis zu 2,6 Cent/kWh und für die Methanherzeugung auf bis zu 4,2 Cent/kWh fallen. Das Preisgefüge zwischen regenerativem Wasserstoff bzw. Methan und konventionellen fossilen Energieträgern kann sich einerseits durch eine Kostensenkung des Power to gas-Verfahrens und andererseits durch eine Verteuerung der endlichen fossilen Ressourcen zugunsten der erneuerbar erzeugten Energieträger verschieben.

In einer Kostenabschätzung kommen Hermann et al. (2014, S. 30 ff.) unter variierenden Annahmen zu Strombezugskosten und Investitionskosten sowie einer Auslastung des Elektrolyseurs und der Methanisierungsanlage von 2.000 Volllaststunden zu dem Ergebnis, dass sich regenerativer Wasserstoff für Kosten zwischen 2,9 und 10,1 Cent/kWh und regeneratives Methan für Kosten zwischen 7,0 und 18,1 Cent/kWh erzeugen lassen (mit CO₂-Kosten und ohne O₂-Gutschrift, siehe Tabelle 5-8). Laut dem mittleren Kostenszenario der Studie sind erneuerbares Methan und erneuerbarer Wasserstoff gegenüber den Stromgroßhandelspreisen von Strom und Erdgas gegenwärtig (Stand 2011) noch nicht konkurrenzfähig (Hermann et al. 2014, S. 35).

Tabelle 5-8: Vergleich der Kostenabschätzung für Elektrolysewasserstoff und synthetisches Methan bei der Variation der Strombezugskosten und der Investitionen

Quelle: Hermann et al. 2014, S. 34

	Hauptszenario (Zinssatz 6%)				Verdoppelte Investitionen			
	Strombezugskosten (€/MWh)				Strombezugskosten (€/MWh)			
	0	10	20	30	0	10	20	30
	Euro / MWh H ₂							
EE-Wasserstoff								
Stromkosten	0	14	29	43	0	14	29	43
Betriebskosten	8	8	8	8	15	15	15	15
Kapitalkosten	22	22	22	22	44	44	44	44
Summe	29	44	58	72	59	73	87	101
	Euro / MWh CH ₄							
EE-Methan								
Wasserstoffbezugskosten	37	54	72	90	73	91	109	127
Betriebskosten	5	5	5	5	11	11	11	11
CO ₂ -Kosten	13	13	13	13	13	13	13	13
Kapitalkosten	15	15	15	15	31	31	31	31
Summe	70	88	106	124	128	145	163	181
Summe ohne CO ₂ -Kosten	57	75	93	111	114	132	150	168
Summe mit O ₂ -Gutschrift/ ohne CO ₂ -Kosten	33	51	69	87	90	108	126	144

5.2.5.4 Klima-/ Umweltauswirkungen

Damit das Power to gas-Verfahren überhaupt mit einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber der Nutzung und Speicherung von fossilen Brennstoffen verbunden ist, ist es erforderlich, dass ausschließlich erneuerbar erzeugter Strom eingesetzt wird. Wird hingegen Graustrom aus Kohle oder Gas genutzt, führt dies aufgrund der hohen Emissionen bei der Verbrennung sowie der Umwandlungsverluste bei der Speicherung zu einem Vielfachen an Emissionen (Sternner und Stadler 2014, S. 424f.).

Von ebenfalls entscheidender Bedeutung sind die durch das Power to gas-Verfahren im Strom-, Wärme- bzw. Verkehrssektor substituierten Energieträger. Werden zuerst emissionsstarke Energieträger, wie Braunkohle, durch emissionsfreie regenerative Energien ersetzt, ist die Klimabilanz deutlich positiver, als im Falle einer Substitution von Erdgas (Sternner und Stadler 2014, S. 426).

Die Vorteile der Power to gas-Technologie im Bereich des Klima- und Umweltschutzes hängen eng mit dem Wirkungsgrad der Prozesskette zusammen. Sternner und Stadler (2014) geben die in Tabelle 5-9 dargestellten Wirkungsgrade für unterschiedliche Power to gas-Speichersysteme an. Demnach bietet die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff und anschließende Verstromung via Brennstoffzelle eine höhere Umwandlungseffizienz als die mit einem weiteren Zwischenschritt verbundene Methanisierung und anschließende Verstromung mittels der Verbrennung in einem GuD-Kraftwerk.

Tabelle 5-9: Wirkungsgradketten für unterschiedliche Power to gas-Speichersysteme

Quelle: Sterner und Stadler 2014, S. 425 basierend auf Sterner et al. 2011

Pfad	Gesamtwirkungsgrad (%)	Randbedingungen
<i>Power-to-Gas</i>		
Strom zu Wasserstoff	54–79	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
Strom zu Methan	49–78	
Strom zu Wasserstoff	57–80	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
Strom zu Methan	50–78	
Strom zu Wasserstoff	64–84	Ohne Kompression
Strom zu Methan	51–79	
<i>Stromsektor</i>		
Strom zu Wasserstoff zu Strom	34–51	Verstromung via Brennstoffzelle
Strom zu Methan zu Strom	30–38	Verbrennung über GuD-Kraftwerke (60%)
<i>Verkehrssektor</i>		
Strom zu Wasserstoff zu Motorleistung	38–53	Umsetzung in Brennstoffzelle (60%)
Strom zu Gas zu Strom zu Motorleistung	24–49	Rückverstromung mit GuD-Kraftwerken und Nutzung Elektrofahrzeug (80%)
Strom zu Methan zu Motorleistung	18–37	Verbrennung im Ottomotor (35%)
<i>Wärmesektor</i>		
Strom zu Methan zu Wärme und Strom	43–68	KWK (45% Wärme und 40% Strom)
Strom zu Methan zu Wärme	53–84	Brennwertkessel (105%)

5.2.5.5 Realisierungsgeschwindigkeit

Der Umsetzung von Power to gas in größerem Maßstab steht in erster Linie die noch fehlende, betriebswirtschaftliche Rentabilität entgegen. Gesamtwirtschaftlich ergeben sich laut Greenpeace Energy (2015) in Energiewendeszenarien mit Power to gas als Langzeitspeichertechnologie deutliche Kostenvorteile gegenüber solchen, in denen Erdgas zur Stabilisierung der Stromversorgung eingesetzt wird. Greenpeace Energy (2015, S. 47) zufolge ist ein System mit über Windstrom erzeugtem Gas ab ca. 70 % Anteil erneuerbarer Stromerzeugung günstiger als das entsprechende System mit Erdgasverfeuerung als Backuptechnologie. Hermann et al. (2014, S. 36) sehen hingegen die energetischen und wirtschaftlichen Vorteile von Power to gas aufgrund des

niedrigen Gesamtwirkungsgrades (inkl. der Methanisierung) erst nach einem Ausschöpfen der effizienteren Flexibilitätsoptionen. Die Autoren schätzen, dass Power to gas erst in zwanzig Jahren eine sinnvolle Flexibilitätsoption für den Stromsektor sein dürfte.

In den Studien von Greenpeace Energy (2015, S. 44ff.) und Hermann et al. (2014) wird über die langfristig zur Verfügung stehenden CO₂-Quellen diskutiert, die für den Schritt der Methanisierung erforderlich sind. Hermann et al. (2014) ziehen in ihrer Analyse ausschließlich Bioethanol- und Biomethananlagen als Quelle mit ein. Die Abscheidung von CO₂ aus Industrieanlagen und die CO₂-Gewinnung aus der Atmosphäre werden wegen der hohen Kosten nicht berücksichtigt, da die CO₂-Konzentration jeweils sehr gering ist. Greenpeace Energy (2015) schätzen die Potenziale anders ein und sehen die CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft oder aus dem Kreislauf aus der Windgasgewinnung und -verbrennung als ökologisch und ökonomisch sinnvolle Möglichkeiten für den zukünftigen Großeinsatz von Power to gas.

5.3 Synopse: Alternativen zur Gasversorgung im Status Quo

Aus den Erhebungen in Kapitel 3.4 geht hervor, dass die deutsche Gasversorgung wesentlich durch über Pipeline bezogenes, fossiles Erdgas abgedeckt wird. Die perspektivisch substitutiv einsetzbaren Energieträger und Förderoptionen wurden in den vorstehenden Abschnitten analysiert. Ihre wesentlichen Merkmale sind in Tabelle 5-10 aufgeführt.

Tabelle 5-10: Bewertung von Alternativen in der Gasversorgung

	Potenziale + Verteilung	Kosten	Klima-/Umweltauswirkungen	Realisierungsgeschwindigkeit
Erdgas aus Gesteinen	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe weltweite Reserven und Ressourcen • Vornehmlich auf dem asiatischen und amerikanischen Kontinent 	<ul style="list-style-type: none"> • In Europa ist die Gewinnschwelle noch nicht erreicht • Unter günstigen Förderbedingungen wurde die Gewinnschwelle in den USA bereits erreicht 	<ul style="list-style-type: none"> • Hauptrisiko liegt in der Grundwassergefährdung bei der Gewinnung von Schiefergas • Investitionen in Förder- und Transportinfrastruktur kann EE-Ausbau im Weg stehen (Lock-in-Effekt) 	<ul style="list-style-type: none"> • In Europa ist die kurzfristige Förderung von Schiefergas aufgrund politischer Hemmnisse unwahrscheinlich • In den USA ist die Förderung teilweise wirtschaftlich
Kohleflözgas	<ul style="list-style-type: none"> • Vorkommen sind abhängig von Steinkohle und daher weltweit als hoch einzustufen 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Förderung und Nutzung von Grubengas in Deutschland ist nur durch die 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Nutzung von Grubengas ist gegenüber dem Entweichen in die 	<ul style="list-style-type: none"> • Grubengas wird in Deutschland zur Stromerzeugung genutzt

	<ul style="list-style-type: none"> • Vorkommen liegen vornehmlich in der früheren Sowjetunion, in Nordamerika und im asiatisch-pazifischen Raum 	<p>EEG-Vergütung wirtschaftlich</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Förderung von Kohleflözgas hängt mit dem Kohleabbau zusammen und liegt am Rande der Wirtschaftlichkeit 	<p>Atmosphäre klimafreundlicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bei der Gewinnung von Flözgas bestehen ähnliche Risiken wie bei der Förderung von Erdgas aus dichten Gesteinen 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Förderung von Flözgas wird in den USA, Australien und China betrieben
Gashydrat	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe weltweite Ressourcen an Kontinentalabhängigen • Weitere hohe Vorkommen in Permafrostböden 	<ul style="list-style-type: none"> • Derzeit erfolgt noch keine kommerzielle Förderung • Feldversuche zeigen erste Erfolge • Förderung noch aufwendig und kostspielig 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei der Förderung kann Methan entweichen • Hangrutschungen stellen potenziell großes Risiko dar 	<ul style="list-style-type: none"> • Die kommerzielle Förderung wird erst mittelfristig erwartet • Für die erste Phase wird das größte Potenzial in den Vorkommen in Permafrostböden gesehen
Biomethan	<ul style="list-style-type: none"> • In D: Limitierte Potenziale und starke Nutzungskonkurrenz • Import von Biomethan unwahrscheinlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Herstellungskosten • Geringe Kostensenkungspotenziale • Bedarf Fördermechanismus • Perspektivisch Konzept zu Einsparungen bei Aufbereitung (Bakterien) 	<ul style="list-style-type: none"> • Art der Biomasse wesentliche Einflussgröße auf THG-Bilanz • Risiko von Methangasentweichungen • Anforderung an kaskadierte Rohstoffnutzung • Naturschutz (Biodiversität) • Landnutzung (Erosion, Gewässerschutz etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Aktuelle energiepolitische Entscheidungen und Konzepte sehen Festschreibung auf Status Quo vor (insb. Strom aus Biomethan) • Begrenzte Potentiale im Wärmemarkt und als Biokraftstoff
Power to gas	<ul style="list-style-type: none"> • Potenzial abhängig von Stromüberschüssen • Signifikante Überschüsse ab 60-80 % EE zu erwarten • Nutzung Überschussstrom an Windstandorten in Norddeutschland entlastet Netz 	<ul style="list-style-type: none"> • Konkurrenzfähig gegenüber Treibstoffen, nicht aber gegenüber dem Großhandel • Kostensenkungspotenziale für Wasserstoff- und Methanherzeugung • Rentabilität abhängig von Investitionskosten, Auslastung, Strombezugskosten und Preisen für konkurrierende fossile Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> • THG-Reduzierung nur bei exklusiver Nutzung von EE-Strom • Entscheidend substituierte Energieträger • Wirkungsgrad der Prozesskette 	<ul style="list-style-type: none"> • Einzelschritte technologisch ausgereift • Fehlende betriebswirtschaftliche Rentabilität • Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen • Unterschiedliche Einordnungen auf Zeitachse

Im nächsten Schritt wird die Bewertung der Alternativtechnologien in das Kriterienschema der in Kapitel 6 enthaltenen Szenarienbetrachtung transferiert. Die Interdependenzen der in diesem Kapitel verwendeten Kriterien sind in folgender Abbildung dargestellt.

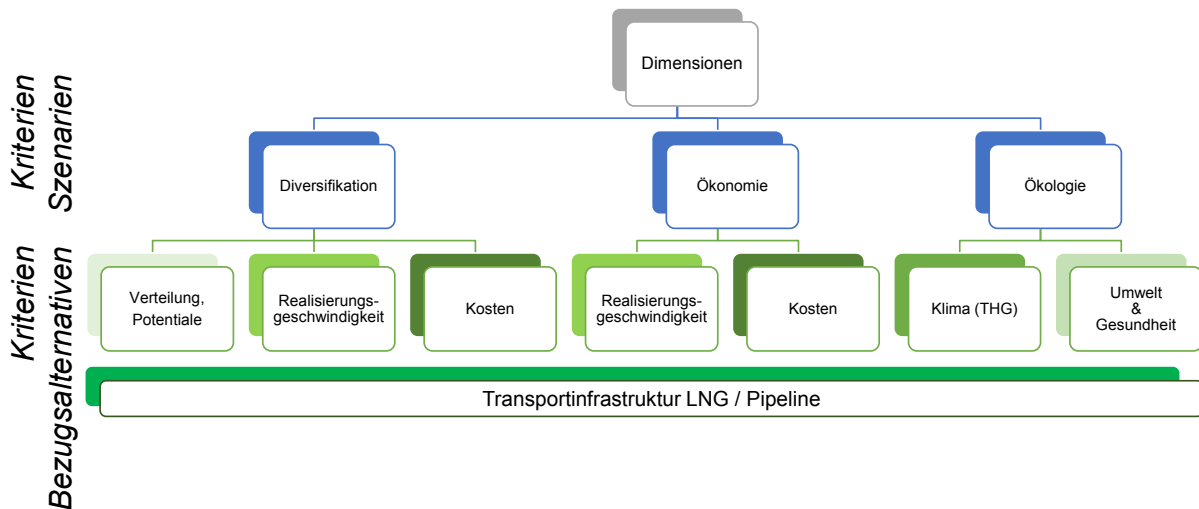


Abbildung 5-25: Transfer Kriteriendimensionen der Alternativen
 Darstellung: IZES

Entsprechend der Anordnung der Kriterien in Abbildung 5-25 begleiten die Zieldimensionen Diversifikation, Ökonomie und Ökologie das weitere Vorgehen. Eine korrespondierende qualitative Einordnung der Merkmale der vorstehend betrachteten Alternativen ist in folgender Tabelle 5-11 umgesetzt. Die Einfärbung⁵⁸ der einzelnen Zellen gründet dabei auf einer Bewertung nach folgenden Maßstäben:

Diversifikation

- Globale geografischen Verteilung
- Geografische Nähe zu Deutschland (zur Vermeidung von Transportstrecken) bzw. Möglichkeit des Wechsels zwischen Transportwegen (zur Verringerung der Abhängigkeiten von Transitstaaten bzw. einzelner Routen)
- Umfang der Reserven und Ressourcen
- Verfügbarkeit auf Zeitachse

⁵⁸ Es existiert eine unterschiedliche Anzahl der in die Betrachtung einbezogenen Merkmale je Kriterium, wobei die Farbwahl in Tabelle 5-11 wie folgt zu interpretieren ist. Hellrot = keine positiven Merkmalsausprägungen, Hellgrün bis Dunkelgrün = Anstieg der positiven Ausprägung (zunehmende Anzahl an positiven Merkmalsausprägungen).

Ökonomie

- Investitionsbedarf für die Erkundung, Förderung und den Transport
- Heutige Wirtschaftlichkeit der Förderung und Kostensenkungspotenzial

Ökologie

- Klimaauswirkungen (THG-Bilanz)⁵⁹
- Umweltauswirkungen
- Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit

Ergibt sich durch den Einsatz einer der Alternativtechnologien keine Verbesserung oder Verschlechterung gegenüber dem Status Quo, wird diese neutral bewertet. Dies betrifft als Sonderfall das Biomethan (grau eingefärbt), welches im System bereits eingesetzt wird und das in vergleichbarer Dimension langfristig beibehalten werden soll. Gleiches betrifft das über das EEG geförderte Grubengas innerhalb der Alternative „Kohleflözgas“, welches nicht in die Bewertung mit eingeht (somit wird nur Flözgas bewertet).

Tabelle 5-11: Vergleichende Bewertung der Alternativen anhand der Kriterien Diversifikation, Ökonomie und Ökologie

	Diversifikation	Ökonomie	Ökologie
Erdgas aus dichten Gesteinen	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe weltweite Reserven und Ressourcen • Vornehmlich auf dem asiatischen und amerikanischen Kontinent • In den USA ist die Förderung teilweise wirtschaftlich • In Europa ist die kurzfristige Förderung von Schiefergas unwahrscheinlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionen in Erkundung, Gewinnung und Stilllegung erforderlich • Unter günstigen Förderbedingungen wurde die Gewinnschwelle in den USA bereits erreicht 	<ul style="list-style-type: none"> • Hauptrisiko liegt in der Grundwassergefährdung bei der Gewinnung von Schiefergas • Investitionen in Förder- und Transportinfrastruktur kann EE-Ausbau im Weg stehen (Lock-in-Effekt)

⁵⁹ Die ökologische Bewertung bezieht sich in erster Linie auf den Regelbetrieb, störungsbedingte Zusatzemissionen (z.B. Methanentweichung) werden im gleichen Maße berücksichtigt, wie sie auch im bestehenden Gasversorgungssystem bereits auftreten.

<p>Kohleflözgas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vorkommen liegen vornehmlich in der früheren Sowjetunion, in Nordamerika und im asiatisch-pazifischen Raum • In Deutschland wird Grubengas durch das EEG gefördert und zur Stromerzeugung genutzt 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Förderung von Kohleflözgas hängt mit dem Kohlebergbau zusammen, der in Deutschland bereits stillgelegt wurde • Die wirtschaftliche Nutzung von Grubengas in Deutschland ist von der EEG-Förderung abhängig 	<ul style="list-style-type: none"> • Das Auffangen und Verbrennen von Grubengas ist gegenüber dem Entweichen in die Atmosphäre klimafreundlicher • Bei der Gewinnung von Flözgas bestehen ähnliche Risiken wie bei der Förderung von Erdgas aus dichten Gesteinen
<p>Gashydrat</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hohe weltweite Reserven und Ressourcen • Vornehmlich auf dem asiatischen und amerikanischen Kontinent • Die kommerzielle Förderung wird erst mittelfristig in Permafrostböden erwartet 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Förderung und die damit verbundenen Risiken müssen noch in umfangreichen Feldversuchen getestet und erforscht werden • Möglicherweise hohe Investitionen nötig, um Risiken zu minimieren 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei der Förderung kann stark klimaschädliches Methan entweichen • Hangrutschungen stellen ein theoretisch großes Risiko für Menschheit und Umwelt dar • Die tatsächlichen Risiken sind noch weitestgehend unbekannt
<p>Biomethan</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vorwiegend nationales Erdgassubstitut • Aufgrund des Eigenbedarfs auf absehbare Zeit keine signifikanten Importe zu erwarten 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Herstellungskosten • Geringe Kostensenkungspotenziale • Bedarf Fördermechanismus 	<ul style="list-style-type: none"> • Art der Biomasse wesentliche Einflussgröße auf THG-Bilanz • Methangasentweichungen: Risiko erheblicher Zusatzemissionen • Anforderung an kaskadierte Rohstoffnutzung • Naturschutz (Biodiversität) • Landnutzung (Erosion, Gewässerschutz etc.)
<p>Power to gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Potenzial abhängig von Stromüberschüssen • Signifikante Überschüsse ab 60-80 % EE zu erwarten • Ökonomischer Einsatz erfordert Steigerung der Umwandlungseffizienz / Kostensenkung, ausreichende Auslastung, ggf. Möglichkeit der direkten Nutzung des Wasserstoffs oder steigende Preise der fossilen Ressourcen 	<ul style="list-style-type: none"> • Konkurrenzfähig gegenüber Treibstoffen, nicht aber gegenüber dem Gasgroßhandelsmarkt • Kostensenkungspotenziale für Wasserstoff- und Methanherzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> • THG-Reduzierung nur bei exklusiver Nutzung von EE-Strom • Entscheidend sind die substituierten Energieträger

Überdies werden auch die Transportalternativen LNG und Pipeline entsprechend derselben Kriterien bewertet. Es sind nur wenige Konstellationen vorstellbar, bei denen für eine identische Transportstrecke/-aufgabe zwischen beiden Technologien ökonomisch und ökologisch abzuwägen wäre. Daher ist ein direkter Vergleich beider Technologien nur bedingt möglich und zielführend. Entscheidend sind die Prozessketten von der Förderung bis zu den Endverbrauchern in Deutschland. So können zusätzliche Kosten zum Auf- und Ausbau einer LNG-Infrastruktur durch deutlich niedrigere Produktions-/Förderkosten (z. B. unkonventionelles Gas in den USA) in Abhängigkeit der Bezugsmengen überkompensiert werden. Sofern eine Prozesskette oder ein Prozessketten-Mix fixiert ist, können alternative LNG- und Pipelineprozessketten hinsichtlich der Zieldimensionen verglichen werden. Die Gesamtbewertung des Einsatzes einer Alternativtechnologie umfasst demnach die Bewertung der Technologie an sich (Tabelle 5-11) sowie die Bewertung der verwendeten Transporttechnologie (Tabelle 5-12). Es ist zu berücksichtigen, dass einige der zuvor angeführten Alternativen nur über eine LNG-Infrastruktur überhaupt verfügbar gemacht werden und somit wesentlich zur Diversifizierung beitragen können.

Tabelle 5-12: Bewertung Transporttechnologien anhand der Kriterien Diversifikation, Ökonomie und Ökologie

	Diversifikation	Ökonomie	Ökologie
LNG	<ul style="list-style-type: none"> • LNG-Lieferländer suchen stets hochpreisige Absatzmärkte • Flexibilität bei Bezugsquellen, jedoch Einschränkung durch planbare Konditionen (u.a. Schiffseinsatz) 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringer Investitionsbedarf bei Nutzung europäischer Infrastruktur • Aufbau eigener Infrastruktur kostenintensiv 	<ul style="list-style-type: none"> • Pipelinetransport vor und nach Verschiffung, siehe Pipeline • THG-Emissionen durch zusätzliche Prozessschritte (Verflüssigung, Schifftransport, Regasifizierung) • Luftschadstoffe durch Schifftransport
Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängigkeit durch ortsfeste Infrastruktur • Interesse an planbaren Konditionen/Absätzen des Lieferlandes 	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandene, gut ausgebaute Infrastruktur • Neuinvestitionen kostenintensiv • Zusatzkosten durch ‚geopolitischen‘ Pipelineverlauf 	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂ (durch Verdichtungsstationen) • CH₄ (durch Störungen, Aufbereitung) • Ressourcenverbrauch und Umweltauswirkungen durch Bau und Betrieb einer Pipeline Infrastruktur

6 Optimierte Erdgasszenarien für die Energiewende

Unter Einbezug der Ergebnisse der vorstehenden Untersuchungen sollen in diesem Kapitel optimierte Erdgasszenarien entwickelt werden, die abbilden, wie eine mögliche Abdeckung des zukünftigen bundesdeutschen Gasbedarfs unter Berücksichtigung eines Kohleausstiegs bis 2040 gewährleistet werden könnte. Nach Skizzierung der generellen methodischen Vorgehensweise (Kapitel 6.1) werden zunächst ein Basisszenario entwickelt und eine verbleibende Deckungslücke – das Residuum – identifiziert (Kapitel 0), welche in den nachfolgend beschriebenen optimierten Erdgasszenarien durch unterschiedliche Bezugsoptionen zu decken ist. Im Teilkapitel 6.4 findet sich eine Beschreibung der drei optimierten Erdgasszenarien für den im Kapitel 0 beschriebenen „Trendpfad“. Daran anschließend werden in Kapitel 6.5 die drei optimierten Erdgasszenarien im Falle eines Kohleausstiegs bis 2040 dargestellt und die mit diesem verbundenen Effekte auf die zukünftige Gasversorgung beschrieben. Abschließend wird auf die Preisunterschiede zwischen den Trendpfad- und den Kohleausstiegsszenarien eingegangen.

6.1 Methodische Vorgehensweise

Die Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist die Entwicklung von Szenarien zur Erdgasversorgung in Deutschland in den kommenden Dekaden einerseits für eine Fortführung des Trends, andererseits unter Berücksichtigung eines Kohleausstiegs. Dabei soll durchgängig ein Fokus auf die angebotsseitige Versorgungssicherheit gelegt werden. Durch die in Kapitel 5 beschriebenen Alternativen des Erdgasbezugs ergeben sich Freiheitsgrade zur strategischen Gestaltung der Szenarien bei Fokussierung auf unterschiedliche strategische Zieldimensionen. Als ebensolche Zieldimensionen wurden die Kriterien Diversifikation, Ökonomie und Ökologie ausgewählt (vgl. Kapitel 5.3). Der an die Szenarientwicklung gestellte Anspruch war, hinsichtlich der genannten Kriterien optimierte Szenarien zum Erdgasbezug zu entwickeln, ohne den Fokus der angebotsseitigen Versorgungssicherheit zu verlassen. Daher wird zunächst ein konservativer Ansatz für die Höhe des zukünftigen Erdgasbedarfs in Deutschland gewählt, der weder eine bestimmte Reduktion des Primärenergieverbrauchs noch der erdgasbedingten Treibhausgasemissionen vorschreibt („Trendpfad“).

