

CLIMATE CHANGE

12/2019

Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors

CLIMATE CHANGE 12/2019

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3716 43 100 0 – Teilveröffentlichung
UBA-FB FB000040

Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors

von

Jakob Wachsmuth, Julia Michaelis, Fabian Neumann,
Martin Wietschel, Vicki Duscha
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Charlotte Degünther, Wolfgang Köppel, Zubair, Asif Zubair
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für
Technologie (KIT), Karlsruhe

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Im Unterauftrag:

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für
Technologie (KIT)
Engler-Bunte-Ring 1
76131 Karlsruhe

Abschlussdatum:

Januar 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr.-Ing. Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den
Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Seit geraumer Zeit wird verstärkt diskutiert, welche Rolle gasförmige Energieträger – Erdgas, wie auch biogene und E-Gase – bei der Energiewende längerfristig spielen sollen. Mit dieser Problemstellung hat sich ein Konsortium aus Fraunhofer ISI (Leitung), dem Deutschen Verein der Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (DVGW)* und der Forschungsstelle des DVGW am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie im Rahmen des Vorhabens „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ auseinandergesetzt. Ziel des Vorhabens war es, die anstehenden Herausforderungen im Gassektor zu identifizieren.

Im hier vorliegenden Abschlussbericht werden der mittel- und langfristige Klimaschutzbeitrag des Gassektors für die verschiedenen Ambitionsniveaus zur Treibhausgasminderung, die damit verbundenen infrastrukturellen Herausforderungen und die resultierenden Schlüsselmaßnahmen und Anpassungsbedarfe analysiert. Darauf aufbauend werden in einer Roadmap strategische Leitplanken für politische Weichenstellungen im Transformationsprozess zusammenfassend dargestellt.

Abstract

An intensive debate has been taking place for some time about what role gaseous energy sources – natural gas as well as biogenic and renewable gases – should play in the energy transition in the longer term. A consortium made up of Fraunhofer ISI (coordinator), the Deutscher Verein der Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (DVGW)* (association of the German gas and water industry) and the DVGW Research Centre at Engler-Bunte-Institute (EBI) of Karlsruhe Institute of Technology addressed this issue within the project “Gas Roadmap for the Energy Transition – A Sustainable Climate Contribution of the Gas Sector”. The objective was to identify upcoming challenges in the gas sector.

This final report analyses the medium- and long-term contribution of the gas sector to climate protection for different levels of greenhouse gas reduction, the associated challenges in terms of infrastructure, and the resulting key measures and adaptation requirements. On this basis, strategic guidelines for policy course changes in the transformation process are summarized in a roadmap.

*Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) hat das Projekt begleitet und durch die Bereitstellung von Informationen zum Gassektor unterstützt. Der DVGW erkennt die im vorliegenden Bericht dargestellten Projektergebnisse als einen wichtigen Beitrag zur Diskussion zur künftigen Ausgestaltung der Gasinfrastrukturen an. Daraus lässt sich nicht ableiten, dass sich alle Aussagen des Berichts mit den Positionen des DVGW decken.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	37
2	Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien.....	40
2.1	Methodischer Rahmen	40
2.1.1	Klimaschutzszenario 2050.....	40
2.1.2	BMWi Langfristszenarien	41
2.1.3	Treibhausgasneutrales Deutschland 2050 und Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.....	41
2.2	Spannbreiten der Nachfrageentwicklung nach Gas	43
2.2.1	Inländische Verbräuche gasförmiger Energieträger im Jahr 2015.....	44
2.2.2	Entwicklung der Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von 80 – 85 %	45
2.2.3	Sektorale Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von 80 – 85 %.....	46
2.2.4	Entwicklung der Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von über 90 %.....	48
2.2.5	Sektorale Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von über 95 %	49
2.2.6	Zusammenfassung zu Gasbedarfen in ambitionierten Klimaschutzszenarien.....	52
3	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach Gas	53
3.1.1	Methodik zur Bewertung und Visualisierung der Treiber der Gasbedarfe.....	54
3.1.2	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung im Gebäudebereich.....	55
3.1.2.1	Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe in Wohn- und Nichtwohngebäuden	55
3.1.2.2	Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe für Prozesswärme in Gebäuden	57
3.1.3	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung im Verkehrsbereich.....	58
3.1.3.1	Wechselwirkungen Straßenverkehr	59
3.1.3.2	Wechselwirkungen Schifffahrt und Schienenverkehr	61
3.1.4	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung in der Energiewirtschaft.....	63
3.1.4.1	Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche zur Stromerzeugung	64
3.1.4.2	Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche zur ungekoppelten Wärmeherzeugung	65
3.1.5	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung in der Industrie.....	67
3.1.5.1	Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „HT-Wärme“	67
3.1.5.2	Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „NT-Wärme“	69
3.1.5.3	Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „Nicht-energetischer Primärenergieverbrauch“	71
3.1.6	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach Erdgas	72

3.1.7	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach methanhaltigen erneuerbaren Gasen (Biogas, Bio-/ E-Methan)	74
3.1.8	Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach E-Wasserstoff	76
4	Potenzieller Klimaschutzbeitrag des Gassektors	79
4.1	Quantitativer Klimaschutzbeitrag der Nutzung gasförmiger Energieträger.....	79
4.1.1	Methodik zur Quantifizierung des Klimaschutzbeitrags der Gasnutzung.....	79
4.1.1.1	Allgemeine Annahmen zu Wirkungsgraden, Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionsfaktoren	81
4.1.2	Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Gebäudebereich.....	82
4.1.2.1	Referenz- und Gasanwendungen im Gebäudebereich und Annahmen zur Quantifizierung	83
4.1.2.2	Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Gebäudebereich	83
4.1.3	Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Energiewirtschaft	85
4.1.3.1	Referenz- und Gasanwendungen in der Energiewirtschaft und Annahmen zur Quantifizierung	85
4.1.3.2	Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Energiewirtschaft	86
4.1.4	Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Verkehrsbereich	88
4.1.4.1	Referenz- und Gasanwendungen im Verkehrsbereich und Annahmen zur Quantifizierung	89
4.1.5	Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Industrie	93
4.1.5.1	Referenz und Gasanwendungen in der Industrie und Annahmen zur Quantifizierung	93
4.1.5.2	Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Industrie	96
4.2	Zusammenfassende Darstellung des Klimaschutzbeitrags des Gassektors.....	98
4.2.1	Quantitative Klimaschutzeffekte der Nutzung gasförmiger Energieträger in 80%-Szenarien	98
4.2.2	Quantitative Klimaschutzeffekte der Nutzung gasförmiger Energieträger in 95%-Szenarien	101
4.2.3	Wesentliche Einflussfaktoren und Wechselwirkungen in Bezug auf die Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger.....	104
5	Mittel- und langfristige Herausforderungen für die Gasinfrastrukturen bei ambitionierten Klimaschutzanstrengungen	109
5.1	Festlegung des Rahmens der Gassektorszenarien	110
5.1.1	Transit von gasförmigen Energieträgern durch Deutschland	110
5.1.2	Kernannahmen der Gassektorszenarien.....	111
5.1.2.1	80%-Gasmix	112
5.1.2.2	95%-E-Methan	113

5.1.2.3	95%-H2	114
5.1.3	Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den Gassektorszenarien	115
5.1.3.1	Gasbedarfe im Szenario „80%-Gasmix	116
5.1.3.2	Gasbedarfe im Szenario „95%-E-Methan“	117
5.1.3.3	Gasbedarfe im Szenario „95%-H2“	119
5.1.3.4	Vergleich der Gasbedarfe in den Gassektorszenarien	120
5.2	Gasinfrastrukturbedarf in den Gassektorszenarien.....	123
5.2.1	Untersuchungsmethodik zur Bestimmung der Austauschbedarfe	124
5.2.2	Verteilnetzebene.....	125
5.2.2.1	Ausgangsmodellnetze	125
5.2.2.2	Konzeption der Zukunftsmodellnetze für 2050	130
5.2.2.3	Ergebnisse der Simulation der Zukunftsmodellnetze und resultierende Austauschbedarfe der Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“	134
5.2.2.4	Austauschbedarf im Szenario „95%-H2“	141
5.2.2.5	Diskussion des ermittelten Austauschbedarfs	142
5.2.3	Transportnetzebene.....	143
5.2.3.1	Ausgangsmodellnetze	143
5.2.3.2	Konzeption der Zukunftsmodellnetze für 2050	148
5.2.3.3	Ergebnisse der Simulationen der Zukunftsmodellnetze und resultierende Austauschbedarfe der Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“	150
5.2.3.4	Diskussion des ermittelten Austauschbedarfs	153
5.3	Kosten der infrastrukturellen Anpassungsbedarfe.....	154
5.3.1	Verteilnetzebene.....	155
5.3.1.1	Kosten für den entstehenden Austauschbedarf	155
5.3.1.2	Kosten der Stilllegung von Verteilnetzen für die Gassektorszenarien	156
5.3.1.3	Entwicklung der Betriebskosten	158
5.3.1.4	Sensitivitätsbetrachtung zu Kostenentwicklungen der Verteilnetze auf Basis der Szenarien	159
5.3.2	Transportnetzebene.....	164
5.3.2.1	Kosten für den entstehenden Anpassungsbedarf auf der Transportnetzebene	164
5.3.2.2	Entwicklung der Betriebskosten	166
5.3.3	Exkurs: Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur	168
5.3.4	Exkurs: Implikationen für die technoökonomische Entwicklung gasförmiger Energieträger	171

5.3.4.1	Ökonomische Betrachtung der gasförmigen Energieträger in den Gassektorszenarien	172
5.3.4.2	Implikationen für den technischen Entwicklungsbedarf bei E-Gasen	176
5.3.5	Zusammenfassende Darstellung der Transformationsbedarfe und Herausforderungen für die Gasnetzinfrastrukturen	177
5.4	Herausforderungen für den wirtschaftlichen Betrieb der Netze aus gesamtdeutscher Sicht	179
5.4.1	Robuste Aussagen und differierende Aspekte in den ausgewerteten Kernstudien.....	181
5.4.2	Bisher wenig adressierte Fragen und damit verbundene Unsicherheiten	183
5.4.3	Konsequenzen für die Einordnung der Transformationsbedarfe und die Ausgestaltung der Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors	184
6	Eine Roadmap für einen nachhaltigen Klimabeitrag des Gassektors	185
6.1	Rahmenannahmen und inhaltliche Abgrenzung	185
6.2	Treiber des Gassektors im Kontext der Energiewende	185
6.3	Vorgehen zur Entwicklung der Roadmap Gas	187
6.4	Roadmap Gasmärkte	190
6.1.1	Leitplanken für die Gasnutzung in der Industrie.....	191
6.1.2	Leitplanken für die Gasnutzung in der Energiewirtschaft.....	192
6.1.3	Leitplanken für die Gasnutzung in Gebäuden.....	193
6.1.4	Leitplanken für die Gasnutzung im Verkehr.....	194
6.2	Roadmap Gasinfrastrukturen	195
6.2.1	Leitplanken für die Verteilnetze.....	195
6.2.2	Leitplanken für die Fernleitungsnetze und Gasspeicher.....	197
6.2.3	Leitplanken für die Beimischung von Wasserstoff.....	199
6.2.4	Leitplanken für einen möglichen Aufbau von Wasserstoffnetzen.....	200
6.3	Roadmap Gasversorgung.....	201
6.3.1	Leitplanken für die Nutzung von Erdgas	202
6.3.2	Leitplanken für die Nutzung von Biogas/-methan	203
6.3.3	Leitplanken für die Nutzung von E-Methan	204
6.3.4	Leitplanken für die Nutzung von E-Wasserstoff.....	205
6.4	Schlussfolgerung zur Rolle des Gassektors in der Energiewende.....	206
7	Quellenverzeichnis.....	209

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Treiber der Gasnachfrage in Deutschland im Kontext der Klimaschutzanstrengungen.....	18
Abbildung 2:	Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den Gassektorszenarien.....	23
Abbildung 3:	Infrastrukturbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors	27
Figure 4:	Driving forces of gas demand in Germany in the context of climate mitigation efforts	28
Figure 5:	Development of the demand for gaseous energy sources in the gas sector scenarios	32
Figure 6:	Infrastructure-related guidelines for the gas sector’s sustainable contribution to climate protection	36
Abbildung 7:	Inländischer Verbrauch an Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) und biogenen Gasen (Biogas, Klärgas) im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen	45
Abbildung 8:	Entwicklung der inländischer Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990	46
Abbildung 9:	Entwicklung der sektoralen Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990	47
Abbildung 10:	Entwicklung der inländischer Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von über 90 % ggü. 1990	49
Abbildung 11:	Entwicklung der sektoralen Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von über 90 % ggü. 1990	50
Abbildung 12:	Skizzenhafte Darstellung der Einflüsse auf die Gasbedarfe nach Endenergiebereichen.....	53
Abbildung 13:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden.....	57
Abbildung 14:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs für Prozesswärme in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden	58
Abbildung 15:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs im Straßenverkehr in den ausgewerteten Szenarien	61
Abbildung 16:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs im Schiffs- und Schienenverkehr in den ausgewerteten Szenarien	63
Abbildung 17:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Stromerzeugung inkl. KWK in früher Phase bis ca. 2030 (oben) und in später Phase ab ca. 2030 (unten) der ausgewerteten Szenarien	65
Abbildung 18:	Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur ungekoppelten Wärmeerzeugung der ausgewerteten Szenarien.....	66

Abbildung 19: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Erzeugung von Hochtemperatur-Wärme	69
Abbildung 20: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme	70
Abbildung 21: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs durch stoffliche Nutzung von Energieträgern	72
Abbildung 22: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Erdgasbedarfs über alle Sektoren	74
Abbildung 23: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Bedarfs an Biogas und Bio-/E-Methan über alle Sektoren	76
Abbildung 24: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Bedarfs an E-Wasserstoff über alle Sektoren	77
Abbildung 25: Vorgehensweise zur Bestimmung des Minderungspotenzials in Abhängigkeit des eingesetzten Energieträgers	81
Abbildung 26: Änderung der THG-Emissionen durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990	99
Abbildung 27: Änderung des Primärenergieaufwandes durch die Nutzung gasförmiger Energieträger* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990	101
Abbildung 28: Änderung der THG-Emissionen durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von über 90 % ggü. 1990	102
Abbildung 29: Änderung des Primärenergieaufwandes durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von über 90 % ggü. 1990	103
Abbildung 30: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger über alle Sektoren beschränkt auf die zentralen Treiber der einzelnen Sektoren	106
Abbildung 31: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung der Energieeinsparwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger über die Sektoren hinweg, beschränkt auf die zentralen Treiber der jeweiligen Sektoren	108
Abbildung 32: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ nach Sektoren	117
Abbildung 33: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ nach Sektoren	118
Abbildung 34: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-H2“ nach Sektoren	120
Abbildung 35: Entwicklung der Bedarfe an gasförmigen Energieträgern im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“	121

Abbildung 36: Entwicklung der im Fernleitungsnetz transportierten gasförmigen Energieträger im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“	122
Abbildung 37: Entwicklung der über die Verteilnetze transportierten methanhaltigen Energieträger im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“	123
Abbildung 38: Vorgehensweise zur Ermittlung der Infrastrukturanpassungen in Deutschland	125
Abbildung 39: Topologie des Ausgangsmodellnetzes VA3 mit Koppelpunkten für Wohngebiete (WG), Gewerbegebiete und Industriegebiete	127
Abbildung 40: Die stillgelegte Länge an Rohrleitungen für die Zukunftsmodellnetze hochgerechnet auf Deutschland.....	136
Abbildung 41: Die stillgelegte Länge an Rohrleitungen für die Zukunftsmodellnetze hochgerechnet auf Deutschlands für die Sensitivitätsanalyse S1 und für die Grundbetrachtungen	137
Abbildung 42: Schematische Darstellung des betrachteten Abschnitts des Transportnetzes	144
Abbildung 43: Tägliche Einspeisevolumina von 41 Erdgasspeichern von 2010 bis 2014	145
Abbildung 44: Komponenten der Austauschkosten, der Stilllegungskosten und der Betriebskosten	154
Abbildung 45: Hochrechnung der Kosten des Austauschbedarfs in Verteilnetzen im Jahr 2050 auf ganz Deutschland mittels der Zukunftsmodellnetze für die drei Szenarien.....	156
Abbildung 46: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für die Varianten in den Szenarien.....	157
Abbildung 47: Entwicklung von fixen Betriebskosten für verschiedene zukünftige Netze für alle Gassektorszenarien	159
Abbildung 48: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für die Modellnetzvarianten des Szenarios „95%-E-Methan“ für die Sensitivitätsanalyse S1 und für die Grundbetrachtungen	161
Abbildung 49: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für alle Gassektorszenarien für die Sensitivitätsanalyse S3 und für die Grundbetrachtungen	162
Abbildung 50: Entwicklung von fixen Betriebskosten für das Szenario 95%-E-Methan für die Sensitivitätsanalyse 1 und für die Grundbetrachtungen.....	163
Abbildung 51: Entwicklung von fixen Betriebskosten für verschiedene zukünftige Netze für alle Szenarien für die Sensitivitätsanalyse 2 und für die Grundbetrachtungen	164
Abbildung 52: Maximale Gesamtkosten für die Gassektorszenarien auf der Transportnetzebene	166
Abbildung 53: Spezifische variable Betriebskosten des Transportnetzes.....	167
Abbildung 54: Spezifische Betriebskosten des Transportnetzes in den Gassektorszenarien.....	168

Abbildung 55: Wasserstoffinfrastrukturkosten abhängig vom Markthochlauf von Brennstoffzellen-PKW.....	170
Abbildung 56: Wärmegestehungskosten verschiedener Anwendungen in Abhängigkeit der Endverbraucherpreise.....	173
Abbildung 57: Übersicht über Gemeinsamkeiten und Unterschiede der ausgewerteten Kernstudien.....	180
Abbildung 58: Zusammenfassung der Aussagen der Kernstudien gemäß Ihrer Robustheit.....	182
Abbildung 59: Generelle Treiber der Gasnachfrage in Deutschland im Kontext der Klimaschutzanstrengungen.....	186
Abbildung 60: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den drei betrachteten Szenarien	188
Abbildung 61: Marktbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors	190
Abbildung 62: Infrastrukturbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors	196
Abbildung 63: Versorgungsbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors	202
Abbildung 64: Anteile verschiedener Anwendungsfelder am gesamten inländischen Verbrauch an Naturgasen und biogenen Gasen im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen.....	215
Abbildung 65: Typische Ganglinien der verschiedenen Abnehmertypen (4 Sektoren).....	218
Abbildung 66: Simulierte minimale Tageslast und die Gasbedarfsdeckung des Gewerbegebiets II für das Szenario „95%-E-Methan“ im Zukunftsmodellnetz VZ3a.....	221

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgewertete Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduktion in Deutschland	19
Tabelle 2: Kurzcharakterisierung der analysierten Gassektorszenarien	22
Table 3: Brief description of the analysed gas sector scenarios.....	32
Tabelle 4: Ausgewertete Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduktion in Deutschland	42
Tabelle 5: Qualitative Darstellung zum Vergleich von Referenz- und Gasanwendungen verwendete Gegenüberstellung am Beispiel eines LKWs	80
Tabelle 6: Für die Betrachtung von E-Gasen (Wasserstoff und Methan) zu Grunde gelegte Entwicklungen von Wirkungsgraden, Primärenergiefaktoren und THG-Emissionsfaktoren	82
Tabelle 7: Analytierte Referenz- und Gasanwendungen im Gebäudebereich.....	83

Tabelle 8:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Gebäudebereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050	84
Tabelle 9:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Gebäudebereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050.....	85
Tabelle 10:	Analysierte Referenz- und Gasanwendungen in der Energiewirtschaft.....	86
Tabelle 11:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Energiewirtschaft in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050	87
Tabelle 12:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Energiewirtschaft in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050.....	88
Tabelle 13:	Analysierte Referenz- und Gasanwendungen im Verkehrsbereich.....	89
Tabelle 14:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Verkehrsbereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050	90
Tabelle 15:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Verkehrsbereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050.....	91
Tabelle 16:	Analysierte Referenz- und Gasanwendungen in der Industrie.....	95
Tabelle 17:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Industrie in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050	96
Tabelle 18:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Industrie in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen über 90 % bis 2050	97
Tabelle 19:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 bis 85 % bis 2050.....	100
Tabelle 20:	Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen über 90 % bis 2050	104
Tabelle 21:	Kurzcharakterisierung der im Folgenden analysierten Gassektorszenarien	109
Tabelle 22:	Angenommene Entwicklung des Gas-Transitbedarfs durch Deutschland	111
Tabelle 23:	Rolle der gasförmigen Energieträger in den drei betrachteten Gassektorszenarien im Jahr 2050	112
Tabelle 24:	Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmenparameter der Gassektorszenarien.....	116
Tabelle 25:	Anzahl der Koppelpunkte im jeweiligen Sektor in den drei Ausgangsmodellnetzen der Verteilnetzebene.....	126