Das Kriterium der Diversifikation betrifft sowohl die geografische Verteilung der Erdgasvorkommen als auch die geografische Nähe einzelner Vorkommen zu Deutschland, um längere Transportstrecken zu vermeiden. Daneben wird die Möglichkeit betrachtet, zwischen verschiedenen Transportrouten zu wählen, um Abhängigkeiten von Transitstaaten zu verringern und – beispielsweise im Falle ungeplanter Ausfälle – nicht auf einzelne Transportstrecken angewiesen zu sein. Ebenso werden der Umfang der Reserven und Ressourcen jeder Bezugsmöglichkeit und deren Verfügbarkeit auf der

Zeitachse mit berücksichtigt. Durch die genannten Aspekte ergeben sich unterschiedliche Chancen und Risiken hinsichtlich der Preisentwicklung bzw. der Kostenentwicklung der Förderung und der politischen Entwicklung, die den Zugang zu den Reserven und Ressourcen betreffen. Eine höhere Diversifikation reduziert das Risiko von ungeplanten Versorgungsengpässen.

Mit dem Kriterium der Ökologie werden Klimaauswirkungen durch Treibhausgasemissionen, Umweltauswirkungen durch Risiken lokaler Umweltverschmutzungen (z. B. die Gefährdung der Trinkwasserqualität) und des Landverbrauchs sowie Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit (z. B. durch lokale Schadstoffemissionen) berücksichtigt.

Das Kriterium der Ökonomie zieht den Investitionsbedarf sowie variable Kosten für die Erkundung, Förderung und den Transport verschiedener Bezugsmöglichkeiten mit ein, der sich letztlich auf die Erdgaspreise der verschiedenen Verbrauchergruppen in Deutschland auswirkt. Neben der heutigen Wirtschaftlichkeit der Förderung werden die zukünftigen Kostensenkungspotenziale mit berücksichtigt. Eine Abweichung von der günstigsten Lösung setzt einen staatlichen Eingriff voraus, z. B. in der Form von Steuern oder Importzöllen auf verschiedenen Erdgasbezugsmöglichkeiten oder umgekehrt, durch die Förderung von bestimmten Alternativen.

Um die mittel- bis langfristige Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung in den Vordergrund zu rücken, wird der gleiche, eher konservativ abgeschätzte Verlauf des Erdgasprimärenergieverbrauchs für alle Szenarien bis zum Jahr 2040 angenommen. Der mittel- bis langfristige Erdgasverbrauch hängt wiederum von der Entwicklung des Erdgaspreises ab, der maßgeblich für die wirtschaftliche Attraktivität der Gasnutzung im Vergleich zu fossilen oder erneuerbaren Substituten ist. In Abbildung 4-2 auf S. 80 sind Grenzübergangspreise der in Kapitel 4 betrachteten Studien vergleichend dargestellt. Nachfolgend ist benannte Abbildung erneut dargestellt und ergänzt um einen Vergleich der Primär- und Endenergieverbräuche in den Szenarien (Abbildung 6-1).

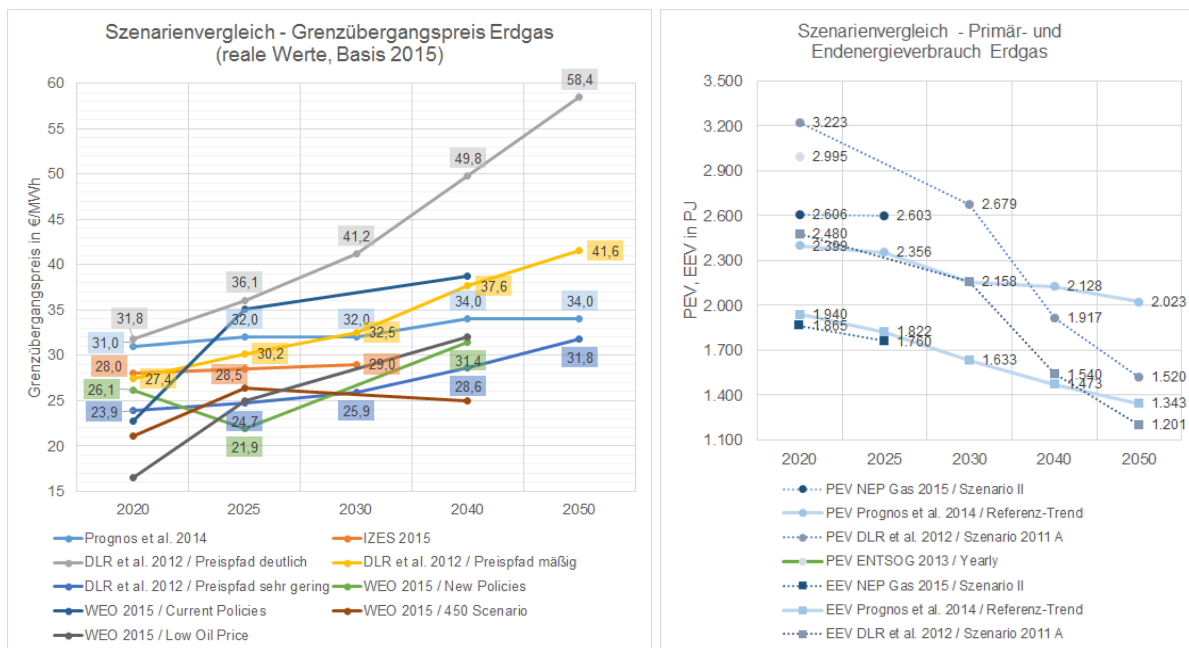


Abbildung 6-1: Vergleich von Grenzübergangspreis, Primär- und Endenergieverbrauch von Erdgas in verschiedenen Szenarien

Darstellung: IZES; Datenquellen: Prognos et al. 2014; IZES 2015; DLR et al. 2012; IEA 2015b; ENTSOG 2013b; FNB 2015

Dabei zeigt sich in Bezug auf die Preisentwicklung, dass mit Ausnahme der Szenarien ‚450‘ und ‚New Policies‘ des World Energy Outlooks 2015 eine durchgehende Preiserhöhung unterstellt wird. Der Preispfad von Prognos et al. (2014) ist derjenige mit mittlerem Anstieg. Stellt man den Preispfaden den entsprechenden Verläufen des Erdgasprimär- und -endenergieverbrauchs für Deutschland gegenüber (Abbildung 6-1), zeigt sich zunächst, dass dem Preisanstieg der ökonomischen Logik zufolge in allen Studien ein Verbrauchsrückgang folgt. Der Pfad des Primärenergieverbrauchs in der Studie von Prognos et al. (2014) sieht langfristig im Vergleich zur Leitstudie von DLR et al. (2012) nur einen moderaten Rückgang vor. Hier gilt es zu beachten, dass das Referenz- und Trendszenario von Prognos et al. (2014) dargestellt wird, und kein sehr ambitioniertes Klimaschutzszenario wie in DLR et al. (2012). Daher wird der Primärenergieverbrauch von Erdgas im Referenz- und Trendszenario von Prognos et al. (2014) als Vorgabe für die optimierten Erdgasszenarien gewählt, die durchgängig einen Fokus auf die mittel- bis langfristige angebotsseitige Erdgasversorgungssicherheit legen sollen. Das Szenario wird um die Primärenergieverbrauchsäquivalente von Biogas und über das Power to Gas-Verfahren erzeugtes Erdgas ergänzt (Prognos et al. 2014, S. 81), um den kompletten Gasverbrauch abzudecken.

Trotz der Festlegung der strategischen Zieldimensionen mittels der drei genannten Kriterien ist für bestimmte Erdgasbezugsquellen zu erwarten, dass ein Mindestpfad

nicht unterschritten wird. Aufgrund von Lieferverträgen und bestehenden wirtschaftlichen Kooperationen ist es unwahrscheinlich und mit dem Ansatz eines ‚mittleren, realistischen‘ Szenarios nicht zu vereinbaren, dass der historische Verlauf der deutschen Erdgasimporte (vgl. Abbildung 3-11 auf S. 30) sich kurz- bis mittelfristig grundlegend verändern wird. Langfristig sind hingegen Veränderungen bis zu einem gewissen Umfang als möglich zu erachten. Aus diesen Gründen wird ein Basisszenario für die Zusammensetzung der Bezugsquellen als Trendabschätzung entwickelt, in welchem der unterstellte Erdgasprimärenergieverbrauch teilweise, jedoch nicht vollständig, gedeckt wird. Hierzu werden Entwicklungspfade für die aktuell bestehenden Erdgasbezugsquellen erarbeitet. Es handelt sich somit um, aus Sicht der Autoren basierend auf den in Kapitel 4 betrachteten Studien, wahrscheinliche zukünftige Entwicklungen, die zum Teil als Mindestpfade aufzufassen sind. Da für einige wesentliche Bezugsquellen und -länder zukünftig von einem Rückgang der (eingeführten) Erdgasmengen auszugehen ist sowie aufgrund der im Zeitverlauf zunehmenden Alternativen und der wachsenden Unsicherheit, verbleibt eine innerhalb des Szenariozeitraums bis zum Jahr 2040 zunehmende Deckungslücke, die im nachfolgenden Text als „Residuum“ bezeichnet werden soll. Dieses Residuum stellt den Freiraum für einen in jedem Szenario unterschiedlich ausgestalteten Erdgasbezug aus den möglichen Optionen dar. Bei Annahme eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung fällt dieses Residuum infolge des Erdgaseinsatzes zur Substitution wegfallender Kohlestromerzeugung höher aus als bei Ansatz des Trendpfads, in dem selbst nicht von einem ambitionierten Kohleausstieg ausgegangen wird (vgl. hierzu die Annahmen zur Stromerzeugung in Prognos et al. 2014, S. 213).⁶⁰ Aus den gewählten drei Kriterien werden schließlich für den identifizierten Trendpfad sowie für einen ambitionierten Kohleausstieg jeweils drei Szenarien zur Gestaltung des Residuums mit den Schwerpunkten ‚Ökologie‘, ‚Ökonomie‘ und ‚Diversifikation‘ gebildet. Im Folgenden werden zunächst die Erdgasbezugsmengen des Basisszenarios bestimmt sowie die jeweils drei Szenarien qualitativ voneinander abgegrenzt und nachfolgend deren Bezugsmengen für das sich im Trendpfad bzw. beim Kohleausstieg ergebende Residuum hergeleitet. Den Abschluss bildet eine Diskussion qualitativer Preiseffekte sowie von Preisunterschieden zwischen den Szenarien.

⁶⁰ In Prognos et al. (2014, S. 213f.) wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung aus Braun- bzw. Steinkohle bis 2030 von 150 TWh 2011 auf 140 TWh 2030 bzw. von 112 TWh 2011 auf 109 TWh 2030 nur geringfügig abnimmt und erst nach 2030 infolge eines angenommenen Anstiegs des CO₂-Zertifikatspreises ein deutlicher Rückgang auf 31 TWh bzw. 52 TWh im Jahr 2050 zu erwarten ist.

6.2 Entwicklung Basisszenario und Ableitung des jeweiligen Residuums

Das Basisszenario stellt eine Trendabschätzung für diejenigen Erdgasmengen dar, welche aus den aktuell bestehenden Erdgasbezugsquellen gedeckt werden können, ohne dass weitere Anstrengungen zur Erschließung zusätzlicher Erdgasbezugsquellen unternommen werden und ohne zusätzliche Mengen aus den vorhandenen Quellen zu beziehen. Für die optimierten Erdgasszenarien des Trendpfads sowie diejenigen des Kohleausstiegs ist das Basisszenario identisch, sodass sich lediglich die Höhe des Residuums zwischen Trendpfad und Kohleausstieg unterscheidet.

Für das Erdgasaufkommen aus den unterschiedlichen Bezugsquellen lassen sich die folgenden Einschätzungen treffen:

- Inländische Förderung: Wie bereits in Kapitel 3.4.1 ausgeführt, war die inländische Produktion in den vergangenen zehn Jahren aufgrund einer zunehmenden Erschöpfung inländischer Reserven rückläufig. In den folgenden Jahren ist mit einem weiteren Rückgang der inländischen Förderung bis 2030 zu rechnen. Die Prognose für den Rückgang der Fördermengen ist an den NEP Gas 2015 der FNB angelehnt, der wiederum auf eine bis 2025 reichende Prognose des Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) zurückgreift und diese bis 2030 fortschreibt (FNB 2015, S. 92f.). Da die Prognose den historischen Wert leicht überschätzt hat, wurden zukünftige Werte mit dem Verhältnis aus tatsächlichem und prognostiziertem Wert multipliziert und somit leicht nach unten korrigiert. Der verbleibende L-Gasbedarf nach 2030 beträgt nach Angaben der FNB zwischen ca. 21 und 24 TWh/a (75,6 bis 86,4 PJ/a) und soll komplett durch inländisches Gas gedeckt werden (FNB 2015, S. 98), sodass eine nach 2030 konstante Förderung auf diesem niedrigen Niveau angenommen wird. Abgestellt wurde hier auf den unteren Wert von 21 TWh/a.
- Russland: Im Gegensatz zu den Niederlanden und Norwegen weist Russland sehr hohe Erdgasreserven sowie -ressourcen auf,⁶¹ sodass auch über 2040 hinaus nicht von einer Erschöpfung selbiger auszugehen ist (vgl. Kapitel 3.4.2.1 sowie BGR 2015, S. 118f.).⁶² Nach Angaben der IEA ist die russische Förderkapazität aktuell nicht ausgelastet (IEA 2015b, S. 218) und im Wesentlichen beschränkt durch die Marktnachfragesituation sowie bis in die 2020er Jahre hinein durch infrastrukturelle Restriktionen (IEA 2015b, S. 205ff.). Perspektivisch

⁶¹ Russland verfügt mit Stand 2014 über die weltweit größten Erdgasreserven und -ressourcen (BGR 2015, S. 118f.)

⁶² Diese Aussage gilt auch unter der Prämisse, dass perspektivisch größere Erdgasmengen nach China geliefert werden könnten.

wird im New Policies Szenario von einem leichten Rückgang der in die EU eingeführten Erdgasmenge auf 140 Mrd. m³ 2040 gegenüber einem Ausgangsniveau von 150 Mrd. m³ 2013 ausgegangen (IEA 2015b, S. 221). In Anlehnung daran wird für das Basisszenario bis 2040 von einem schwach ausgeprägten Rückgang der Erdgasmengen aus Russland ausgegangen, um eine Art Mindestbezugsmenge aus Russland zu repräsentieren.⁶³

- Norwegen: Zukünftig ist mit einer fortschreitenden Erschöpfung der norwegischen Erdgasquellen zu rechnen (vgl. Kapitel 4.5), weshalb sowohl die ENT-SOG (2013b, S. 64) als auch Prognos et al. (2014, S. 410) von einem Rückgang der norwegischen Exporte ab 2018 respektive 2020 ausgehen. Gestützt auf diese Annahme wird für Norwegen von einem Rückgang der Einfuhren in die Bundesrepublik Deutschland ausgegangen, der sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes (2040) erstreckt. Dieser Rückgang stellt eine eher konservative Abschätzung für die eingeführten Gasmengen dar.
- Niederlande: Für die Niederlande wird in Analogie zum NEP Gas 2015, der sich wiederum auf eine Ankündigung des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS beruft, ab dem Jahr 2020 ein Rückgang der Exportkapazitäten nach Deutschland um etwa 10 % des Ausgangswertes pro Jahr angenommen (FNB 2015, S. 93). Ende 2029 stehen der Annahme gemäß keine Exportkapazitäten mehr zur Verfügung, sodass ab 2030 kein Erdgas mehr nach Deutschland eingeführt wird. Die eingeführten Erdgasvolumina sinken demzufolge bis 2020 nur marginal und anschließend annähernd linear bis auf einen Wert von 0 im Jahr 2030. Die Prognosewerte wurden der Mengenprognose der FNB (2015, S. 99) entnommen und analog zu der Vorgehensweise bei der inländischen Produktion mit einem Korrekturfaktor - gebildet aus dem Quotienten zwischen tatsächlicher Einfuhr 2014 und Mengenprognose - multipliziert, sodass eine leichte Anpassung der Menge nach unten resultierte.
- Biogas: Das Biogasaufkommen wurde anhand der Prognose aus Prognos et al. (2014, S. 81) abgebildet. Die angegebenen Werte aus den Bereichen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Kraftstoffe wurden jeweils aufsummiert. Bis 2040 verbleibt dieser Annahme gemäß das Biogasaufkommen auf einem etwa gleichbleibenden Niveau (vgl. Kapitel 0), was auch mit den Zielsetzungen der Bundesregierung, keine deutliche Ausweitung der Biogasverstromung anzustreben (Deutscher Bundestag 2014, S. 225), konform ist.
- Power to gas: Bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zwischen 60 und 80 % sind nach Sterner und Stadler (2014, S. 114f.) keine nennenswerten Überschussstrommengen zu erwarten (s. auch Kapitel

⁶³ Die Residualmengen können durchaus zusätzliche Gaslieferungen aus Russland enthalten.

5.2.5.2), sodass der Einsatz von Power to gas aus gesamtsystemischer Sicht erst nach etwa 2030 an Bedeutung gewinnen dürfte. Im Basisszenario wurde insgesamt ein verhaltener Ausbaupfad für Power to gas, beginnend um ca. 2030 angenommen. Bei einem ambitionierteren Ausbaupfad erneuerbarer Energien ist mit höheren Überschussstrommengen zu rechnen. Werden diese vorrangig im Power to gas-Verfahren eingesetzt, ergibt sich ein größeres Potenzial für per Methanisierung erzeugtes Biogas, sodass die angenommene Entwicklung eine eher konservative Abschätzung repräsentiert.

Die angenommenen Entwicklungen im Basisszenario und das sich ergebende Residuum für den Trendpfad sind in nachfolgender Abbildung 6-2 dargestellt.

Das identifizierte Residuum steigt für den Trendpfad im Zeitverlauf von ca. 69 PJ im Jahr 2020 zunächst deutlich auf 580 PJ in 2025 und weiter auf 890 PJ 2030 an. Der anschließende Zuwachs gestaltet sich moderater, sodass das Residuum bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2040 auf 1.163 PJ anwächst.

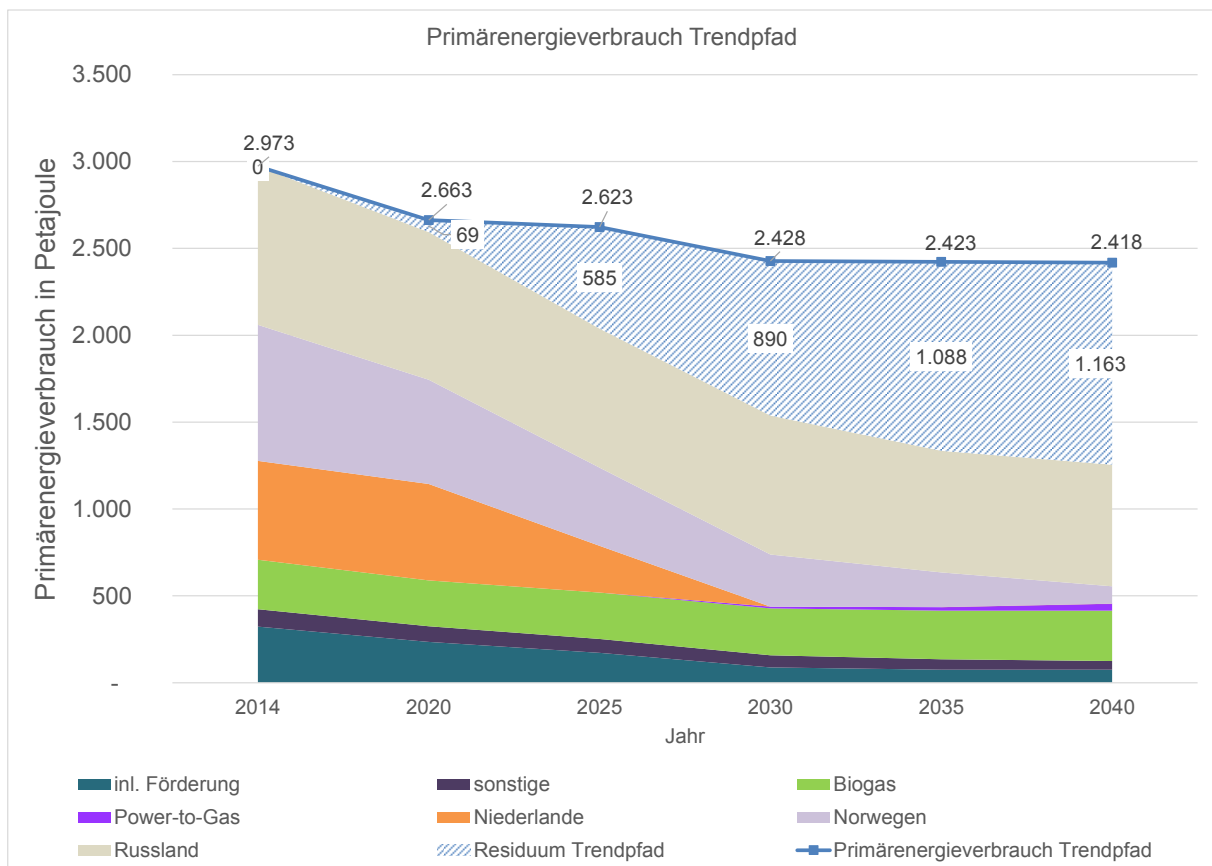


Abbildung 6-2: Entwicklung der Erdgasmengen nach Bezugsquellen im Basisszenario und identifiziertes Residuum für den Trendpfad

Darstellung: IZES

Wie nachfolgend ausgeführt werden soll, ist durch den in IZES (2015) angenommenen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 gemäß dem dort erarbeiteten Szenario 3 „Kohleausstieg“ (vgl. hierzu auch Kapitel 4.2.3) ein erhöhter Erdgas-Primärenergiebedarf zu erwarten, der zu einem gegenüber dem Trendpfad größeren Residuum führt.

Das IZES (2015) untersuchte in einer Studie für das MWKEL die Machbarkeit eines nationalen Ausstiegs aus der Kohleverstromung und dessen Auswirkungen auf den Stromsektor. Hierfür wurde ein Kohleausstiegs-Szenario entwickelt, das einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 vorsieht (vgl. Kapitel 4.2.3). Mittels einer Simulation wurden detaillierte Werte zur Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2030 berechnet.

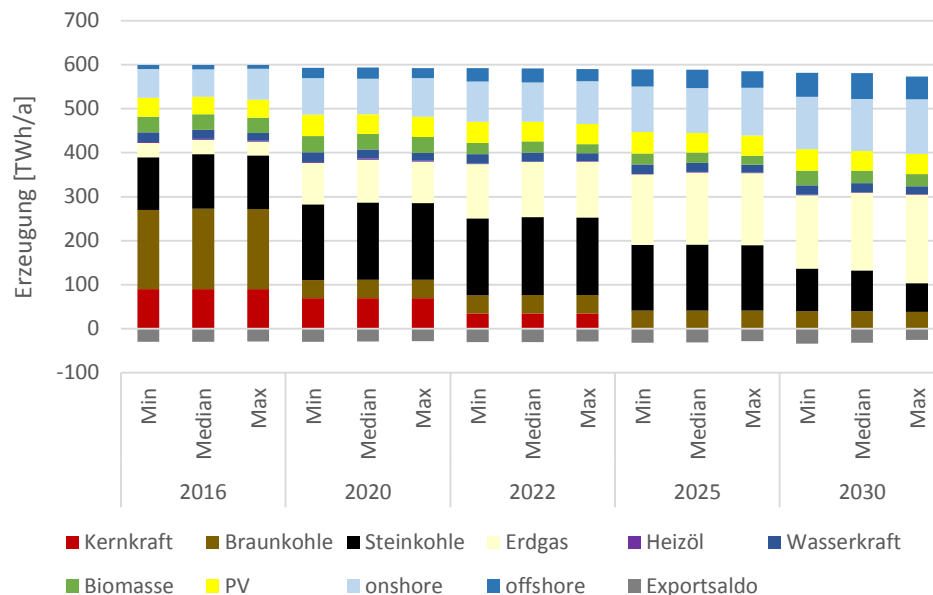


Abbildung 6-3: Entwicklung der Stromerzeugungsmengen nach Erzeugungsart bis 2030 im Szenario Kohleausstieg aus IZES (2015), bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preis-pfad

Darstellung: IZES

Im Referenzszenario von IZES (2015) werden im Jahr 2030 noch 147 TWh Strom aus Braunkohle und 109 TWh aus Steinkohle erzeugt (bei mittlerem CO₂-Preis). Im Kohleausstiegs-Szenario werden (bei mittlerem CO₂-Preis) hingegen im Jahr 2030 lediglich 39 TWh Strom aus Braunkohle und 93 TWh aus Steinkohle erzeugt, was einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von 7 % bzw. 16 % entspricht. Die wegfallende Kohlestromerzeugung wird im Wesentlichen durch die Stromerzeugung durch moderne GuD-Kraftwerke sowie Gasturbinen ersetzt. In der Summe werden im Kohleaus-

stiegs-Szenario im Jahr 2030 durch die Verstromung von Erdgas 117 TWh Strom erzeugt, was einem Anteil an der Bruttostromerzeugung von 30 % entspricht (im Vergleich hierzu beträgt der Anteil im Referenzszenario 10 %).