Tabelle 26:	Jahresabnahmen der verschiedenen Sektoren und Anteil der Jahresabnahmen nach Sektoren in den drei Ausgangsmodellnetzen der Verteilnetzebene (VA1, VA2, VA3).....	128
Tabelle 27:	Arbeitsbereiche untersuchter Netzelemente.....	128
Tabelle 28:	Anzahl der Berechnungsfälle je Sektor (minimal, maximal) in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“.....	131
Tabelle 29:	Anzahl der Berechnungsfälle je Sektor (minimal, maximal) in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“.....	132
Tabelle 30:	Parametrierung der Abnehmer im Jahr 2050 im Gassektorszenario „80%-Gasmix“.....	133
Tabelle 31:	Parametrierung der Abnehmer im Jahr 2050 im Gassektorszenario „95%-E-Methan“.....	134
Tabelle 32:	Austauschbedarf an Anlagen in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 aufgrund der Gasabnahmen im „80%-Gasmix“.....	135
Tabelle 33:	Austauschbedarf an Anlagen in den Zukunftsnetzen im Jahr 2050 aufgrund der Gasabnahmen im „95%-E-Methan“.....	135
Tabelle 34:	Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jedes Gebiet im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich der heutigen Druckregler für das Szenario „80%-Gasmix“.....	138
Tabelle 35:	Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jedes Gebiet im Vergleich zum Betriebsbereich der heutigen Druckregler im Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“.....	139
Tabelle 36:	Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jede Industrie in dem Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“ und die in den Ausgangsmodellnetzen verwendeten Volumenstrommesser mit ihrem entsprechenden Messbereich.	140
Tabelle 37:	Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jede Industrie in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“ und die in den Ausgangsmodellnetzen verwendeten Volumenstrommesser mit ihrem entsprechenden Messbereich.	140
Tabelle 38:	Arbeitsbereiche möglicher Zählerkombinationen in den Zukunftsmodellnetzen VZ2b/VZ3b.....	141
Tabelle 39:	Abnehmer in den betrachteten Ausgangsmodellnetzen.....	143
Tabelle 40:	Leitungsdurchmesserklassen.....	146
Tabelle 41:	Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jeden Anwendungssektor und der Messbereich eines entsprechend gewählten Volumenstrommessers für das Modellnetz TA1.....	147
Tabelle 42:	Volumenstrom in Maximal- und Minimallastsituationen und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen in den betrachteten Ausgangsmodellnetzen.....	148
Tabelle 43:	Abnehmer in den verschiedenen Zukunftsmodellnetzen der Transportnetzebene.....	149

Tabelle 44:	Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „80%-Gasmix“	150
Tabelle 45:	Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „95%-E-Methan“	151
Tabelle 46:	Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „95%-H2“	151
Tabelle 47:	Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten im Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“	151
Tabelle 48:	Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“	152
Tabelle 49:	Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-H2“	153
Tabelle 50:	Übersicht über die Anpassungbedarfe in Verdichterstationen für die Gassektorszenarien.....	154
Tabelle 51:	Angenommene Verteilung und Kosten von Stilligungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene	157
Tabelle 52:	Angenommene Verteilung und Kosten von Stilligungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene für die Sensitivitätsanalyse S3.....	160
Tabelle 53:	Rückbaumaßnahmen und ihre spezifischen Kosten in Transportnetz	165
Tabelle 54:	Energiedichten für Wasserstoff und Erdgas	171
Tabelle 55:	Vergleich von Wärmegestehungskosten alternativer Versorgungsmöglichkeiten im Einfamilienhaus inkl. Steuern ohne Förderung	172
Tabelle 56:	Vergleich der E-Methan-Bereitstellungskosten und der zu Grunde liegenden Annahmen für drei verschiedene Varianten der Bereitstellung	175
Tabelle 57:	Inländischer Verbrauch an Naturgasen und biogenen Gasen im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen (* inkl. Kochen und GHD-Prozesswärme exkl. Raumwärme Industrie).....	214
Tabelle 58:	Spannbreiten des inländischen Bedarfs an Gasen (Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff) in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % von 1990 bis 2050	216
Tabelle 59:	Spannbreiten des inländischen Bedarfs an Gasen (Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff) in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % von 1990 bis 2050.....	217

Tabelle 60:	Kosten des Austauschbedarfs in Verteilnetzen im Jahr 2050 in ganz Deutschland aufgeschlüsselt nach Zählern und Reglern für die drei Gassektorszenarien.....	222
Tabelle 61:	Maximale Gesamtkosten für die Gassektorszenarien auf der Transportnetzebene	222
Tabelle 62:	Entwicklung des Brennstoffpreises Gas.....	223
Tabelle 63:	Entwicklung der gesamten fixen betriebskosten der Transportnetze	223
Tabelle 64:	Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in FNB Gas/Frontier Economics (2017): „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“	225
Tabelle 65:	Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in EWI (2017): „Energemarkt 2030/2050 – Beitrag von Gas- & Wärmeinfrastruktur zur effizienten CO ₂ -Minderung“	227
Tabelle 66:	Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in Enervis (2017): „Erneuerbare Gase – Ein Systemupdate der Energiewende“	229

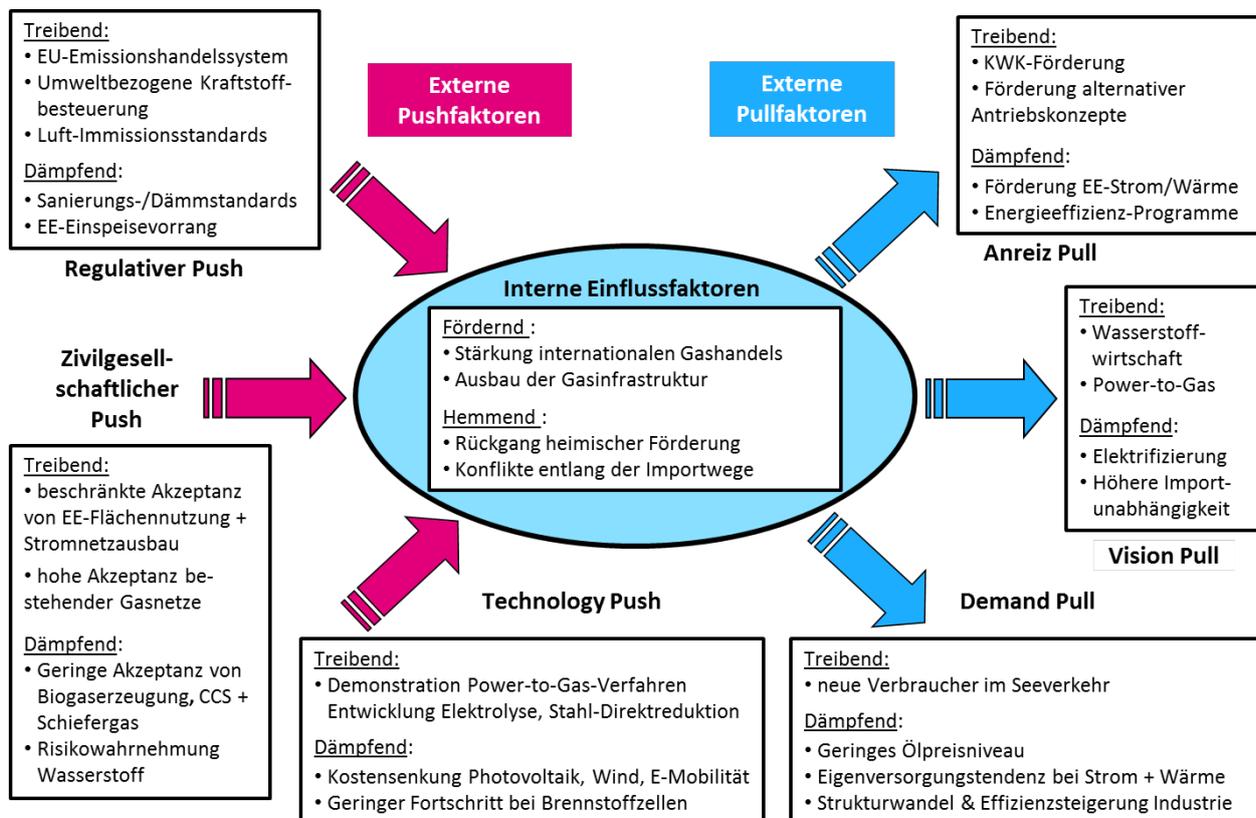
Abkürzungsverzeichnis

CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung („Carbon Capture and Sequestration“)
CH₄	Methan
CH₄+	Szenario aus der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie für die Energieversorgung im Verkehr bis 2050“ mit Fokus auf Methan
CNG	Komprimiertes Erdgas („compressed natural gas“)
EE	Erneuerbare Energien
EUMENA	Europa, Mittlerer Osten und Nordafrika
E-Gas	Unter Einsatz von Elektrizität synthetisch erzeugter gasförmiger Energieträger
E-Methan	Unter Einsatz von Elektrizität synthetisch erzeugtes Methan
E-Wasserstoff	Unter Einsatz von Elektrizität synthetisch erzeugter Wasserstoff
FSEV	Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie für die Energieversorgung im Verkehr bis 2050“
GHD	Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“
GUE	Gasübernahmestation
H₂	Wasserstoff
H₂+	Szenario aus der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie für die Energieversorgung im Verkehr bis 2050“ mit Fokus auf Wasserstoff
KS80	Szenario aus der 2. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ mit Reduktion der Treibhausgasemissionen um ca. 80 %
KS95	Szenario aus der 2. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ mit Reduktion der Treibhausgasemissionen um ca. 95 %
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas („liquefied natural gas“)
MENA	Mittlerer Osten und Nordafrika
NTP	Normalbedingung für Gase (T _n = 0 °C und p _n = 1013,25 mbar)
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgase nach Klimarahmenkonvention
THGND	Szenario aus der Studie „Treibhausgas-neutrales Deutschland im Jahr 2050“

Zusammenfassung

Im Rahmen der internationalen Klimaschutzbemühungen strebt die Bundesrepublik Deutschland eine Reduktion des nationalen Ausstoßes an Treibhausgasen (THG) bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % an. Zu beachten ist dabei, dass es sich bei einer Reduktion um 80 % nur um ein Zwischenziel handeln kann. Denn in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts sieht das maßgebliche Pariser Klimaabkommen Netto-Nullemissionen vor, d.h. es dürfen global nicht mehr THG-Emissionen ausgestoßen werden als Kohlenstoff durch Senken gespeichert werden kann. Für das Energiesystem bedeutet dies, dass langfristig eine vollständige Vermeidung fossiler CO₂-Emissionen notwendig ist. Hohe Bedeutung kommt dabei einer Elektrifizierung von Energieanwendungen zu, wobei in den Sektoren Industrie und Verkehr eine vollständige Deckung des Energiebedarfs durch Elektrizität auch im Falle einer deutlichen Verbrauchsreduktion nicht möglich ist (Umweltbundesamt 2014). Für die bei einem kosteneffizienten und versorgungssicheren Umbau des Energiesystems noch verbleibenden Bedarfe an Brenn- und Kraftstoffen können gasförmige Energieträger weiterhin eine Rolle spielen, wenn sie aus erneuerbaren Quellen stammen, insbesondere biogene Gase sowie über Elektrolyse und Methanisierung hergestellte synthetische Gase (E-Wasserstoff und E-Methan). Dennoch zeigen verschiedene **Szenariostudien mittel- bis langfristig einen Rückgang des Gasbedarfs** in Gebäuden, der Industrie und der Strom-erzeugung, in je nach Studie unterschiedlichem Umfang. In diesem Kontext stellt sich die Frage, wann und wie sehr der Gasbedarf künftig zurückgeht. Denn aktuell gibt es sowohl auf techno-ökonomischer, als auch auf gesellschaftlicher und politischer Ebene eine Reihe von gegenläufigen Tendenzen. Zentrale Einflussfaktoren sind in Abbildung 59 zusammengefasst.

Abbildung 1: Treiber der Gasnachfrage in Deutschland im Kontext der Klimaschutzanstrengungen



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer ISI angelehnt an Multi-Impuls-Modell (Hemmelskamp 1999)

Mittel- bis langfristig wird der Betrieb der bestehenden Gasinfrastruktur sowohl ökonomisch als auch technisch vor Herausforderungen gestellt. Diesbezüglich kommt einer adäquat gestalteten Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle bei der Realisierung ambitionierter Klimaschutzpfade zu. Darüber

hinaus stellen sich je nachdem, ob der Schwerpunkt auf Wasserstoff- oder Methannutzung gelegt wird, sehr unterschiedliche Anforderungen an die Gasinfrastruktur. Ein wichtiger Vorteil der Nutzung von Methan besteht darin, dass die für Erdgas bestehende Infrastruktur uneingeschränkt verwendet werden kann. Für die Nutzung von Wasserstoff muss die Infrastruktur hingegen erst aufgebaut oder umgerüstet werden, was zu einem rechten hohen Investitionsbedarf führt.

Ziel der vorliegenden Studie war es, im Kontext der Klimaschutzziele die wesentlichen Herausforderungen bei der langfristigen Transformation der Gasinfrastruktur in Deutschland herauszuarbeiten und Leitplanken für ihre Entwicklung zu identifizieren, damit der Gassektor einen nachhaltigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten kann. Dafür geeignete Entwicklungspfade der Gasinfrastrukturen bis zum Jahr 2050 sind in Form einer Roadmap dargestellt worden, wobei zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzen sowie zwischen den gasförmigen Energieträgern differenziert wird.

Grundannahme für alle Überlegungen war, dass ein Umsteuern hin zu einem Pfad erfolgt, welcher zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung in den Jahren 2030 und 2050 führt. Dabei wurde differenziert, welches langfristige Ambitionsniveau zur THG-Minderung (80% bzw. 95% bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990) avisiert wird. Grundsätzlich wurde auch unterstellt, dass die im Energiekonzept der Bundesregierung und in der Gebäude-Effizienzstrategie festgehaltenen Ziele erreicht werden, so wie es in den ausgewerteten Szenarien der Fall ist. Dies beinhaltete auch die Annahme, dass der Stromnetzausbau so schnell vorangeht, dass die jeweiligen erneuerbaren Strommengen von den Netzen weitestgehend aufgenommen und transportiert werden können.

Der Begriff „Gas“ wird in der Folge stellvertretend für Erdgas, Biogas/Biomethan und weitere biogene Gase (Deponiegas, Klärgas) sowie unter Einsatz von erneuerbarem Strom produzierte Gase (in der Folge E-Methan und E-Wasserstoff) betrachtet. Unter dem Gassektor wird die Versorgung mit gasförmigen Energieträgern von der Herstellung bis zur Übergabe an den Endkunden verstanden. **Der Fokus der Betrachtung ist die Rolle der Gasinfrastruktur im Kontext der Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite. Es handelt sich also nicht um eine Analyse des gesamten Energiesystems.**

Bedarf an gasförmigen Energieträgern in ambitionierten Klimaschuttszenarien

Im ersten Schritt wurden die langfristigen Entwicklungen der Gasmärkte im Kontext ambitionierter Klimaschuttszenarien bis zum Jahr 2050 für alle Anwendungsbereiche (Stromerzeugung, Gebäude, Mobilität, Industrie) analysiert. Es wurden primär die zwischen 2014 und 2017 im Auftrag des Bundes erschienenen Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen THG-Reduktion in Deutschland ausgewertet. Die ausgewerteten Szenarien sind in der Tabelle 4 zusammenfassend aufgelistet. Während der Erstellung der hier vorliegenden Studie, sind weitere Szenariostudien erschienen, welche die Klimaziele der Bundesregierung berücksichtigen, jedoch bestimmte energiepolitische Ziele nicht einbeziehen, z.B. zur energetischen Sanierung von Gebäuden. Einige dieser Studien werden später im Bericht mitberücksichtigt (vgl. Kapitel 5).

Tabelle 1: Ausgewertete Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduktion in Deutschland

Titel	Erscheinungsjahr	Autoren (institutionell)	Auftraggeber	THG-Reduktion 2050
Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde, KS80 und KS95	2016	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	83 % bzw. 94 %

Titel	Erscheinungs-jahr	Autoren (in-stitutionell)	Auftraggeber	THG-Reduktion 2050
BMWi-Langfristszenarien, Basisszenario, LfS Bs	2017	Consentec, Fraunhofer ISI, IFEU	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	83 %
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, THGND	2014	Umweltbundesamt	Umweltbundesamt	95 %
Fachliche Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, H2+ und CH4+	2016	Öko-Institut, DVGW-EBI, INFRAS AG	Umweltbundesamt	100 % (nur Verkehr erfasst)

Die beiden Szenarien mit einer gesamten THG-Reduktion zwischen 80 und 85 % bis zum Jahr 2050 werden in der Folge auch kurz als „80%-Szenarien“ bezeichnet, die weiteren betrachteten Szenarien als „95%-Szenarien“. Letzteres bezieht sich auch auf die Szenarien aus der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“, weil diese als sektoraler Baustein für die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ angesehen wird, dass insgesamt eine Reduktion von 95 % erreicht.

Insgesamt weisen alle ausgewerteten Szenarien einen erheblichen Rückgang der Gasverbräuche auf, wobei die Spannbreite mit einer Reduktion von 2015 bis 2050 um 49 bis 63 % in den 80%-Szenarien und von 14 bis 83 % in den 95%-Szenarien sehr unterschiedlich sind. Für Erdgas lässt sich dabei klar sagen, dass ein höheres Ambitionsniveau mit einem noch stärkeren Bedarfsrückgang verbunden ist, nicht aber für die Gasverbräuche insgesamt. Denn im THGND-Szenario wird eine Reduktion der THG-Emissionen um 95 % erreicht, wengleich die Gasverbräuche insgesamt nur ca. 50 % zurückgehen. In Kombination mit den Verkehrsszenarien CH4+/H2+ sogar noch weniger. Hauptgrund dafür ist die umfangreiche Nutzung des erneuerbaren Brennstoffs E-Methan sowie der erneuerbaren Kraftstoffe E-Methan/E-Wasserstoff.

Der **größte Bedarfsrückgang bei Gas ist im Gebäudebereich** zu beobachten, wo durch die Kombination von der Reduktion des Endenergiebedarfs und alternativen Heiztechniken effizientere Alternativen zum Einsatz von erneuerbarem Gas zur Verfügung stehen. In einigen aktuellen Studien, die an dieser Stelle nur als Sensitivität einbezogen werden, finden sich aufgrund geringerer Effizienzsteigerungen geringere Rückgänge an Wärmebedarfen in Gebäuden und damit verbunden teils höhere Bedarfe an erneuerbaren Gasen. **Im Verkehrsbereich** wird abgesehen vom THGND eine Zunahme des Gasbedarfs ermittelt. Der Gesamtumfang des **Bedarfs in 2050** fällt allerdings abgesehen von den als Maximalfällen anzusehenden Szenarien H2+ und CH4+ **moderat** aus, weil ansonsten kein umfangreicher Einsatz von erneuerbaren Gasen im Verkehr erfolgt. **In der Energiewirtschaft hat die Nutzung von Gas eine wichtige Brückenfunktion.** So geht vor allem der Einsatz von Gas in KWK-Anlagen bis 2030 kaum zurück und nimmt zum Teil sogar zu. **Im Jahr 2050 verbleiben aber nur noch geringe Mengen an Gas zum Ausgleich der Schwankungen der erneuerbaren Energien im System. Für die Industrie ist der energetische Gasbedarf im Allgemeinen auch rückläufig, wobei der Umfang des Rückgangs zwischen den Studien mit 8 bis 78 % deutlich variiert.** Dabei spielt wiederum der Einsatz von E-Methan als erneuerbarem Brennstoff eine zentrale Rolle, aber auch der Grad der Elektrifizierung und der Brennstoffsubstitution.

Weniger detailliert beleuchtet werden konnte auf Basis der ausgewerteten Studien der nicht-energetische Bedarf an Gas, weil dieser nur im THGND quantifiziert wurde (ca. 1.015 PJ) und dort nur eine Betrachtung des Zielzeitpunkts 2050 erfolgt. Eine Abschätzung auf Basis der Produktionszahlen der rele-

vanten Güter liefert aber für die anderen Szenarien mit 163 bis 167 PJ deutlich geringere Werte. Dahinter steht, dass in diesen Szenarien eine Substitution der stofflichen Nutzung von Erdölprodukten nicht adressiert wird.

Potenzieller Klimaschutzbeitrag des Gassektors

Unter einem Klimaschutzbeitrag der Nutzung von Gas wurde Zweierlei betrachtet. Wird einerseits in einer Energieanwendung nach heutigem Stand der Technik ein nicht-gasförmiger Energieträger (z.B. Steinkohle) eingesetzt, der in den ausgewerteten Szenarien durch einen gasförmigen Energieträger (z.B. Erdgas) substituiert wird, so wurde eine damit ggfs. verbundene Reduktion der THG-Emissionen der Nutzung von Gas zugeschrieben. Wird andererseits in einer Energieanwendung nach heutigem Stand der Technik ein gasförmiger Energieträger (z.B. Erdgas) eingesetzt, der in den ausgewerteten Szenarien durch einen anderen gasförmigen Energieträger (z.B. Biogas) substituiert wird, so wurde eine damit ggfs. verbundene Reduktion der THG-Emissionen ebenfalls der Nutzung von Gas zugeschrieben. Wird hingegen nach heutigem Stand der Technik Erdgas eingesetzt und diese Nutzung fortgeführt oder durch regulären Anlagentausch ausgebaut, so wird dieser Nutzung von Erdgas kein Klimaschutzbeitrag zugeschrieben.

In Summe ergibt sich in den ausgewerteten 80%-Szenarien ein Klimaschutzbeitrag durch die zusätzliche Gasnutzung im Vergleich zu den Referenzanwendungen von 30 bis 42 Mt CO₂e im Jahr 2050. Dieser Beitrag ist mit 3 bis 4 % der gesamten CO₂-Emissionen im Basis-jahr 1990 als moderat anzusehen. In den 95%-Szenarien ist die Klimaschutzwirkung mit 23 und 115 Mt CO₂e im Jahr 2050 sehr unterscheidlich. Vor allem in der Kombination mit den Verkehrsszenarien H2+ oder CH4+ kann die Klimaschutzwirkung mit bis zu 221 Mt CO₂e erheblich sein. In den ausgewerteten Szenarien variiert die Klimaschutzwirkung der Nutzung von gasförmigen Energieträgern sowohl auf Grund von Umfang und Art der Nutzung als auch auf Grund der Wahl des eingesetzten Energieträgers. Die spezifischen Einflussfaktoren in den Sektoren sind dabei die folgenden:

- **Im Gebäudebereich ist eine Weiternutzung von Erdgas dem Erreichen der Klimaziele längerfristig abträglich.** Hingegen käme es durch einen Einsatz von E-Methan als Brennstoff zu einer signifikanten Klimaschutzwirkung bei der Nutzung gasförmiger Energieträger. **Der Einsatz von E-Methan ist jedoch im Vergleich zu alternativen Technologien wie Wärmepumpen und solarer Fernwärme kostspielig. Selbst dort, wo solche Optionen nicht zur Verfügung stehen, gibt es mit Power-to-Heat eine weitere Option, die auf Grund der effizienteren Nutzung von EE-Strom tendenziell günstiger sein wird.**
- **In der Industrie wird ein zusätzlicher Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung gasförmiger Energieträger vor allem durch eine Brennstoffsubstitution im Bereich der Hochtemperaturprozesse getrieben, insbesondere dort wo sich eine Elektrifizierung schwierig gestaltet. Zudem hat die stoffliche Nutzung von E-Methan und/oder E-Wasserstoff eine Klimaschutzwirkung durch die Reduktion von Prozessemissionen.**
- **In der Energiewirtschaft wird ein Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung von Gasen bei einer moderaten CO₂-Bepreisung durch die Kostendifferenz von Erdgas zu den anderen genutzten fossilen Brennstoffen getrieben,** insbesondere in Bezug auf KWK-Anlagen. Bei einer hohen CO₂-Bepreisung wird diese Klimaschutzwirkung hingegen wieder gehemmt, wodurch aber andererseits die Nutzung von erneuerbaren Gasen konkurrenzfähig werden kann.
- Im Verkehrsbereich kommt eine Klimaschutzwirkung durch die Nutzung gasförmiger Energieträger vor allem durch eine substantielle Nutzung von Gasen an Stelle von Flüssigkraftstoffen im Güterverkehr zu Stande, wo eine aus Klimaschutzperspektive zu bevorzugende direktelektrische Nutzung erneuerbaren Stroms mit teils hohen Hürden versehen ist.

Mittel- und langfristige Herausforderungen für die Gasinfrastrukturen bei ambitionierten Klimaschutzanstrengungen

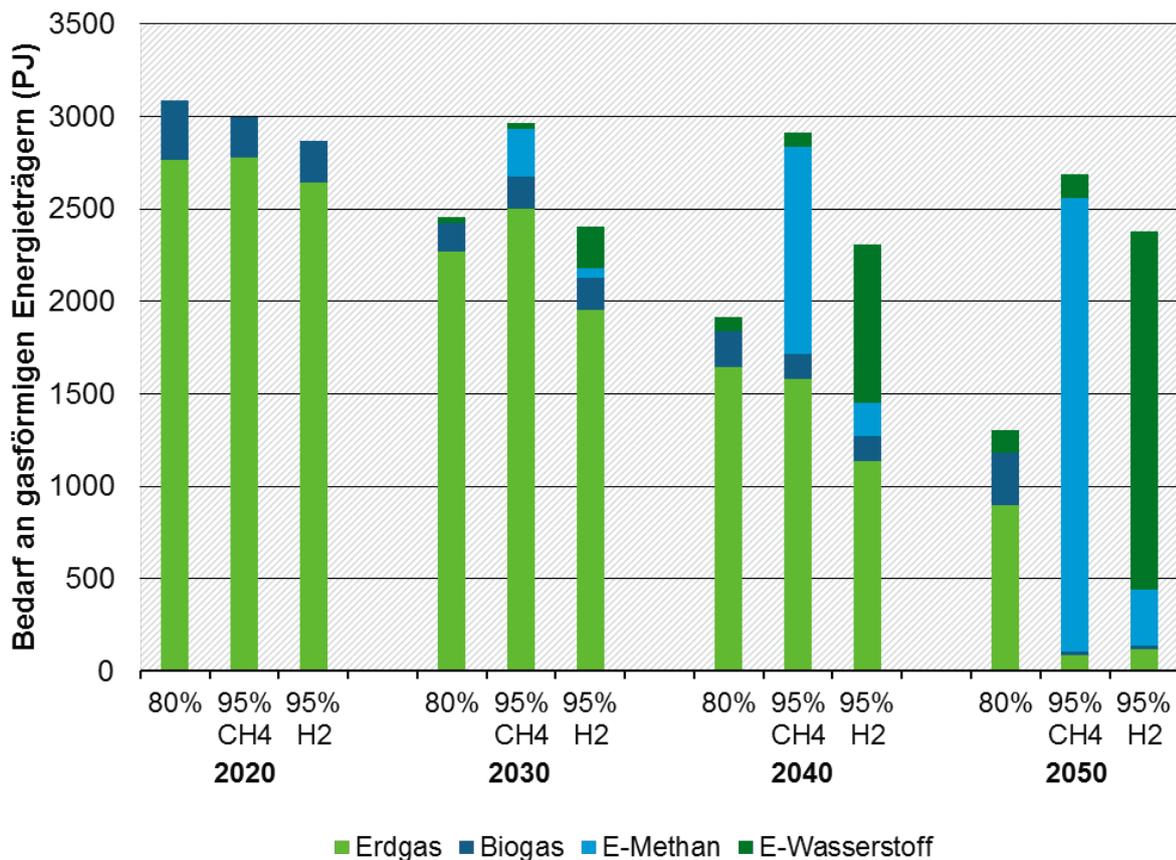
Um die wesentlichen Herausforderungen zu ermitteln, welche sich aus den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung an den Umbau der Gasinfrastruktur in Deutschland bis zum Jahr 2050 ergeben, wurden die möglichen Entwicklungen der Rahmenbedingungen für die Gasinfrastruktur mit dem Zeithorizont 2050 in Form dreier Gassektorszenarien beschrieben. Diese Gassektorszenarien basieren auf den Auswertungen der mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung konformen Szenarien und sind in Tabelle 21 kurz charakterisiert.

Tabelle 2: Kurzcharakterisierung der analysierten Gassektorszenarien

Gassektor-szenario	Kurzbeschreibung
80%-Gasmix	Szenario mit 80%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von fossilen und biogenen Gasen in ausgewählten Anwendungen
95%-E-Methan	Szenario mit 95%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von importiertem E-Methan für Brenn- und Treibstoffbedarfe
95%-H2	Szenario mit 95%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von regional produziertem E-Wasserstoff für Brenn- und Treibstoffbedarfe

Die Gassektorszenarien dienten dazu, mögliche Entwicklungen der Rahmenbedingungen zu explorieren. Mit der Wahl der Szenarien wurde eine große Bandbreite an mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung konformen Entwicklungen abgebildet, so dass die Ableitung zu den infrastrukturellen Herausforderungen bei den in diesen Studien unterstellten Maßnahmen in robuster Weise möglich wurde. Die Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den drei betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 ist in Abbildung 60 dargestellt.

Abbildung 2: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den Gassektorszenarien



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Transformationsbedarfe und Herausforderungen für die Gasnetzinfrastrukturen

Die drei Gassektorszenarien wurden für die hydraulische Modellierung exemplarischer Modellnetzabschnitte von Fernleitungs- und Verteilnetz zugrunde gelegt (Kapitel 5). Für die Modellnetzabschnitte wurde ausgewertet, welche Anpassungsbedarfe durch die sich ändernde Gasnachfrage im Jahr 2050 entstehen. Anschließend wurden die Anpassungsbedarfe den heute bestehenden Gasinfrastrukturen und absehbaren Entwicklungen gegenübergestellt und der finanzielle Aufwand der Transformation abgeschätzt. Dabei wurden statistische Daten zur Gasnetzinfrastruktur in Deutschland mit den verschiedenen Modellnetzabschnitten kombiniert, woraus sich die Spannbreite des finanziellen Aufwands ergibt. Weiterhin wurden die Modellnetzergebnisse genutzt, um die Auswirkungen auf die Entwicklung der spezifischen Netzkosten und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungsoptionen zu ermitteln. In einem Exkurs wurde zudem der Aufbau separater Wasserstoffnetze und die ökonomischen Implikationen betrachtet. **Das Ergebnis stellt keine volkswirtschaftlich optimierte Betrachtung der Infrastrukturentwicklung dar, welche im Rahmen dieser Studie nicht leistbar gewesen ist, sondern eine Was-wäre-wenn-Betrachtung für die heutige Infrastruktur bezüglich der ausgewerteten Szenarien, welche das Erreichen der energie- und klimapolitischen Zielen inklusive der Gebäude-Effizienzstrategie der Bundesregierung annehmen.**

Durch die Analysen hat sich ein komplexes Bild ergeben. So entstehen in allen drei Gassektorszenarien eine Reihe von Herausforderungen, welche jedoch je nach konkreter Netzstruktur und verfolgtem Klimaschutzpfad recht unterschiedlich ausfallen:

- **Auf Verteilnetzebene muss in allen Gassektorszenarien der weit überwiegende Anteil an Gasmesseinrichtungen und Gasdruckregelanlagen ausgetauscht werden.** Die Anpassungen sind technisch gesehen unproblematisch und die Kosten dafür sind im Vergleich zu den

weiteren Herausforderungen als eher gering anzusehen (1,1 – 1,6 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050). **Falls Verteilnetze für den Betrieb mit reinem Wasserstoff umgewidmet werden, fallen jedoch deutlich höhere Kosten in einer Größenordnung von 3,1 – 6,2 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050 an.**

- In den untersuchten Gassektorszenarien ist der **Verbrauchsrückgang im Gebäudebereich so hoch, dass auf Verteilnetzebene eine Stilllegung eines nicht unwesentlichen Teils an Netzen der untersten Druckstufen in Betracht kommt.** Dies betrifft insbesondere durch Wohnen und Gewerbe geprägte Netzgebiete, in denen ein Umstieg auf andere erneuerbare Energieträger erfolgt. Der Stilllegungsumfang hängt jedoch sehr stark vom Effizienzfortschritt, den Substitutionen durch nicht-gasförmige regenerative Energieträger und der räumlichen Verteilung des Energieträgerwechsels ab. **Die Kosten dafür können vergleichsweise hoch ausfallen,** wobei Aussagen zu den Stilllegungskosten mit größeren Unsicherheiten verbunden sind (von 2,3 – 13,6 Mrd. EUR im Szenario „80%-Gasmix“ bzw. 3,1 – 17,2 Mrd. EUR in den Szenarien „95%-E-Methan“ und „95%-H₂“).
- Eine große Herausforderung in den Verteilnetzen ist, dass die **spezifischen Betriebskosten je nach regionaler Netzstruktur massiv ansteigen können, vor allem in Verteilnetzen in Wohn- und Gewerbegebieten** (bis hin zum 2,5-fachen). Ein solcher Anstieg kann bei Umlage auf den Endverbraucher wiederum dazu führen, dass der Bedarf noch weiter zurückgeht und die spezifischen Kosten daher noch stärker steigen. Kompensiert wird dies zumindest teilweise, wenn im Verkehrsbereich auf eine umfangreiche Nutzung von Gas gesetzt wird, was die Auslastung der Netze verbessern würde.
- **Auf der Transportnetzebene entstehen Anpassungsbedarfe bei den Kompressorstationen.** Es ist in allen Gassektorszenarien eine **Reduktion der Verdichterleistungen erforderlich,** wozu auch neue Kompressoreinheiten mit geringerer Leistung installiert werden müssen. Der **Aufwand dafür ist jedoch moderat,** so lange nicht ein Pfad mit starkem Fokus auf Wasserstoff verfolgt wird, in welchem die Transportbedarfe stärker zurückgehen. So lange kein Rückbau von Kompressorstationen notwendig wird, sind auch hier die Kosten als im Vergleich gering anzusehen (0 – 1,6 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050).
- **Im Transportnetz ergeben sich Stilllegungsbedarfe einzig im Fall eines extremen Wasserstoffpfades und nur für Leitungsabschnitte, über die kein Gastransit in benachbarte Länder erfolgt.** Wird ein solcher Leitungsabschnitt stillgelegt, sind auch die Kompressorstationen zurückzubauen, woraus sich in der Summe mit den Kosten für neue Kompressoren in den verbleibenden Leitungsabschnitten Kosten in Höhe von ca. 4,6 Mrd. EUR bis 2050 ergeben.
- **Auf der Transportnetzebene** stellt sich die Problematik der **Betriebskosten** geringer dar. Zum einen weil der Bedarf dort weniger stark abnimmt und zum anderen weil hier im Gegensatz zur Verteilnetzebene auch die variablen Betriebskosten durch den Betrieb der Kompressorstationen eine nicht unwesentliche Rolle spielen. Selbst im Szenario „95%-H₂“ ist der absolute Anstieg mit 0,9 EUR /MWh **beherrschbar.**
- Für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff fallen je nach Modellnetz spezifische Kosten in Höhe von 10 bis 19 € pro MWh_{H₂} an, während die Transportkosten von neu aufgebauten Wasserstoffnetzen tendenziell doppelt so hoch sind. Demnach sprechen Kostenüberlegungen tendenziell dafür, bei einem entsprechenden Wasserstoffbedarf die Erdgasnetze umzuwidmen. Demgegenüber steht jedoch ein sehr hoher logistischer und zeitlicher Aufwand der Umwidmung, der im größerem Umfang nur bei redundant verlegten Gasleitungen, die in den untersten Netzebenen nur selten vorliegen, leistbar scheint. Außerdem sind hier keine Kosten für die Umrüstung von Nutzern eingerechnet. Diese kämen auf der Anwenderseite hinzu.

Eine Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors

Schließlich ist in der vorliegenden Studie primär mit Blick auf die Akteure im politischen Raum eine Roadmap für die Entwicklung des Gassektors und speziell der Gasinfrastrukturen erarbeitet worden. Darüber wird aufgezeigt, wie der Gassektor im Rahmen der Energiewende einen nachhaltigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele im Jahr 2050 erbringen kann. Die Roadmap setzt sich aus einer Reihe von Leitplanken für die politischen Rahmensetzungen zusammen, welche die Entwicklungsoptionen des Gassektors innerhalb des durch die Klimaschutzziele vorgegebenen Rahmens aufzeigen. Diese Leitplanken stellen Gestaltungsoptionen in Bezug auf die Herausforderungen dar, die sich aus den Ergebnissen der Szenarien- und Modellnetzauswertungen ableiten.

Die Roadmap ist dabei in drei Teile untergliedert: *Gasmärkte*, *Gasinfrastruktur* und *Gasversorgung*. Die Inhalte dieser Roadmaps sind jeweils entlang einer Zeitachse visualisiert worden, wodurch Schlüsselmaßnahmen und zentrale Weichenstellungen in Bezug auf mögliche Pfade zum Erreichen einer Reduktion der Treibhausgase um 80 bis 95 % bis 2050 aufgezeigt werden. **Insgesamt hat die Entwicklung der Roadmap aufgezeigt, dass es neben einigen klar absehbaren Entwicklungen noch viele Bereiche gibt, in denen die künftige Rolle von gasförmigen Energieträgern mit größeren Unsicherheiten behaftet ist bzw. in naher Zukunft richtungsweisender Entscheidungen bedarf. Dadurch entstehen besondere Herausforderungen für die Gasinfrastrukturen.**

Zusammenfassend lassen sich folgende zentrale Herausforderungen für einen nachhaltigen Beitrag des Gassektors zur Energiewende benennen:

- **Gasmärkte:** Die **Nutzung von Gasen** in den heutigen Hauptanwendungsfeldern (Heizenergie, Prozessdampf, Stromerzeugung) ist **bei konsequenter Verfolgung der langfristigen Energie- und Klimaschutzziele** und der Gebäude-Effizienzstrategie der Bundesregierung voraussichtlich längerfristig **stark rückläufig** (vgl. Kapitel 2). Andererseits entstehen bei sehr ambitionierten Klimaschutzanstrengungen **potenziell neue wichtige Anwendungsfelder für gasförmige Energieträger**. Besonders hoch kann der Bedarf im Schwerlast- und Schiffsverkehr und als Feedstock in der Grundstoffchemie ausfallen. Hier **bedarf es auf Ebene der Politik in absehbarer Zeit einer Klärung, ob gasförmiger Energieträger in diesen Bereichen künftig eine größere Rolle spielen sollen** (vgl. Kapitel 6).
- **Verteilnetze:** Die **technischen Herausforderungen**, welche sich aus den potenziell stark rückläufigen Bedarfen insbesondere im Gebäudebereich ergeben, **sind beherrschbar und die absoluten Kosten** für den notwendigen Austausch von Zählern und Gasdruckreglern **vergleichsweise gering**. Es ist jedoch eine **Steigerung der spezifischen Kosten**, welche regional stark bis moderat ausfallen kann, zu erwarten (vgl. Kapitel 5). Die Abnahme des Gasbedarfs kann in bestimmten Gebieten dazu führen, dass ein Netzbetrieb nicht mehr wirtschaftlich ist. Daher sind **mittelfristig regulatorisch die Fragen zu klären, ob und wie die Refinanzierung der Netze umzugestaltet ist**, beispielsweise in Bezug auf die regionalen Unterschiede, und wie mit der Stilllegung von Netzen und den dann noch angeschlossenen Nutzern regulatorisch umzugehen ist (vgl. Kapitel 5). Dabei ist **soweit möglich eine reversible Versiegelung gegenüber einem Rückbau oder einer Verdämmung vorteilhaft**, um eine eventuelle Wiedernutzung zu ermöglichen und die Stilllegungskosten gering zu halten.
- **Fernleitungsnetze:** Die **Gas-Fernleitungsnetze werden** abgesehen vom extremen Fall eines vollständigen Switch zu Wasserstoff langfristig **in vollem Umfang benötigt**. Nichtsdestotrotz ist bei Einhaltung der Energie- und Klimaziele auch hier ein **Rückgang der Auslastung erwartbar. Weiterhin werden sich bei einem Schwenk hin zu E-Methan die Importrouten voraussichtlich ändern. Solche Entwicklungen müssen** auf Grund der langen Planungs- und Abschreibungszeiträume der Fernleitungsnetze **in den relevanten Planungsprozessen**, insbesondere im Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber, **frühzeitig adressiert**

und für eine zugleich robuste und anpassungsfähige Netzplanung gesorgt werden (vgl. Kapitel 6).