Um die Auswirkungen des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2040 nach dem Szenario von IZES (2015) auf den Referenz-Primärenergieverbrauch an Erdgas im Basisszenario der vorliegende Studie (Abbildung 6-2 in Kapitel 6.1) zu überprüfen, wird der Anteil von Braun- und Steinkohlestrom an der Bruttostromerzeugung für die Jahre 2020, 2025 und 2030 auf die Bruttostromerzeugung der Referenzprognose von Prognos et al. (2014, S. 213) übertragen. Die dadurch entstehende Differenz zur ursprünglichen Kohleverstromung wird durch die Stromerzeugung in modernen GuD- und GT-Kraftwerken ersetzt, die einen durchschnittlichen (elektrischen) Nutzungsgrad von 55 % erreichen. Letztlich resultiert durch die Substitution von Kohlestrom durch Gasstrom ein zusätzlicher Primärenergieverbrauch an Erdgas, der sich im Jahr 2020 auf 230 PJ, im Jahr 2025 auf 359 PJ und im Jahr 2030 auf 716 PJ beläuft.

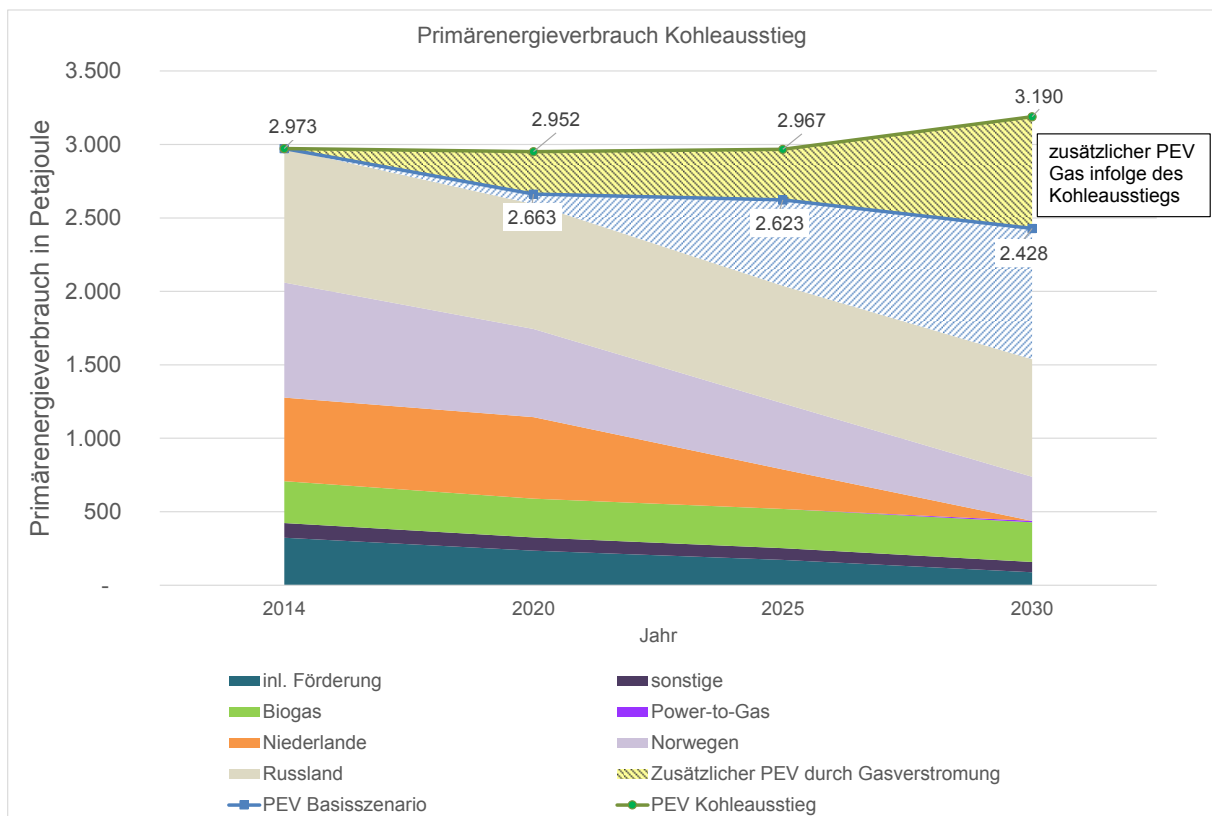


Abbildung 6-4: Entwicklung des zusätzlichen Primärenergieverbrauchs an Erdgas bei schrittweisem Kohleausstieg

Darstellung: IZES

Das identifizierte Residuum steigt für den Kohleausstieg nach IZES (2015) im Zeitverlauf von ca. 358 PJ im Jahr 2020 auf 929 PJ in 2025 und weiter auf 1.652 PJ bis 2030 an. Für die Jahre nach 2030 können aufgrund des Studienhorizonts von IZES (2015) keine Aussagen getroffen werden. Gegenüber dem Trendpfad ergibt sich für 2020 eine deutlich höhere residuale Gasmenge. 2030 beträgt das Residuum des Kohleausstiegs ca. das 1,9-fache desjenigen des Trendszenarios und ca. die Hälfte des für 2030 im Falle eines ambitionierten Kohleausstiegs unterstellten Gesamterdgasverbrauchs.

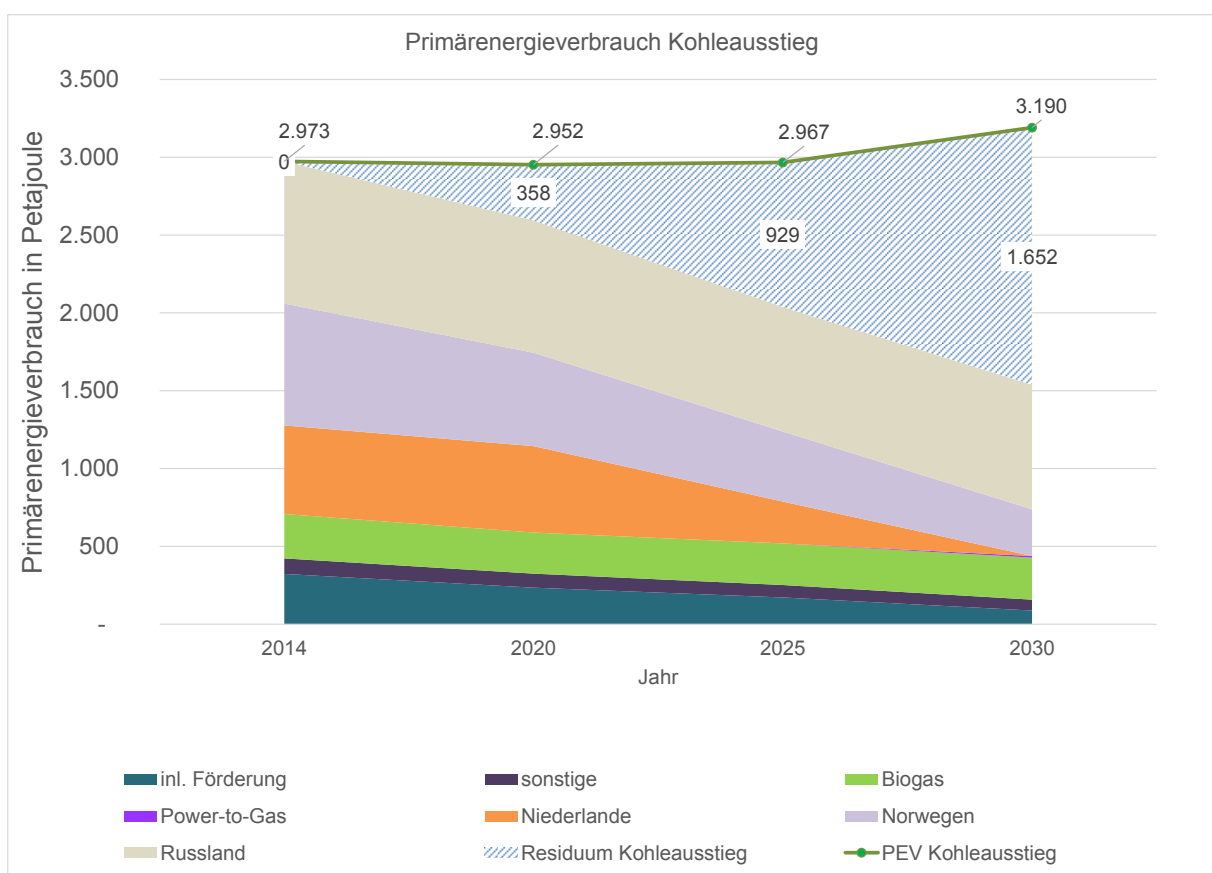


Abbildung 6-5: Entwicklung der Erdgasmengen nach Bezugsquellen im Basisszenario und identifiziertes Residuum für den Kohleausstieg

Darstellung: IZES

Die Auffüllung des jeweiligen Residuums durch unterschiedliche Bezugsoptionen ist Gegenstand der nachfolgenden Szenarienbetrachtungen (s. Kapitel 6.4 sowie 6.5).

6.3 Überblick und Abgrenzung

Nachfolgende Tabelle 6-1 gibt Aufschluss darüber, wie sich die jeweils hinsichtlich eines der Kriterien Ökonomie, Ökologie und Diversifikation optimierten Erdgasszenarien

voneinander abgrenzen. Die qualitative Abgrenzung der Szenarien voneinander ist für die Szenarien des betrachteten Trendpfads (Kapitel 6.4) und diejenigen eines Kohleausstiegs (Kapitel 6.5) identisch. Hinsichtlich der Zusammensetzung der Residuen ergeben sich kleinere Unterschiede, auf die in Kapitel 6.5 hingewiesen wird.

Das Zielkriterium stellt hierbei jeweils die zentrale Zielgröße dar, auf die hin die Optimierung stattfindet. Die anderen beiden Kriterien werden in der Szenarientwicklung nicht gänzlich ausgeklammert, sondern gehen als Art „Nebenbedingungen“ mit deutlich schwächerer Gewichtung in den Szenarientwicklungsprozess ein.

Tabelle 6-1: Qualitative Abgrenzung der optimierten Erdgasszenarien

Ökonomie	Diversifikation	Ökologie
<ul style="list-style-type: none"> • Die Nutzung von Biometan und Power to Gas geht nicht über den Mindestpfad des Basisszenarios hinaus. • Die Bezugsländer und Fördertechnologien werden nicht aus Gründen der Diversifikation oder der Ökologie gewählt, sondern ausschließlich nach Preisen. • Zur (langfristigen) Bezugskostenminimierung wird neben Pipeline-Lieferungen auf kurzfristig gegebenenfalls günstigere LNG-Mengen zurückgegriffen. • Insgesamt ergeben sich im Vergleich zu den restlichen Szenarien die niedrigsten Preise. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Nutzung von Biometan und Power to Gas geht moderat über den Mindestpfad hinaus. • Um einen diversifizierteren Bezug aus mehreren Ländern und Fördertechnologien zu erreichen, ist ein höherer LNG-Anteil erforderlich. Damit verbunden ist ein höherer Anteil aus unkonventioneller Erdgasförderung. • Langfristig überwiegt der Bezug über LNG-Lieferungen den aus Erdgas-Pipelines. • Der überwiegende Anteil des Pipeline-Bezugs innerhalb der residualen Menge stammt nicht aus Russland. Für russisches Gas werden alternative Transportwege genutzt. • Insgesamt ergibt sich ein geringer Preisaufschlag gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario. 	<ul style="list-style-type: none"> • Der Umfang der Biometannutzung erreicht langfristig die Höhe des Potenzials, welches nachhaltig in Deutschland produziert werden kann. Das entspricht ungefähr einer Verdopplung der heutigen Nutzung bis zum Jahr 2040. • Es finden ein ambitionierterer EE-Ausbau im Stromsektor (65-70 % bis 2040) und eine vorrangige Nutzung von EE-Überschussstrom zur Methanisierung statt. Insgesamt steigt dadurch die Nutzung von Power to Gas. • Das Verhältnis zwischen Pipeline- und LNG-Anteil ergibt sich primär aus der THG-Bilanz der verschiedenen Bezugsquellen. • Insgesamt ist der ökologische Bezug mit höheren Preisen als im ökonomisch optimierten und im diversifikationsoptimierten Szenario verbunden.

Das in Kapitel 0 identifizierte Residuum ist in den drei optimierten Erdgasszenarien jeweils durch die vier Optionen

- Pipeline-Gas,
- LNG,
- Biomethan sowie
- Power to gas

zu decken, wobei die Optionen Pipeline-Gas sowie LNG jeweils Gaslieferungen aus unterschiedlichen Staaten umfassen können, welche sich aus dem zukünftigen Marktumfeld sowie aus strategischen Abwägungen (Diversifikation, ökologischer Bezug) ergeben. Tendenzen hinsichtlich der Zusammensetzung bzw. Aufschlüsselung der weltweiten LNG-Lieferungen sind in Kapitel 5.1.1.3 beschrieben. Zusätzliche Pipeline-Lieferungen kommen zunächst aus den vorhandenen Quellen Russland, Norwegen sowie Nordafrika infrage. Perspektivisch könnten zusätzlich Gasvorkommen aus dem kaspischen Raum per Pipeline erschlossen werden (vgl. hierzu Kapitel 5.1.2). Auf eine detaillierte Aufschlüsselung des Erdgasbezuges nach Staaten wurde in den optimierten Szenarien angesichts der vorhandenen Unsicherheiten verzichtet. Generelle Tendenzen sind einerseits in Kapitel 5 beschrieben. Diese werden andererseits durch Einschätzungen für die einzelnen Szenarien ergänzt (Kapitel 6.4 und 6.5).

6.4 Optimierte Erdgasszenarien des Trendpfads

6.4.1 Ökologisch optimiertes Szenario des Trendpfads

Ein möglichst ökologischer Bezug in Höhe der residualen Menge (vgl. Kapitel 0) hat eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen sowie verschiedener negativer Umweltauswirkungen zum Ziel (vgl. Kapitel 6.1). In erster Linie ist zwischen dem Bezug aus fossilen und regenerativen Quellen zu unterscheiden. Im Bereich des fossilen Erdgasbezugs bestehen die in den Kapiteln 5.2.1 bis 5.2.3 vorgestellten Optionen, wobei aus ökologischer Sicht zusätzlich zwischen den Transporttechnologien Pipeline und LNG unterschieden werden muss (vgl. Kapitel 5.1). Im Bereich von EE-Gas bestehen die Möglichkeiten der Erzeugung von Biogas mittels Substraten (Kapitel 5.2.4) sowie aus EE-Stromüberschüssen mittels dem Power to gas-Verfahren erzeugtem Erdgas (Kapitel 5.2.5).

Aus Sicht der Bundesregierung hat die energetische Biomassenutzung einen Umfang erreicht, ab dem die hierfür notwendige Landflächennutzung große Konflikte mit dem Flächenbedarf für die Agrarwirtschaft, dem Naturschutz, der Erhaltung des Landschaftsbilds sowie dem Ziel einer kosteneffizienten Stromerzeugung hervorruft. Daher sehen aktuelle politische Entscheidungen eine Beibehaltung des Status Quo der Biogaserzeugung und -verstromung vor. Ein Import von Biogas ist aus Gründen von feh-

lenden Überschüssen im Ausland und des hohen Kostenniveaus ebenfalls nicht vorgesehen (siehe Kapitel 5.2.4). Im Gegensatz zu der Einschätzung der Bundesregierung kommt eine detaillierte Untersuchung von Scholwin et al. (2015) zu Potenzialen der Biogasproduktion und -einspeisung zum Ergebnis, dass bis zum Jahr 2020 eine nachhaltige Biogasproduktion von 94 bis 137 TWh/a (338 bis 493 PJ/a) in Deutschland möglich ist. Das würde ungefähr einer Verdopplung der heutigen Menge entsprechen. Unter den Nachhaltigkeitsvorgaben der Untersuchung von Scholwin et al. (2015) ist die Nutzung von Biogas nicht nur wegen der geringeren THG-Emissionen, sondern auch aufgrund weiterer ökologischer Vorteile und geringer Umweltauswirkungen (geringerer Schadstoffausstoß, geringe Veränderung des Landschaftsbilds, keine flächendeckenden Nutzungskonflikte) gegenüber der fossilen Erdgasnutzung bis zum ausgewiesenen Potenzial vorzuziehen, um dem ökologischen Schwerpunkt gerecht zu werden. Aufgrund der bestehenden Unsicherheit und der daraus resultierenden Spreizung der von Scholwin et al. (2015) ausgewiesenen Potenziale wird im Szenario mit einem möglichst ökologischen Erdgasbezug ein Erreichen der unteren Angabe bis zum Jahr 2020 angenommen. Die obere Angabe wird erst langfristig im Jahr 2040 erreicht, da in diesem Zeitraum auch Verfahren die Marktreife erreicht haben können, die eine günstigere Biomethanherzeugung ermöglichen, sich heute jedoch noch im Entwicklungsstadium befinden (siehe Kapitel 5.2.4).

Die Erzeugung von synthetischem Methan mittels des Power to gas-Verfahrens ist treibhausgasneutral, falls der eingesetzte Strom komplett aus regenerativen Energien stammt. Das Verfahren dient in erster Linie nicht der reinen Erzeugung von EE-Gas, sondern der stofflichen Speicherung von Überschussstrom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien kombiniert mit der späteren Rückverstromung des Gases in Bedarfsituationen. Soll der ökologische Vorteil und der systemische Nutzen beibehalten werden, scheidet die Erzeugung mittels fossilem Brennstoffeinsatz und der Einsatz des Power to gas-Verfahrens mit dem Hauptzweck der reinen EE-Gaserzeugung als Optionen aus. Damit ist das Potenzial direkt abhängig von den EE-Überschussmengen, und damit von dem generellen EE-Ausbau im Stromsektor, und der Priorität des Power to gas-Verfahrens in den sonstigen verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Daher variieren die Umfänge der Power to gas-Nutzung in verschiedenen Szenarien recht stark. Im Szenario 2011 B der Leitstudie (DLR et al. 2012, S. 147) wird im Jahr 2030 bei einem EE-Stromanteil von 64 % EE-Methan in der Höhe von 74 PJ erzeugt, im Jahr 2040 bei einem EE-Anteil von 77 % 185 PJ. Aufbauend auf den Ergebnissen einer Studie von Greenpeace Energy (2015, S. 24) wird unter der Annahme eines Gesamtwirkungsgrades des Methanisierungsprozesses von 60 % im Jahr 2030 bei einem EE-Stromanteil von 66 % EE-Methan in der Höhe von 32 PJ erzeugt, im Jahr 2035 bei einem EE-

Anteil von 74 % 76 PJ und im Jahr 2040 bei einem EE-Anteil von 83 % 147 PJ.⁶⁴ In beiden Fällen handelt es sich um ambitionierte Szenarien mit hohen EE-Ausbau- und Klimaschutzzielen, daher stellen diese die obere Grenze für den gewählten Ansatz der Szenarioentwicklung dar. Im Einklang mit den aktuellen EE-Zielen nach dem EEG 2014 sollte der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2040 ungefähr 65 % betragen.⁶⁵ Der Verlauf des Power to gas-Anteils im ökologisch optimierten Szenario orientiert sich an diesem Zielwert.

Der Bezug von fossilem Erdgas ist in Abhängigkeit der Transport- und Fördertechnologie sowie der Länge des Transportwegs mit unterschiedlich hohen THG-Emissionen behaftet. Die Recherchen und Analysen aus den Kapitel 5.2.1 bis 5.2.3 haben gezeigt, dass die verfügbaren unkonventionellen Fördermethoden hinsichtlich weiterer ökologischer Kriterien keine wesentlichen Unterschiede zur konventionellen Erdgasförderung aufweisen. Daher orientiert sich der Import an fossilem Erdgas im ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads an der Höhe der spezifischen THG-Emissionen der Wertschöpfungskette verschiedener Bezugsmöglichkeiten. In einer Studie von Exergia et al. (2015) wurden die THG-Belastungen verschiedener Bezugsmöglichkeiten nach Deutschland, das zur Region ‚Central-EU‘ zugeordnet wurde, detailliert untersucht. Dabei wurde von der Erkundung und der Förderung, über den Transportweg bis hin zum (nicht-) energetischen Verbrauch die komplette Lieferkette berücksichtigt. Neben direkten THG-Emissionen werden auch die indirekten mit in die Bewertung aufgenommen (Exergia et al. 2015, S. 342f.). In Abbildung 6-6 sind die spezifischen THG-Emissionen der betrachteten Bezugsmöglichkeiten dargestellt. Den Berechnungen zufolge hat Pipeline-Gas aus Russland die deutlich höchste Belastung, gefolgt von LNG-Importen aus Katar. Die niedrigsten Werte werden von Lieferungen aus der EU erreicht.

⁶⁴ Die Werte für die EE-Stromüberschüsse wurden graphisch aus Greenpeace Energy (2015, S. 24) abgeleitet und mit einem Wirkungsgrad von 60 % in die angegebenen EE-Gasmengen umgerechnet.

⁶⁵ Das Ziel nach EEG 2014 sieht für das Jahr 2035 einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 55-60 % vor.

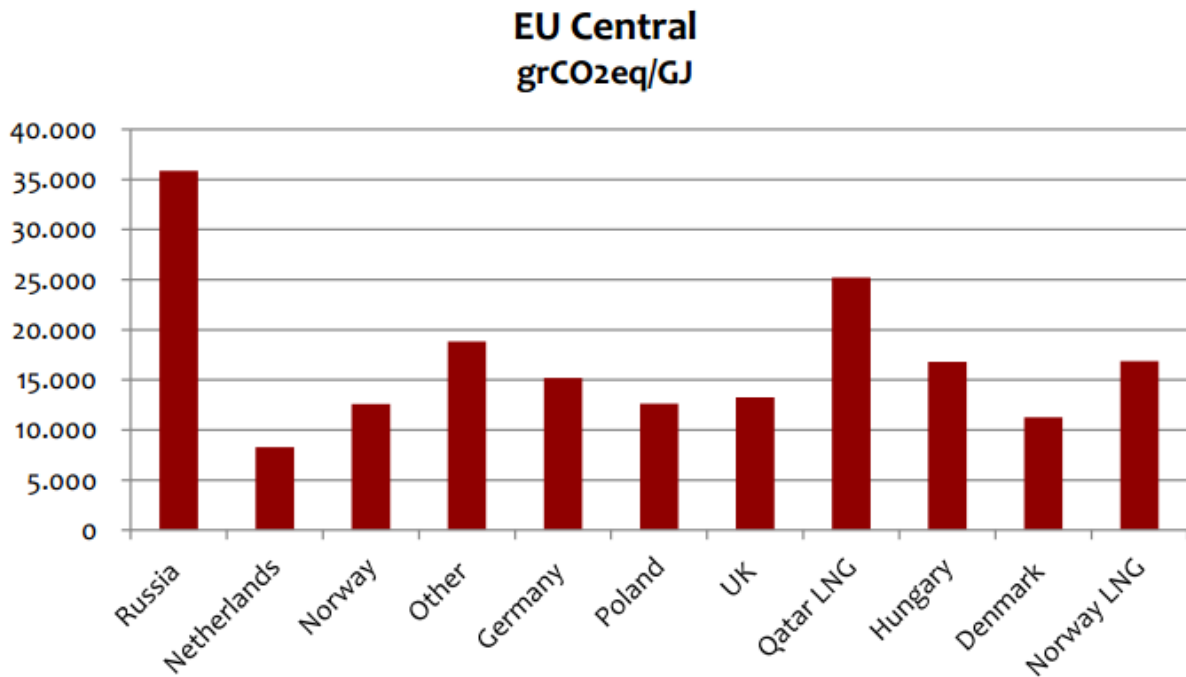


Abbildung 6-6: Spezifische Treibhausgasemissionen verschiedener Lieferländer in die Region Zentral-EU

Quelle: Exergja et al. 2015, S. 330

Den detaillierten Ergebnissen in Exergja et al. (2015, S. 328ff.) zu Folge entsteht ein Großteil der Emissionen bei dem Transport via Pipeline, wobei ein Teil auf die Länge der Transportstrecke zurückzuführen ist. Entsprechend hoch fällt der Wert für Pipeline-Gas aus Russland aus. Eine Sensitivitätsanalyse verdeutlicht zudem, dass die möglichen THG-Schwankungen durch den Energieverlust beim Pipelinetransport höher als mögliche Schwankungen bei der LNG-Transportstrecke von Katar nach Deutschland durch die Prozessenergie sind. Die im ökologisch optimierten Szenario unterstellten Anteile von Erdgasbezug via Pipeline oder LNG orientieren sich an den beschriebenen Ergebnissen von Exergja et al. (2015), wonach der Bezug von Pipeline-Gas aus Russland im Vergleich zu den übrigen Optionen tendenziell negativ bewertet wird. Daraus resultierend fällt der Bezug von russischem Gas per Pipeline im Vergleich zum ökonomisch optimierten Szenario geringer aus. Ebenso erhöht sich in der mittleren Frist der Pipelinebezug aus Ländern, die einen Transport über kürzere Distanzen erfordern, bspw. aus dem kaspischen Raum (vgl. Kapitel 5.1.2). Der Bezug von Gas aus Norwegen fällt ebenfalls etwas höher aus, da die im Basisszenario enthaltenen Mengen eine konservative Abschätzung darstellen und aus ökologischen Kriterien heraus eine Ausweitung der importierten Mengen vorteilhaft ist.

Die Kriterien der Ökonomie und der Diversifikation werden entsprechend dem methodischen Vorgehen nicht vordergründig berücksichtigt, jedoch die Verfügbarkeit der jeweiligen Bezugsquelle bzw. die Höhe der Reserven und Ressourcen (vgl. Kapitel 4 und 5).