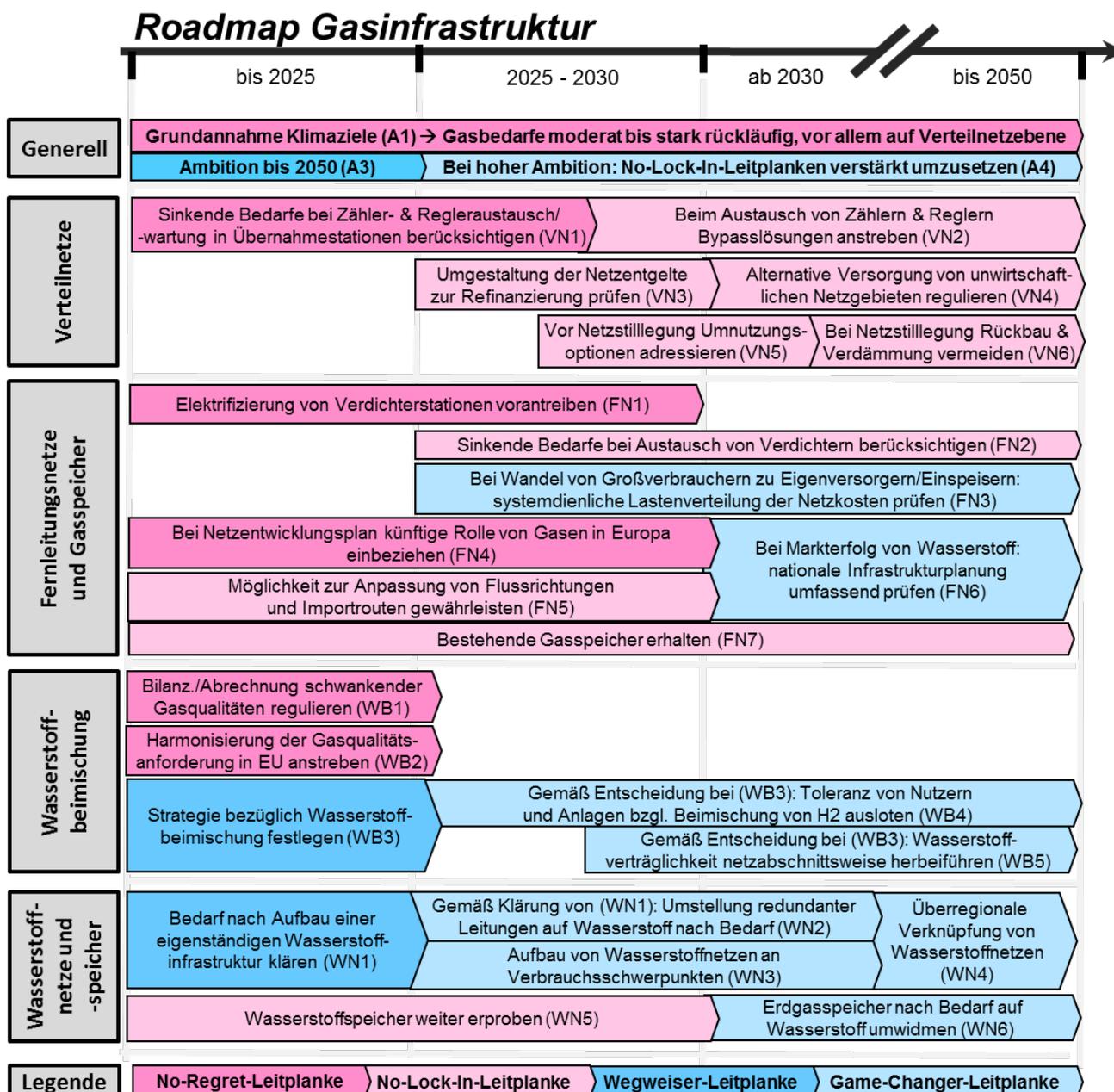
- **Wasserstoffnetze und -beimischung:** Welche Rolle Wasserstoff künftig im Gesamtsystem spielen soll, ist noch weitgehend unklar. Weder ist geklärt, inwieweit eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Gasnetze angestrebt werden soll, noch ob und in welchem Umfang Wasserstoffnetze durch Neuaufbau oder Umwidmung bestehender Netze benötigt werden (vgl. Kapitel 5). Da sowohl eine erhöhte Beimischung als auch Neuaufbau und Umwidmung von Netzen in substantiellem Umfang enorme Transformationsbedarfe mit sich bringen, ziehen sie sich potenziell über Jahrzehnte hin. **Diesbezüglich ist auf politischer Ebene die Entwicklung einer Wasserstoffstrategie bzgl. Beimischung und Netzaufbau von Nöten, welche insbesondere klare Leitplanken für die angestrebte Form der Wasserstoffnutzung vorgibt** (vgl. Kapitel 6).
- **Erneuerbare Gase:** Bei sehr ambitionierten Klimaschutzpfaden (> 90 % THG-Minderung) werden **in bestimmten Anwendungsfeldern erneuerbare Gase (E-Methan und/oder E-Wasserstoff) benötigt** (vgl. Kapitel 2). Sollen diese in großem Umfang eingesetzt werden, tritt bei E-Methan das Problem auf, dass CO₂ aus biogenen und nicht vermeidbaren industriellen Quellen nicht ausreichend zur Verfügung steht. Daher ist es diesbezüglich wichtig, **die CO₂-Bereitstellung aus der Luft zur vollständigen Marktreife unterstützend zu begleiten**. Weiterhin stellt sich generell, das Problem, dass **für die Herstellung von erneuerbaren Gasen enorme Mengen an erneuerbarem Strom benötigt werden, welche heimisch kaum in akzeptabler Weise zu decken sind. Entsprechend sind mittelfristig Importwege für erneuerbare Gase und/oder Strom zu erschließen, was es auch politisch vorzubereiten gilt** (vgl. Kapitel 6).

Insgesamt ergibt sich aus der hohen Unsicherheit über die künftige Rolle von Gasen, dass

- zeitnah das Festlegen von oben benannten Leitplanken seitens der Politik erforderlich ist, um den verschiedenen Akteuren (im Bereich Industrie, private Haushalte, Verkehr und Energieversorgung) Planungssicherheit zu gewährleisten und damit auch notwendige Entwicklungen für die Erreichung der Klima- und Energieziele zu ermöglichen und
- für eine Übergangszeit (bis mehr Klarheit über die künftige Rolle herrscht) eine flexible und anpassungsfähige Gestaltung der Gasinfrastruktur besonders wichtig ist.

Die infrastrukturbezogenen Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors, welche das Kernergebnis der Studie darstellen, sind in Abbildung 3 zusammenfassend dargestellt.

Abbildung 3: Infrastrukturbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors



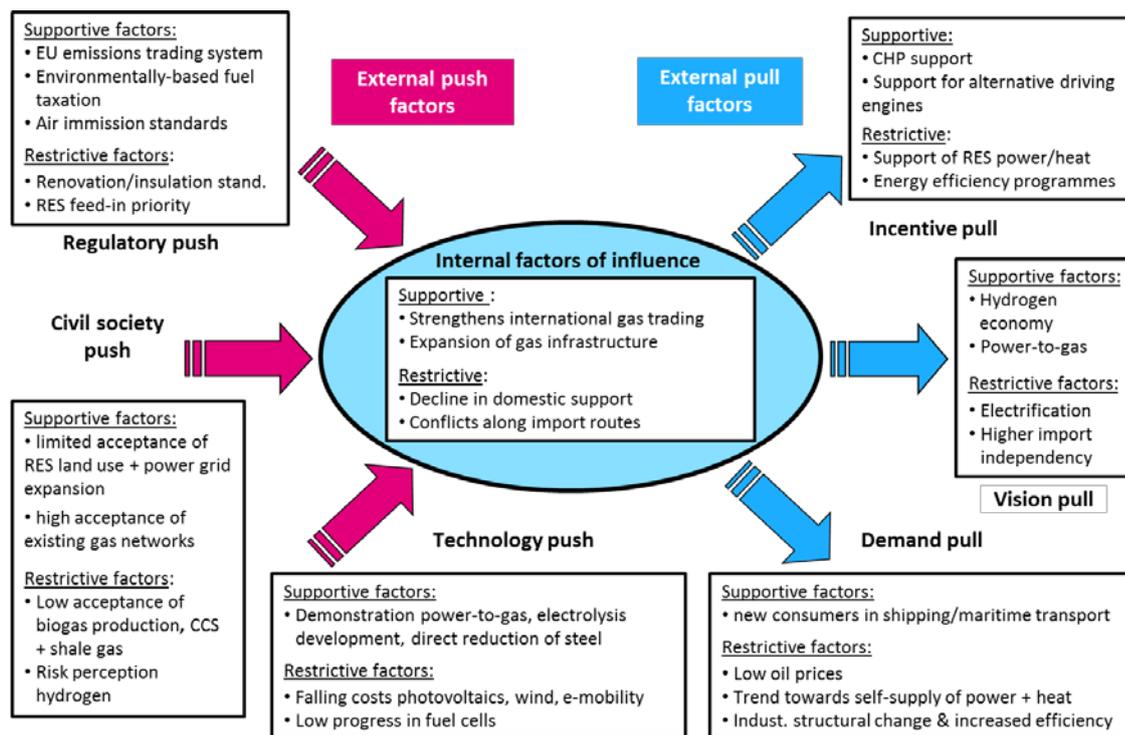
Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer ISI

Die Beschreibung und die Klassifikation der dargestellten Leitplanken ist Kapitel 6.2 zu entnehmen.

Summary

As part of the international efforts to protect the climate, the Federal Republic of Germany is aiming to reduce its national greenhouse gas emissions (GHG) by 80 to 95% by 2050. It should be noted that an 80% reduction can only be regarded as an interim target because, in the second half of the 21st century, the Paris Agreement demands zero net emissions, i.e. global GHG emissions must not exceed the amount of carbon that can be stored in carbon sinks. For the energy system, this means it will be necessary to avoid fossil CO₂ emissions altogether in the long term. Huge importance is assigned here to the electrification of energy applications, although it will not be possible to completely cover the energy demand of industry and transport using electricity, even if consumption is significantly reduced (Umweltbundesamt 2014). In a cost-efficient transformation of the energy system that ensures the security of supply, gaseous energy carriers can continue to play a role to cover the remaining demand for fuels if they come from renewable sources, especially biogenic gases and synthetic gases produced by electrolysis and methanation (RES-hydrogen and RES-methane). Nonetheless, various **scenario studies show a medium- to long-term decline in the demand for gas** in buildings, industry and electricity generation, although the extent of the decline differs depending on the study. In this context, the question arises when and by how much gas demand will decline in the future. Currently, there are contradictory trends at the technical-economic as well as societal and political levels. The main factors of influence are summarised in Abbildung 59.

Figure 4: Driving forces of gas demand in Germany in the context of climate mitigation efforts



Source: own diagram Fraunhofer ISI based on the multi-impulse model (Hemmelskamp 1999)

In the medium to long term, operating the existing gas infrastructure will face economic and technical challenges. Suitably designed gas infrastructure has an important role to play here in realising ambitious climate protection pathways. In addition, there are very different requirements made of the gas infrastructure, depending on whether priority is given to hydrogen or methane. Methane has the major advantage of being able to use the existing natural gas infrastructure without restriction. In contrast, infrastructure would have to be built or converted before hydrogen can be used; this implies high investments.

The objective of this study was to derive the main challenges associated with the transformation of the gas infrastructure in Germany in the long term in the context of the climate objectives, and to identify guidelines for developing this, so that the gas sector can make a sustainable contribution to achieving climate objectives. Development pathways of gas infrastructures up to 2050 are illustrated in a roadmap that differentiates transmission and distribution networks as well as the various gaseous energy carriers.

The assumption underlying all the analyses was that a change in course is made to a pathway that leads to achieving the German government’s climate targets in 2030 and 2050. This differentiated the fixed long-term level of ambition for GHG reduction (80% or 95% by 2050 compared to 1990). Another basic assumption was that the targets set in the German government’s Energy Concept and in the Energy Efficiency Strategy for Buildings are met, as is the case in the analysed scenarios. This includes the assumption that the expansion of the electricity grid proceeds rapidly enough so that the respective amounts of renewable power can be fed into and transmitted by the grids to the greatest possible extent.

Subsequently, the term “gas” is used here to represent natural gas, biogas/biomethane and other biogenic gases (landfill gas, sewage gas) and gases produced using renewable electricity (RES-methane and RES-hydrogen). The gas sector is understood to be the supply with gaseous energy carriers from production to delivery to the final consumers. **The focus of the analysis is the role of the gas infrastructure in the context of supply- and demand-side developments. This does not involve an analysis of the entire energy system.**

Demand for gaseous energy carriers in ambitious climate protection scenarios

The first step is to analyse the long-term developments of gas markets in the context of ambitious climate protection scenarios up to 2050 for all applications (electricity generation, buildings, mobility and industry). Primarily, this concerned the scenarios commissioned by the German government with 80 to 95 percent GHG reduction in Germany, which were published between 2014 and 2017. The analysed scenarios are summarised in Tabelle 4. Further scenario studies appeared while this study was being compiled, which consider the German government’s climate targets but do not include specific energy policy objectives, e.g. concerning the energy-related refurbishment of buildings. Several of these studies are taken into account later in the report (see Chapter 5).

Table 3: Analysed scenarios with 80 to 95 percent reduction of greenhouse gases in Germany

Title	Year of publication	Authors (institution)	Client	GHG reduction 2050
Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungs-runde, KS80 und KS95	2016	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature conservation, Buildings and Nuclear Safety)	83% and 94%
BMWi-Langfristszenarien, Basisszenario, Lfs Bs	2017	Consentec, Fraunhofer ISI, IFEU	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy)	83%

Title	Year of publication	Authors (institution)	Client	GHG reduction 2050
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, THGND	2014	Umweltbundesamt	Umweltbundesamt (Federal Environment Agency)	95%
Fachliche Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, H2+ und CH4+	2016	Öko-Institut, DVGW-EBI, INFRAS AG	Umweltbundesamt (Federal Environment Agency)	100% (only transport documented)

The two scenarios with an overall GHG reduction of between 80 and 85% by 2050 are referred to here as the “80% scenarios”; the other analysed scenarios as the “95% scenarios”. The latter also refer to scenarios from the study “Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050” (Developing a strategic plan for energy supply in the transport sector up to 2050), because this is seen as a sectoral building block for the study “Germany in 2050 – a greenhouse gas-neutral country” (Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050), which achieves an overall reduction of 95%.

Overall, all the analysed scenarios show a significant decline in gas consumption, although the figures given range widely, with a reduction by 49 to 63% in the 80% scenarios from 2015 to 2050, and from 14 to 83% in the 95% scenarios. For natural gas, it can be clearly stated that a higher level of ambition is linked to an even greater drop in demand, but this does not apply to the consumption of gas overall. In the THGND scenario, for instance, GHG emissions are reduced by 95% even though overall gas consumption only drops by about 50%, and even less when combined with the transport scenarios CH4+/H2+. The main reason for this is the extensive use of RES-methane/RES-hydrogen as renewable fuels in industry and the transport sector.

The **largest decrease in gas demand is in buildings**, where the reduction in final energy demand combined with alternative heating technologies means more efficient alternatives are available to the use of renewable gas. In several ongoing studies that are only referred to as a sensitivity analysis at this point, there are smaller decreases in the heating demand in buildings due to lower efficiency gains and, connected with this, partly higher demand for renewable gases. An increase in gas demand is identified **in the transport sector**, apart from the THGND scenario. However, the total **demand in 2050 is moderate** with the exceptions of the H2+ and CH4+ scenarios that are regarded as maximum ranges, because otherwise renewable gases are not used extensively in transport. **In the energy sector, the use of gas fulfils an important bridging function.** The use of gas in CHP installations hardly declines at all up to 2030 and even rises to some extent. **In 2050, however, only very small amounts of gas remain to balance the fluctuations of renewable energies in the system. For industry, there is also a downwards trend in the demand for gas as an energy source, although the extent of the decline varies significantly between the studies from 8 to 78%.** The use of RE-methane as a renewable fuel plays a key role, as does the degree of electrification and fuel substitution.

The demand for non-energy gas could not be analysed in as much detail based on the studies, because this was only quantified in the THGND scenario (approx. 1,015 PJ) and only considered here for 2050. However, an estimation based on production figures of the relevant goods yields much lower figures for the other scenarios with 163 to 167 PJ. The reason is that these scenarios do not address substituting the material use of petroleum products.

Potential contribution the gas sector can make to climate protection

Two things were considered when looking at the contribution gas use can make to climate mitigation. If, on the one hand, a non-gaseous energy carrier (e.g. coal) used in an energy application by default

today is substituted by a gaseous energy source (e.g. natural gas) in the analysed scenarios, the related reduction in GHG emissions was attributed to the use of gas. On the other hand, if a gaseous energy carrier (e.g. natural gas) used in an energy application by default today is substituted by a different gaseous energy source (e.g. biogas) in the analysed scenarios, the related reduction in GHG emissions is also attributed to the use of gas. In contrast, if natural gas is used by default today and this is continued or extended through regular plant replacement, no climate mitigation contribution is attributed to this use of natural gas.

A total climate mitigation contribution of 30 to 42 Mt CO₂e results in the 80% scenarios in 2050 due to the additional use of gas compared to the reference applications. This contribution is a moderate one with 3 to 4% of the total CO₂ emissions in the reference year 1990. The climate mitigation effect varies widely in the 95% scenarios with 23 and 115 Mt CO₂e in 2050. Above all, a considerable contribution to climate mitigation with up to 221 Mt CO₂e can be achieved in combination with the transport scenarios H2+ or CH4+. The climate mitigation effect of using gaseous energy carriers varies in the analysed scenarios both due to the extent and type of use and the chosen energy source. The specific factors of influence in the sectors are:

- **In buildings, the continued use of natural gas is detrimental in the longer term to meeting the climate protection objectives.** On the other hand, using RES-methane as a fuel when using gaseous energy sources would result in a significant climate protection effect. **However, using RE-methane is expensive when compared to alternative technologies such as heat pumps and solar district heat. Even where such options are not available, there is a further option available in power-to-heat that tends to be less costly due to its more efficient use of RE electricity.**
- **In industry, an additional contribution to climate protection is driven by the use of gaseous energy sources, mainly by them substituting other fuels in high-temperature processes, especially where electrification is difficult. In addition, the material use of RES-methane and/or RES-hydrogen protects the climate by reducing process emissions.**
- **In the energy sector, the use of gases contributes to climate protection as long as there is a significant but moderate CO₂ price due to the resulting cost difference between natural gas and other fossil fuels, especially in relation to CHP plants.** This climate mitigation effect is dampened if the CO₂ price is high, but this then has the effect of making renewable gases more competitive.
- The climate protection effect of using gaseous energy carriers in the transport sector is mainly due to the substantial use of gases instead of liquid fuels in freight transport. For, there are some high obstacles associated with the direct use of electricity in freight transport, which is to be preferred from a climate protection perspective.

Ambitious climate mitigation efforts and the resulting medium- and long-term challenges for gas infrastructures

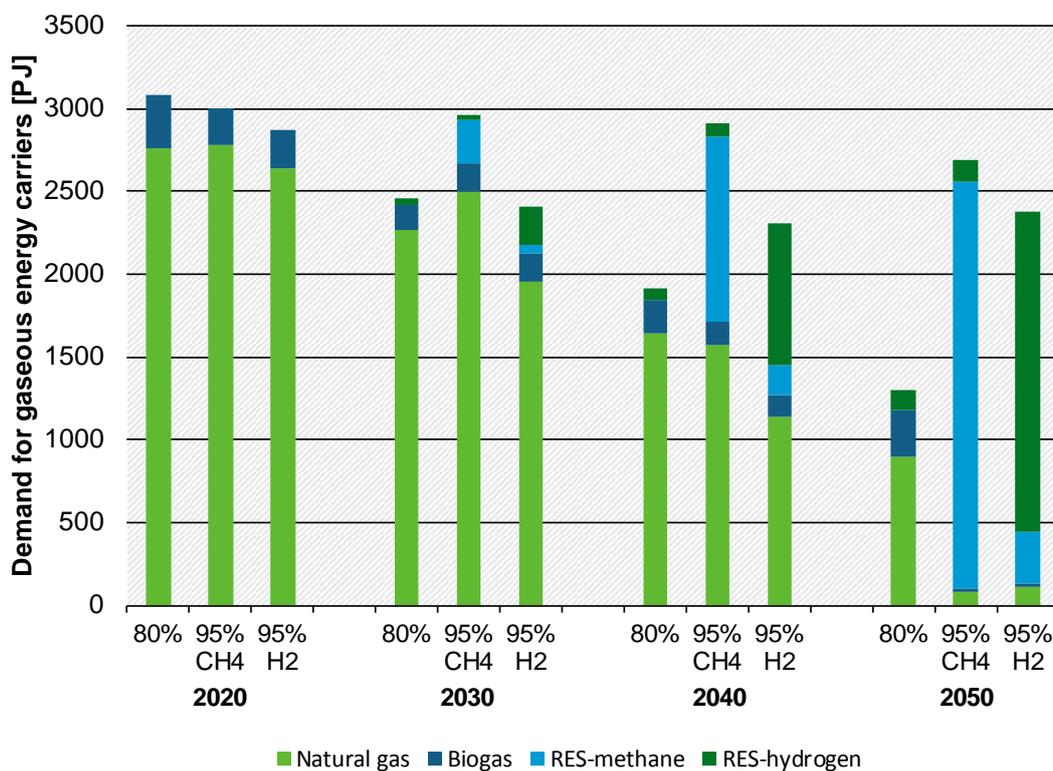
In order to determine the main challenges of adapting the gas infrastructure in Germany that result from the German government's energy and climate policy objectives, possible developments in the framework conditions for the gas infrastructure up to 2050 were described in the form of three gas sector scenarios. These gas sector scenarios are based on evaluations of scenarios that comply with the government's objectives and are characterized briefly in Tabelle 21.

Table 3: Brief description of the analysed gas sector scenarios

Gas sector scenario	Brief description
80% gas mix	Scenario with 80% GHG reduction by 2050 and use of fossil and biogenic gases in selected applications
95% RES-methane	Scenario with 95% GHG reduction by 2050 and use of imported RES-methane for heating and transport fuel requirements
95% H2	Scenario with 95% GHG reduction by 2050 and use of regionally produced RES-hydrogen for heating and transport fuel requirements

These gas sector scenarios are used to explore possible developments in the framework conditions. The scenarios were selected to illustrate a wide range of developments that comply with the German government’s energy and climate policy objectives. This made it possible to derive the infrastructural challenges associated with the measures assumed in these studies in a robust way. Abbildung 60 illustrates the development of the demand for gaseous energy carriers in the three scenarios analysed up to 2050.

Figure 5: Development of the demand for gaseous energy sources in the gas sector scenarios



Source: own calculations Fraunhofer ISI

Transformation requirements and challenges for the gas network infrastructures

The three gas sector scenarios were used as the basis for the hydraulic modelling of example sections of transmission and distribution networks (Chapter 5). It was analysed what adaptation requirements result for the model network sections from the changing gas demand in 2050. Subsequently, the adaptation requirements were compared to today’s existing gas infrastructures and foreseeable developments and the financial cost of the transformation was estimated. Statistical data on the gas network infrastructure in Germany were combined with the different model network sections to obtain the

range of financial expenditures. Furthermore, the model network results were used to determine the impacts on the development of the specific network costs and the economic efficiency of different supply options. The construction of a separate hydrogen network and its economic implications were considered in an excursus. **The result is not intended to be an economically optimized perspective of infrastructure development, which would go beyond the scope of this study, but rather a what-if consideration of today's infrastructure with regard to the evaluated scenarios that assume the achievement of energy and climate policy objectives** including the German government's Energy Efficiency Strategy for Buildings.

A complex picture resulted from the analyses. A series of challenges result in all three gas sector scenarios that vary widely depending on the concrete network structure and the climate mitigation pathway pursued:

- In all the gas sector scenarios, **the vast majority of gas meters and gas compressors have to be exchanged in the distribution networks**. These modifications are technically unproblematic and the costs are comparatively low when compared to other challenges (1.1 – 1.6 billion euros by 2050). **If the distribution networks are converted to purely hydrogen operation, however, there are much higher costs involved in the order of 3.1 – 6.2 billion euros up to 2050.**
- The **decline in gas consumption in buildings is so large in the analysed gas sector scenarios that, at distribution network level, decommissioning a not insignificant part of the lowest pressure level is considered an option**. This especially concerns network regions characterized by residential and commercial use, in which a switch is made to other renewable energy sources. However, the extent of decommissioning is strongly dependent on efficiency improvements, substitutions by non-gaseous renewable energy sources and the spatial distribution of the energy source switching. **The costs for this can be comparatively high**, although statements about decommissioning costs are associated with greater uncertainties (from 2.3 – 13.6 billion euros in the scenario “80% gas mix” and 3.1 – 17.2 billion euros in the scenarios “95% RES-methane” and “95% H2”).
- A major challenge for the distribution networks is that the **specific operating costs could rise drastically depending on the regional network structure, above all in distribution networks in residential and commercial areas** (by up to two-and-a-half times as much). If these costs are passed on to the final consumers, such an increase could in turn lead to an even further drop in demand and therefore an even stronger related increase in the specific costs. This is at least partly compensated if gas is used extensively in the transport sector, which would improve the network utilization rate.
- **At the level of the transmission networks, there are adaptation requirements for the compressor stations**. All the gas sector scenarios require a **reduction in compressor capacity**, which means new compressors with a lower capacity must be installed. However, **the costs for this are moderate** as long as a pathway with a strong focus on hydrogen is not pursued, in which demand declines even more. As long as it is not necessary to dismantle compressor stations, the costs here are also comparatively low (0 – 1.6 billion euros up to 2050).
- **In the transmission network, decommissioning is only required in the case of an extreme hydrogen pathway and only for grid sections not used to transport gas to neighbouring countries**. If such a pipeline section is decommissioned, then the compressor stations have to be dismantled as well; this results in total costs in the remaining pipeline sections of approx. 4.6 billion euros by 2050, including the costs for new compressors.

- The problem of **operating costs** is less marked at the level of the **transmission network**. On the one hand, because demand decreases to a lower extent at this level and because, in contrast to the distribution networks, the variable operating costs play a not insignificant role due to the operation of the compressor stations. Even in the “95%-H2” scenario, the absolute increase is **manageable** with 0.9 EUR /MWh.
- Depending on the model network, specific costs of 10 to 19 € per MWh_{H2} result for converting the natural gas infrastructure to hydrogen, while the transmission costs of newly constructed hydrogen networks tend to be twice as high. Cost considerations therefore tend to support converting natural gas networks if there is the corresponding demand for hydrogen. However, these are set against the very high outlay of such a conversion in terms of logistics and time, which only seems feasible on a larger scale in redundantly laid gas pipelines, which are seldom available at the lowest network levels. Furthermore, no costs for retrofitting the users are included here. These would be added on the user side.

A roadmap for the gas sector’s sustainable contribution to climate protection

Finally, this study drew up a roadmap for the development of the gas sector, and gas infrastructures in particular, primarily aimed at political actors. This roadmap shows how the gas sector can make a sustainable contribution to achieving the climate objectives in 2050 in the context of the energy transition. The roadmap consists of a series of guidelines for policy framework conditions, which illustrate the gas sector’s options for development within the framework set by the climate protection targets. These guidelines represent design options with regard to the challenges derived from analysing the results of the scenarios and model network evaluations.

The roadmap is subdivided into three parts: *gas markets*, *gas infrastructure* and *gas supply*. The contents are illustrated along a time axis, which shows the key measures and decision points with regard to possible pathways towards achieving a reduction of greenhouse gases by 80 to 95% by 2050. **Overall, developing the roadmap revealed that, alongside a few clearly foreseeable developments, there remain many areas in which the future role of gaseous energy carriers is associated with greater uncertainty or requires strategic decisions in the near future about the direction to be taken. This results in specific challenges for gas infrastructures.**

To sum up, the gas sector’s sustainable contribution to the energy transition faces the following main challenges:

- **Gas markets:** In the longer term, there is likely to be a **sharp decline in the use of gases** in today’s main fields of application (heating energy, process steam, electricity generation) if the German government’s **long-term energy and climate goals** and the Energy Efficiency Strategy for Buildings **are pursued consistently** (see Chapter 2). On the other hand, **potentially new important applications for gaseous energy sources result** in case of very ambitious climate efforts. Demand may be particularly high for heavy goods transport and shipping and as a feedstock in the basic chemicals sector. **Clarification is required at a political level in the near future** as to **whether gaseous energy sources are to play a bigger role in these areas in the future** (see Chapter 6).
- **Distribution grids:** The **technical challenges** resulting from sharply declining demand, especially in buildings, **are manageable and the absolute costs** for the necessary exchange of meters and gas compressors **comparatively low**. However, an **increase in the specific costs** is expected, which may be strong to moderate depending on the region involved (see Chapter 5). The decrease in gas demand in certain regions may mean that operating a network is no longer economical. This is why **regulatory issues** must be addressed in the **medium term** concerning **whether and how to redesign the refinancing of the networks**, for example with regard to regional differences, and how to deal with decommissioning networks and the users still

connected to them in regulatory terms (see Chapter 5). **As long as possible, reversible sealing of gas lines has advantages over dismantling or damming**, as this enables reuse at a later time and keeps decommissioning costs low.

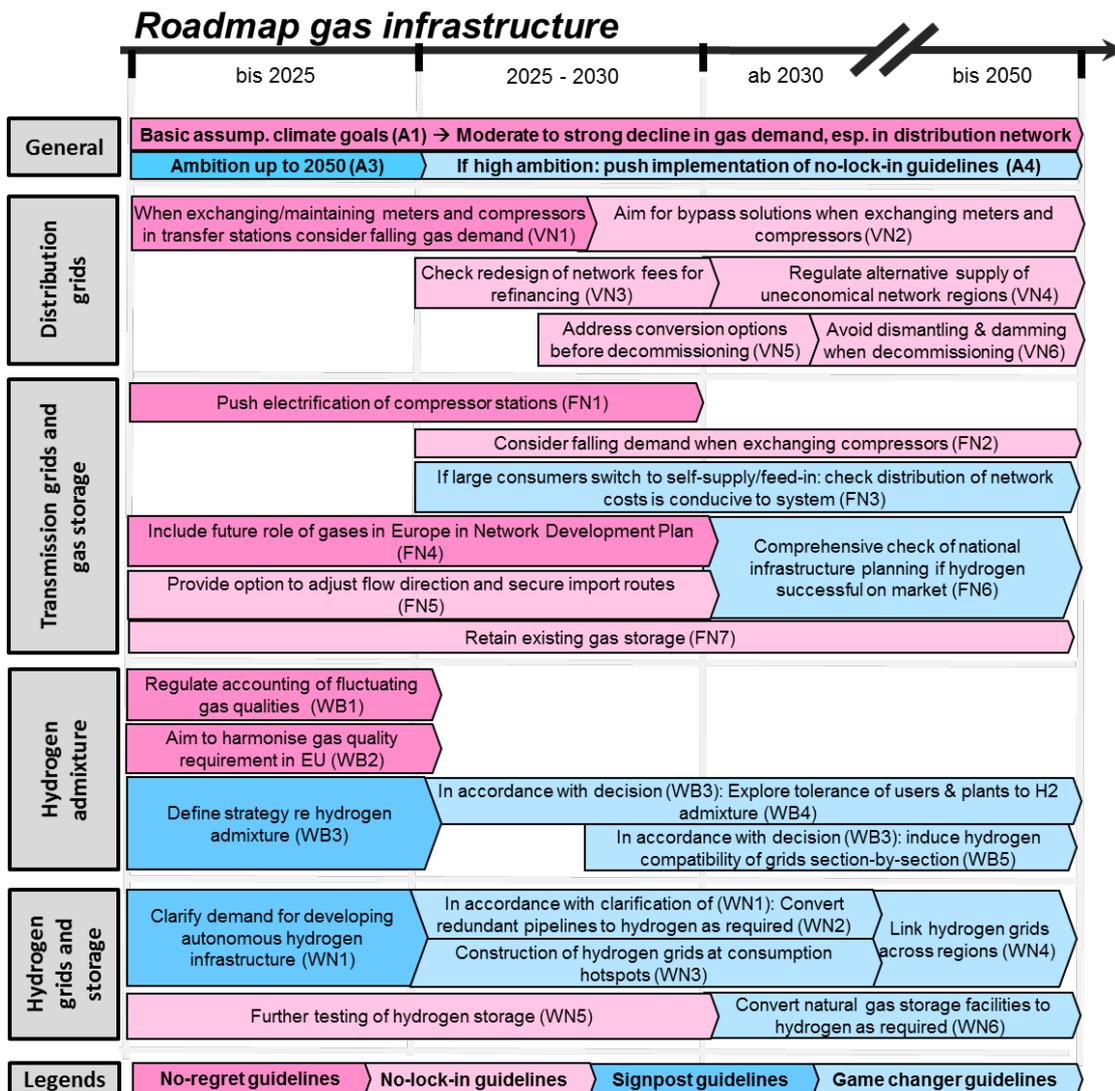
- **Gas transmission grids:** The **gas transmission grids are required to their full extent** in the long term, except for the extreme case of a complete switch to hydrogen. Nevertheless, if energy and climate targets are complied with, a **drop in capacity utilization** is expected here as well. **In addition, the import routes are likely to change if there is a shift towards RES-methane. Such developments have to be addressed in good time in the relevant planning processes** due to the long planning and depreciation periods of the transmission networks, especially in the network development plan of the transmission grid operators, and **robust yet adaptable network planning must be ensured** at the same time (see Chapter 6).
- **Hydrogen grids and admixture:** What role hydrogen will play in the overall system in the future is still mainly unclear. It is not clear to what extent an increased admixture of hydrogen in the existing gas grids should be pursued, nor whether or to what extent newly constructed or converted hydrogen grids are required (cf. Chapter 5). Since substantially increased admixture as well as the new construction and conversion of grids entail massive transformation requirements, they may take decades. **This means a hydrogen strategy concerning admixture and network construction must be developed at the political level, which lays out clear guidelines for the desired form of hydrogen use (cf. Chapter 6).**
- **Renewable gases:** With very ambitious climate protection pathways (> 90% GHG reduction), **renewable gases (RES-methane and/or RES-hydrogen) are required in specific applications** (see chapter 2). If used on a large scale, RES-methane faces the problem of there being insufficient CO₂ available from biogenic and unavoidable industrial sources. It is therefore important **to support the development of direct air capture of CO₂** until it reaches commercial viability. There is the further general problem that **enormous amounts of renewable electricity are required to produce renewable gases, which can hardly be provided domestically in an acceptable way. Correspondingly, in the medium term, import routes should be set up for renewable gases and/or electricity, which also need to be prepared politically** (see Chapter 6).

Overall, the high uncertainty associated with the future role of gases means that:

- politicians must set the above mentioned guidelines soon in order to give the various stakeholders involved (in industry, private households, transport and energy supply) the necessary planning security and to enable the developments required to achieve the climate and energy targets, and
- for a transition period (until there is greater clarity about the future role), it is especially important to have a flexible and adaptable design of gas infrastructure.

The infrastructure-related guidelines for a sustainable climate protection contribution of the gas sector, which represent the core result of this study, are summarised in Figure 3.

Figure 6: Infrastructure-related guidelines for the gas sector’s sustainable contribution to climate protection



Source: own diagram Fraunhofer ISI

The description and classification of the guidelines can be found in Section 6.2.

1 Einleitung

Im Rahmen der internationalen Klimaschutzbemühungen strebt die Bundesrepublik Deutschland eine Reduktion des nationalen Ausstoßes an Treibhausgasen (THG) bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % an. Zu beachten ist dabei, insbesondere im Kontext des Pariser Klimaabkommens, dass es sich bei einer Reduktion um 80 % nur um ein Zwischenziel handeln kann. Denn in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts sieht das Pariser Klimaabkommen Netto-Nullemissionen vor, d.h. es dürfen global nicht mehr THG-Emissionen ausgestoßen werden als Kohlenstoff durch Senken gespeichert werden kann. Für den Energiesektor bedeutet dies, dass langfristig eine vollständige Vermeidung fossiler CO₂-Emissionen (Dekarbonisierung) notwendig ist. Hohe Bedeutung kommt dabei einer Elektrifizierung von Energieanwendungen zu, wobei für eine sehr weitgehende Elektrifizierung die Stromnetze in allen Spannungsebenen massiv ausgebaut und dennoch eine hohe Anzahl von Reservekraftwerken, welche nur für wenige Stunden betrieben können, benötigt werden. Zu beachten ist zudem, dass in den Sektoren Industrie, Wärme und Mobilität eine vollständige Deckung des Energiebedarfs durch Elektrizität auch im Falle einer deutlichen Verbrauchsreduktion nicht möglich ist (Umweltbundesamt 2014).

Im Verkehrssektor beispielsweise bietet die direktelektrische Verwendung von Strom zwar den Vorteil, dass die Gesamteffizienz bei der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist. Allerdings sind nicht alle Verkehrsträger für die Elektrifizierung geeignet, da die Reichweite aufgrund der limitierten Batteriekapazität für manche Anwendungen nicht ausreichend ist. Der Einsatz von gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffen ist eine Alternative zur direktelektrischen Nutzung von Strom. Hierzu zählen Methan, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe. Die Nutzung von Erdgas führt bereits zu einer gewissen Minderung der direkten Treibhausgas-Emissionen im Straßenverkehr gegenüber der Nutzung von Benzin- oder Dieselfahrzeugen, insbesondere im Schwerlastverkehr (NGVA 2017). Um dennoch den Einsatz fossilen Erdgases unter Beachtung der begrenzten nachhaltig nutzbaren Biomassepotentiale auf null zu reduzieren, müssen alternative Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Dies wird häufig auch unter den Begriffen Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) gefasst. Wasserstoff wird dabei mittels Elektrolyse aus Strom und Wasser gewonnen und kann in einem weiteren Schritt unter Zufuhr von Kohlendioxid zu Methan weiterverarbeitet werden.

In der Industrie werden Methan und Wasserstoff auch in nicht-energetischer Form genutzt, z.B. zur Herstellung von Ammoniak, wobei der Wasserstoff aktuell aus fossilem Erdgas gewonnen wird. Unabhängig von der Quelle ergibt sich auch hieraus ein Bedarf an einer Gasinfrastruktur. Außerdem wird die Industrie auch künftig einen Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme haben, falls es nicht zu massiven Prozessinnovationen oder einem strukturellen Wandel kommt. Dieser Bedarf wäre aus Klimaschutzperspektive ebenfalls über (erneuerbares) Gas zu decken (Umweltbundesamt 2014).

Auch bei der Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass auf Pfaden mit 100 % erneuerbarer Stromerzeugung weiterhin ein Bedarf an dann regenerativ erzeugtem Gas besteht. Denn bei der fluktuierenden Einspeisung von PV- und Windstrom kann es für Tage bis Wochen zu „Flauten“ kommen. Und weder das Dargebot an nicht-fluktuierenden erneuerbaren Energien ist ausreichend, um dieses auszugleichen, noch können Pumpspeicher und die batterieelektrische Speicherung ausreichend Strom zur Verfügung stellen. Andererseits ist davon auszugehen, dass es Zeiten mit dem Bedarf bei weitem übertreffender Erzeugung gibt, in welchen die Speicherung mittels Power-to-Gas-Technologien erfolgen kann. Der notwendige Bedarf an regenerativen Gasen zur stabilen Stromversorgung ist darüber hinaus stark abhängig davon, inwieweit Ausgleichseffekte des europäischen Stromnetzes und Lastmanagementpotentiale genutzt werden können.

Im Bereich der Gebäudewärme ist gemäß der Gebäudeeffizienzstrategie der Bundesregierung eine Kombination aus umfangreicher energetischer Sanierung des Gebäudebestands mit einer Substitution des Gasbedarfs durch Fern- und Umweltwärme erforderlich. In diesem Fall stellt sich die Frage, wie mit der zurückgehenden Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur umzugehen ist. Auch kann es im

Fall, dass die Sanierungen und das Heben von Effizienzpotentialen nicht im gewünschten Maße erfolgt, zu Restbedarfen an gasförmigen Brennstoffen kommen, wofür wiederum mittels PtG erzeugte erneuerbare Gase eine Option wären.

In Summe kommt daher einer adäquat gestalteten Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle bei der Realisierung ambitionierter Dekarbonisierungspfade zu. Kritisch anzumerken ist in dieser Hinsicht, dass solche Pfade nichtsdestotrotz mittel- und langfristig mit einem signifikanten Rückgang an Gasbedarf in Gebäuden, der Industrie und u.U. auch der Stromerzeugung einhergehen. Hierdurch wird der Betrieb der bestehenden Gasinfrastruktur sowohl ökonomisch als auch technisch vor Herausforderungen¹ gestellt. Darüber hinaus stellen sich je nachdem, ob der Schwerpunkt auf Wasserstoff- oder Methannutzung gelegt wird, sehr unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur, so dass zu einem zukünftigen Zeitpunkt eine entsprechende Weichenstellung erfolgen muss. Ein wichtiger Vorteil der Nutzung von Methan besteht darin, dass die für Erdgas bestehende Infrastruktur uneingeschränkt verwendet werden kann. Für die Nutzung anderer gasförmiger Energieträger wie z.B. Wasserstoff muss die Infrastruktur erst aufgebaut oder umgerüstet werden, was zu einem rechten hohen Investitionsbedarf führt (vgl. Joest et al. 2009).

Bei der Integration von hohen Wasserstoffgehalten ins Gasnetz bis hin zu reinem Wasserstoff ist darüber hinaus zu beachten, dass Deutschland ein Transit- und Gasspeicherland für Erdgas im europäischen Verbund ist und somit die Notwendigkeiten der europäischen Nachbarn und der Speicherbetreiber bei der Einspeisung von Wasserstoff örtlich zu beachten ist. Auch ist gerade der Weg zu hohen Wasserstoffgehalten im Erdgas bzw. reiner Wasserstoffverteilung zu beachten, um teure unnötige doppelte Infrastrukturen oder nur kurzfristig benötigte Logistikmaßnahmen (z.B. Heizungsinstallateure und Heizungsanlagen) zu vermeiden. Allerdings sind die unterschiedlichen Netze zum Ferntransport, regionalem Transport und zum Verteilen des Gases unterschiedlich zu behandeln. Dies ist insbesondere auch für die Einspeisung und Rückspeisung von regenerativen Gasen (z.B. H₂) in vorgelegte Netze zu beachten, da sich lokal andere Verhältnisse einstellen können als nach zusätzlicher Beimischung von Erdgas oder weiteren regenerativen Gasen (z.B. E-Methan). Somit ist die adäquate Anpassung der Infrastruktur eine zentrale Herausforderung bei der Einführung von regenerativen Gasen und somit wie erläutert für die vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems.

Ziel dieser Studie ist es, die wesentlichen oben beschriebenen Herausforderungen bei der langfristigen Transformation der Gasinfrastruktur in Deutschland herauszuarbeiten und Leitplanken für ihre Entwicklung zu identifizieren, damit der Gassektor einen nachhaltigen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten kann. Dafür geeignete Entwicklungspfade der Gasinfrastrukturen bis zum Jahr 2050 sollen in Form einer Roadmap dargestellt werden, wobei zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzen sowie zwischen Methan und Wasserstoff differenziert wird. Der Begriff „Gas“ steht hier stellvertretend für Erdgas, Biogas/Biomethan und weitere biogene Gase (Deponiegas, Klärgas) sowie E-Methan und E-Wasserstoff, sowohl separat als auch in der Summe betrachtet.