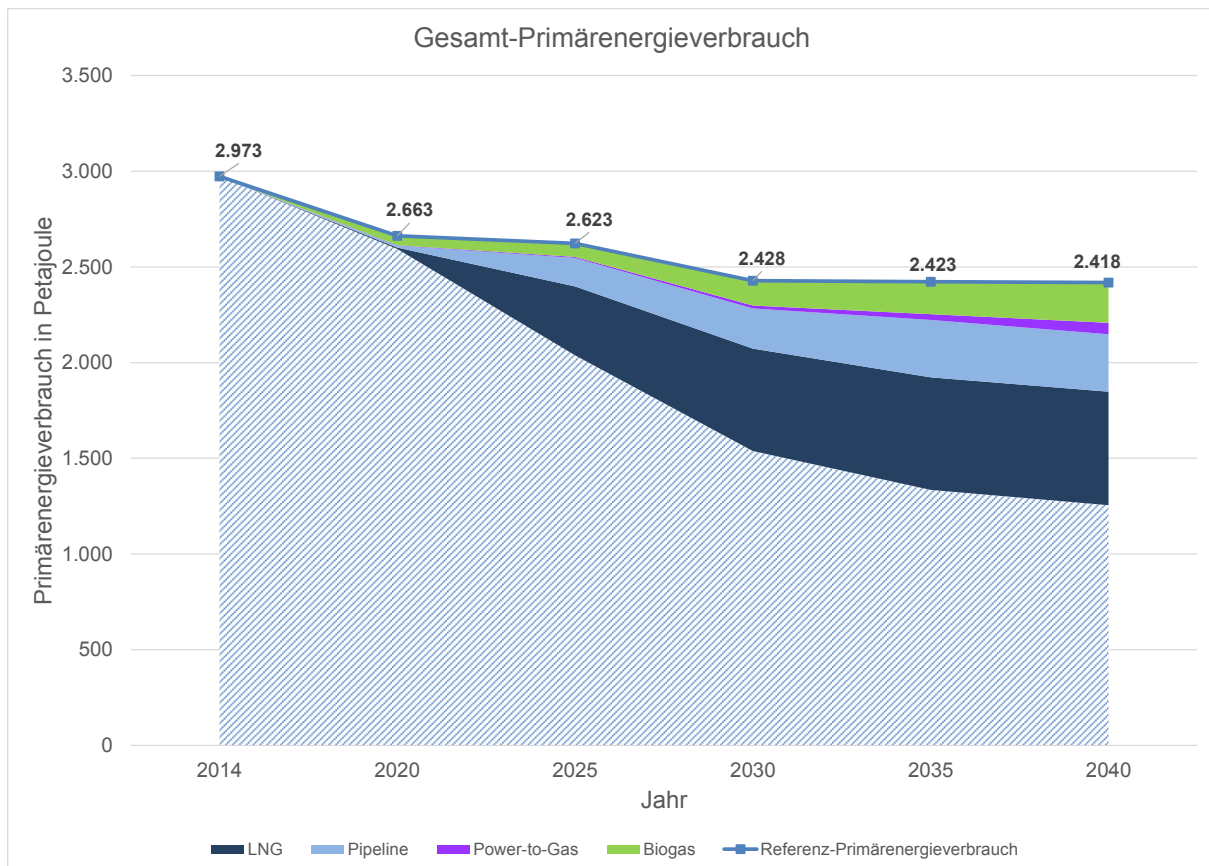


Abbildung 6-7: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads
 Darstellung: IZES

6.4.2 Ökonomisch optimiertes Szenario des Trendpfads

Wirtschaftlich agierende Akteure⁶⁶ im Gassektor streben die unter Abwägung von Risiken kostengünstigste Beschaffung an. Demnach handelt es sich bei dem im Folgenden erläuterten ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads um dasjenige, welches sich ohne wesentliche politische Eingriffe in das Gasmarktgeschehen in Annäherung einstellen dürfte. Die Kriterien Ökologie und Diversifikation sowie der Aspekt der

⁶⁶ Akteure, die das Ziel einer Gewinnmaximierung verfolgen

Versorgungssicherheit werden dabei zunächst nicht tiefergehend berücksichtigt, können aber durch das Ziel, eine realistische Entwicklung abzubilden, nicht vollständig ausgeblendet werden. Über ein hier dargestelltes, realistisches, ökonomisch optimiertes Szenario hinausgehend wäre auch ein theoretisches Idealsystem vorstellbar, in dem das gesamte Residuum zu jedem Zeitpunkt der Betrachtungsspanne dieser Studie (ggf. auch häufig wechselnd) mit der jeweils weltweit kostengünstigsten Bezugsalternative aufgefüllt wird. Die im Folgenden erläuterten Aspekte und Hemmnisse begründen jedoch den rein theoretischen Charakter dieses Idealsystems.

In Kapitel 3.6.3 wurden die Gaspreise an den internationalen Handelsplätzen aufgezeigt. Hierbei kann zwar nicht von einem einheitlichen Weltmarktpreis gesprochen werden, die zurückliegenden Monate zeigten jedoch eine deutliche Annäherung der Preise (vgl. auch IEA 2016, S. 14). Die grundsätzliche Problematik eines ökonomisch optimierten Szenarios liegt darin, dass sich Gaspreise nicht nur an den Erzeugungs-, Transport und Vertriebskosten, sondern auch an den Opportunitäten und Zahlungsbereitschaften an den jeweiligen Märkten orientieren (vgl. hierzu Kapitel 5.1.1). So verfügt etwa Japan weder über Möglichkeiten des Pipelinebezuges noch über eine signifikante inländische Förderung und ist auf Flüssiggasimporte angewiesen. In den USA steht inländisch gefördertes, unkonventionelles Gas zu sehr niedrigen Preisen zur Verfügung. Aus Gründen der Versorgungssicherheit wird dieses Gas vorrangig zur inländischen Verwendung eingesetzt und bislang erst zögerlich exportiert. Durch den Export von Gas soll dabei nicht nur die Absatzmenge erhöht werden; staatliche oder privatwirtschaftliche Gasproduktionsunternehmen oder Händler versuchen über die Transportinfrastruktur Erdgas zu den internationalen Märkten zu bringen, auf denen sie die höchsten Preis erwarten.

Deutschland verfügt über keine große und kostengünstige inländische Gasförderung, kann jedoch sowohl auf die europäische LNG-Infrastruktur als auch auf eine gut ausgebauten Ferngasleitungsstruktur zurückgreifen. Angesichts der aktuellen Preise für per LNG oder per Pipeline bezogenes Gas lässt sich zunächst keine eindeutige Vorteilhaftigkeit für eine der Transporttechnologien identifizieren. Das Residuum könnte demnach etwa vollständig durch LNG-Gas, Pipeline-Gas oder z. B. durch eine hälftige Aufteilung ausgefüllt werden, je nachdem, welche Option sich bis zu welchem Grad als die ökonomisch günstigste erweisen sollte.

Innerhalb der LNG- und Pipeline-Gas-Anteile sollten sich wiederum die jeweils wirtschaftlichsten Bezugsquellen wiederfinden. Zum einen kommt dabei weiterhin auch kostengünstigem konventionell gefördertem Gas eine wichtige Rolle zu. Zum anderen ging aus der Bewertung in Kapitel 5.3 bereits die (insbesondere perspektivische) ökonomische Attraktivität von Erdgas aus dichten Gesteinen und Kohleflözgas hervor. Bedeutende Reserven des unkonventionellen Gases sind global weiträumig verteilt. Während Flözgas aus der Region der ehemaligen Sowjetunion per Pipeline importiert

werden könnte, muss ein Großteil der übrigen unkonventionellen Gasförderung per LNG-Lieferung erschlossen werden. Es wurde bereits darauf verwiesen, dass für das in Deutschland importierte und gehandelte Gas neben den tatsächlichen Kosten entlang der Lieferkette auch die Margen der Erzeuger und Händler zu berücksichtigen sind.⁶⁷

In Bezug auf die zur Verfügung stehenden Erdgasbezugsoptionen und die resultierende Abdeckung des Residuums lassen sich die folgenden Aussagen treffen:

Aufgrund der Kostensituation (vgl. Kapitel 5.2.4.3) beinhaltet das Residuum keine Biomethan-Anteile. Zudem wird die Annahme getroffen, dass im Gegensatz zum diversifikationsoptimierten und ökologisch optimierten Szenario keine über die im Basisszenario hinausgehenden Überschussstrommengen für das Power to gas-Verfahren eingesetzt werden. Somit wird das Residuum exklusiv durch per Pipeline oder LNG bezogenes Gas ausgeglichen.

Weiter wird ein Transportmix mit einem gegenüber LNG höheren Pipelineanteil angenommen: So ist einerseits davon auszugehen, dass insbesondere Russland und die weiteren Investoren ein großes Interesse an einer langfristig hohen Auslastung und Refinanzierung der Pipelineinfrastruktur sowie einem Absatz der beachtlichen Reserven hat. Aus strategischer Sicht ermangelt es – zumindest bis hinein in die 2020er Jahre – an internationalen Alternativen für den Absatz von russischem Gas zumal die russische Inlandsnachfrage stagniert (IEA 2015b, S. 205ff.). Nach Möglichkeiten der eigenen Kostenstruktur sollte demnach das Pipeline-Gas stets auf einem zum LNG-Preis wettbewerbliehen bis leicht günstigeren Niveau angeboten werden. Die IEA (2016, S. 12) sieht Gazprom angesichts des mittelfristig vorhandenen Überangebots an Gas wirtschaftlichem Druck ausgesetzt und hält eine Anpassung der Preise für russische Gaslieferungen für wahrscheinlich. Mittel- bis langfristig bleibt zu beobachten, inwiefern russische Gaslieferungen nach China die Exportpreise nach Europa beeinflussen und inwiefern Russland den Exportkanal LNG für sich erschließen möchte.

Auch wenn ein großer Anteil des Residuums im ökonomisch optimierten Szenario mit Pipeline-Gas abgedeckt wird, verbleibt ein ‚strategischer‘ LNG-Anteil. Dies berücksichtigt Freiheitsgrade in der Beschaffung, etwa um kurzfristig auftretende Preiseffekte nutzen zu können und gegenüber den Pipeline-Lieferungen kurzfristig gegebenenfalls günstigere LNG-Mengen zu beschaffen.

Die Festlegung auf eine einzelne, ökonomisch vorteilhafteste Bezugsquelle für das Residuum würde die Gefahr bergen, im Falle einer Lieferstörung eine Alternativbe-

⁶⁷ Im Rahmen dieser Studie können keine Lieferketten individuell mit einem kurzfristigen oder perspektivischen Preis beziffert werden.

schaffung organisieren zu müssen. Die daraus resultierenden Kosten könnten die vorherigen Einsparungen zum Teil oder vollständig wieder aufzehren. Sofern LNG-Bezüge bereits ein Teil der Gasbeschaffung sind, kann dieser Anteil in der Folge bei Bedarf schneller ‚hochskaliert‘ werden. Auch ökologische Aspekte können die ökonomisch zunächst vorteilhaften Bezugsquellen negativ beeinflussen. Vorstellbar sind zukünftig nationale oder internationale monetäre Beeinflussungen klima- und umweltschädlicher Energielieferungen, welche somit zusätzliche Kosten darstellen würden, die in den heutigen Marktpreisen noch nicht enthalten sind. Da solche Entscheidungen hinsichtlich des Kriteriums Ökologie und deren Implikationen schwer abzuschätzen sind und unsichere Annahmen erfordern, wurde auf eine Abbildung selbiger verzichtet. Dies steht in Einklang mit der Zielsetzung, eine eher konservative Abschätzung abzubilden (vgl. Kapitel 6.1).

Der vorstehenden Argumentation folgend setzt sich das Residuum im ökonomisch optimierten Szenario dieser Studie aus etwa zwei Dritteln Pipeline-Gas und etwa einem Drittel LNG-Gas zusammen. Zwischen den Jahren 2020 und 2040 nimmt zudem der LNG-Anteil leicht (im unteren einstelligen Prozentbereich) zu, was sich mit einem wachsenden Angebot sowie einer steigenden Wettbewerbsintensität im Bereich LNG erklären lässt, durch die letztlich der Preisdruck verstärkt wird (vgl. auch Kapitel 5.1.1.3). Eine grafische Aufbereitung dieser Entwicklung findet sich in Abbildung 6-8.

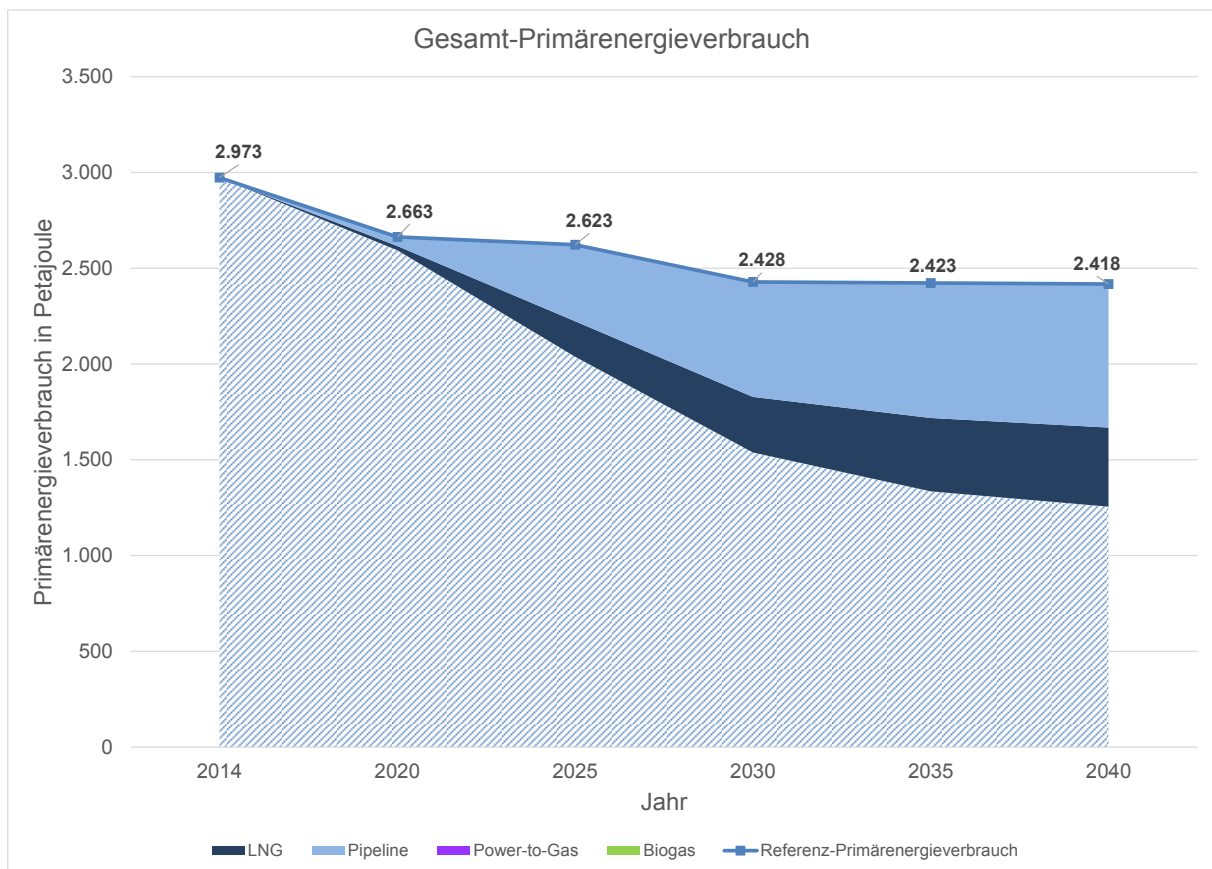


Abbildung 6-8: Auffüllung des Residuums im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads
 Darstellung: IZES

6.4.3 Diversifikationsoptimiertes Szenario des Trendpfads

Ein aus Diversifikationsgesichtspunkten ideales System läge vor, wenn sich das Gesamtauskommen von Erdgas aus möglichst vielen Quellen zu jeweils gleichen Teilen und mit theoretisch unbegrenzten Substitutionsmöglichkeiten hinsichtlich der Bezugsquellen sowie der Transportrouten zusammensetzen würde. Ein beträchtlicher Anteil an inländisch gewonnenem Gas ist zudem zur Verringerung von Abhängigkeiten ausländischen Gaslieferungen vorzugswürdig.⁶⁸ In mehrfacher Hinsicht ergeben sich Einschränkungen gegenüber diesem Idealzustand:

- Die längerfristig verfügbaren Erdgasvorkommen sind relativ stark auf wenige Staaten und Regionen konzentriert (BGR 2015, S. 118f.), sodass die Zahl potenzieller Quellen – zumindest längerfristig – reduziert wird.

⁶⁸ Eine ausschließliche Deckung des Gasbedarfs aus inländischen Quellen würde wiederum eine hohe Abhängigkeit von selbigen implizieren und würde somit dem Kriterium der Diversifikation nicht gerecht werden.

- Lediglich die in räumlicher Nähe befindlichen Förderquellen sind mit ökonomisch vertretbarem Aufwand per Pipeline erschließbar. Für entferntere Förderquellen kommt aus wirtschaftlichen Erwägungen ausschließlich eine Lieferung als LNG infrage (vgl. Kapitel 5.1.3). Die Lieferung von LNG setzt entsprechende Export- bzw. Importkapazitäten voraus.
- Die bestehende Erdgasinfrastruktur ist historisch gewachsen. Es ergeben sich Restriktionen aus dem Verlauf und den Transportkapazitäten der vorhandenen Pipelines und Ferngasleitungen, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit – zumindest für einen begrenzten Teil des Betrachtungszeitraumes – weitergenutzt werden dürften. Pipeline-Neubau-Projekte sind einerseits mit Unsicherheiten hinsichtlich ihrer (fristgerechten) Realisierung behaftet und weisen zum anderen begrenzte Kapazitäten auf (vgl. Kapitel 5.1.2). Wegen hoher Investitionsvolumina ist die Rentabilität der Projekte maßgeblich von deren langfristiger Nutzung und einer entsprechenden Auslastung abhängig, woraus weitere Unsicherheitsfaktoren resultieren. Die Substitutionspotenziale hinsichtlich der Transportwege unterliegen somit deutlichen Einschränkungen.
- Langfristige Gaslieferverträge führen zu einer Einschränkung möglicher zukünftiger Gaslieferungen. Bestehende Verträge sind durch die im Basisszenario enthaltenen Pfade mit abgebildet (vgl. Kapitel 6.1). Auch zukünftig könnten langfristige Lieferverträge und Beschaffungsstrategien zu Pfadabhängigkeiten führen.
- Die inländischen Gasvorkommen und Potenziale (konventionelle Förderung, Biomethan und Power to gas) sind begrenzt (s. auch die nachfolgenden Ausführungen), sodass eine Ausweitung der inländisch gewonnenen Gasmenge nicht (konventionelle Förderung) bzw. nur in engen Grenzen (Biomethan und Power to gas) möglich ist.

Im nachfolgend dargestellten diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfads soll das in Kapitel 0 identifizierte Residuum mit unterschiedlichen Erdgasbezugsoptionen derart aufgefüllt werden, dass – unter Einbezug der Erdgasmengen aus dem Basisszenario sowie unter Berücksichtigung vorstehender Einschränkungen – eine größtmögliche Diversifikation des Gesamtaufkommens an Erdgas erreicht wird. Die mit dieser Optimierungsstrategie zusammenhängenden ökologischen Auswirkungen fließen nur am Rande in die Szenarioentwicklung ein und werden weitgehend ausgeklammert. Ökonomische Implikationen finden insofern Berücksichtigung, als aus (technischer und) ökonomischer Sicht unrealistische Optionen⁶⁹ nicht in die Betrachtung eingehen.

⁶⁹ Beispielsweise seien potenzielle Pipeline-Verbindungen zwischen Australien und Europa genannt.

Bei der erwünschten Diversifikation lassen sich zwei Elemente unterscheiden: Einerseits wird eine Diversifikation der Erdgasbezugsquellen angestrebt, um die bestehenden Abhängigkeiten von einzelnen Quellen zu reduzieren (vgl. zu diesen Abhängigkeiten den Exkurs in Kapitel 3.4.3). Andererseits existieren Bestrebungen,⁷⁰ die Bezugswege zu diversifizieren, um die Abhängigkeiten von Transitstaaten zu reduzieren (vgl. hierzu Kapitel 5.1.2). Als Optionen zur Abdeckung der residualen Menge (s. Kapitel 0) stehen neben konventionellen Gasvorkommen in Analogie zu den zwei vorigen Szenarien die in den Kapiteln 5.2.1 bis 5.2.5 benannten Gasgewinnungsarten in Verbindung mit den Transportalternativen Pipeline oder LNG zur Verfügung. Hinsichtlich des Kriteriums der Diversifikation ist die Förderart des Gases (konventionelles bzw. unkonventionelles Erdgas) zunächst von nachrangiger Bedeutung. Der Fokus des Interesses liegt einerseits auf der geografischen Herkunft des Gases sowie andererseits auf der Möglichkeit, Transportwege zu diversifizieren und inländische Gewinnungsarten auszudehnen (s. Kapitel 6.1). Weitere Aspekte sind durch die Verfügbarkeit der jeweiligen Bezugsoption auf der Zeitachse und durch den Umfang der Reserven und Ressourcen gegeben. Einschränkungen hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit ergeben sich für nachfolgende Optionen: Pipeline-Lieferungen aus bisher nicht erschlossenen Fördergebieten, Pipeline-Lieferungen über alternative Transportwege, LNG-Lieferungen aus Ländern ohne (ausreichende) existierende Exportkapazitäten sowie Power to gas-Gasmengen. Für die anderen Optionen existieren keine zeitlichen Restriktionen.

Im internationalen Vergleich weisen sowohl Deutschland als auch die Niederlande begrenzte Reserven und Ressourcen sowie ein beschränktes verbleibendes Potenzial auf (vgl. die Auswertung in BGR 2015, S. 114ff. sowie Kapitel 3.4.1 und 3.4.2.3), welches sich unter Einbezug der historischen kumulierten Förderung ergibt. Aus diesem Grund sowie angesichts der geplanten schrittweisen Marktraumumstellung von L- auf H-Gas (Kapitel 3.4.2) ist eine Ausweitung der Fördermenge gegenüber den im Basisszenario betrachteten Anteilen ausgeschlossen. Für Norwegen gehen sowohl die ENTSOG (2013b, S. 64) als auch Prognos et al. (2014, S. 410) von einem Rückgang der Fördermenge ab 2018 bzw. 2020 aus und rechnen nicht mit signifikanten Neufunden. Da das Basisszenario diese Entwicklung bereits berücksichtigt, gleichzeitig aber eine eher konservative Abschätzung für die aus Norwegen eingeführten Gasmengen beinhaltet, kommen als Bezugsoption geringfügig erhöhte Gaseinfuhren aus Norwegen in Betracht. Russland verfügt über die weltweit größten Erdgasreserven und -ressourcen (BGR 2015, S. 40). Die aktuellen russischen Erdgasreserven weisen eine sta-

⁷⁰ Diese Bestrebungen gehen nicht zwangsläufig allein von Deutschland bzw. der EU aus. So ist vor allem Russland darauf bedacht, die Ukraine als Transitland zu umgehen und hat angekündigt, die Gaslieferungen an die Ukraine nach 2019 einzustellen (Zeit Online 2015).

tische Reichweite von 78 Jahren auf (s. Kapitel 3.4.2.1). Angesichts der hohen Ressourcen und der eher schwachen inländischen Gasnachfrage Russlands verbleiben ausreichend hohe Gasmengen für den Export. Im Basisszenario ist bereits eine Art Mindestpfad für russische Gaseinfuhren enthalten (Kapitel 0), der annahmegemäß im Wesentlichen über die vorhandenen Transportrouten abgedeckt wird und einen signifikanten Teil des gesamten Erdgasaufkommens ausmacht.⁷¹ Angesichts des bereits im Basisszenario hohen Anteils russischen Gases am gesamten Erdgasaufkommen scheint eine weitere Ausweitung des Gasbezugs aus Russland unter dem Gesichtspunkt der Diversifikation des Gasaufkommens nicht sinnvoll. Eine Ausweitung des Bezugs ist unter der Zielsetzung der Diversifikation daher lediglich in Ermangelung sonstiger Optionen zulässig und sollte möglichst unter Ausnutzung alternativer Transportrouten zur Verminderung der Abhängigkeit von Transitstaaten erfolgen. Im diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfades werden lediglich geringfügige Mengen an zusätzlichem Pipeline-Gas aus Russland angenommen,⁷² die über die Türkei bzw. alternativ oder ergänzend das Schwarze Meer nach Europa gelangen (vgl. Kapitel 5.1.2).

In Bezug auf die zur Verfügung stehenden Erdgasbezugsoptionen lassen sich die folgenden Aussagen treffen:

- LNG stellt eine wichtige Möglichkeit zur Diversifikation des Erdgasbezugs dar und wird von der Europäischen Kommission als ein wesentliches Element zur Verbesserung der zukünftigen europäischen Energieversorgungssicherheit eingeschätzt (Europäische Kommission 2016b; Graf et al. 2016, S. 84f.). LNG kann aus unterschiedlichen Staaten eingeführt werden (vgl. z. B. Abbildung 5-3 auf S. 91), wobei zukünftig infolge eines Zubaus an LNG-Exportkapazitäten von einer Zunahme an Lieferstaaten auszugehen ist (vgl. Kapitel 5.1.1). Wegen der Möglichkeit, Gas aus unterschiedlichen Staaten zu beziehen, infolge der aktuellen Unterauslastung europäischer LNG-Terminals sowie perspektivischen Neubauten selbiger in vermutlich eher geringem Umfang (vgl. IGU 2016, S. 48f.) ist im diversifikationsoptimierten Szenario von einer deutlichen Erhöhung der LNG-Liefermengen auszugehen. Im Ergebnis wird der überwiegende Teil des Residuums über LNG-Lieferungen abgedeckt, da über Pipelines einerseits

⁷¹ Den Annahmen des Basisszenarios gemäß werden 2040 knapp unter 30 % des gesamten Primärenergieverbrauchs an Erdgas durch russisches Pipeline-Gas gedeckt. Dies entspricht in etwa dem heutigen Anteil russischen Gases am Primärenergieverbrauch von Erdgas. Hierbei sind mögliche russische Gaslieferungen innerhalb der residualen Gasmenge nicht berücksichtigt, die eine weitere Erhöhung des russischen Anteils bewirken würden.