Dazu werden nationale und die europäischen Spannungsbreiten absehbarer Entwicklungen im Gassektor dargestellt und daraus Wechselwirkungen („cross impacts“) zwischen den Treibern der Entwicklungen und deren Klimaschutzrelevanz abgeleitet. Daraus werden drei Szenarien für die künftige Entwicklung von Gasbedarfen und der Gasbereitstellung abgeleitet. An Hand von einer Reihe von exemplarischen Modellnetzen auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene wird untersucht, wie sich die Bedarfsänderungen der unterschiedlichen Szenarien auf die Gasflüsse auswirken und welche technischen und ökonomischen Konsequenzen sich daraus ergeben. Die Modellnetzergebnisse werden auf Basis von Netzstatistiken auf die deutschen Gasnetze übertragen. Dieses Vorgehen erlaubt nur eine Abschätzung der Spannungsbreiten möglicher Entwicklungen in Fernleitungs- und Verteilnetzen, kann hingegen weder

¹ Wie z.B. eine Umrüstung von Gasflussmesser und Transportmotoren.

deutschlandweite Interdependenzen berücksichtigen noch räumlich aufgelöste Ergebnisse für spezifische Netze hervorbringen.

Darauf aufbauend werden Herausforderungen für die Transformation der Gasinfrastruktur identifiziert, so dass eine Roadmap für die Entwicklung des Gassektors und speziell der Gasinfrastrukturen abgeleitet werden kann. Darüber wird aufgezeigt, wie der Gassektor im Rahmen der Energiewende einen nachhaltigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele im Jahr 2050 erbringen kann. Die Roadmap setzt sich aus einer Reihe von Leitplanken für die politischen Rahmensetzungen zusammen, welche die Entwicklungsoptionen des Gassektors innerhalb des durch die Klimaschutzziele vorgegebenen Rahmens aufzeigen. Die Inhalte dieser Roadmap werden entlang einer Zeitachse visualisiert, wodurch Schlüsselmaßnahmen und die zentralen Weichenstellungen in Bezug auf mögliche Pfade zum Erreichen einer 80- bis 95-prozentigen Reduktion der Treibhausgase bis 2050 aufgezeigt werden.

2 Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien

2.1 Methodischer Rahmen

In diesem Kapitel werden die langfristigen Entwicklungen der Gasmärkte im Kontext ambitionierter Dekarbonisierungsstrategien bis zum Jahr 2050 für alle Anwendungsbereiche (Stromerzeugung, Gebäude, Mobilität, Industrie) analysiert.

Von den in den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland erfassten gasförmigen Energieträgern werden hier nur Erdgas (einschließlich Erdölgas) und Biogas (einschließlich Klärgas) betrachtet. Denn die weiteren in erster Linie in der Industrie auftretenden Gase (Kokereigas, Gichtgas und Grubengas) müssen im Umfang ihres Auftretens einer energetischen Verwendung zugeführt werden, was in der Regel direkt am Entstehungsort geschieht. Sie sind daher für die Entwicklung des Gassektors bzw. der Gasinfrastruktur unerheblich. Mitbetrachtet werden die üblichen komprimierten Formen von Erdgas, wie liquefied natural gas (LNG) und das in Gasfahrzeugen eingesetzte compressed natural gas (CNG). Dabei wird zwischen den unterschiedlichen Druckniveaus bei der Erfassung der Entwicklung der Bedarfe auf Grund der hohen Substituierbarkeit bei dieser Auswertung nicht weiter differenziert. Bei der Betrachtung der Gasinfrastruktur in den späteren Berichtskapiteln wird auf diese soweit nötig eingegangen.

Zusätzlich zu den in den Energiebilanzen erfassten Gasen werden noch unter Einsatz von Strom produzierter Gase (Methan und Wasserstoff) betrachtet, welche in den meisten ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien als längerfristig relevant angesehen werden. Da der Ursprung des Stroms, insbesondere im Laufe des Transformationspfades, jedoch nicht grundsätzlich erneuerbar sein muss, werden diese in der vorliegenden Studie zum Verweis auf die Herstellung mit Hilfe von Elektrizität als E-Gase bzw. E-Methan und E-Wasserstoff bezeichnet.

Hierzu werden primär die zwischen 2014 und 2017 im Auftrag des Bundes erschienenen Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduktion in Deutschland ausgewertet. Während der Erstellung der hier vorliegenden Studie, sind weitere Szenariostudien erschienen, welche auf das Erreichen der langfristigen Klimaziele der Bundesregierung zielen, jedoch im Gegensatz zu den hier zugrunde liegenden Studien bestimmte energiepolitische Ziele nicht einbeziehen, z.B. zur energetischen Sanierung von Gebäuden. Diese konnten für die Bestimmung der Spannbreiten nicht einbezogen werden. Einige dieser Studien werden jedoch später im Bericht mitberücksichtigt (vgl. Kapitel 5).

2.1.1 Klimaschutzszenario 2050

Die Ergebnisse der 2. Modellierungsrunde der Klimaschutzszenarien 2050 wurde Ende 2015 veröffentlicht (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Diese wurden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit beauftragt und in Zusammenarbeit des Öko-Instituts und des Fraunhofer ISI entwickelt. Der betrachtete Zeithorizont der Studie ist 2010 bis 2050. Es ist aufgeteilt in drei Szenarien: Das Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS), das Klimaschutzszenario 80 (KS80) und das Klimaschutzszenario 95 (KS95).

Im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario werden die Maßnahmen berücksichtigt, die bis Ende Oktober des Jahres 2012 ergriffen wurden. Es spiegelt damit den zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuellen Stand der energie- und klimaschutzpolitischen Rahmenbedingungen wieder. Auf dieser Basis wird die Entwicklung bis zum Jahre 2050 fortgeschrieben. Die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung werden in diesem Szenario weitgehend verfehlt. Insbesondere wird bis 2050 nur eine Reduktion der THG-Emissionen um 54 % erreicht, weswegen es nicht in die Auswertung der Nachfrageentwicklung einbezogen wird.

Das Klimaschutzszenario 80 beschreibt ein Szenario, in welchem die festgelegten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele für Treibhausgasemissionen, Energieeffizienz und erneuerbare Energien erreicht werden, wobei für das Treibhausgasziel 80 % Reduzierung gegenüber 1990 im Jahr 2050 angenommen werden. Im Klimaschutzszenario 95 werden die Ziele ebenfalls erreicht, allerdings werden bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 gemindert. Beide Szenarien werden daher in die Auswertung der Nachfrageentwicklung einbezogen.

Die Rahmendaten der Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise. Ansonsten entwickeln sich die Rahmendaten wie der Ölpreis, das Bruttoinlandsprodukt und die Bevölkerungszahl identisch.

2.1.2 BMWi Langfristszenarien

Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragte Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ wurde durch ein Konsortium aus Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, und TEP Energy GmbH (Fraunhofer ISI et al. 2017) erstellt. Der betrachtete Zeithorizont der Studie ist ebenfalls 2010 bis 2050. Hier ausgewertet werden das Referenzszenario und das Basisszenario, welche die zentralen Szenarien der Studie darstellen.

Im Referenzszenario werden wie im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario der Klimaschutzszenarien die Maßnahmen berücksichtigt, die bis Ende Oktober des Jahres 2012 ergriffen wurden. So wird auch hier bis 2050 nur eine Reduktion der THG-Emissionen um 56 % erreicht, weswegen keine Auswertung bezüglich der Nachfrageentwicklung erfolgt.

Das Basisszenario beschreibt wie das KS80 und das KS95 ein Szenario, in welchem die festgelegten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Insbesondere wird bis 2050 eine Reduktion der THG-Emissionen um 83 % erreicht, weswegen das Basisszenario in die Auswertung der Nachfrageentwicklung einbezogen wird.

Die Entwicklung der Rahmendaten des Basisszenarios ist im Wesentlichen an die der Klimaschutzszenarien angelehnt, wodurch die Ergebnisse beider Studien grundsätzlich vergleichbar sind. Die Rahmendaten des Basisszenarios unterscheiden sich von denen der Klimaschutzszenarien jedoch in Bezug auf die Entwicklung der Energiepreise auf den Großhandelsmärkten und in Bezug auf die Entwicklung des CO₂-Preises. Insbesondere ist der Preisunterschied zwischen Erdgas und Steinkohle im Zeitverlauf überwiegend größer, während der CO₂-Preis im Basisszenario durchgängig niedriger ist als im vergleichbaren KS80. Beides sollte eine dämpfende Wirkung auf die Nachfrage nach Gas haben.

2.1.3 Treibhausgasneutrales Deutschland 2050 und Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050

Die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (THGND) wurde vom Umweltbundesamt unter Einbindung von Ergebnissen des Öko-Instituts und des Von-Thünen-Instituts erarbeitet und 2014 veröffentlicht (Umweltbundesamt 2014). Für die Betrachtung des Verkehrs wird zusätzlich die vom Umweltbundesamt beauftragte Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ (FSEV) einbezogen, welche vom Öko-Institut, der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie und der INFRAS AG erstellt wurde (Öko-Institut et al. 2016).

Die Studie THGND geht von einer Erfüllung der langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung aus, wobei eine Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 um 95 % gegenüber 1990 zu Grunde gelegt wird. Um dies zu erreichen werden nahezu sämtliche energiebedingten Treibhausgasemissionen auf Null reduziert durch eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung.

Zu beachten ist, dass das THGND nur ein Szenario für den Zielzeitpunkt 2050 darstellt und kein Mengengerüst für die zeitliche Entwicklung bis zu diesem Zeitpunkt aufweist. Die Studie ist daher nur eingeschränkt nutzbar für die Auswertung der Nachfrageentwicklung nach Gas. Da jedoch mit dem KS95 ansonsten nur ein Szenario mit einer Reduktion der THG-Emissionen am oberen Ende der Spannweite von 80 bis 95 % Reduktion bis 2050 vorliegt, wird das THGND trotzdem bei den Spannweiten der Gasnachfrage im Jahr 2050 berücksichtigt.

Eine Ausnahme bildet der Verkehrsbereich, für den die zeitliche Entwicklung aus der FSEV entnommen werden kann. Die FSEV umfasst vier Szenarien. Von diesen sind speziell die Szenarien „H2+“ und „CH4+“ relevant, welche auf die Nutzung von Wasserstoff bzw. Methan als Energieträger im Verkehr soweit und so stark wie technisch möglich abzielen. Daher wurden für die Nachfrageentwicklung im Verkehrsbereich sowohl das Szenario „H2+“ als auch das Szenario „CH4+“ einbezogen. Die anderen beiden Szenarien verzichten weitestgehend auf den Einsatz von gasförmigen Energieträgern und werden nicht einbezogen, da mit dem KS95 bereits ein 95%-Szenario mit geringen Gasmengen im Verkehr ausgewertet wird.

Die Studie THGND legt eine mit den Klimaschutzszenarien und den Langfristszenarien vergleichbare Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts zu Grunde. Es wird keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgenommen, weswegen keine Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und des CO₂-Preises getroffen werden. Dies kann zu deutlich anderen Ergebnissen bei der Nachfrageentwicklung führen und muss bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden.

Die ausgewerteten Szenarien sind in der Tabelle 4 nochmals zusammenfassend aufgelistet.

Tabelle 4: Ausgewertete Szenarien mit einer 80- bis 95-prozentigen Treibhausgasreduktion in Deutschland

Titel	Erscheinungsjahr	Autoren (Name der Institutionen)	Auftraggeber	THG-Reduktion 2050
Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde, KS80	2016	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	83 %
Langfristszenarien, Basisszenario, LfS Bs	2017	Consentec, Fraunhofer ISI, IFEU	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	83 %
Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde, KS95	2016	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	94 %
Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, THGND	2014	Umweltbundesamt	Umweltbundesamt	95 %
Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, H2+ und CH4+	2016	Öko-Institut, DVGW-EBI, INF-RAS AG	Umweltbundesamt	100 % (nur Verkehr)

Die beiden Szenarien mit einer gesamten THG-Reduktion zwischen 80 und 85 % bis zum Jahr 2050 werden in der Folge auch kurz als „80%-Szenarien“ bezeichnet, die weiteren betrachteten Szenarien als „95%-Szenarien“. Letzteres bezieht sich auch auf die Szenarien aus der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“, weil diese als sektoraler Baustein für die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ angesehen wird, dass insgesamt eine Reduktion von 95 % erreicht.

2.2 Spannbreiten der Nachfrageentwicklung nach Gas

Die Entwicklung des Gasbedarfs wird für die folgenden Sektoren separat betrachtet und es werden jeweils entsprechende Bandbreiten in Abhängigkeit von zentralen Einflussfaktoren ermittelt:

- Gebäude, differenziert nach privaten Haushalten und GHD-Sektor,
- Industrie, insbesondere chemische Industrie,
- Energiewirtschaft, differenziert nach Stromerzeugung (inkl. KWK) und ungekoppelter Wärmeerzeugung,
- Verkehr, differenziert nach Straßenverkehr und den sonstigen Verkehrsträgern,
- Nicht-energetischer Bedarf.

Es erfolgt eine Systematisierung der zeitlichen Entwicklung der Spannbreiten des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern (Erdgas, Biogas², E-Methan, E-Wasserstoff) in 80%- und 95%-Szenarien nach Sektoren. Unter der Anwendung von Gas in Gebäuden werden der jeweilige Bedarf für Raumwärme, Warmwasser, Kochen und Prozesswärme der privaten Haushalte und des GHD-Sektors zusammengefasst, womit alle dortigen Endenergieverbräuche an Gas abgedeckt sind. Nicht enthalten ist hingegen der Heizwärmebedarf von Industriegebäuden, welcher bei der Industrie erfasst wird. Diese von den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen abweichende Zuordnung ist einerseits passfähiger mit den ausgewerteten Szenariostudien. Zum anderen basiert sie auf der Annahme, dass sich die Wahl des Energieträgers für Heiz- und Prozesswärme sowohl im Industrie- als auch im GHD-Sektor gegenseitig beeinflussen.

Der Verkehrsbereich umfasst neben dem inländischen Verkehr auch den national zuzuordnenden Anteil des Endenergiebedarfs vom internationalen See- und Flugverkehr. Letzterer ist in der Treibhausgasberichterstattung nur nachrichtlich bzw. teilweise auch gar nicht erwähnt, aus Sicht der nationalen Entwicklung des Gassektors allerdings durchaus von Interesse, weil die Nutzung von erd- und biogasbasiertem LNG eine mögliche Vermeidungsoption darstellt. Hierbei wenden die Szenarien unterschiedliche Arten der Bilanzierung an. Während Basisszenario, KS80 und KS95 nur die den deutschen Häfen zuzurechnenden Hochseebunkerungen betrachten, legt die Studie FSEV für alle Szenarien einen Bedarf zu Grunde, welcher auf dem Güterverkehrsaufwand der Seeschifffahrt beruht. Für das Jahr 2010 ist dieser Bedarf ca. dreimal so hoch wie die den Bunkern entnommene Menge an Kraftstoffen. Der Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Verkehrsbereich wird zwischen dem Straßenverkehr und den weiteren Verkehrsträgern (Schienen-, Schiffs- und Flugverkehr³) zusätzlich aufgeschlüsselt.

Im Bereich der Energiewirtschaft wird der Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung in öffentlichen Kraftwerken und Heizwerken sowie in öffentlichen und industriellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zusammengefasst. Eine methodische Schwierigkeit ergibt sich dabei daraus, dass in der in den Langfristszenarien angewandten AGEB-Bilanzierung der Brennstoffverbrauch zur Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen der Industrie zugerechnet wird, während die den Klimaschuttszenarien

² Hier und in der Folge wird falls nicht anders angegeben der Begriff „Biogas“ stellvertretend für alle biogenen Gase verwendet, insbesondere für Biomethan und Deponiegas.

³ Der Bedarfe für den Schienenverkehr werden im FSEV nicht ausgewiesen.

2050 zugrundeliegenden Inventarlogik der internationalen THG-Bilanzierung der gesamte Brennstoffbedarf im Umwandlungssektor verbucht wird. Um dies zu kompensieren, wurde der Brennstoffbedarf zur Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen, soweit er sich in den Langfristszenarien isolieren lässt, bilanziell vom Industriesektor in den Umwandlungssektor verschoben. Auf Grund der Modellstruktur erfordert dies jedoch teils Extraannahmen, so dass hier Abweichungen bei der Zuordnung zu den Sektoren auftreten können.

Für die Industrie umfasst der Gasbedarf sowohl für Raumwärme und Warmwasser als auch zur Bereitstellung von Prozesswärme. Für Prozesswärme kommt wiederum die im vorigen Abschnitt beschriebene methodische Schwierigkeit bezüglich des Brennstoffbedarfs zur Wärmeerzeugung in industriellen KWK-Anlagen zum Tragen, welche soweit möglich dem Umwandlungssektor zugeordnet wurde und dann bei der Industrie nicht mitbilanziert wurde. Darüber hinaus besteht in der Industrie ein nicht unerheblicher nicht-energetischer Primärenergiebedarf an Gas, z.B. bei der Ammoniakherstellung. Der nicht-energetische Bedarf wird jedoch in den ausgewerteten Szenarien im Wesentlichen nur in Bezug auf die damit verbundenen Prozessemissionen betrachtet, weswegen in den Szenarien keine Quantifizierung des nicht-energetischen Bedarfs erfolgt. Einzig die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ beziffert den nicht-energetischen Bedarf im Jahr 2050. Für die nicht-energetischen Gasanwendungen erfolgt daher in den anderen Fällen eine Abschätzung über die Produktionsmengen der relevantesten Güter Ammoniak, Methanol und Wasserstoff. Dabei wird angenommen, dass der Anteil der erdgasbasierten Herstellung im gleichen Maße steigt, wie der Mineralölabsatz zurückgeht, weil für die sonstige Produktion genutzte Nebenprodukte der Mineralölherstellung in geringerem Umfang zur Verfügung stehen. Einen Hauptverbraucher in der Industrie – sowohl energetisch als auch nicht-energetisch – stellt dabei die chemische Industrie (insbesondere die Grundstoffchemie) dar. Diese wird deshalb nochmal separat erfasst und den sonstigen Subsektoren gegenübergestellt.

In Bezug auf den Umfang der Biogasnutzung in Szenarien gilt es zu beachten, dass meist eine detaillierte Aufteilung der begrenzten Potentiale zur Biomassegewinnung auf die Sektoren erfolgt, dort jedoch nur noch zum Teil unterschieden wird, ob gasförmige oder feste Biomasse eingesetzt wird, weil z.B. in der Industrie in dieser Hinsicht eine relativ große Flexibilität besteht. Falls keine Angaben bezüglich der Menge an Biogas vorliegen wird davon ausgegangen, dass der höherwertige Energieträger Biogas in Anwendungen genutzt wird, die auf gasförmige Energieträger angewiesen sind, wie z.B. die chemische Industrie.

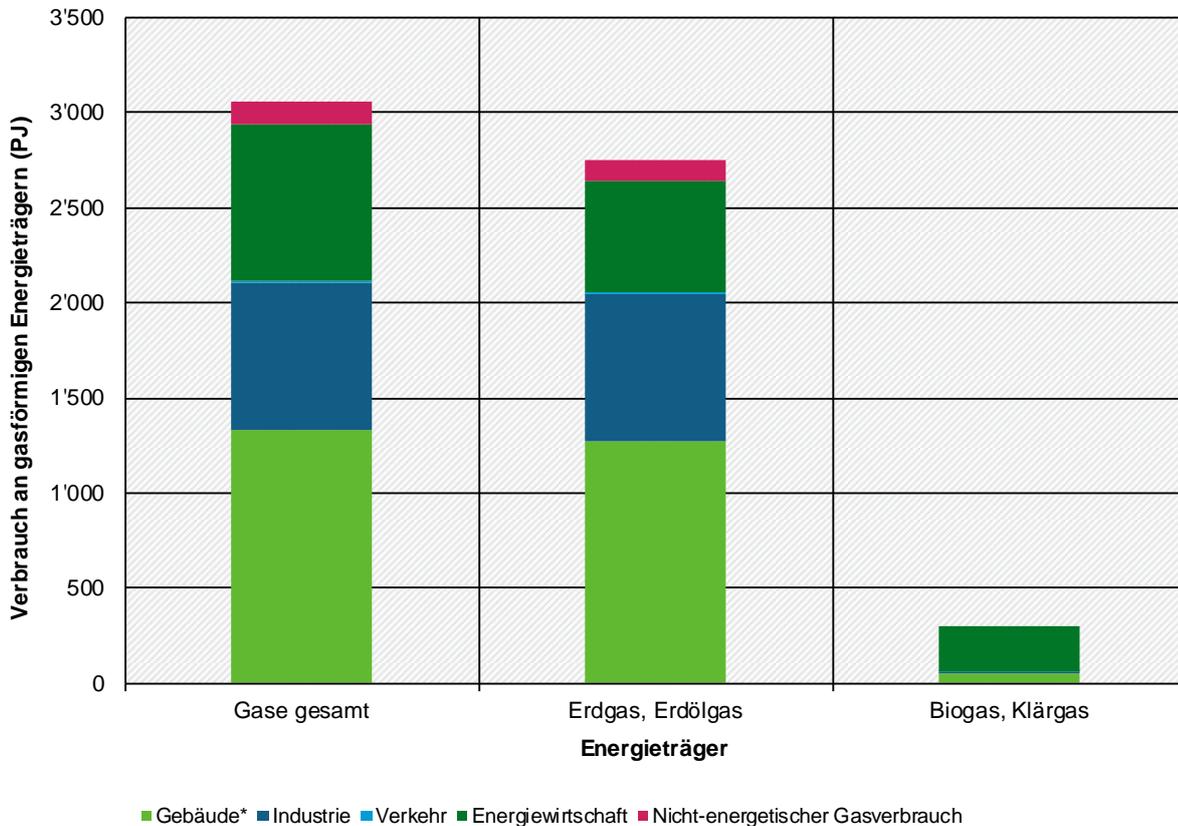
2.2.1 Inländische Verbräuche gasförmiger Energieträger im Jahr 2015

Laut der von der AG Energiebilanzen veröffentlichten Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland und der zugehörigen Satellitenbilanz für erneuerbare Energieträger belief sich der inländische Primärenergieverbrauch an Erdgas und Erdölgas im Jahr 2015 auf 2.749 PJ und an Biogas und Klärgas auf 304 PJ (AGEB 2017). Während der mit 243 PJ überwiegende Anteil an Biogas bei der Stromerzeugung im Umwandlungssektor eingesetzt wurde, floss Erdgas zum größten Teil in den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte (ca. 867 PJ) und der Industrie (Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe insgesamt ca. 782 PJ), aber auch in relevantem Umfang in den GHD-Sektor und den Umwandlungssektor (vgl. Abbildung 7). Weitere Details sind Tabelle 57 und Abbildung 64 im Anhang zu entnehmen.