⁷² Im diversifikationsoptimierten Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung werden leicht erhöhte Mengen russischen Gases angenommen, das über alternative Transportwege nach Deutschland gelangt. Diese Mengen fallen gegenüber einem weiter erhöhten LNG-Anteil weniger ins Gewicht.

nur begrenzte Substitutionspotenziale zwischen den Lieferländern wahrgenommen werden können und da es sich andererseits bei dem bereits durch das Basisszenario abgedeckten Erdgasaufkommen überwiegend um Pipeline-Lieferungen handelt. Eine gänzliche Substitution von zusätzlichen Pipeline-Lieferungen für einen Teil der residualen Gasmengen erscheint angesichts der vorhandenen und in Bau bzw. in Planung befindlichen Infrastruktur sowie der sich verstärkenden Nutzungskonkurrenz von LNG-Lieferungen im europäischen Umfeld eher unwahrscheinlich. Daher wurde ein geringer Anteil an zusätzlichen Pipeline-Lieferungen angenommen, wie nachfolgend beschrieben wird.

- Es werden gegenüber dem Basisszenario lediglich geringe zusätzliche Gaslieferungen über Pipelines angenommen. Hierbei handelt es sich entweder um Gas aus bereits erschlossenen Quellen, das zur Verringerung der Abhängigkeiten von Transitstaaten über alternative Transportwege geliefert wird, oder um Gas aus neu für den europäischen Markt erschlossenen Quellen. Als Beispiel für erstere Option ließe sich russisches Gas nennen, das über die Türkei oder das Schwarze Meer nach Europa gelangt. Gas aus dem kaspischen Raum (z. B. aus Aserbaidschan) stellt dagegen ein Beispiel für die Anbindung neuer Lieferquellen dar (vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 5.1.2). Daneben sind in den Pipeline-Lieferungen gegenüber dem Basisszenario in geringem Maße zusätzliche Gaslieferungen aus Norwegen enthalten. Auch Pipeline-Lieferungen aus Nordafrika kommen in Betracht. In Bezug auf neue Transportrouten sowie die Erschließung neuer Gasquellen ist die Verfügbarkeit auf der Zeitachse zu beachten: Gaslieferungen aus Aserbaidschan und dem kaspischen Raum werden von den (ENTSOG 2015b, S. 105f.) frühestens ab 2019 nach Fertigstellung der Projekte TANAP und TAP des südlichen Gaskorridors zur Verfügung stehen. Abweichende Transportrouten für russische Gaslieferungen dürften ebenfalls ab etwa 2019/2020 zur Verfügung stehen (Kapitel 5.1.2).
- Bei Biogas erfolgt eine moderate Mengenausweitung gegenüber den bereits im Basisszenario enthaltenen Biogasmengen, welche sich in etwa auf heutigem Niveau bewegen (vgl. Kapitel 5.2.4). Der Grund für die moderate Ausweitung ist die Intention, das aus dem Inland stammende Gasvorkommen zu erhöhen, um Transportabhängigkeiten zu reduzieren und Transportstrecken zu minimieren. Verglichen mit dem ökologisch optimierten Szenario werden – angesichts des bereits vorhandenen Biogasantteils – geringere zusätzliche Mengen an Biogas eingesetzt und das nachhaltige Potenzial aus Scholwin et al. (2015) wird nicht gänzlich ausgeschöpft.
- Analog zu Biogas werden moderat höhere Gasmengen durch Power to gas erzeugt, wobei es sich ebenfalls um inländisches Gas handelt, sodass letztlich Transport- und Lieferabhängigkeiten verringert werden. Es wird davon ausgegangen, dass gegenüber dem ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads

geringere Überschussstrommengen für das Power to gas-Verfahren eingesetzt werden und stattdessen eine Zuführung dieser Überschüsse zu anderen Sektorkopplungstechnologien wie Power to heat oder eine Abregelung erfolgt.⁷³ Nennenswerte Power to gas-Mengen fallen erst nach dem Auftreten von Überschussstrommengen aus erneuerbaren Energien bei EE-Anteilen über ca. 60 % im Zeitraum zwischen 2030 bis 2040 an (s. auch Kapitel 5.2.5 sowie 6.4.1).

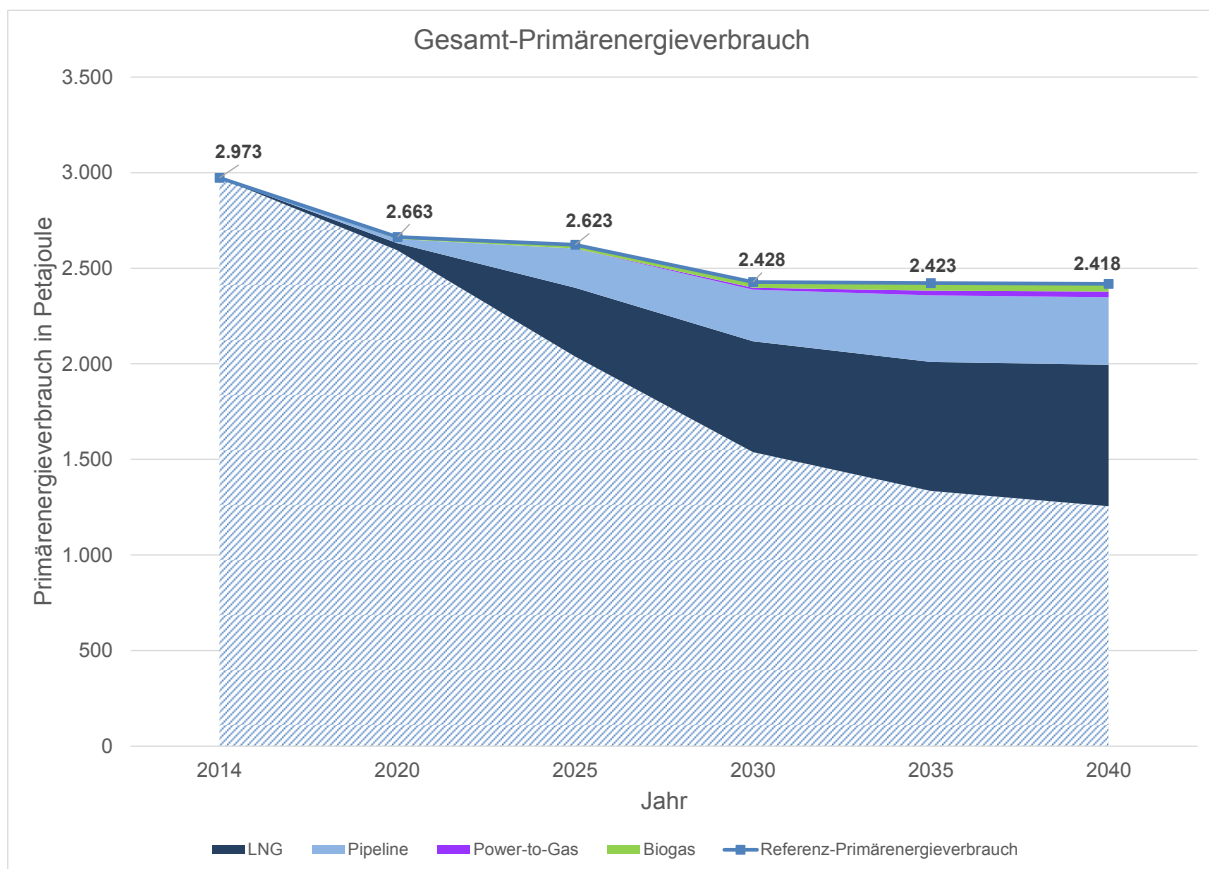


Abbildung 6-9: Auffüllung des Residuums im diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfads
 Darstellung: IZES

Mit den erhöhten LNG-Lieferungen geht ein erhöhter Anteil an unkonventionellen Erdgas-Lieferungen einher, da den Projektionen des World Energy Outlooks 2015 zufolge insbesondere diejenigen Länder mit unkonventionellen Gasvorkommen einen hohen Anteil an zukünftigen LNG-Exporten aufweisen dürften (IEA 2015b, S. 220 sowie

⁷³ Der Anwendungszweck der Überschussstrommengen ist für die Betrachtungen in dieser Studie mit Ausnahme der Power to gas-Anwendungen irrelevant. Aus Klimaschutz Gesichtspunkten ist eine Abregelung grenzkostenfreier erneuerbarer Energien auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

234f.). Zu nennen sind hier insbesondere Schiefergas aus den USA (vgl. Kapitel 5.2.1) sowie Kohleflözgas aus Australien (vgl. Kapitel 5.2.2). Beide Staaten verfügen im internationalen Vergleich über sehr hohe (unkonventionelle) Ressourcen (BGR 2015, S. 44 und 116). China verfügt zwar ebenfalls über sehr große inländische Ressourcen (IEA 2015b, S. 233f.), scheidet aber wegen eines hohen, weiter deutlich ansteigenden inländischen Verbrauchs und seiner Rolle als Netto-Importeur (IEA 2015b, S. 199 und 206) als Gaslieferant aus. Perspektivisch wären Schiefer- und Kohleflözgaslieferungen aus Kanada denkbar, sofern entsprechende Exportkapazitäten geschaffen werden (IEA 2015b, S. 233f.).

6.5 Optimierte Erdgasszenarien eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung

Analog zu der Vorgehensweise bei den Szenarien des Trendpfads werden in diesem Teilkapitel die optimierten Erdgasszenarien bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung, wie er im Szenario 3 „Kohleausstieg“ in IZES (2015) beschrieben wird, dargestellt. Auf detaillierte Ausführungen zu den in IZES (2015) enthaltenen Szenarien 0 „Referenzszenario“, 1 „BMW plus“ und 2 „Ziel“ wird verzichtet, da der Erdgasbedarf im Szenario 3 „Kohleausstieg“ infolge eines verstärkten Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung und Kohlesubstitution höher als in den anderen in IZES (2015) betrachteten Szenarien ausfällt. Da sich dieser erhöhte Erdgasbedarf, wie nachfolgend ausgeführt werden soll, mit den vorhandenen und potenziell erschließbaren Erdgasbezugsoptionen für den gesamten Betrachtungszeitraum von IZES (2015) bis 2030 decken lässt, wird eine Betrachtung der übrigen Szenarien entbehrlich. Die Anteile einzelner Bezugsoptionen an den Erdgasmengen des Residuums können sich zwar je nach unterstelltem Szenario aus IZES (2015) geringfügig verschieben, die qualitativen Effekte sind dennoch in den Kapiteln 6.4 sowie 6.5 nachzuvollziehen.⁷⁴

In Folge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis 2040 steigt der gesamte Primärenergieverbrauch an Erdgas bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Ausgangsniveau aus 2014 um 7,3 % an und die residuale Gasmenge erhöht sich gegenüber der im Trendpfad unterstellten Entwicklung deutlich⁷⁵ (vgl. Kapitel 6.1 und 0). Das erhöhte Residuum für einen Kohleausstieg lässt sich nun ebenfalls anhand der für die

⁷⁴ Letztlich bewegen sich die optimierten Erdgasszenarien für die Szenarien 1 „BMW plus“ sowie 2 „Ziel“ zwischen den in den Kapitel 6.4 beschriebenen optimierten Erdgasszenarien des Trendpfads sowie den in Kapitel 6.5 ausgeführten optimierten Erdgasszenarien bei einem sukzessiven Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040. Das Referenzszenario 0 weist deutliche Parallelen zu dem unterstellten Trendpfad (vgl. zu diesem Kapitel 6.1) auf.

⁷⁵ 2025 liegt das Residuum um ca. 344 PJ bzw. 59 % über dem Wert aus dem Trendpfad, 2030 übersteigt es dasjenige des Trendpfads um 762 PJ bzw. 86 %.

Szenarioentwicklung genutzten Kriterien Ökonomie, Ökologie und Diversifikation aus verschiedenen Bezugsquellen decken (Tabelle 6-1 in Kapitel 6.3), wie in den nachfolgenden Szenarien für einen Kohleausstieg beschrieben. Sofern bereits in Kapitel 6.4 benannte Tendenzen ebenfalls beobachtbar sind,⁷⁶ wird auf die vorhandenen Analogien hingewiesen bzw. auf vorstehende Ausführungen verwiesen. Unterschiede gegenüber den optimierten Erdgasszenarien des Trendpfads werden herausgearbeitet.

6.5.1 Ökologisch optimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung

Für eine grundsätzliche Diskussion der infrage kommenden Bezugsoptionen aus ökologischer Sicht sei auf die Ausführungen zu Beginn von Kapitel 6.4.1 verwiesen. Soll der zusätzliche Primärenergieverbrauch an Erdgas bei Annahme eines Kohleausstiegs bis 2040 aus möglichst ökologischen Quellen bezogen werden, ist, äquivalent zum ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads (Kapitel 6.4.1), ein Schwerpunkt auf LNG-Importe zu legen, die geringere CO₂-Emissionen über die gesamte Lieferkette als der Pipelinebezug aus Russland vorweisen können. Daneben werden – wegen der begrenzten Potenziale in lediglich geringem Umfang – weitere Pipeline-Lieferungen aus Norwegen angenommen. Auch Gas aus dem kaspischen Raum steht als Option für den Pipelinetransport zur Verfügung. Einerseits kommen gegenüber dem ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads zusätzliche Power to gas-Mengen sowie eine erweiterte Biogaserzeugung aus Kostengründen nicht in Betracht, da der allgemein gewählte konservativere Ansatz verlangt, dass das Kriterium zusätzlicher Kosten gegenüber der günstigsten Versorgungslösung auch bei einem Schwerpunkt auf Ökologie nicht gänzlich außer Acht gelassen wird. Andererseits wird im ökologisch optimierten Szenario das als nachhaltig angenommene Biomethan-Potenzial bereits vollständig ausgeschöpft, sodass eine weitere Mengenausweitung auch aus primär ökologischer Sicht ausgeschlossen ist. Höhere Power to gas-Mengen lassen sich nur erzeugen, sofern höhere Überschussstrommengen durch einen ambitionierteren EE-Ausbau vorhanden sind oder sofern ein erhöhter Teil des Überschussstromes für das Power to gas-Verfahren genutzt wird. Annahmegemäß wird der wegfallende Teil der Kohlestromerzeugung in IZES (2015) durch neue Gaskraftwerke ersetzt, sodass nicht von gegenüber dem Trendpfad erhöhten erneuerbaren Strommengen auszugehen ist. Diese Annahme entspricht dem unterstellten konservativeren Ansatz dieser Studie (vgl. dazu auch Kapitel 6.1).

Da bereits im ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads eine vollständige Ausschöpfung der Optionen Biomethan und Power to gas erfolgt, sind die verbleibenden Anteile des Residuums bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung vollständig

⁷⁶ Dies betrifft den überwiegenden Teil der bereits in Kapitel 6.4 beschriebenen Tendenzen und Effekte.

durch LNG respektive Pipeline-Gas auszugleichen. Die prozentuale Aufteilung zwischen LNG und Pipeline-Gas bleibt hierbei erhalten; die jeweiligen Mengen werden zur Abdeckung des gegenüber dem Trendpfad erhöhten Residuums entsprechend hochskaliert. Aufgrund der deutlich unterausgelasteten europäischen LNG-Infrastruktur (vgl. Kapitel 5.1.1.3) sowie der vorhandenen und ebenfalls unterausgelasteten Pipeline-Infrastruktur (vgl. Kapitel 5.1.2) sind zunächst keine Transportrestriktionen zu erwarten. In Bezug auf die Reserven der Lieferländer für zusätzliche Pipeline-Lieferungen lassen sich folgende Einschätzungen treffen:

- Russland verfügt über die weltweit größten Reserven (BGR 2015, S. 119) und auch perspektivisch nicht über derart große weitere Absatzmöglichkeiten für Erdgas, welche zu einer deutlichen Reduzierung der Lieferungen nach Europa führen würden (vgl. bspw. Kapitel 4.4 und 4.5). Insgesamt sind daher keine Einschränkungen zu erwarten.
- Norwegen verfügt lediglich über begrenzte Reserven. Aufgrund des unterstellten Mindestpfades im Basisszenario verbleibt dennoch die Möglichkeit, norwegische Importe in geringem Umfang auszuweiten. Im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs wird diese Option gänzlich ausgeschöpft und auch auf die im Trendpfad noch ungenutzt verbleibenden Lieferpotenziale zurückgegriffen.
- Gaslieferungen aus dem kaspischen Raum kommen ab ca. 2019/2020 in Betracht (vgl. Kapitel 6.4.3). Aserbaidschan verfügt über eher moderate Reserven (BGR 2015, S. 114), wohingegen Turkmenistan den Angaben der BGR zufolge die viertgrößten Reserven weltweit aufweist (BGR 2015, S. 119).

Angesichts der Vielzahl der in Betracht kommenden LNG-Lieferländer (vgl. Kapitel 5.1.1) ergeben sich auch für erhöhte LNG-Lieferungen keinerlei Restriktionen. Der Anteil Deutschlands an der weltweiten Gesamtnachfrage fällt hier wenig ins Gewicht.⁷⁷ Insgesamt lässt sich angesichts der vorhandenen Reserven das verbleibende Residuum decken. Abbildung 6-10 stellt dar, wie das Residuum im ökologisch optimierten Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung aufgefüllt wird. Durch die leicht erhöhten Pipeline-Gaslieferungen aus Russland ist gegenüber dem ökologisch optimierten Szenario des Trendpfads von einem leichten Anstieg der spezifischen Treibhausgasemissionen⁷⁸ auszugehen.

⁷⁷ Der Anteil Deutschlands am weltweiten Erdgas-Primärenergieverbrauch nach dem New Policies Szenario des World Energy Outlooks (IEA 2015b, S. 584) beträgt im Jahr 2014 etwa 2,4 %. 2030 erreicht der Anteil maximal 1,6 %. Am Verbrauch der EU nach IEA (2015b, S. 604) hat Deutschland 2014 einen Anteil von ca. 18,3 %, der bis 2030 auf maximal 19,2 % steigen könnte. Die Maximalangaben beziehen sich auf den im Falle eines Kohleausstiegs unterstellten Erdgas-Primärenergieverbrauch.

⁷⁸ Untern spezifischen THG-Emissionen wird hier der Quotient zwischen Treibhausgasemissionen der kompletten Lieferkette des Erdgasbezugs (Exploration, Förderung, Transport) und Primärenergiegehalt des eingesetzten Erdgases verstanden.

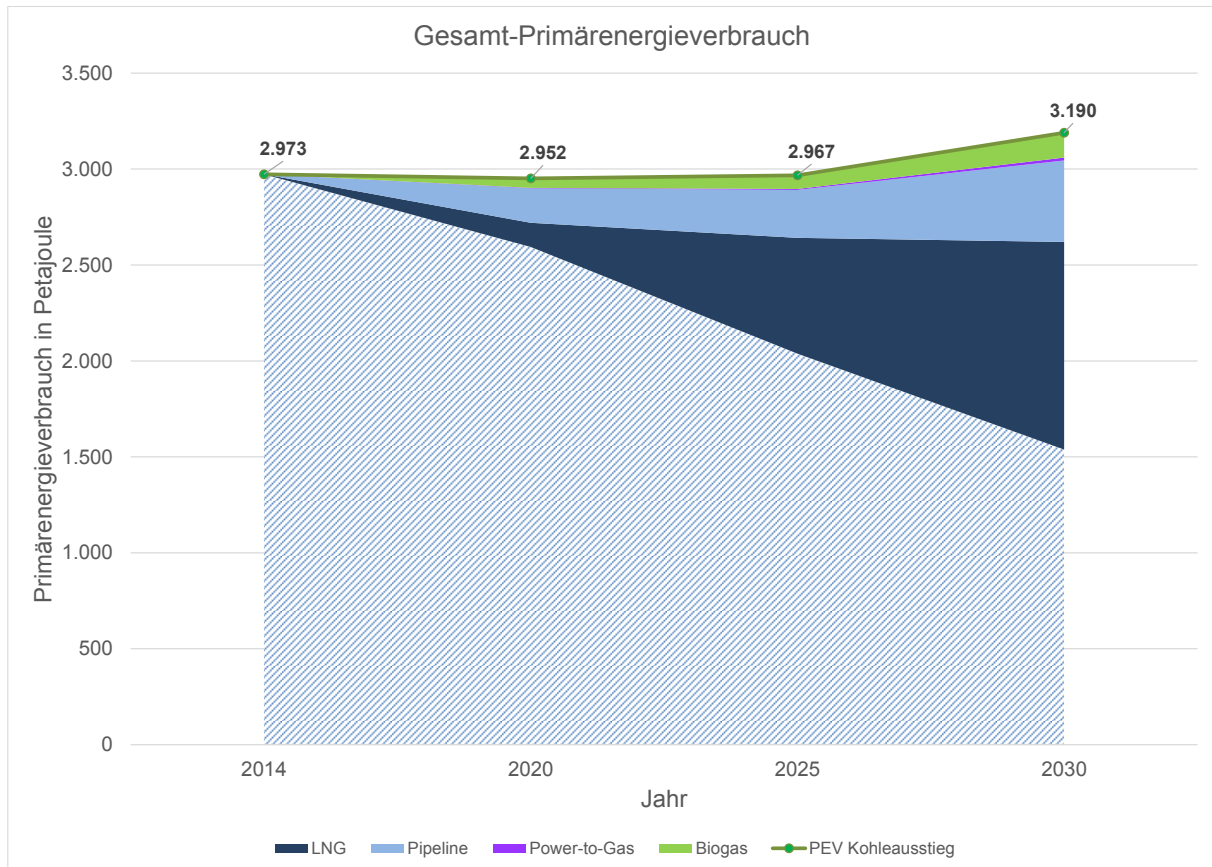


Abbildung 6-10: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs
 Darstellung: IZES

6.5.2 Ökonomisch optimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung

Eine Beschreibung eines theoretisches Idealsystems aus ökonomischer Sicht ist genau wie eine Bewertung der zur Verfügung stehenden Bezugsoptionen unter dem Kriterium der Ökonomie bereits in Kapitel 6.4.2 enthalten, sodass an dieser Stelle auf die benannten Ausführungen verwiesen sei. Die kostengünstigste Erdgasbedarfsdeckung ist bei einem bis 2040 sukzessive stattfindenden Kohleausstieg, analog zu dem ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads (Kapitel 6.4.2), durch einen überwiegenden Import von Pipeline-Erdgas aus Russland sowie einer im Verhältnis hierzu geringeren Menge an LNG-Importen zur Auffüllung des zusätzlichen Primärenergiebedarfs zu erreichen. Die verhältnismäßig hohen Pipeline-Importe aus Russland resultieren aus einer langfristigen Optimierungsstrategie, die auf eine möglichst hohe Auslastung der vorhandenen (bzw. zusätzlich geplanten) Transportpipelines sowie auf

langfristig verhandelte günstige Lieferkonditionen setzt. Dahingegen besteht in der Option, auf kurzfristig gegebenenfalls kostengünstigere LNG-Mengen zurückgreifen zu können, ein Ansatzpunkt für kurzfristige betriebswirtschaftliche Optimierungen, die in Summe eine möglichst kostengünstige Bedarfsdeckung ermöglichen (vgl. hierzu Kapitel 6.4.2). Zusätzliche Biomethananteile gegenüber dem Basisszenario sind analog wie erhöhte Power to gas-Anteile ausgeschlossen, da diese als diejenigen Optionen mit den höchsten Kosten den Erdgasbezug verteuern würden.

Folglich ist wie im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads auch im ökonomisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs das Residuum alleinig durch die Optionen LNG und Pipeline-Gas aufzufüllen. Die jeweiligen Mengen ergeben sich durch Hochskalieren der im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads enthaltenen Anteile zur Abdeckung des erhöhten Residuums eines Kohleausstiegs. Wie bereits in Kapitel 6.5.1 ausgeführt wurde, stehen einer Ausweitung der jeweiligen Mengen keine Transportrestriktionen entgegen. Auch aus der Höhe der Reserven der Lieferländer für zusätzliche Pipeline-Lieferungen, d.h. im ökonomisch optimierten Szenario im Wesentlichen Russland, ergeben sich keine Einschränkungen. Abbildung 6-11 stellt dar, wie das Residuum im ökonomisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs gedeckt wird.

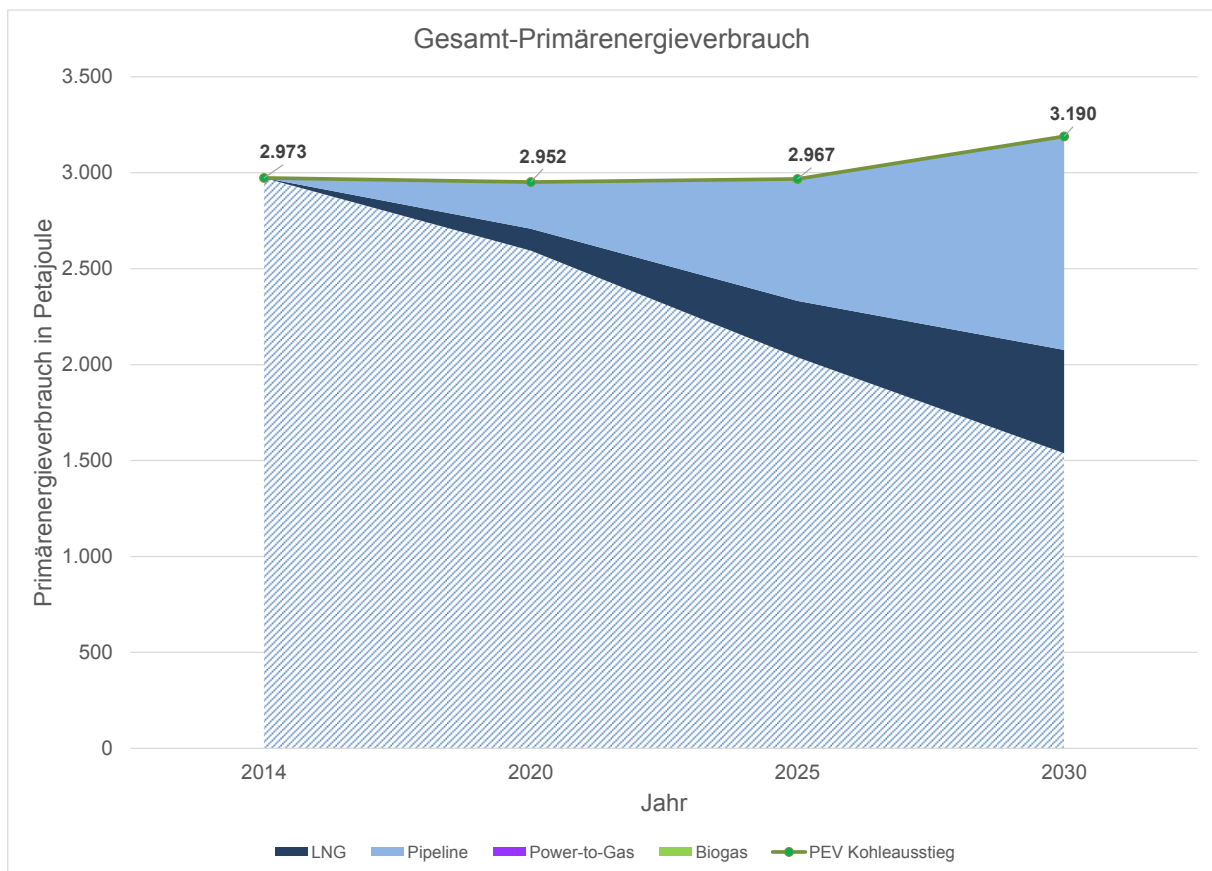


Abbildung 6-11: Auffüllung des Residuums im ökonomisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs
 Darstellung: IZES

6.5.3 Diversifikationsoptimiertes Szenario eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung

In Kapitel 6.4.3 sind die unterschiedlichen Aspekte des Kriteriums Diversifikation benannt und es ist ein aus Sicht dieses Kriteriums theoretisches Ideal beschrieben. Zudem sind im benannten Kapitel Einschätzungen zu den zur Verfügung stehenden Bezugsoptionen im Hinblick auf ihren potenziellen Beitrag zur Diversifikation des Erdgasbezugs enthalten, auf die hier verwiesen sei. Eine höhere Diversifikation bei der Deckung des zusätzlichen Bedarfs ergibt sich, entsprechend dem diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfads (Kapitel 6.4.3), bei einem stärkeren Import von LNG aus den möglichen Exportländern sowie bei einem vergleichsweise geringen Bezug von russischem Pipeline-Erdgas. Gegenüber dem Basisszenario zusätzliche Mengen russischen Erdgases werden über alternative Bezugswege geführt. Diese zusätzlichen Mengen russischen Erdgases fallen im diversifikationsoptimierten Szenario eines Kohleausstiegs leicht höher aus als im diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfads. Daneben werden, in Analogie zu dem diversifikationsoptimierten Szenario des

Trendpfads, zusätzliche Pipeline-Gasmengen aus dem kaspischen Raum sowie gegebenenfalls auch aus Nordafrika in geringem Umfang erschlossen. Die Pipeline-Lieferungen aus Norwegen werden wie im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs maximal ausgeweitet. Dies stellt gegenüber dem diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfades eine leichte Erhöhung norwegischer Gasmengen dar. Der überwiegende Teil des Residuums wird im diversifikationsoptimierten Szenario eines Kohleausstiegs durch LNG-Lieferungen abgedeckt, bei denen aus einer Vielzahl unterschiedlicher Bezugsländer ausgewählt werden kann (vgl. Kapitel 5.1.1).

Zur Abdeckung des Residuums im diversifikationsoptimierten Szenario eines Kohleausstiegs werden anteilig leicht höhere LNG-Lieferungen als im diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfades unterstellt. Die Ausweitung der Pipeline-Lieferungen gegenüber dem Trendpfad fällt dagegen relativ gesehen geringer aus,⁷⁹ da weitere Optionen zur Diversifikation der Bezugswege als begrenzt eingeschätzt werden und lediglich eine Art „Mindestauslastung“ der Pipeline-Infrastruktur abgebildet werden soll. Die Nutzung von Power to gas in nennenswertem Umfang wird erst ab 2030 unterstellt. Das ökologisch optimierte Szenario bildet die Obergrenze für die Potenzialabschätzung, die im diversifikationsoptimierten Szenario eines Kohleausstiegs für das Jahr 2030 genau erreicht wird. Die Biomethanmengen werden gegenüber dem diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfades etwas ausgeweitet, erreichen aber nicht die Anteile aus dem ökologisch optimierten Szenario, welche die Grenze für das angenommene nachhaltige Biomethanpotenzial bilden. Für die Jahre 2025 und 2030 sind die Anteile der Biomethanmengen am Residuum denjenigen des Trendpfades entsprechend.⁸⁰ Aufgrund des absolut größeren Residuums bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung ergibt sich die Mengenzunahme.

In Bezug auf die zusätzlichen Pipeline- und LNG-Lieferungen liegen – mit Ausnahme von Norwegen – im betrachteten Zeitraum keine nennenswerten Restriktionen vor (s. z.B. Kapitel 4.4, 4.5 sowie 5.1). Der Limitierung des Power to gas-Potenzials wurde durch die vorgenommene Begrenzung auf den Maximalwert aus dem ökologisch optimierten Szenario Rechnung getragen. In Abbildung 6-12 ist dargestellt, wie das Residuum im diversifikationsoptimierten Szenario eines Kohleausstiegs gedeckt wird.

⁷⁹ Absolut gesehen ergibt sich eine moderate Ausweitung zusätzlicher Pipeline-Gasmengen im Vergleich mit dem diversifikationsoptimierten Szenario des Trendpfades.

⁸⁰ 2020 wird aufgrund des im Falle eines Kohleausstiegs gegenüber dem Trendpfad deutlich erhöhten Residuums hiervon abgesehen, da durch diese Vorgehensweise ein unplausibel hoher Wert der Biomethanerzeugung generiert werden würde, der zudem den für 2020 angenommenen nachhaltigen Entwicklungspfad des ökologisch optimierten Szenarios überschreiten würde. Stattdessen wird angenommen, dass die Biomethanmenge ausgehend von 2014 linear bis 2025 ansteigt.

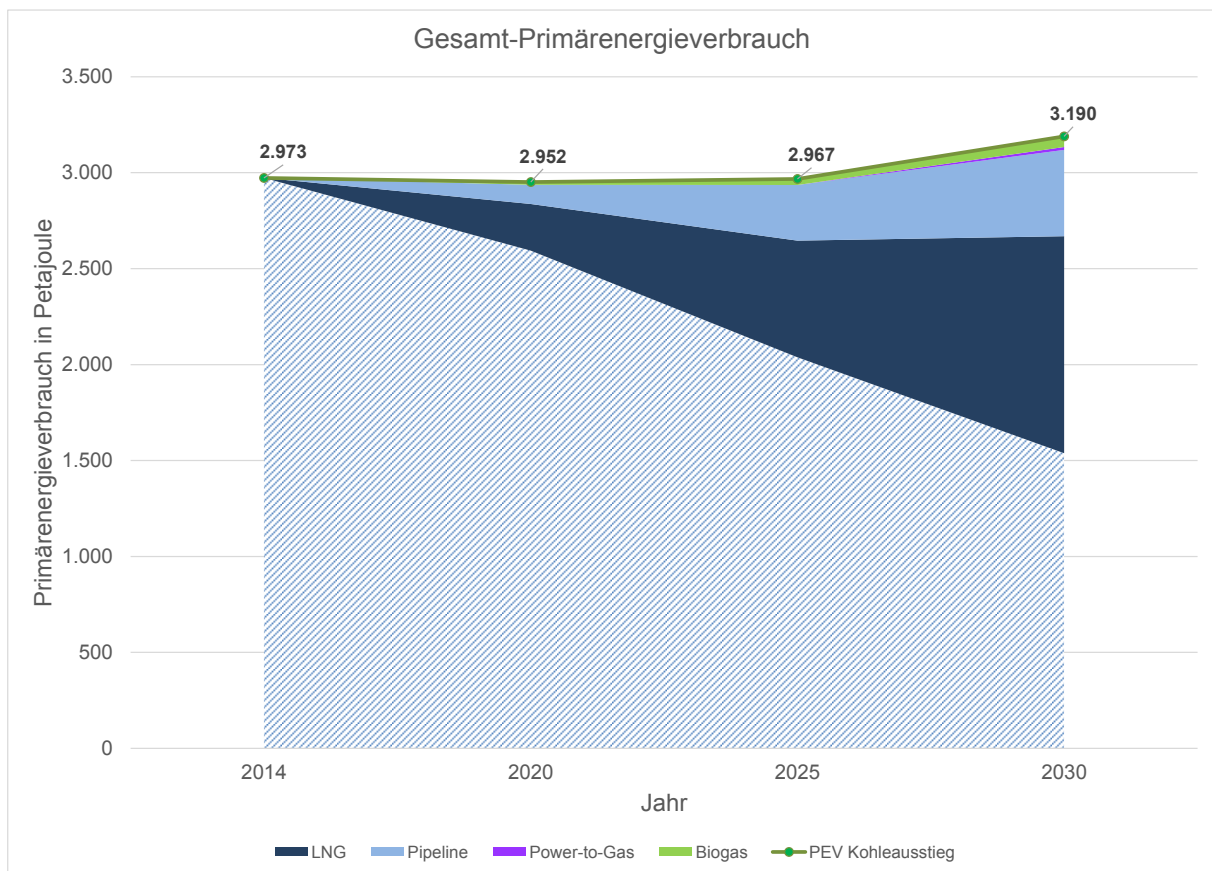


Abbildung 6-12: Auffüllung des Residuums im ökologisch optimierten Szenario eines Kohleausstiegs
 Darstellung: IZES

6.5.4 Fazit der Szenarien eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung

Es lässt sich festhalten, dass der auf den Kohleausstieg zurückzuführende zusätzliche Primärenergieverbrauch an Erdgas aus nationaler Sicht zwar eine bedeutende Größe erreicht, verglichen mit den international zur Verfügung stehenden Mengen an konventionellem sowie unkonventionellem Erdgas, egal ob über den Pipeline- oder LNG-Transportweg importiert, jedoch von sehr geringer Bedeutung ist. Zudem bestehen keine Restriktionen hinsichtlich der Transportinfrastruktur (vgl. Kapitel 5.1). Daher lässt sich die je nach Szenario optimierte Bezugsstruktur zu weiten Teilen auf den zusätzlichen Primärenergieverbrauch an Erdgas in einem Kohleausstiegsszenario übertragen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden oder die jeweiligen Konsequenzen für Erdgaspreise grundlegend zu verändern. Eine Ausnahme besteht lediglich in den Möglichkeiten für die Erzeugung von EE-Gas (Power-to-gas und Biogas), die im ökologisch optimierten Szenario im Rahmen des gewählten konservativen Ansatzes bereits maximal ausgenutzt wurden.

6.6 Preisunterschiede zwischen den Szenarien

Die in den vorstehenden optimierten Szenarien gewählten Bezugsoptionen zur Auffüllung des in Kapitel 0 identifizierten Residuums für den Trendpfad bzw. für einen Kohleausstieg unterscheiden sich jeweils hinsichtlich ihres Kostenniveaus (vgl. auch Kapitel 5.1.3 und 5.3). Je nachdem, welche Zusammensetzung der Bezugsoptionen gewählt wurde, ergeben sich somit unterschiedlich stark ausgeprägte Effekte auf das resultierende durchschnittliche Grenzübergangspreisniveau⁸¹ für Deutschland. Da die Kosten der benannten Bezugsoptionen sich einerseits mit Ausnahme der Optionen Biomethan und Power to gas-Methan nicht erheblich unterscheiden und sich andererseits die Preiseffekte lediglich auf denjenigen Teil des Gasbezugs auswirken, der durch das Residuum zu decken ist,⁸² wird von eher moderaten Preisdifferenzen zwischen den Szenarien ausgegangen.

Für die nachfolgende Diskussion der Preisdifferenzen zwischen den Szenarien wurde das ökonomisch optimierte Szenario des Trendpfads als Referenz herangezogen. Es stellt dasjenige Szenario dar, in dem der niedrigste Grenzübergangspreis zu erwarten ist. Da unterstellt wird, dass sich die Marktakteure im Gasbereich hinsichtlich eines möglichst kostengünstigsten Gasbezugs optimieren (vgl. Kapitel 6.4.2), wird der in Prognos et al. (2014, S. 71) unterstellte Preispfad für den Grenzübergangspreis im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads angenommen. Die Preise von Prognos et al. (2014, S. 71) wurden analog zu der in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Vorgehensweise auf das Preisniveau von Dezember 2015 umgerechnet.

Im ökologisch optimierten und im diversifikationsoptimierten Szenario ergeben sich sowohl im Trendpfad als auch bei Annahme eines schrittweisen Kohleausstiegs bis 2040 zwei zentrale preiserhöhende Effekte auf den durchschnittlichen Grenzübergangspreis für Erdgas gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads:

- Sowohl das ökologisch optimierte Szenario als auch das diversifikationsoptimierte Szenario weisen gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario einen höheren LNG-Anteil auf. Um die LNG-Mengen gegenüber dem im vorigen Kapitel 6.4.2 beschriebenen ökonomisch günstigsten Pfad auszuweiten, ist eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für die Gaslieferungen vonnöten. Wegen des

⁸¹ Die Preise für inländisch erzeugtes EE-Gas (Biomethan oder Power to gas) sind nicht in den Erdgasgrenzübergangspreisen enthalten. Die Kosten für Biomethan oder Power to gas finden sich in Kostenpositionen des Stromsektors, insbesondere in den EEG-Förderkosten, wieder. Da an dieser Stelle die grundlegenden Effekte auf das Preisniveau im Vordergrund stehen, soll nicht weiter differenziert werden und zusätzliche Kosten für Biomethan bzw. Power to gas werden anteilig auf den Grenzübergangspreis aufgeschlagen.

⁸² Das Residuum des Trendpfads umfasst näherungsweise folgende Anteile des gesamten Gasbezugs: 3 % 2020, 37 % 2030 und 48 % 2040. Für einen Kohleausstieg ergeben sich folgende Anteile des Residuums am gesamten Gasbezug: 12 % 2020, 31 % 2025 und 52 % 2030.

weltweiten LNG-Marktes lassen sich LNG-Lieferungen durch einen gegenüber den sonstigen Nachfrageländern höheren Preis bzw. einen größeren Deckungsbeitrag für den Lieferanten, der sich unter Einbezug der Kosten der Lieferkette ergibt, steuern. Dies wirkt sich gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario kostenerhöhend aus. Das Ausmaß des Kostenanstiegs wegen eines erhöhten LNG-Anteils ist für das diversifikationsoptimierte Szenario etwas höher als im ökologisch optimierten Szenario, da ein größerer Anteil des Residuums durch LNG aufgefüllt wird (Trendpfad und Kohleausstieg). Wegen der internationalen Konkurrenz auf LNG-Märkten und einer hohen Wettbewerbsintensität sind die Preisunterschiede zwischen zusätzlichen Pipeline-Gaslieferungen und erhöhtem LNG-Gasbezug insgesamt eher gering,⁸³ sodass nur ein geringer Kostenanstieg daraus resultiert.

- Die gegenüber dem ökonomisch optimierten Szenario höheren Biogas- sowie Power to gas-Mengen im ökologisch optimierten und im diversifikationsoptimierten Szenario wirken wegen der relativ hohen Erzeugungskosten (vgl. Kapitel 5.2.4.3 sowie 5.2.5.3) ebenfalls kostenerhöhend (Trendpfad und Kohleausstieg). Da Biomethan und Power to gas-Gasmengen verglichen mit den anderen konventionellen und unkonventionellen Bezugsoptionen ein deutlich höheres Kostenniveau aufweisen,⁸⁴ fällt das quantitative Ausmaß der resultierenden Kostenunterschiede größer aus als bei der zuvor betrachteten Option eines erhöhten LNG-Bezugs. Verglichen mit dem ökologisch optimierten Szenario werden im diversifikationsoptimierten Szenario beide Technologien in geringerem Umfang genutzt, sodass der Kostenanstieg geringer ausfällt als im ökologisch optimierten Szenario.

Zusammenfassend ergibt sich folgendes Bild: Wegen des deutlich größeren Biomethan- und des etwas erhöhten Power to gas-Anteils im ökologisch optimierten Szenario zeichnet sich dieses durch die im Vergleich mit den anderen beiden Szenarien höchsten Kosten aus. Der Kostenanstieg durch den erhöhten LNG-Anteil im diversifikationsoptimierten Szenario fällt weniger stark ins Gewicht. Die Biomethan- und Power to gas-Anteile sind geringer als im ökologisch optimierten Szenario, sodass das diversifikationsoptimierte Szenario verglichen mit dem ökonomisch und dem ökologisch optimierten Szenario einen mittleren Preistrend darstellt. Durch die erhöhte Gasnachfrage ist in allen optimierten Erdgasszenarien eines Kohleausstiegs der ökonomischen Rationalität zufolge mit einem marginalen Preisanstieg gegenüber dem Trendpfad zu

⁸³ Es lassen sich gegebenenfalls sogar kurzfristige Einsparpotenziale durch erhöhte LNG-Mengen heben (vgl. dazu Kapitel 6.4.2).

⁸⁴ Bei Biomethan ist dieses Kostenniveau auf die vergleichsweise teuren Einsatzstoffe und den verfahrenstechnischen Aufwand, bei Power to gas auf die geringen Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesskette zurückzuführen,

rechnen. Der Anteil Deutschlands am gesamten Erdgas-Primärenergieverbrauch der EU im Jahr 2014 lässt sich bei Ansatz der Werte aus IEA (2015b, S. 604) mit etwa 18 % ermitteln und stellt somit einerseits keinen allzu großen Anteil dar. Andererseits ist auch bei Annahme eines Kohleausstiegs nicht von einer wesentlichen Verschiebung des Anteils Deutschlands am europäischen Gesamterdgasverbrauch auszugehen. Dieser erhöht sich im Falle eines Kohleausstiegs auf maximal 19 % bis 2030, wogegen sich im Trendpfad ein Absinken des Anteils auf 15 % feststellen lässt. Demnach wirkt sich eine zusätzliche Nachfrage Deutschlands nur moderat auf das gesamteuropäische Preisniveau aus und ist zudem abhängig von den anderen nationalen Nachfrageniveaus und Politiken. Die durch den höheren Einsatz von Biomethan oder Power to gas im ökologisch optimierten bzw. diversifikationsoptimierten Szenario resultierenden Preiseffekte dürften insgesamt stärker wirken als der preiserhöhende Effekt einer zusätzlichen Nachfrage Deutschlands bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung (vgl. zu den Kostenniveaus von Biomethan bzw. Power to gas Kapitel 5.2.4.3 bzw. 5.2.5.3 und in Relation dazu das Preisniveau des börslich bzw. außerbörslich gehandelten Erdgases in Kapitel 3.6.2 und 3.6.3).

Die qualitativen Preisauswirkungen in den optimierten Erdgasszenarien sind in nachfolgender Abbildung 6-13 skizziert. Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Marktentwicklung wurde mit Ausnahme des ökonomisch optimierten Szenarios des Trendpfads auf die Angabe von absoluten Preisen verzichtet. Für das ökologisch optimierte sowie das diversifikationsoptimierte Szenario wurde stattdessen der jeweilige indikative Preistrend dargestellt, der die Abweichung gegenüber der aus Kostengesichtspunkten (ohne eine zusätzliche Internalisierung von externen Effekten verglichen mit dem Status quo) günstigsten Lösung darstellt. Um der im Zeitverlauf zunehmenden Unsicherheit zu begegnen, wurde jeweils ein Preiskorridor gebildet, der den jeweiligen indikativen Preistrend repräsentiert. Die Preisabweichungen für das diversifikationsoptimierte Szenario sowie das ökologisch optimierte Szenario eines Kohleausstiegs bewegen sich wegen des gegenüber dem Trendpfad erhöhten Nachfrageniveaus tendenziell eher im oberen Bereich des Unsicherheitskorridors. Für das ökonomisch optimierte Szenario eines Kohleausstiegs wurde ebenfalls ein sich im Zeitverlauf ausweitender Unsicherheitskorridor ergänzt, der den preiserhöhenden Effekt des gegenüber dem Trendpfad erhöhten Nachfrageniveaus repräsentiert.

Insgesamt wird davon ausgegangen, dass durch die Szenarien im Jahr 2040 maximal ein Kostenanstieg in Höhe von 6 €/MWh (Preisniveau 2015) resultiert, was etwa 17 % des im ökonomisch optimierten Szenario des Trendpfads unterstellten Preises entspricht. Trotz der begrenzten preislichen Auswirkungen der optimierten Erdgasszenarien sei an dieser Stelle auf eine allgemein hohe preisliche Sensitivität im Bereich der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, speziell der damit verbundenen energieinten-

siven Industrien, verwiesen, die derartige Preisunterschiede nur rechtfertigt, sofern explizite politische Zielsetzungen existieren, die ein höheres Maß an Diversifikation oder einen ökologischeren Bezug fordern, als er sich in einem ökonomisch optimierten Szenario ergäbe.

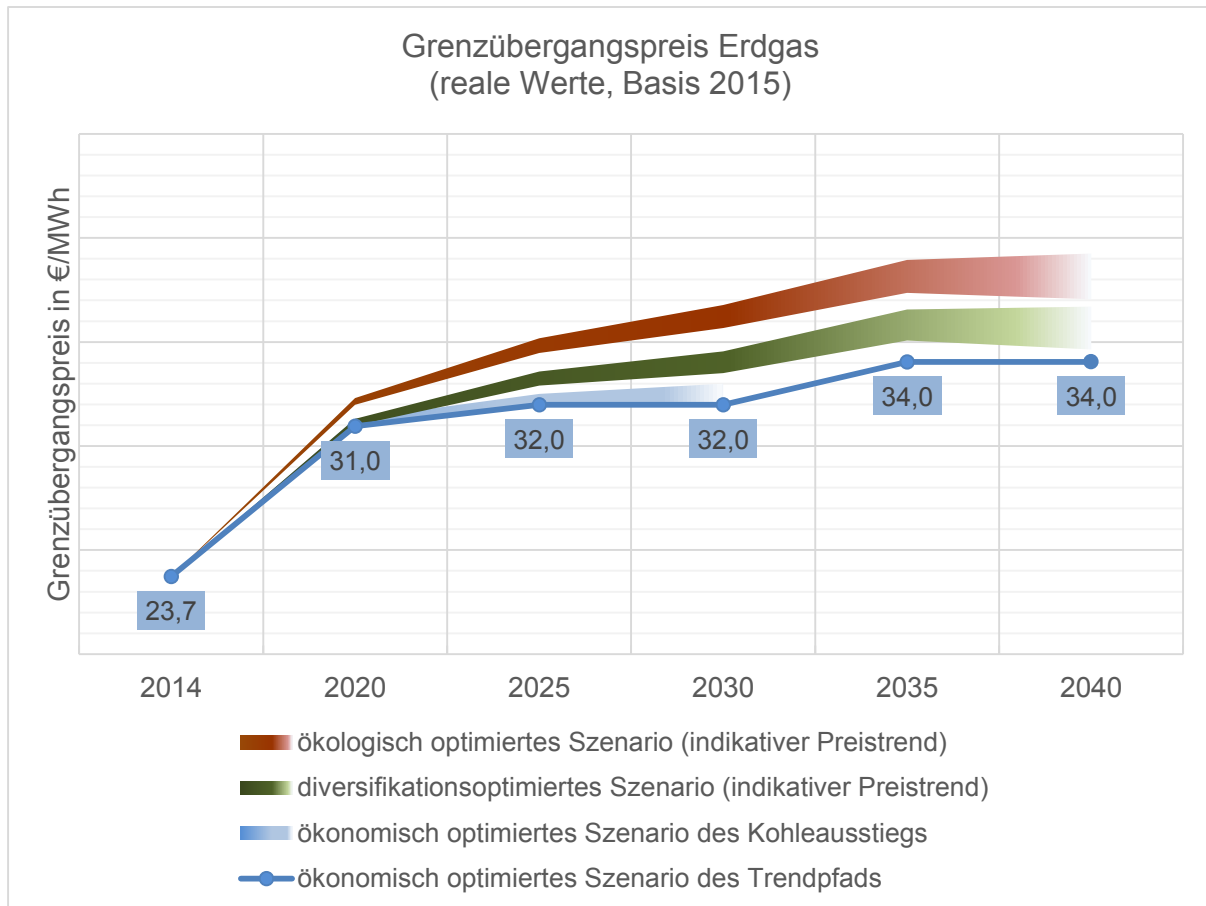


Abbildung 6-13: Entwicklung des Grenzübergangspreises in den optimierten Erdgasszenarien
 Darstellung: IZES; Datenquellen: Prognos et al. 2014; eigene Abschätzungen

7 Literaturverzeichnis

AGEB (2015): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2014. Stand: August 2015. Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bearbeitet von: DIW Berlin und EEFA. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

AGEB (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 28.01.2016. Online verfügbar unter www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20160128_brd_stromerzeugung1990-2015.pdf, zuletzt aktualisiert am 28.01.2016, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

Agora Energiewende (2016): 80 Prozent der geplanten Gasinfrastruktur in der EU ist für Versorgungssicherheit unnötig – Milliarden können eingespart werden. Studie des Konsortiums "Energy Union Choices" beziffert das Risiko von Fehlinvestitionen in Europas Gasinfrastruktur auf 11,4 Milliarden Euro. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/80-prozent-der-geplanten-gasinfrastruktur-in-der-eu-ist-fuer-versorgungssicherheit-unnoe-tig-milliarden-koennen-eingespart-werden/News/detail/>, zuletzt aktualisiert am 03.03.2016.