Der Anteil von Gasen am Endenergieverbrauch lag mit 37,6 % in privaten Haushalten und 30,7 % bei der Industrie am höchsten. Im GHD-Sektor lag der Anteil mit 32,2 % in vergleichbarer Größenordnung, während der Anteil im Verkehrsbereich mit 0,3 % marginal war. Im Umwandlungssektor flossen ca. 3/4 des Gasverbrauchs in die Stromerzeugung (inkl. KWK) und ca. 1/4 in die Fernwärmebereitstellung. Anteilig betrachtet spielten Erd- und Biogas jedoch mit 37,1 % bei der Fernwärme eine deutlich größere Rolle als bei der Stromerzeugung (15,7 %). Der nicht-energetische Erdgasverbrauch lag mit 111 PJ bei 11,6 % des gesamten nicht-energetischen Primärenergieverbrauchs. Über den inländischen Primärenergieverbrauch hinaus fand ein nicht unerheblicher Erdgasexport von 1.144 PJ statt, wobei

es sich in erster Linie um durchgeleitete Gasmengen handelt, was die Rolle von Deutschland als Transitland für Gas verdeutlicht.

Abbildung 7: Inländischer Verbrauch an Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) und biogenen Gasen (Biogas, Klärgas) im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen



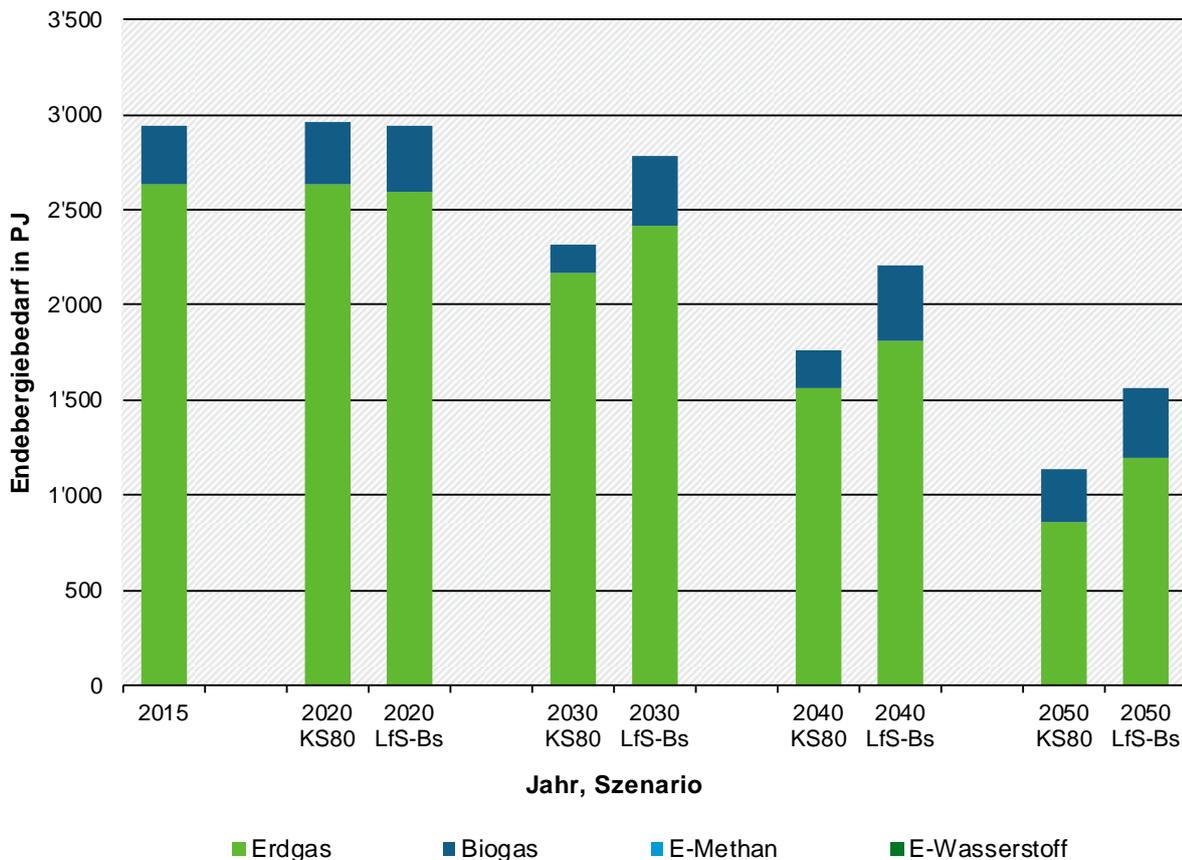
* inkl. Kochen und GHD-Prozesswärme exkl. Raumwärme Industrie

Quelle: AG Energiebilanzen 2017

2.2.2 Entwicklung der Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von 80 – 85 %

Über alle Sektoren hinweg betrachtet kommt es in den ausgewerteten Szenarien mit einer THG-Reduktion von 80 bis 85 % bis zum Jahr 2050 zu einer deutlichen Reduktion der energetischen Gasbedarfe. Die Spannweite ist jedoch mit einer Reduktion um 49 bis 63 % im Vergleich zu 2015 auf 1139 bis 1564 PJ groß. Auch unterscheiden sich die Szenarien darin, dass im Basisszenario der Langfristszenarien die Gasverbräuche 2030 noch auf einem ähnlichen Niveau liegen wie heute, vorher sogar zwischenzeitlich ansteigen und erst nach 2030 schnell absinken, während sie im KS80 ab 2020 mehr oder weniger linear sinken. Die Reduktion des Bedarfs betrifft in erster Linie Erdgas, mit einer Reduktion auf die Hälfte bis ein Viertel. Bei Biogas hingegen kommt es nur zu moderaten bis geringen Bedarfsreduktionen, welche auch im Zeitverlauf deutlich schwanken, was mit einer Verschiebung der Gasbedarfe zwischen den Sektoren zusammenhängt. E-Gase (Wasserstoff und Methan) finden in keinem der 80%-Szenarien eine Anwendung, weil es für dieses Ambitionsniveau ausreichend andere günstigere Vermeidungsoptionen gibt. Die zeitliche Entwicklung der Spannbreiten der Gasbedarfe in den 80%-Szenarien ist in Abbildung 8 dargestellt. Die dahinterliegenden sektoralen Entwicklungen werden in der Folge ausführlich diskutiert.

Abbildung 8: Entwicklung der inländischer Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990



* gasförmige Energieträger umfassen hier Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff, nicht jedoch Industriegase
 Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015 und Fraunhofer ISI et al. 2017

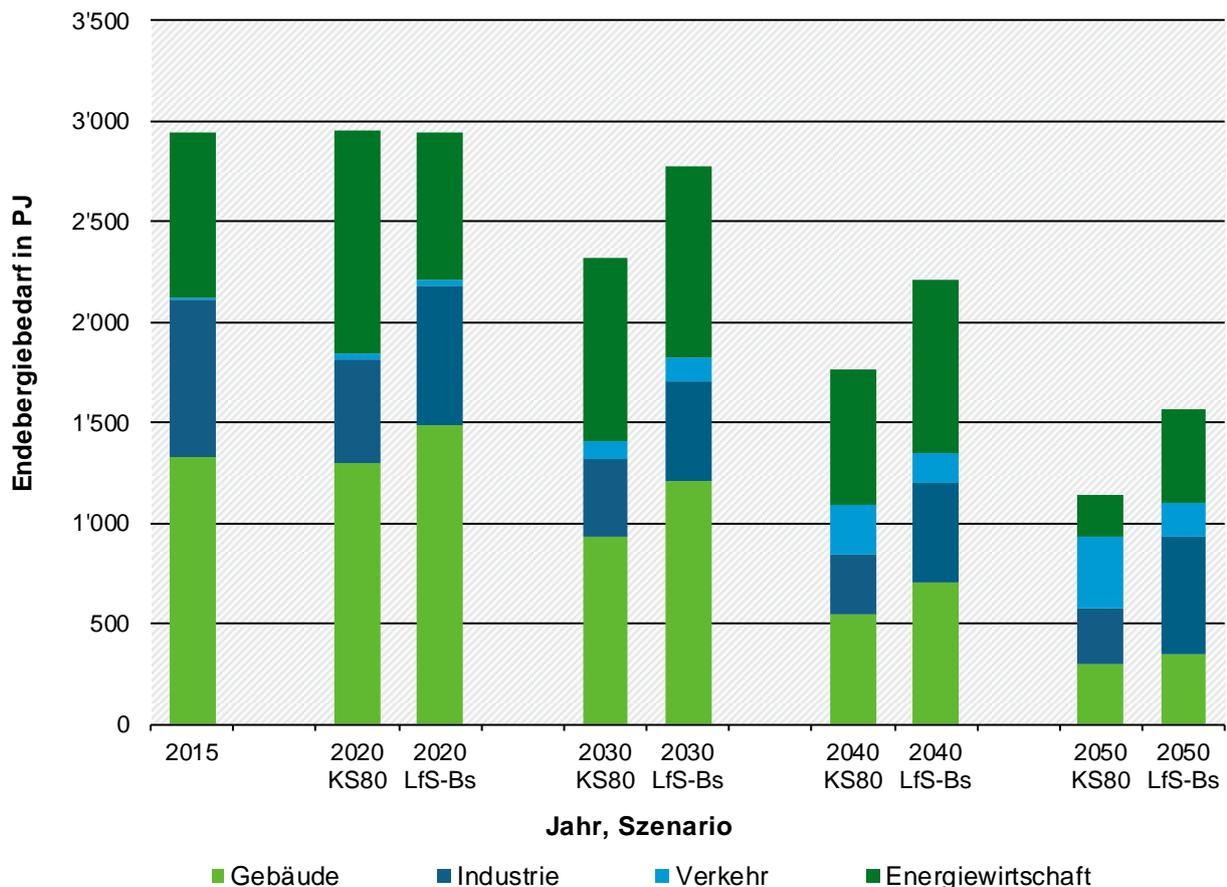
2.2.3 Sektorale Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von 80 – 85 %

Die Entwicklung der sektoralen Gasbedarfe in den 80%-Szenarien ist in Abbildung 9 zusammenfassend dargestellt. Die Entwicklung in den darunter liegenden Teilsektoren sind Tabelle 58 im Anhang zu entnehmen.

Gebäude

In den 80%-Szenarien sinkt der Gasbedarf im Gebäudebereich insgesamt in entsprechendem Umfang um 74 bis 77 % auf 300 bis 350 PJ. Der Gasbedarf in privaten Haushalten ist dabei mit 68 bis 74 % weniger stark betroffen als der im GHD-Sektor mit 84 bis 85 %, was in erster Linie die unterschiedliche Abnahme der gesamten Endenergieverbräuche in den beiden Sektoren widerspiegelt. Die Geschwindigkeit der Bedarfsreduktion variiert sehr stark zwischen den Szenarien: während im Basisszenario der Langfristszenarien der Gasbedarf bis 2030 nur um ca. 9 % zurückgeht, ist zu diesem Zeitpunkt im KS80 schon ein Rückgang um 30 % zu verzeichnen (vgl. Abbildung 9). Im Gebäudebereich wird in den 80%-Szenarien dabei stets fast ausschließlich auf Erdgas gesetzt. Ansonsten kommen nur teils minimale Mengen von Biomethan von ca. 1 PJ zum Einsatz.

Abbildung 9: Entwicklung der sektoralen Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990



* gasförmige Energieträger umfassen hier Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff, nicht jedoch Industriegase
 Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015 und Fraunhofer ISI et al. 2017

Verkehr

Im Verkehr steigt Gasbedarf in den 80%-Szenarien von den heutigen minimalen Mengen auf 160 bis 357 PJ im Jahr 2050. Der Bedarf erfolgt dabei mit 120 bis 329 PJ überwiegend im Straßenverkehr, während der Gaseinsatz bei den übrigen Verkehrsträgern (Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr) mit 28 bis 40 PJ vergleichsweise geringer ausfällt, da es wegen der im Vergleich zu Flüssigkraftstoffen geringen Energiedichte insgesamt ein geringes Anwendungspotenzial für gasförmige Energieträger gesehen wird. Hauptgrund für einen deutlich höheren Gasbedarf im KS80 ist die dortige Begrenzung bei Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Dadurch ergibt sich eine stetige Zunahme des Gasbedarfs, während im Basisszenario der Langfristszenarien der Gasbedarf im Güterverkehr bis 2030 sogar erst schneller ansteigt und danach stagniert (vgl. Tabelle 58 im Anhang). Zunächst kommt in den 80%-Szenarien im Verkehr weit überwiegend Erdgas zum Einsatz, bis 2050 steigt aber der Anteil von Biogas (CNG und LNG) je nach Szenario auf 30 bis 40 %.

Energiewirtschaft

In der Energiewirtschaft fällt der Gasbedarf insgesamt deutlich auf 206 bis 467 PJ, was einer Reduktion um knapp die Hälfte bis Dreiviertel im Vergleich zu 2015 entspricht. Die Abnahme ist bis 2030 deutlich moderater und nimmt erst in der Folge stark zu (vgl. Abbildung 9). Dies liegt im Wesentlichen

daran, dass Gas bis ca. 2030 weiterhin umfangreiche, sogar teils steigende Anwendung in KWK-Anlagen findet, welche erst danach aus dem Erzeugungsmix verdrängt werden. Im Bereich der ungekoppelten Wärmeerzeugung sinkt der Verbrauch ebenfalls, aber weniger stark auf 92 bis 118 PJ. Dabei reduziert sich der Bedarf an Biogas um ca. die Hälfte, während der Bedarf an Erdgas bis 2050 um ca. 70 bis 90 % abfällt.

Industrie

Auch in der Industrie kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Gasbedarfe auf 275 bis 586 PJ, was aber insbesondere in Bezug auf das Basisszenario der Langfristszenarien mit einer Reduktion um ein gutes Drittel einen im Vergleich zu den anderen Sektoren moderateren Rückgang darstellt. Für die chemische Industrie als einen der Hauptgasverbraucher steigt der Bedarf in diesem Szenario sogar um wenige PJ an. Im KS80 hingegen reduziert sich auch der Bedarf der chemischen Industrie um ca. 37 % gegenüber 2015⁴ (vgl. Tabelle 58 im Anhang). Die Geschwindigkeit des Rückgangs der Gasbedarfe variiert dabei über die Subsektoren und im zeitlichen Verlauf. Zum Teil kommt es im späteren Verlauf sogar wieder zu einer Zunahme des Gasbedarfes. Der Bedarf an Erdgas geht dabei stets überproportional zurück, weil der 2015 marginale Anteil an Biogas bis 2050 auf 90 bis 135 PJ gesteigert wird, um auch im Kontext der nur moderat fallenden Bedarfe die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Bei Zugrundelegung der in beiden Szenarien übereinstimmenden Entwicklung der relevanten Produktionszahlen und der Annahme einer Zunahme der gasbasierten Produktion steigt der nicht-energetische Bedarf an gasförmigen Energieträgern entsprechend dem Rückgang des Anfallens von Nebenprodukten der Mineralölindustrie bis zum Jahr 2050 um ca. 47 % auf 163 PJ an.

2.2.4 Entwicklung der Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von über 90 %

Bezüglich der Szenarien mit einer THG-Reduktion von über 90 % bis zum Jahr 2050 ist zu beachten, dass nur das KS95 der Klimaschutzszenarien 2050 ein Mengengerüst der zeitlichen Entwicklung der Energieverbräuche liefert, während die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ nur für 2050 ein Mengengerüst beinhaltet. Bei den sektoralen Spannweiten wird daher in den Analysen für die aus dem THGND stammenden Werte keine zeitliche Entwicklung angegeben. Die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ liefert ein Mengengerüst für Bedarfswerte an E-Gasen auch nur im Endenergiebereich, nicht für den Umwandlungsbereich. Es wird jedoch ein Biogaspotenzial für die Stromerzeugung ermittelt, das sich mit dem Gasbedarf zur Deckung der Residuallast im KS95 deckt. Daher wird angenommen, dass kein weiterer Gasbedarf in der Stromerzeugung besteht. Für die Betrachtung bei den 95%-Szenarien wird das THGND-Szenario zusätzlich jeweils in Verbindung mit den zwei Verkehrsszenarien H2+ und CH4+ aus der UBA-Studie FSEV betrachtet. Durch diese Form der Betrachtung wird die Spannweite zwischen dem KS95 mit einer sehr geringen Nutzung von Gasen und der Kombination aus THGND und H2+ oder CH4 mit einer starken Nutzung von Gasen in allen Sektoren maximiert. Denn im THGND selbst und im KS95 kommen im Verkehrsbereich neben Strom ausschließlich über Power-to-Liquid hergestellte Flüssigkraftstoffe zum Einsatz.

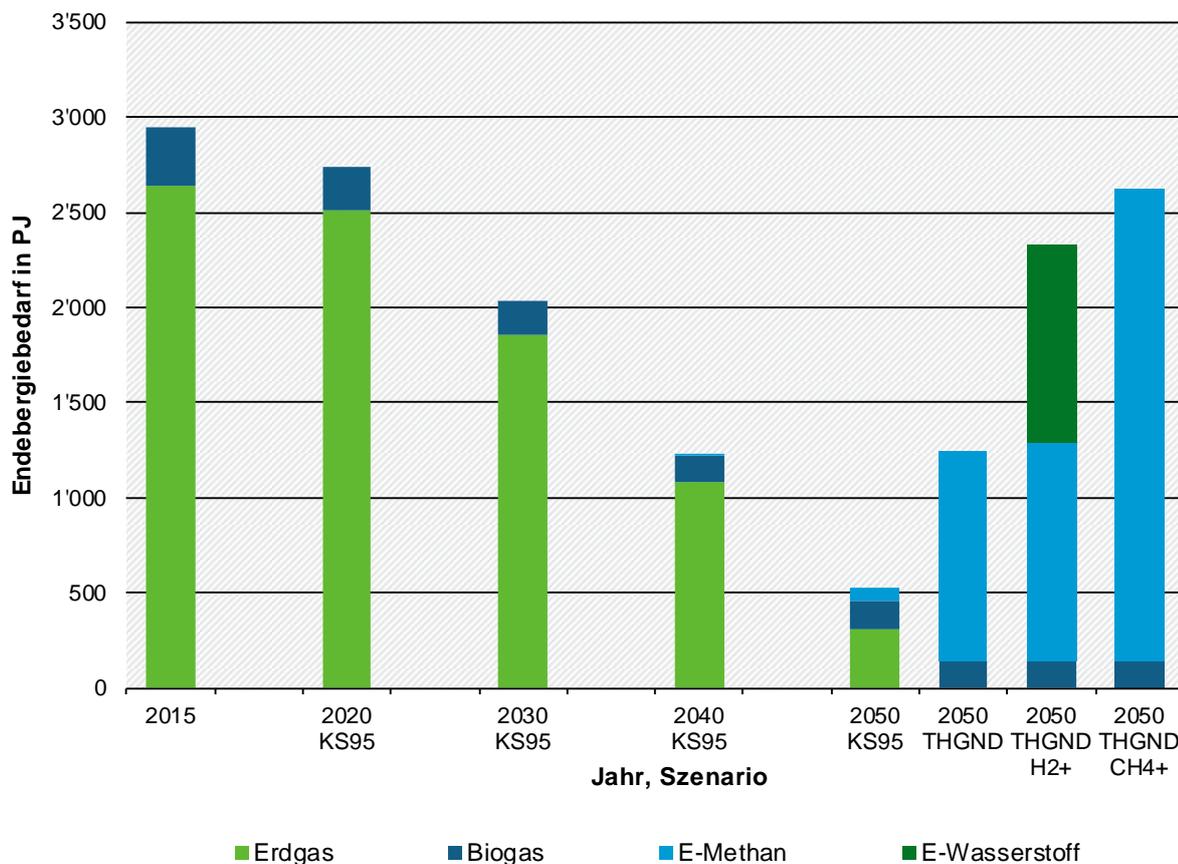
Insgesamt gesehen gehen die Reduktionen der Gasverbräuche in den 95%-Szenarien noch stärker auseinander als in den 80%-Szenarien, nämlich um 14 bis 83 % auf 530 PJ im KS95 bis 2621 PJ in der kombinierten Betrachtung von THGND und CH4+. Dies trifft jedoch nur auf den Gasbedarf insgesamt zu, nicht auf die einzelnen Gase. So fällt der Erdgasbedarf im KS95 um 89 % auf 306 PJ – im Zeitverlauf grob linear – und der Biogasbedarf halbiert sich bis 2050 auf 156 PJ. Noch darüberhinausgehend kommt im THGND Erdgas überhaupt nicht mehr und Biogas ebenfalls nur im Umfang von 143 PJ zum

⁴ Die große Spannweite in der chemischen Industrie resultiert zum großen Teil daraus, dass der Gaseinsatz in industriellen KWK-Anlagen im LfS-Basisszenario hier eingeschlossen ist, während dies im KS80 nicht der Fall ist.