APA; dpa (2016): Gazprom will Pipeline-Projekt Poseidon wiederbeleben. Online verfügbar unter http://www.energynewsmagazine.at/de/gazprom+will+pipeline-projekt+poseidon+wiederbeleben_n8257, zuletzt aktualisiert am 29.02.2016, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Arnold, K.; Dienst, C.; Lechtenböhmer, S. (2010): Integrierte Treibhausgasbewertung der Prozessketten von Erdgas und industriellem Biomethan in Deutschland. In: *Environ Sci Eur* 22 (2), S. 135–152. DOI: 10.1007/s12302-010-0125-6.

Auer, Matthias; Steiner, Eduard (2015): OMV bastelt eine russische Nabucco-Pipeline. Online verfügbar unter <http://diepresse.com/home/wirtschaft/energie/4752601/OMV-bastelt-eine-russische-NabuccoPipeline>, zuletzt aktualisiert am 11.06.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

BAFA (2011): Erläuterungen zum Grenzübergangspreis bei Erdgas. Referat 423. Eschborn. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf, zuletzt aktualisiert am Januar 2011, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

BAFA (2015): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland: Bilanzen 1998 - 2014 Grafik. Eschborn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BAFA (2016): Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2016.

Bayern Biogas Forum (2009): Treibhausgasemissionen der Energieproduktion aus Biogas. Nr. V – 3/2009. Unter Mitarbeit von Hans Bachmaier, Kerstin Bayer, Andreas Gronauer, Georg Friedl, Stefan Rauh und Hubert Pahl. Freising. Online verfügbar unter <https://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Treibhausgasemissionen.pdf>, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

BBH; BBHC; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2015): Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Schlussbericht. Becker Büttner Held (BBH); Becker Büttner Held Consulting (BBHC); TU Berlin. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BDEW (2015): Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/5F55580DF9A7F333C12579C2003EFC6C/\\$file/Beheizungsstruktur%20Wohnungsneubau%20Entwicklung%202000_2014_online_o_quartalsweise_Ki_05062015.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/5F55580DF9A7F333C12579C2003EFC6C/$file/Beheizungsstruktur%20Wohnungsneubau%20Entwicklung%202000_2014_online_o_quartalsweise_Ki_05062015.pdf), zuletzt aktualisiert am Mai 2015, zuletzt geprüft am 25.02.2016.

BGR (2009): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit. Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

BGR (2011): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011. Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover (DERA Rohstoffinformationen), zuletzt geprüft am 08.03.2016.

BGR (2012): Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover (DERA Rohstoffinformationen), zuletzt geprüft am 08.03.2016.

BGR (2013a): Fracking-was ist das? Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

BGR (2013b): Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

BGR (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

BGR (2015): Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BGR (2016): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland - Potenziale und Umweltaspekte. Hannover, zuletzt geprüft am 22.06.2016.

Bidder, Benjamin; Kazim, Hasnain (2014): South-Stream-Leitung gestoppt: Russland düpiert, Türkei profitiert. Online verfügbar unter <http://www.spiegel.de/politik/ausland/south-stream-tuerkei-profitiert-von-russlands-pipeline-stopp-a-1006162.html>, zuletzt aktualisiert am 02.12.2014, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

BMJV (2016): Elektronischer Bundesanzeiger. Online verfügbar unter <https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet>, zuletzt geprüft am 01.03.2016.

BMUB (Hg.) (2015): Klimaschutzbericht 2015 - Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung, zuletzt geprüft am 26.07.2016.

BMWi (2015): Versorgungssicherheit bei Erdgas. Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BMWi (2016a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand Januar 2016. Berlin, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BMWi (2016b): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin. Online verfügbar unter bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls, zuletzt aktualisiert am 12.01.2016, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BNetzA (2012a): Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BNetzA (2012b): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012. Bonn, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

BNetzA (2014a): Biogas- Monitoringbericht 2014. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung. Stand Juli 2014. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf;jsessionid=136C9EBA319498C6FA9128D6F40E32B4?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 22.02.2016.

BNetzA (2014b): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: Dezember 2013. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BNetzA; BKartA (2013): Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. 3. Aufl. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BNetzA; BKartA (2014): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 14. November 2014. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BNetzA; BKartA (2015): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 10. November 2015. Bonn, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

BP (2016): South Caucasus Pipeline Project. Online verfügbar unter http://www.bp.com/en_ge/bp-georgia/about-bp/bp-in-georgia/south-caucasus-pipeline--scp-.html, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Brunekreeft, Gert; Brandstät, Christine; Palovic, Martin (2013): Preis- und Vertragssituation im deutschen Gasmarkt. Abschlussbericht. Gutachten im Auftrag der EnBW Trading GmbH. Jacobs University Bremen. Bremen, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

Bukhold, Steffen (2015): Gaspreise 2014 & 2015: Höhere Margen zulasten der Verbraucher. Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen. EnergyComment, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

Dahl, Carol A. (2015): International energy markets. Understanding pricing, policies, and profits. 2nd edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.

dena (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.

Destatis (2016a): Verbraucherpreise. Verbraucherpreisindex für Deutschland. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen_/VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145112_list%253D1%2526145110_slot%253D1%2526145116_list%253D1&https=1, zuletzt geprüft am 14.04.2016.

Destatis (2016b): Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis Januar 2016. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter

https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 03.03.2016.

Deutscher Bundestag (2014): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss). Drucksache 18/1891 v. 26.06.2014, zuletzt geprüft am 23.02.2016.

Deymann, Julian (2014): Unkonventionelles Erdgas: Auswirkungen auf den globalen Erdgasmarkt. 1., Aufl. Hamburg: disserta Verlag.

DLR; Fraunhofer IWES; IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU-Leitstudie 2011. Stuttgart/ Kassel/ Tel-tow, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

Dunkelberg, Elisa (2015): Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (Schriftenreihe des IÖW, Bd. 207).

DVGW (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.

E.ON Gas Storage; RAG Rohöl-Aufsuchungsgesellschaft (2011): Energiespeicher 7F. Vielfalt schafft Energie. Informationsbroschüre zum Erdgasspeicher 7Fields. Online verfügbar unter http://www.rag-austria.at/uploads/tx_templavoila/7fields_broschuere_01.pdf, zuletzt geprüft am 01.03.2016.

EEX (2013): Tagesreferenzpreis Erdgas. Daily Reference Price Natural Gas. Leipzig. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/blob/66438/b906c6cf0b59cd53d7bfe33d15080b75/2013-11-28-beschreibung-tagesreferenzpreis-pdf-data.pdf>, zuletzt aktualisiert am 28.11.2013, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

EEX (2016): Natural Gas Spot Market Daily Reference Price. Zeitreihen der Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete GPL, NCG und TTF.

eia (2016): Henry Hub Natural Gas Spot Prices. U.S. Energy Information Administration. Online verfügbar unter <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

energie-lexikon.info (2016): Flüssigerdgas. Energieaufwand der Verflüssigung. Online verfügbar unter <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html>, zuletzt geprüft am 31.03.2016.

EnWG: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 9 des Gesetzes vom 19. Februar 2016 (BGBl. I S. 254) geändert worden ist, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

Energy Union Choices (2016): A Perspective on Infrastructure and Energy Security In the Transition, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

ENTSOG (2013a): Ten Year Network Development Plan 2013-2022. Annex C: Supply & Demand. Brüssel. Online verfügbar unter www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNNDP/2015/TYNNDP022-150316_Annex_C_Supply_Demand.zip, zuletzt aktualisiert am 10.07.2013, zuletzt geprüft am 29.03.2016.

ENTSOG (2013b): Ten-Year Network Development Plan 2013-2022. Main Report. Brüssel, zuletzt geprüft am 29.03.2016.

ENTSOG (2015a): The European Gas Network 2015. Capacities at cross-border points on the primary market. Online verfügbar unter http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2015/ENTSOG_CAP_MAY2015_A0FORMAT.pdf, zuletzt aktualisiert am Mai 2015, zuletzt geprüft am 20.04.2016.

ENTSOG (2015b): Ten Year Network Development Plan 2015. Main Report. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Brüssel, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

ENTSOG (2016a): Transmission Capacity Map 2016. Online verfügbar unter www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2016/Capacities%20for%20Transmission%20Capacity%20Map%202016.xlsx, zuletzt aktualisiert am 06.05.2016, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

ENTSOG (2016b): The European Natural Gas Network 2016. Capacities at cross-border points on the primary market. Online verfügbar unter http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2016/ENTSOG_CAP_MAY2016_A0FORMAT.PDF.

Ernst and Young (2010): Shale gas and coal bed methane. Potential sources of sustained energy in the future.

Europäische Kommission (2015): Gas interconnection: Southern Gas Corridor. Projects of common interest: 7.2. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_7_2_en.pdf, zuletzt aktualisiert am Oktober 2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Europäische Kommission (2016a): Delegierte Verordnung (EU) 2016/ 89 der Kommission - vom 18. November 2015 - zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/ 2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Europäische Kommission (2016b): Liquefied Natural Gas and gas storage will boost EU's energy security. European Commission - Fact Sheet. 16.02.2016. Online verfügbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-310_en.htm, zuletzt geprüft am 26.02.2016.

Exergica; E3M Lab; COWI (2015): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas. Final Report. Studie im Auftrag der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission. Brüssel, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Federal Energy Regulatory Commission (2016): World LNG Estimated April 2016 Landed Prices. National Natural Gas Market Overview: World LNG Landed Prices. Online verfügbar unter <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/ngas-ovr-lng-wld-pr-est.pdf>, zuletzt aktualisiert am Mai 2016, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

finanzen.net (2016): Dollarkurs (Euro - Dollar). Online verfügbar unter <http://www.finanzen.net/devisen/dollarkurs/historisch>, zuletzt geprüft am 06.04.2016.

Fischer, Klaus (2015): Nachbericht GAS 2015: Keine Alternativen. Portal www.energynewsmagazine.at. Online verfügbar unter http://www.energynewsmagazine.at/de/nachbericht+gas+2015+keine+alternativen_n7165, zuletzt geprüft am 15.04.2016.

Fischer, Klaus (2016): Weiter Streit um Nord Stream II. Online verfügbar unter http://www.energynewsmagazine.at/de/weiter+streit+um+nord+stream+ii+_n8141, zuletzt aktualisiert am 09.02.2016, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

FNB (2015): Netzentwicklungsplan Gas 2015. Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 314 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 258 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist, zuletzt geprüft am 01.03.2016.

Graf, Frank; Gröschl, Frank; Heikrodt, Klaus; Krause, Hartmut; Wetzels, Uwe; Albus, Rolf et al. (2016): Erdgas. In: *BWK* 68 (5), S. 81–99, zuletzt geprüft am 01.06.2016.

Greenpeace Energy (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Windgas-Studie.

Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Öko-Institut.

Horn, Manfred (2010): Unkonventionelle Gasressourcen unerwartet groß (Wochenbericht des DIW Berlin, 24/2010).

Hurriyet Daily News (2015): Foundation laid for pipe to carry Azeri gas to EU. Online verfügbar unter <http://www.hurriyetaidailynews.com/turkey-azerbaijan-to-start-work-on-new-mega-gas-pipeline-.aspx?pageID=238&nID=79790&NewsCatID=348>, zuletzt aktualisiert am 17.03.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

IASS (2015): Schiefergas und Fracking in Europa. Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS).

IEA (2015a): Medium-Term Gas Market Report 2015 - Executive Summary. Market Analysis and Forecast to 2020. Paris, zuletzt geprüft am 19.04.2016.

IEA (2015b): World Energy Outlook 2015. International Energy Agency (IEA). Paris, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

IEA (2016): Medium-Term Gas Market Report 2016. Executive Summary. Paris, zuletzt geprüft am 13.06.2016.

ifeu (2008): Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Kurzdokumentation. Im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG, Altenessen. Unter Mitarbeit von Regine Vogt. Heidelberg. Online verfügbar unter http://www.ifeu.de/oekobilanzen/pdf/THG_Bilanzen_Bio_Erdgas.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

IGU (2016): IGU World Gas LNG Report - 2016 Edition. Online verfügbar unter <http://www.igu.org/news/igu-releases-2016-world-lng-report>, zuletzt geprüft am 19.04.2016.

IINAS (2015): GEMIS. Ausgewählte Ergebnisse von GEMIS 4.94 als Excel-Datei. Online verfügbar unter <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>, zuletzt geprüft am 31.03.2016.

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie et al. (2014): st-Stand der Biomethannutzung. Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege. KWK aus Biogas, Biomethan und Erdgas im Vergleich. Weimar, Rostock. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/Dossier_I_-_Biomethan.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

IZES (2015): Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen. Endbericht. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz. Version 1.3. Berlin/ Saarbrücken, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

Janssen, Matthias (2006): Entry-Exit-Modelle im Erdgastransport und ihre Weiterentwicklung in Deutschland. Diplomarbeit im Fach Energie- und Ressourcenökonomik. Westfälische Wilhelms-Universität, Münster. Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

Kiesel, Florentine (2015): Entwicklungen in der deutschen Erdgaswirtschaft im Jahr 2015. Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. BDEW. Hamburg, 16.12.2015, zuletzt geprüft am 25.02.2016.

Klinski, Stefan (2015): Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken. Rechtsgutachten. Zugleich Arbeitspaket 6 des Projekts: „Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen“ im Unterauftrag des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES). Berlin, zuletzt geprüft am 15.03.2016.

Kolb, Thomas (2011): Erdgase aus nicht-konventionellen Quellen. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie. Engler-Bunte-Institut.

Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, zuletzt geprüft am 08.03.2016.

LBEG (2015a): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2014. Jahresbericht des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen. Hannover, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

LBEG (2015b): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 131 (11), S. 398–406, zuletzt geprüft am 17.02.2016.

maribus (Hg.) (2014): World Ocean Review. Rohstoffe aus dem Meer - Chancen und Risiken.

McJeon, Haewon; Edmonds, Jae; Bauer, Nico; Clarke, Leon; Fisher, Brian; Flannery, Brian P. et al. (2014): Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas. In: *Nature* 514 (7523), S. 482–485.

MIT (2011): The Future of Natural Gas. An Interdisciplinary MIT Study. Hg. v. Massachusetts Institute of Technology.

Nord Stream 2 AG (2016): Nord Stream 2: New Pipeline for Europe's Energy Future. Project Background. Zug, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Nord Stream AG (2014): Das Nord Stream Pipeline-Projekt. Fact Sheet. Zug, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

OCDE, OECD (2015): World Energy Outlook 2015: OECD Publishing.

Oxford Institute (2010): Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? Hg. v. Oxford Institute for Energy Studies.

Panin, Alexander (2016): Russia's New Turkish Stream Gas Strategy More Bark Than Bite. Online verfügbar unter <http://www.themoscowtimes.com/business/article/russia-s-new-turkish-stream-gas-strategy-more-bark-than-bite/514731.html>, zuletzt aktualisiert am 21.01.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Prognos (2014): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin, zuletzt geprüft am 14.04.2016.

Prognos; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel/ Köln/ Osnabrück, zuletzt geprüft am 10.03.2016.

Reinhardt, Guido; Vogt, Regine; Köppen, Susanne (2009): Einsatz von Biomethan aus Sicht des Klimaschutzes. Biogaseinspeisung 2010: Viel Angebot und wenig Nachfrage - wohin mit dem Gas? biogaspartner - die konferenz. ifeu. Berlin, 26.11.2009. Online verfügbar unter http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/filemanager/unternehmen/Veranstaltungen/die_konferenz_Nov09/Fehrenbach_-_Biomethan_Klimaschutz_dena_Konf_Berlin_11-2009.pdf, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

Reuters (2016): Japan March average spot LNG arrival price falls to \$6.80/mmBtu. Tsukimori, Osamu; Sheldrick, Aaron. Online verfügbar unter <http://www.reuters.com/article/lng-japan-spot-idUST9N12U03Y>, zuletzt aktualisiert am 10.04.2016, zuletzt geprüft am 25.05.2016.

Schmidt, Maike (2014): Vorhaben I Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Scholwin, Frank; Schüch, Andrea; Grops, Johann (2015): Perspektiven der Biomethaneinspeisung. Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens. Rostock: Univ. Rostock.

Schwimmbeck, Ralf G. (2008): Pipeline vs. LNG. 3rd Pipeline Technology Conference. MEI LLC. Euro Institute for Information and Technology Transfer in Environmental Protection. Hannover, 2008. Online verfügbar unter <http://www.pipeline-conference.com/abstracts/pipeline-vs-lng>, zuletzt geprüft am 29.01.2016.

Simoës, Alexander (2016a): Where does Russia import Natural gas in gaseous state from? (2013). The Observatory of Economic Complexity (OEC). Online verfügbar unter http://atlas.media.mit.edu/en/visualize/tree_map/hs92/import/rus/show/271121/2013/, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

Simoes, Alexander (2016b): Where does Russia import Natural gas, liquefied from? (2013). Online verfügbar unter http://atlas.media.mit.edu/en/visualize/tree_map/hs92/import/rus/show/271111/2013/, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

Simoes, Alexander (2016c): Where does the Netherlands import Natural gas in gaseous state from? (2013). Online verfügbar unter http://atlas.media.mit.edu/en/visualize/tree_map/hs92/import/nld/show/271121/2013/, zuletzt geprüft am 09.03.2016.

Simoes, Alexander (2016d): Where does the Netherlands import Natural gas, liquefied from? (2013). Online verfügbar unter http://atlas.media.mit.edu/en/visualize/tree_map/hs92/import/nld/show/271111/2013/, zuletzt geprüft am 09.03.

SouthFront (2015): A Network of Power: Gas Pipelines of the European Continent (Infographics). Online verfügbar unter <http://southfront.org/wp-content/uploads/2015/08/A-gas-pipeline-network-of-the-European-continent.jpg>, zuletzt aktualisiert am 21.08.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Sovacool, B. K. (2014): Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking). In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37, S. 249–264.

SRU (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen.

Statistics Netherlands (2016): Natural gas balance sheet; supply and consumption. CBS StatLine. Online-Abfrage in Statistikportal der niederländischen Statistikbehörde. Online verfügbar unter <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLEN&PA=00372ENG&D1=a&D2=511,528,545,562,579,592,596,603,605-607,l&LA=EN&HDR=G1&STB=T&VW=T>, zuletzt aktualisiert am 11.02.2016, zuletzt geprüft am 25.02.2016.

Statistics Norway (2016): Production and consumption of energy, energy balance. Statbank. Online-Abfrage in Statistikportal der norwegischen Statistikbehörde. Online verfügbar unter <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabell-Hjem.asp?KortNavnWeb=energibalanse&CMSSubjectArea=energi-og-industri&PLanguage=1&checked=true>, zuletzt geprüft am 25.02.2016.

Steiner, Eduard (2016): USA mischen EU-Gasmarkt auf. Hg. v. EnergyNewsMagazine.at. Wien. Online verfügbar unter http://www.energynewsmagazine.at/de/usa+mischen+eu-gasmarkt+auf_n8658, zuletzt geprüft am 18.05.2016.

Stern, Jonathan P.; Rogers, Howard V. (2014): The dynamics of a liberalised European gas market. Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. [Oxford]: Oxford Institute for Energy Studies (Natural Gas, 94), zuletzt geprüft am 01.03.2016.

Sterner, Michael; Jentsch, Mareike; Holzhammer, Uwe (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebots. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Energy e.G. Fraunhofer IWES.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.

Thielemann, Thomas (2008): Kohleflözgas - Aufstieg eines Energieträgers (Bergbau, 2/2008).

Thomson Reuters (2014): South-Stream-Pipeline: EU-Staaten machen Front gegen Gazprom. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/international/south-stream-pipeline-eu-staaten-machen-front-gegen-gazprom/10775716.html>, zuletzt aktualisiert am 30.09.2014, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Trans Adriatic Pipeline AG (2016a): TAP at a glance. Online verfügbar unter <http://www.tap-ag.com/the-pipeline>, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Trans Adriatic Pipeline AG (2016b): Trans Adriatic Pipeline route. Online verfügbar unter <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/route-map>, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Tsafos, Nicola (2016): A U.S. Gas War With Russia? 15.05.2016. Online verfügbar unter <https://www.foreignaffairs.com/articles/united-states/2016-05-15/us-gas-war-russia>, zuletzt geprüft am 24.06.2016.

UBA (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Umweltbundesamt.

UBA (2013): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Dessau-Roßlau, zuletzt geprüft am 25.02.2016.

UBA (2015a): Seeschiffe. Luftschadstoffe aus Seeschiffen. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/seeschiffe>, zuletzt geprüft am 31.03.2016.

UBA (2015b): The impact of shale gas on the costs of climate policy. Umweltbundesamt (Climate Change, 03/2015).

UBA (2016): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau, zuletzt geprüft am 26.07.2016.

ÜNB (2014a): Kraftwerkliste zum Entwurf Szenariorahmen NEP/O-NEP 2015. Online verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/file/2594/download?token=LnmZ-pfQa, zuletzt aktualisiert am 30.04.2014, zuletzt geprüft am 16.03.2016.

ÜNB (2014b): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/ Dortmund/ Bayreuth/ Stuttgart, zuletzt geprüft am 17.03.2016.

van Basshuysen, Richard (2015): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

VCI (2016): Daten und Fakten: Rohstoffbasis der chemischen Industrie. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie-de.pdf>, zuletzt geprüft am 27.04.2016.

VIK (2015): VIK-Kurzmitteilungen 4/2015. Expertenwissen Energiekosten. Hg. v. VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Essen.

Weiß, Clemens (2015): Wegen Erdbeben: Niederlande muss Gasförderung drosseln. Hg. v. NATURSTROM AG. energiezukunft. Online verfügbar unter <http://www.energiezukunft.eu/ueber-den-tellerrand/wegen-erdbeben-niederlande-muss-gasfoerderung-drosseln-gn103717/>, zuletzt aktualisiert am 21.11.2015, zuletzt geprüft am 13.04.2016.

Wuppertal Institut (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Unter Mitarbeit von Armin Vetter und Karin Arnold. Wuppertal. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/3605>, zuletzt geprüft am 11.04.2016.

WWF (2009): Unsere Ozeane: geplündert, verschmutzt und zerstört. WWF-Bericht über die Bedrohung der Meere und Küsten. Aktualisierte Neuauflage. Frankfurt am Main.

Yeni Safak (2016): Once more on the Trans-Caspian Gas Pipeline. Online verfügbar unter <http://www.yenisafak.com/en/economy/once-more-on-the-trans-caspian-gas-pipeline-2430574>, zuletzt aktualisiert am 08.03.2016, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Yigit, Süreyya (2015): The Trans-Caspian Pipeline: When or If? Online verfügbar unter <http://www.turkishweekly.net/2015/10/22/op-ed/the-trans-caspian-pipeline-when-or-if/>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Zeit Online (2015): Gazprom schickt ab 2019 kein Gas mehr durch die Ukraine. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/2015-06/ukraine-russland-gazprom-turkish-stream>, zuletzt aktualisiert am 09.05.2015, zuletzt geprüft am 24.05.2016.

ZfK.de (2016): Erstes US-Shale-Gas in Europa. Online verfügbar unter <https://www.zfk.de/gas/artikel/erstes-us-shale-gas-in-europa.html>, zuletzt geprüft am 29.03.2016.

8 Anhang

8.1 Untertage-Erdgasspeicherung

In der nachfolgenden Tabelle sind die inländischen Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland mit Datenstand zum 31.12.2014 aufgelistet:

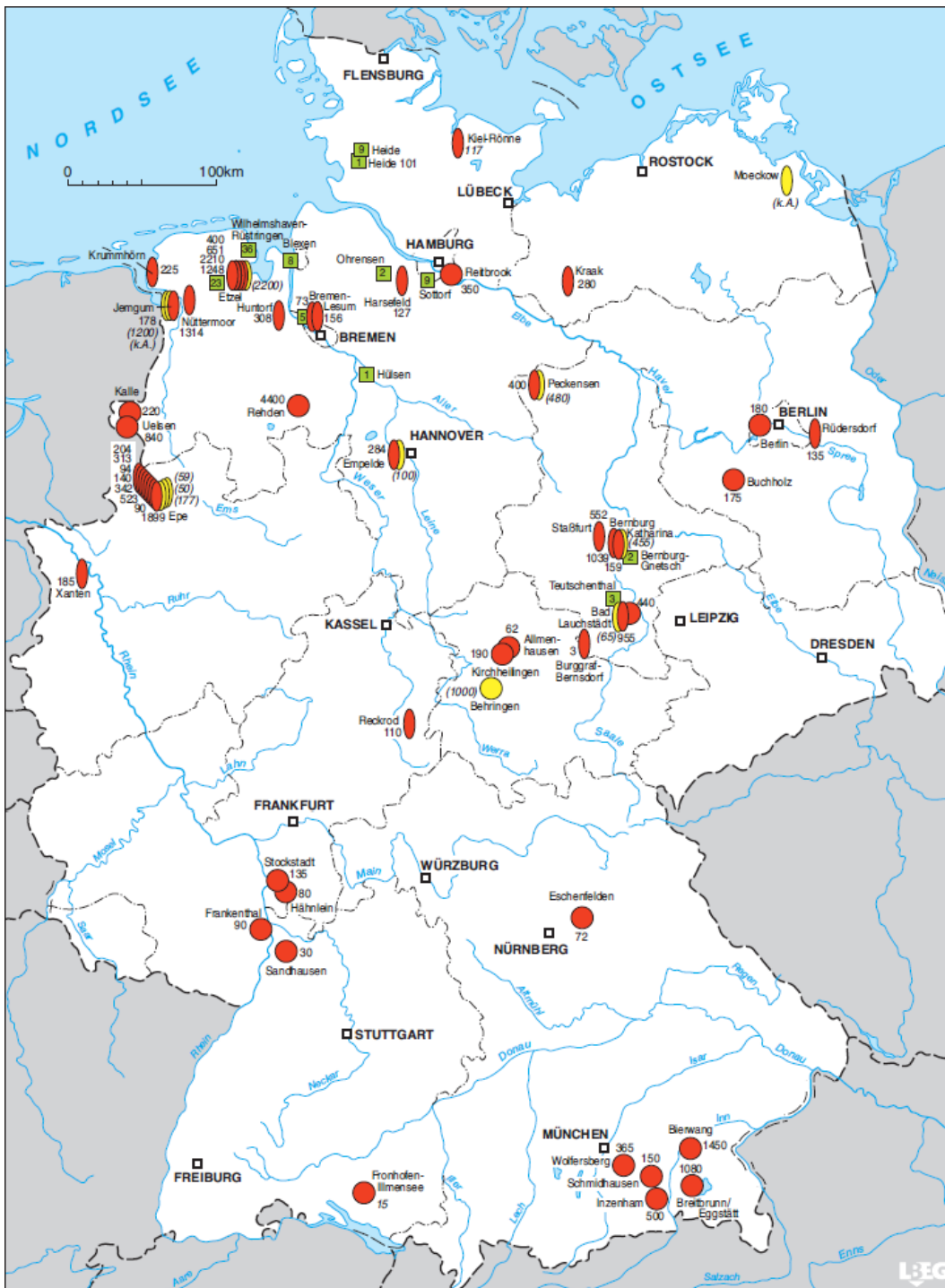
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	max. nutzbares Arbeitsgasvolumen Mio. Nm ³
I. Porenspeicher			
Allmenhausen	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	62
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	440
Berlin	Berliner Erdgasspeicher GmbH&Co. KG / GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	136
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.450
Breitbrunn/Eggstätt	DEA Deutsche Erdoel AG / Storengy Deutschland GmbH / E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	992
Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	175
Eschenfelden	N-Ergie AG / E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	72
Frankenthal	Enovos Storage GmbH	Aquifer	90
Fronhofen-Ilmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	15
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	80
Inzenham	DEA Deutsche Erdoel AG / DEA Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	425
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	220
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	190
Rehden	astrora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	4.400
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH / terranets bw	Aquifer	30
Schmidhausen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	45
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	90
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	840
Wolfersberg	DEA Deutsche Erdoel AG / bayernugs GmbH	ehem. Gasfeld	365
Summe Porenspeicher			10.267

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	max. nutzbares Arbeitsgasvolumen Mio. Nm ³
II. Kavernenspeicher			
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	19	760
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	33	1039
Bremen-Lesum-SWB	wesernetz Bremen GmbH & Co KG	2	73
Bremen-Lesum-Storengy	Storengy Deutschland GmbH	2	156
Burggraf-Bernsdorf	ONTRAS Gastransport GmbH	n.v.	3
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	136
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	39	1899
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	2	94
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	140
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	342
Epe-RWE, H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	12	523
Epe-RWE, L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	2	90
Epe-RWE, NL	RWE Gasspeicher GmbH	6	313
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	204
Etzel-EKB	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / IVG Caverns GmbH	7	651
Etzel-FSG Crystal	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal / IVG Caverns GmbH	4	400
Etzel-EGL 1+2	Statoil Deutschland Storage / IVG Caverns GmbH	19	1.248
Etzel-ESE	E.ON Gas Storage / IVG Caverns GmbH	19	2210
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	112
Huntorf	EWE GASSPEICHER GmbH	7	308
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	5	178
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	3	159
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG / E.ON Hanse AG	3	82
Kraak	HanseWerk AG	4	280
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	225
Nüttermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	21	1314

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	max. nutzbares Arbeitsgasvolumen Mio. Nm ³
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	5	400
Reckrod	Gas-Union GmbH / Gas-Union Storage	3	110
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	2	135
Steißfurt	RWE Gasspeicher GmbH	8	552
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	185
Summe Kavernenspeicher		258	14.321

Anhang 1: *In Betrieb befindliche Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland (Stand: 31.12.2014)*

Datenquelle: LBEG 2015b, S. 403f.



- | Erdgas | | Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas | |
|--|-------------------------|--------------------------------------|--|
| <u>Porenspeicher</u> | <u>Kavernenspeicher</u> | <u>Kavernenspeicher</u> | |
| ● in Betrieb mit max. Arbeitsgaskapazität nach Endausbau [Mio. m ³ (V _n)] | ● in Betrieb | ■ in Betrieb | |
| ● in Planung oder Bau mit voraussichtlicher max. Arbeitsgaskapazität [Mio. m ³ (V _n)] | ● in Planung oder Bau | □ Anzahl der Einzelspeicher | |

Anhang 2: Verteilung der Untertage Erdgasspeicher-Kapazitäten in Deutschland
 Quelle: LBEG 2015b, S. 398

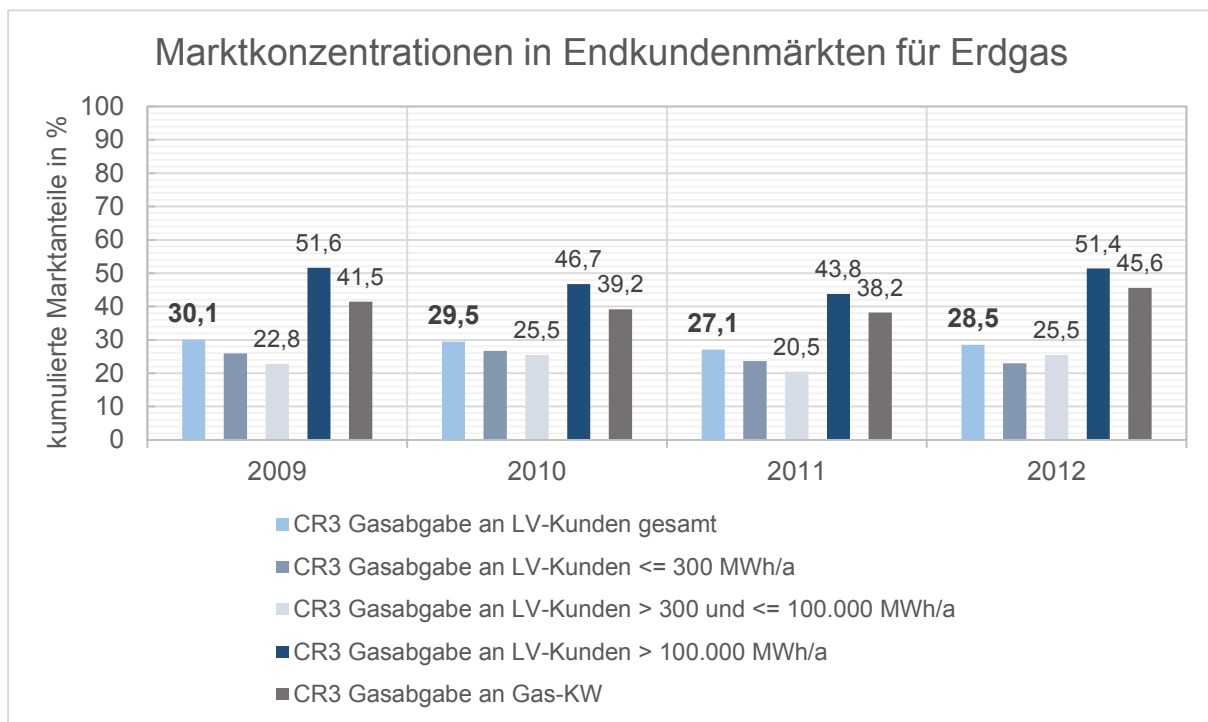
8.2 Marktkonzentration auf wesentlichen Märkten für Erdgas

8.2.1 Endkundenbelieferung mit Erdgas

Anhang 3 stellt die Marktkonzentration auf Endkundenmärkten für Erdgas dar. Angegeben ist jeweils der kumulierte Marktanteil der drei Unternehmen, die die höchsten Marktanteile auf sich vereinigen können. Es handelt sich um die sogenannte Konzentrationsrate CR3. Bei der Ermittlung der Marktanteile wurde auf die jeweiligen Erdgasabsatzmengen (in TWh) abgestellt (BNetzA und BKartA 2015, S. 253f.). Aufgrund einer veränderten Abgrenzungssystematik sind die für die Jahre 2009 bis 2012 ermittelten Konzentrationswerte nicht mit denjenigen der Jahre 2013 und 2014 vergleichbar, für welche jeweils lediglich eine Unterscheidung in über Standardlastprofil (SLP) belieferte Kunden sowie Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) vorgenommen wurde (BNetzA und BKartA 2015, S. 253). Für die Jahre 2009 bis 2012 wurde dagegen folgende Aufschlüsselung vorgenommen (BNetzA und BKartA 2013, S. 178ff.):

- Letztverbraucher mit einem Erdgasbezug von bis zu 300 MWh/a,
- Letztverbraucher mit einem Bezug zwischen 300 MWh bis einschließlich 100.000 MWh/a,
- Letztverbraucher mit mehr als 100.000 MWh/a Erdgasbezug sowie
- Abgabe an Erdgas-Kraftwerke.

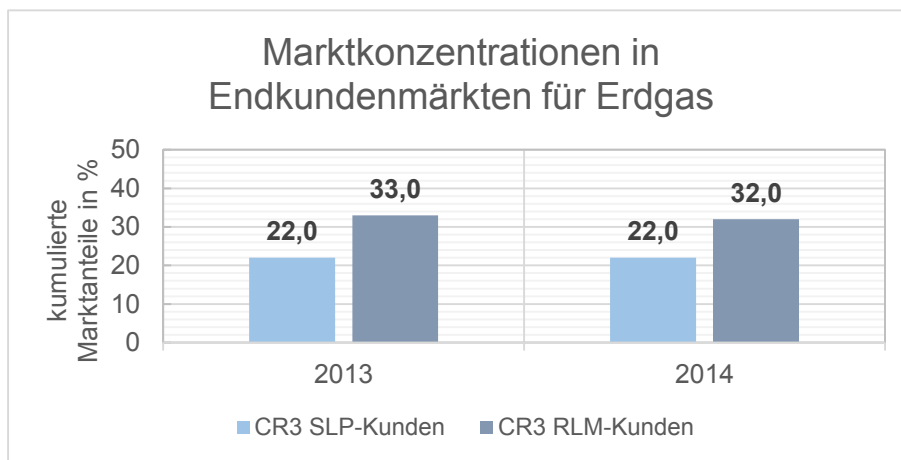
In den Jahren 2009 bis 2012 zeigten sich in weiten Teilen moderate Marktkonzentrationen, die in Bezug auf das gesamte betrachtete Letztverbrauchersegment zwischen 27,1 % 2011 und 30,1 % 2009 lagen. Bei Letztverbraucherkunden mit zwischen 300 und 100.000 MWh jährlichem Erdgasbezug lagen in den Jahren 2009 bis 2011 die im Vergleich geringsten Marktkonzentrationen vor, die 2011 mit 20,5 % den geringsten Wert erreichten. Bei Großverbrauchern waren in allen Jahren jeweils deutlich höhere Marktkonzentrationen zwischen 43,8 % 2011 und 51,6 % 2009 zu konstatieren. In den Jahren 2009 und 2012 wurde der Schwellenwert von 50 % nach § 18 Abs. 6 Ziff. 1 GWB, für den bei drei oder weniger Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird, leicht überschritten. Bei der Belieferung von Erdgas-Kraftwerken waren im Zeitverlauf ebenfalls etwas höhere, mit maximal 45,6 % im Jahr 2012 dennoch unter dem Schwellenwert nach § 18 Abs. 6 Ziff. 1 GWB liegende Marktkonzentrationen festzustellen.



Anhang 3: Marktkonzentration auf Erdgasendkundenmärkten 2009 bis 2012

Darstellung: IZES; Datenquellen: BNetzA 2012a, S. 161; BNetzA und BKartA 2013, S. 178

In den Jahren 2013 und 2014 lagen sowohl im Segment der Standardlastprofil (SLP)-Kunden als auch für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) jeweils annähernd gleiche Werte für CR3 vor. Bei SLP-Kunden belief sich CR3 in beiden Jahren auf 22 %, bei SLP-Kunden ist gegenüber dem Jahr 2013 mit 33 % im Jahr 2014 ein leichter Rückgang auf 32 % zu konstatieren (Anhang 4).



Anhang 4: Marktkonzentration auf Endkundenmärkten für Erdgas 2013 und 2014

Darstellung: IZES; Datenquelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 254

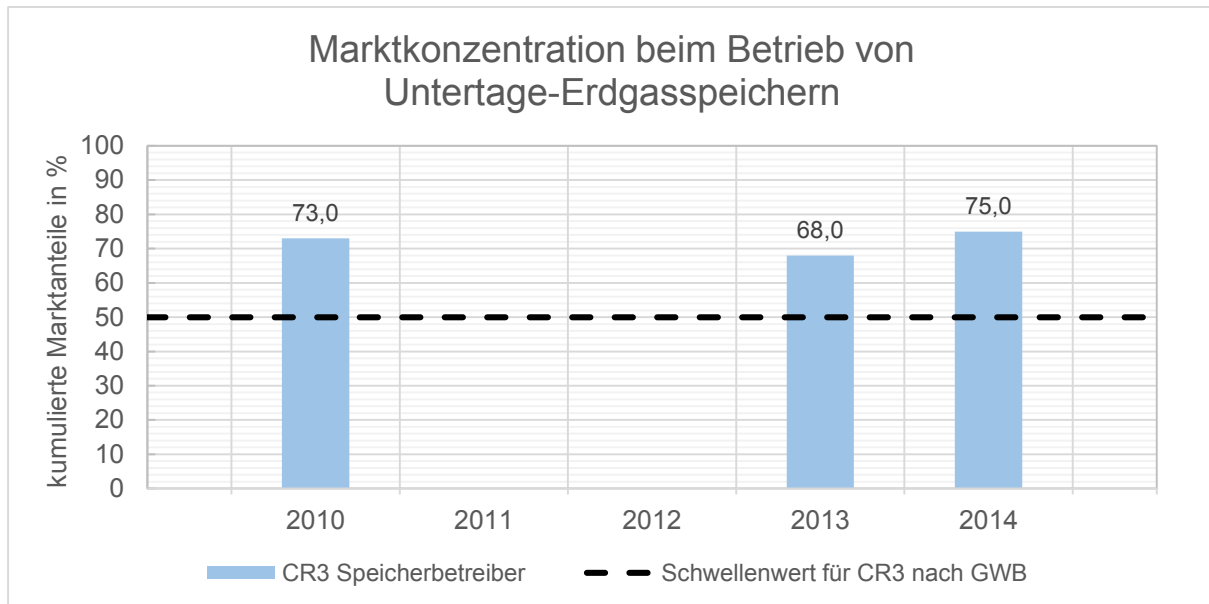
Tendenziell scheint auf den Endkundenmärkten für die Belieferung von Kunden mit Erdgas somit eine eher moderate sowie seit 2009 mehr oder minder konstante Marktkonzentration vorzuliegen.⁸⁵ Es liegen keine Anhaltspunkte vor, anhand derer von einem zukünftigen Anstieg der Konzentration auf Endkundenmärkten ausgegangen werden müsste. Die zunehmende Wechselbereitschaft von Endkunden sowie die Vielzahl von Erdgasanbietern könnten eher eine zukünftig abnehmende Marktkonzentration begünstigen.

8.2.2 Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern

Beim Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern besteht eine relativ hohe Marktkonzentration, wie Anhang 5 verdeutlicht. Dargestellt ist erneut die Konzentrationsrate CR3, die sich aus den kumulierten Marktanteilen der drei größten Unternehmen ergibt. Eingezeichnet wurde zudem der Schwellenwert von 50 %, ab dem gemäß § 18 Abs. 6 Ziff. 1 GWB bei drei oder weniger Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird. Aufgrund mehrmaliger Änderung der Berechnungssystematik bzw. Marktraumabgrenzung sind lediglich die Werte aus dem Monitoringbericht 2015 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt abgebildet, die gemäß Dominanzmethode und unter Einbezug der österreichischen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ gebildet wurden. Die Marktanteile ergeben sich aus den Anteilen am gesamten Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher, welches mit 27,4 Mrd. m³ angenommen wurde (BNetzA und BKartA 2015, S. 251f.).

⁸⁵ Einschränkung sei an dieser Stelle erneut darauf verwiesen, dass für die Werte von 2009-2012 mit denjenigen der Jahre 2013 und 2014 wegen veränderter Abgrenzungssystematik keine direkte Vergleichbarkeit gegeben ist.

Im Jahr 2014 erreichte die Konzentrationsrate CR3 den Angaben von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt zufolge einen Wert von 75 %, wodurch eine marktbeherrschende Stellung nach § 18 Abs. 6 Ziff. 1 GWB zu vermuten ist. Auch im Vorjahr sowie im Jahr 2010 lagen Konzentrationsraten CR3 von deutlich über 50 % vor.



Anhang 5: *Marktkonzentration beim Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern*

Darstellung: IZES; Datenquelle: BNetzA und BKartA 2015, S. 253

Basierend auf Informationen des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) Niedersachsen (LBEG 2015b, S. 403f.), auf den Jahresabschlüssen der Speicherbetreiberfirmen aus dem elektronischen Bundesanzeiger (BMJV 2016) und öffentlich verfügbarer Daten der Speicherbetreiberfirmen zu den jeweiligen Beteiligungsverhältnissen mit Stichtag 31.12.2014 wurde analysiert, welches die dominierenden Unternehmen im Bereich der Untertage-Erdgasspeicherung sind. Es konnte ermittelt werden, dass die Konzerne Gazprom, E.ON sowie das Unternehmen EWE Gasspeicher GmbH deutlich über die Hälfte des gesamten Arbeitsgasvolumens zum 31.12.2014 auf sich vereinigen konnten. Weitere nennenswerte Anteile entfielen auf die IVG Immobilien AG bzw. auf den Energiekonzern RWE.

8.2.3 Erdgasförderung, -import und -export

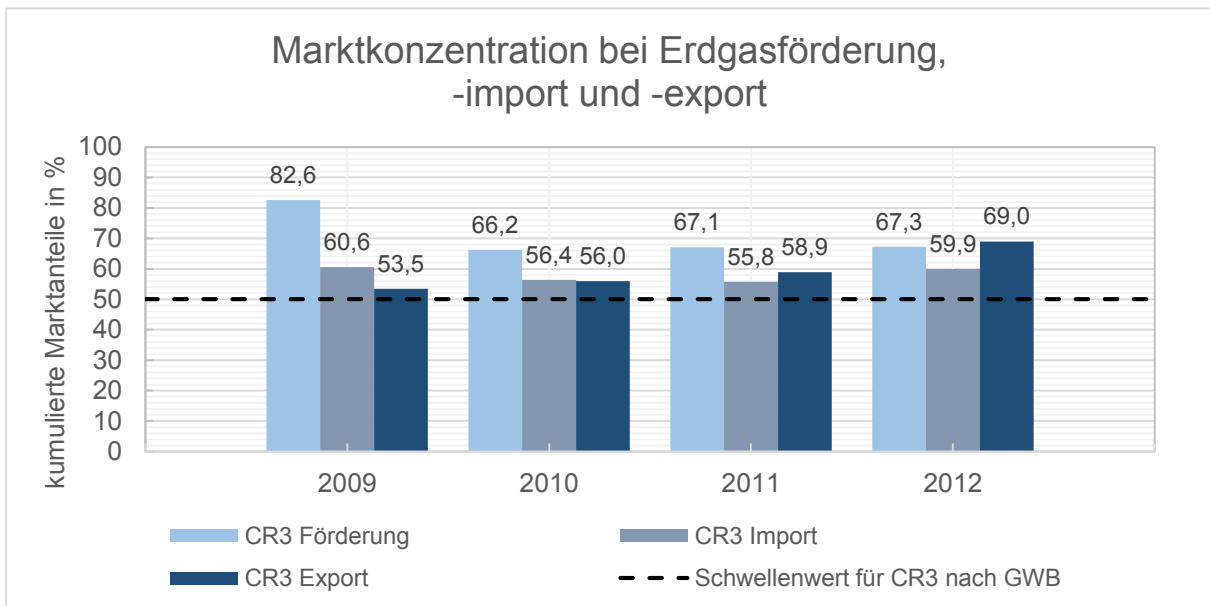
Hohe Marktkonzentrationen liegen auch im Bereich der inländischen Erdgasförderung sowie beim Im- bzw. Export von Erdgas vor. Für den Zeitraum zwischen 2009 und 2012 liegen hierzu Daten der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts vor (BNetzA 2012a, S. 161; BNetzA und BKartA 2013, S. 178). Für die Jahre ab 2013

wurden keine Daten mehr veröffentlicht. Im Bereich der Förderung von Erdgas lag in den Jahren von 2009 bis 2012 die im Vergleich höchste Marktkonzentration vor mit CR3 von bis zu 82,6 % im Jahr 2009. In den Jahren 2010 bis 2012 waren mit jeweils 67 % jeweils geringere Marktkonzentrationen festzustellen, wohingegen beim Export von Erdgas ein Anstieg der Konzentration von einer Konzentrationsrate CR3 von 53,5 % im Jahr 2009 auf 69 % im Jahr 2012 zu verzeichnen war.

Für die drei Bereiche (inländische Förderung, Export und Import) wurde in allen Betrachtungsjahren die Schwelle nach § 18 Abs. 6 Ziff. 1 GWB zur Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung überschritten. Im Jahr 2009 deckten die fünf Unternehmen mit den größten Marktanteilen beinahe 100 % der gesamten inländischen Förderung ab. Die entsprechende Konzentrationsrate CR5 lag bei 99,4 % (BNetzA 2012a, S. 161) und somit deutlich über dem Schwellenwert von zwei Dritteln, für den nach § 18 Abs. 6 Ziff. 2 GWB bei fünf oder weniger Unternehmen, das Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung vermutet wird. Die hohe Marktkonzentration dürfte maßgeblich dem Umstand geschuldet sein, dass nur sechs Unternehmen im Bereich der inländischen Erdgasproduktion agieren (BMW i 2015, S. 11):

- die BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG
- die DEA Deutsche Erdoel AG
- die GDF Suez E&P Deutschland GmbH
- die Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
- die Storengy Deutschland GmbH sowie
- die Wintershall Holding AG.

Auch beim Erdgasexport wurden für CR5 mit zwischen 82,2 % im Jahr 2011 und 94,7 % im Jahr 2012 (BNetzA und BKartA 2013, S. 178) sehr hohe Werte erreicht.



Anhang 6: *Marktkonzentration bei inländischer Erdgasförderung sowie bei Erdgasimporten und -exporten*

Darstellung: IZES; Datenquelle: BNetzA 2012a, S. 161; BNetzA und BKartA 2013, S. 178

8.3 Synopse der betrachteten Studien

	Einheit	2020	2025	2030	2040	2050
Primärenergieverbrauch Erdgas						
PEV NEP Gas 2015 / Szenario II	PJ	2.606	2.603	n.a.	n.a.	n.a.
PEV Prognos et al. 2014 / Referenz-Trend	PJ	2.399	2.356	2.158	2.128	2.023
PEV DLR et al. 2012 / Szenario 2011 A	PJ	3.223	n.a.	2.679	1.917	1.520
PEV ENTSOG 2013 / Yearly	PJ	2.995	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Endenergieverbrauch Erdgas						
EEV NEP Gas 2015 / Szenario II	PJ	1.865	1.760	n.a.	n.a.	n.a.
EEV Prognos et al. 2014 / Referenz-Trend	PJ	1.940	1.822	1.633	1.473	1.343
EEV DLR et al. 2012 / Szenario 2011 A	PJ	2.480	n.a.	2.157	1.540	1.201
Grenzübergangspreis Erdgas (real, Basis 2015)						
Prognos et al. 2014	€/MWh	31,0	32,0	32,0	34,0	34,0
IZES 2015	€/MWh	28,0	28,5	29,0	n.a.	n.a.
DLR et al. 2012 / Preispfad deutlich	€/MWh	31,8	36,1	41,2	49,8	58,4
DLR et al. 2012 / Preispfad mäßig	€/MWh	27,4	30,2	32,5	37,6	41,6
DLR et al. 2012 / Preispfad sehr gering	€/MWh	23,9	24,7	25,9	28,6	31,8
WEO 2015 / New Policies	€/MWh	26,1	21,9	n.a.	31,4	n.a.
WEO 2015 / Current Policies	€/MWh	22,7	35,1	n.a.	38,7	n.a.
WEO 2015 / 450 Scenario	€/MWh	21,0	26,4	n.a.	25,0	n.a.
WEO 2015 / Low Oil Price	€/MWh	16,5	25,0	n.a.	32,0	n.a.
CO₂-Zertifikatspreis (real, Basis 2015)						
Prognos et al. 2014	€/t CO ₂	10,3	25,8	41,3	67,1	78,4
IZES 2015 / Preispfad 1	€/t CO ₂	6,1	6,1	6,1	n.a.	n.a.
IZES 2015 / Preispfad 2	€/t CO ₂	9,1	12,2	15,2	n.a.	n.a.
IZES 2015 / Preispfad 3	€/t CO ₂	12,5	18,9	25,4	n.a.	n.a.
DLR et al. 2012 / Preispfad deutlich	€/t CO ₂	29,4	38,1	49,0	65,4	81,7
DLR et al. 2012 / Preispfad mäßig	€/t CO ₂	25,1	30,5	37,0	49,0	62,1
DLR et al. 2012 / Preispfad sehr gering	€/t CO ₂	18,5	21,8	25,1	28,3	49,0

Anhang 7: Primär-, Endenergieverbräuche, Grenzübergangs- und CO₂-Zertifikatspreise in ausgewählten Szenarien

Datenquellen: DLR et al. 2012; ENTSOG 2013a; FNB 2015; IEA 2015b; IZES 2015; Prognos et al. 2014