Einsatz. E-Gase (Wasserstoff und Methan) kommen dafür in den 95%-Szenarien jeweils zur Anwendung, allerdings auch in sehr unterschiedlichen Ausmaßen. Während das KS95 E-Gase nur im Umfang von 49 PJ zur Residuallastdeckung nutzt, stellt E-Methan im THGND einen wichtigen Energieträger in allen Sektoren dar, was in Kombination mit den Verkehrsszenarien H2+ und CH4+ zu einem energetischen Gesamtbedarf an E-Methan von 1148 PJ führt. Der Hauptgrund der sich überschneidenden Spannbreiten des gesamten Gasbedarfs in den 80%- und den 95%-Szenarien ist also der umfangreiche Einsatz erneuerbarer Gase in der Studie „Treibhausgas-neutrales Deutschland 2050“.

Einen Überblick über die Spannbreiten der Gasverbräuche im zeitlichen Verlauf der 95%-Szenarien gibt Abbildung 10. Anschließend werden wieder die zugehörigen sektoralen Entwicklungen ausführlich diskutiert.

Abbildung 10: Entwicklung der inländischer Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von über 90 % ggü. 1990

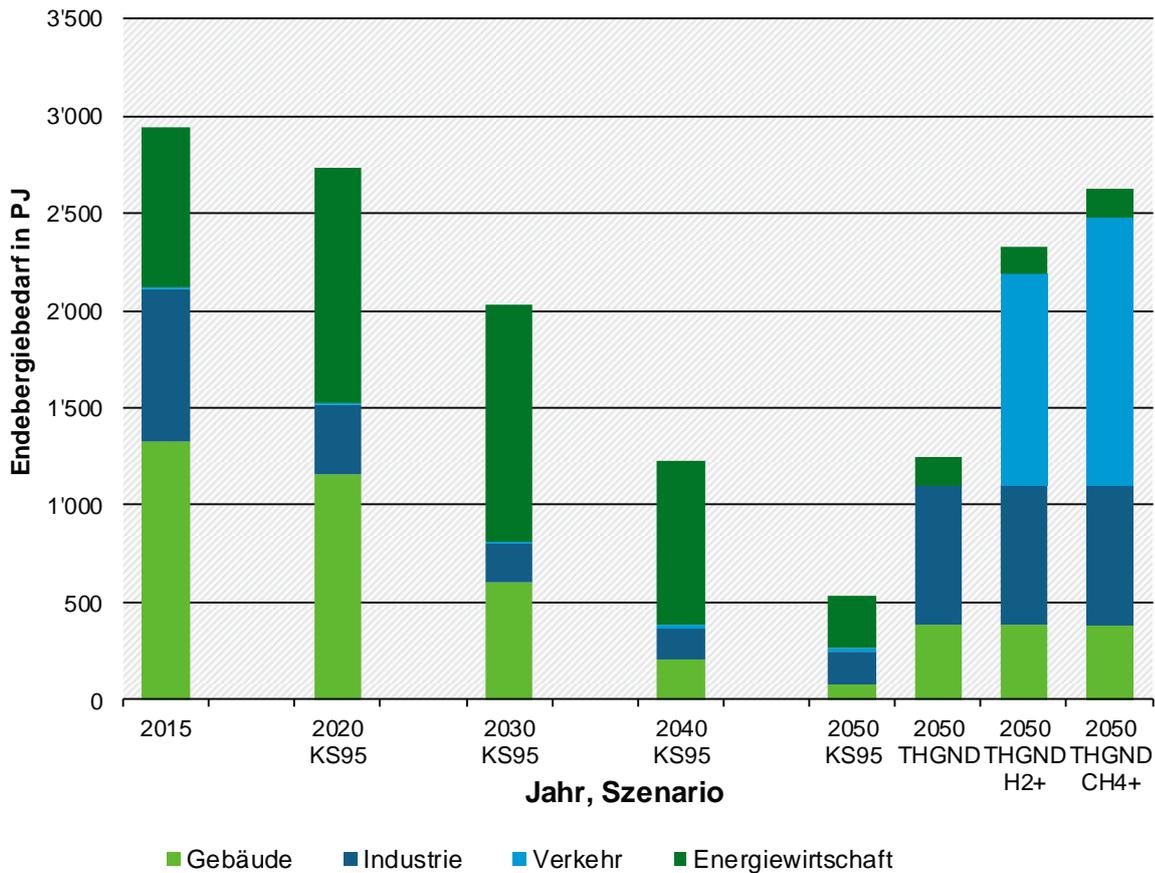


* gasförmige Energieträger umfassen hier Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff, nicht jedoch Industriegase
 Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, Umweltbundesamt 2015 und Öko-Institut et al. 2016

2.2.5 Sektorale Gasbedarfe in Szenarien mit THG-Reduktion von über 95 %

Die sektorale Entwicklung der Gasbedarfe ist in Abbildung 11 zusammenfassend dargestellt. Die Entwicklung in den darunter liegenden Teilsektoren sind Tabelle 59 im Anhang zu entnehmen.

Abbildung 11: Entwicklung der sektoralen Bedarfe an gasförmigen Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von über 90 % ggü. 1990



* gasförmige Energieträger umfassen hier Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff, nicht jedoch Industriegase
 Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, Umweltbundesamt 2015 und Öko-Institut et al. 2016

Gebäude

In den Szenarien mit einer THG-Emissionsreduktion von über 90 % bis 2050 sinkt der Gasbedarf in Gebäuden ggü. 2015 insgesamt um 71 bis 94 % auf 74 bis 385 PJ. Bei den privaten Haushalten ist dabei die Spannweite mit 82 bis 93 % deutlich geringer als im GHD-Sektor mit 51 bis 97 %. Der geringere Rückgang als in den 80%-Szenarien am oberen Ende der Spannweiten ist darauf zurückzuführen, dass im THGND der Einsatz von E-Methan als erneuerbarem Brennstoff Gas eine wichtige Rolle spielt. Das KS95 hingegen setzt primär auf Umwelt- und Fernwärme und führt in Kombination mit einem noch stärkeren Rückgang des Heizwärmebedarfs zu einem nochmals deutlich geringeren Gasbedarf in Gebäuden als in den 80%-Szenarien, wobei es sich hier ausschließlich um Erdgas handelt. Das Tempo des Bedarfsrückgangs ist dabei sehr hoch. Schon 2030 liegt der Bedarf mit 600 PJ um mehr als 50 % niedriger als im Jahr 2015 (vgl. Tabelle 59 im Anhang).

Verkehr

Im Verkehr geben die ausgewählten Szenarien die Bandbreite an möglichen Entwicklungen wieder, so dass der Gasbedarf in den 95%-Szenarien sehr stark unterschiedlich ansteigt auf 21 bis 1.377 PJ im Jahr 2050, je nachdem ob gasförmige Energieträgern eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Verkehr zugeordnet wird oder nicht. Die obere Spannweite spiegelt den Einsatz von E-Methan im Szenario CH4+ des FSEV wider, welcher überwiegend den Straßenverkehr betrifft. Der entsprechende

Einsatz von E-Wasserstoff im Szenario H2+ fällt mit 1150 PJ auf Grund der höheren Effizienz von Brennstoffzellenfahrzeugen um ca. 20 % geringer aus. Hierbei ist zu beachten, dass die Szenarien CH4+ und H2+ die technischen Potenziale der Nutzung des jeweiligen Energieträgers weitestgehend ausreizen und daher als Extremfälle anzusehen sind. Im KS95 hingegen wird LNG im internationalen Seeverkehr eingesetzt und ansonsten komplett auf Gas verzichtet. Der Einsatz von LNG steigt hier schon bis 2030 schnell an und stagniert bereits ab 2040 (vgl. Tabelle 59 im Anhang). Der schon 2015 geringe Einsatz von Erdgas im landgebundenen Verkehr wird in beiden Szenarien auf 0 reduziert. In Bezug auf den geringen Einsatz von Gas ist zu beachten, dass beide Szenarien sehr stark auf den Einsatz von Power-to-Liquids zur Erzeugung regenerativer Kraftstoffe setzen. Hier wäre in vielen Fällen auch der Einsatz von E-Gasen eine Alternative, die in den Szenarien nicht detaillierter betrachtet wurde.

Energiewirtschaft

Für die Energiewirtschaft steht nur im KS 95 der Klimaschutzszenarien 2050 ein detailliertes Mengengerüst zur Verfügung. Hier fällt der Gasbedarf im Vergleich zu 2015 um ca. 68 % auf 246 PJ. Der Rückgang ist damit geringer als im KS80, was durch die Erzeugung und Rückverstromung von E-Methan als erneuerbarem Brennstoff im KS 95 bedingt ist. Aber auch der Rückgang beim Erdgasbedarf ist geringer, weil die begrenzten Biomassepotenziale noch stärker in andere Sektoren genutzt und der Biogasbedarf daher um mehr als 90 % auf 18 PJ reduziert wird. Auch kommt Erdgas in der Übergangszeit bis 2040 deutlich stärker zum Einsatz als im KS 80, weil eine stärkere Substitution von Kohle in der Stromerzeugung erfolgt. In der ungekoppelten Wärmeerzeugung hingegen stellt sich die Entwicklung mit einem nur moderaten Rückgang auf 125 PJ sehr ähnlich zum KS80 dar. Im THGND steht kein Mengengerüst für die Energiewirtschaft zur Verfügung. Es wird jedoch ein Biogaspotenzial für die Stromerzeugung von 143 PJ ermittelt. Da sich dieses mit dem Gasbedarf zur Deckung der Residuallast im KS95 deckt, wird angenommen, dass kein Einsatz von E-Gasen in der Rückverstromung erfolgt.

Industrie

Die Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie in den 95%-Szenarien stellt sich wiederum ähnlich dar wie im Gebäudebereich. Im THGND wird auf E-Methan als erneuerbaren Brennstoff gesetzt, wodurch der Gasbedarf 2050 mit 716 PJ nur um ca. 20 % niedriger liegt als 2015 und es in der chemischen Industrie sogar zu einem siebenprozentigen Zuwachs auf 220 PJ kommt. Im KS 95 reduziert sich der Gasbedarf noch stärker als im KS 80. Insgesamt um 81 % auf 168 PJ und in der chemischen Industrie sogar um knapp 50 % auf 110 PJ⁵. Die Abnahme der Gasverbräuche erfolgt dabei mit einer Reduktion um 78 % bis 2030 bereits frühzeitig und stagniert in der Folge. Für Erdgas setzt sich die Reduktion jedoch bis 2050 fort, was aber durch einen Anstieg der Biogasbedarfe auf 138 PJ ausgeglichen wird. E-Gase werden im KS95 hingegen nicht genutzt. Im Gegensatz dazu stellt die energetische Nutzung von E-Methan im THGND mit 716 PJ den größten sektoralen Anteil dar. Hinzu kommt hier noch eine nicht-energetische Nutzung von E-Methan im Umfang von 1015 PJ. Letztere kann für die Klimaschutzszenarien 2050 nicht quantifiziert werden. Bezüglich des THGND ist hier noch zu beachten, dass aus der Studie nicht hervorgeht, wie der Brennstoffbedarf zur Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen bilanziert wurde, so dass unter Industrie sehr wahrscheinlich Gasverbräuche erfasst sind, welche für das KS95 im Umwandlungssektor erfasst sind.

Der nicht-energetische Bedarf an gasförmigen Energieträgern lässt sich analog zu den Ausführungen bei den 80%-Szenarien im KS95 über die Entwicklung der relevanten Produktionszahlen auf 167 PJ im Jahr 2050 abschätzen, was einer Steigerung ggü. 2015 um etwas mehr als 50 % entspricht. Im THGND

⁵ Die große Spannbreite in der chemischen Industrie resultiert wiederum zum großen Teil daraus, dass der Gaseinsatz in industriellen KWK-Anlagen im THGND hier eingeschlossen ist, während dies im KS95 nicht der Fall ist.

wird hingegen der gesamte stoffliche Bedarf an fossilen Energieträgern durch E-Methan ersetzt, welcher dort mit 282 TWh (ca. 1015 PJ) beziffert wird.

2.2.6 Zusammenfassung zu Gasbedarfen in ambitionierten Klimaschutzszenarien

Insgesamt gesehen weisen alle ausgewerteten Szenarien einen erheblichen Rückgang der Gasverbräuche auf, wobei die Spannbreiten mit einer Reduktion von 2015 bis 2050 um 49 bis 63 % in den 80%-Szenarien und von 14 bis 83 % in den 95%-Szenarien sehr unterschiedlich sind. Für Erdgas lässt sich dabei klar sagen, dass ein höheres Ambitionsniveau mit einem noch stärkeren Bedarfsrückgang verbunden ist, nicht aber für die Gasverbräuche insgesamt. Denn im THGND-Szenario wird eine Reduktion der THG-Emissionen um 95 % erreicht, wenngleich die Gasverbräuche insgesamt nur ca. 50 % zurückgehen; in Kombination mit den Verkehrsszenarien CH₄+/H₂+. Hauptgrund dafür ist die umfangreiche Nutzung des erneuerbaren Brennstoffs E-Methan sowie der erneuerbaren Kraftstoffe E-Methan/E-Wasserstoff.

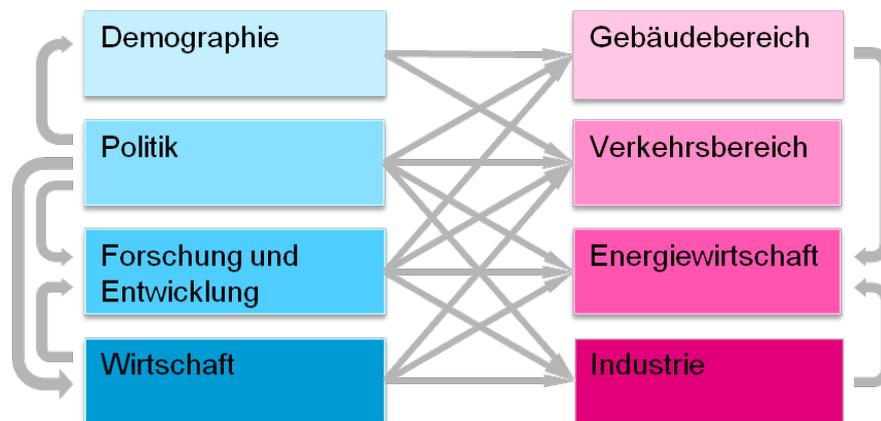
Der größte Bedarfsrückgang bei Gas ist im Gebäudebereich zu beobachten, wo durch die Kombination von der Reduktion des Endenergiebedarfs und alternative Heiztechniken effizientere Alternativen zum Einsatz von erneuerbarem Gas zur Verfügung stehen. Im Verkehrsbereich wird abgesehen vom THGND eine Zunahme des Gasbedarfs ermittelt. Der Gesamtumfang des Bedarfs in 2050 fällt allerdings abgesehen von den als Maximalfällen anzusehenden Szenarien H₂+ und CH₄+ moderat aus, weil ansonsten kein umfangreicher Einsatz von erneuerbaren Gasen erfolgt. In der Energiewirtschaft hat die Nutzung von Gas eine wichtige Brückenfunktion. So geht vor allem der Einsatz von Gas in KWK-Anlagen bis 2030 kaum zurück und nimmt zum Teil sogar zu. Im Jahr 2050 verbleiben aber nur noch geringe Mengen an Gas zum Ausgleich der Schwankungen der erneuerbaren Energien im System. Für die Industrie ist der energetische Gasbedarf im Allgemeinen auch rückläufig, wobei der Umfang des Rückgangs zwischen den Studien mit 8 bis 78 % deutlich variiert. Dabei spielt wiederum der Einsatz von E-Methan als erneuerbarem Brennstoff eine wichtige Rolle, aber auch der Grad der Elektrifizierung und der Brennstoffsubstitution. In einigen aktuellen Studien, die an dieser Stelle nicht einbezogen werden, finden sich geringere Rückgänge an Wärmebedarfen in Gebäuden, was zu höheren Bedarfen an erneuerbaren Gasen führt (vgl. Kapitel 5.4). Dies wird in Kapitel 5 in einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

Weniger detailliert beleuchtet werden konnte auf Basis der ausgewerteten Studien der nicht-energetische Bedarf an Gas, weil dieser nur im THGND quantifiziert wurde (ca. 1.015 PJ) und dort nur eine Betrachtung des Zielzeitpunkts 2050 erfolgt. Eine Abschätzung auf Basis der Produktionszahlen der relevanten Güter liefert aber für die anderen Szenarien mit 163 bis 167 PJ deutlich geringere Werte. Dahinter steht, dass in diesen Szenarien eine Substitution der stofflichen Nutzung von Erdölprodukten nicht adressiert wird.

3 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach Gas

Wie die Studienanalyse deutlich machte, ist der inländische Bedarf an gasförmigen Energieträgern ganz allgemein gesehen abhängig von der Entwicklung des Endenergiebedarfs insgesamt, des nicht-energetischen Bedarfs in der Industrie und Substitutionsmöglichkeiten mit anderen Energieträgern. Bei den Substitutionsmöglichkeiten ist erstens ein Wechsel von den weiteren fossilen Energieträgern hin zu Erdgas relevant, zweitens eine Substitution von Erdgas durch die erneuerbaren Gase (Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff) und drittens eine Ersetzung von gasförmigen Energieträgern durch die sonstigen erneuerbaren Energieträger. Die genannten Faktoren sind jedoch von einer Vielzahl an weiteren Einflussgrößen abhängig, welche in Abbildung 12 skizzenhaft dargestellt sind.

Abbildung 12: Skizzenhafte Darstellung der Einflüsse auf die Gasbedarfe nach Endenergiebereichen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI; Erläuterungen im Text

Demographische Faktoren beeinflussen unmittelbar den Endenergiebedarf im Gebäude- und im Verkehrsbereich, mittelbar auch in der Energiewirtschaft und in der Industrie. Im Gebäudebereich werden beispielsweise die Wohnflächen durch eine Änderung der Bevölkerungszahl beeinflusst, während im Verkehrsbereich der Mobilitätsbedarf abhängig vom Grad der Urbanisierung ist. Beides hat wiederum Einfluss auf die Entwicklung der Energiebedarfe und damit des Gasbedarfs, wobei dies im Einzelnen von der Energieversorgung im Gebäude- und im Verkehrsbereich abhängt. Auch die wirtschaftliche Entwicklung hat über das sich ändernde Güteraufkommen einen Einfluss auf den Mobilitätsbedarf. Darüber hinaus sind wesentliche Faktoren für die Entwicklung des Gasbedarfs, wie Wachstum und wirtschaftlicher Strukturwandel die Produktionsmengen in der Industrie beeinflussen und wie sich die Entwicklung der Rohstoffpreise auf den Kraftwerkspark und -einsatz in der Energiewirtschaft auswirkt. Im Bereich von Forschung und Entwicklung spielt es für alle Endenergieverbrauchssektoren eine wichtige Rolle, wie sich die Gasnutzung fördernde Technologien (wie Brennstoffzellen, Hochtemperatur-Elektrolyse, Direktreduktion) im Vergleich zu alternativen Technologien ohne signifikante Gasnutzung (wie Elektromobilität, Wärmepumpen, Fischer-Tropsch-Synthese) entwickeln. Die politischen Rahmenbedingungen beeinflussen durch klimapolitische Ziele, aber auch durch Vorgaben zur Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit die Entwicklung in allen Endenergieverbrauchssektoren, beispielsweise den Ausbau erneuerbarer Energien in der Energiewirtschaft, die Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie und mittels Dämmstandards den Energiebedarf im Gebäudebereich. In den Endenergieverbrauchssektoren spielen darüber hinaus eine Vielzahl weiterer Faktoren eine Rolle, wie Sanierungsraten im Gebäudebereich, Fahrzeugneuzulassungen und Infrastrukturentwicklung im Verkehr, der Netzausbau in der Energiewirtschaft und die nicht-energetische Nutzung von Gas in der Industrie. Zudem wirken die Bedarfe der Industrie und des Gebäudebereichs auf die Energiewirtschaft.

An diesen Überlegungen zeigt sich, dass die für die Entwicklung des Gasbedarfs relevanten Wechselwirkungen eine hohe Komplexität aufweisen. Deswegen ist für ein besseres Verständnis der Einflussfaktoren zunächst eine detaillierte Betrachtung der Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe in den Endenergieverbrauchssektoren notwendig, welche im folgenden Unterkapitel methodisch erläutert und anschließend für die einzelnen Sektoren angewendet wird. Darauf basierend werden dann wiederum Rückschlüsse für die Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe insgesamt gezogen.

3.1.1 Methodik zur Bewertung und Visualisierung der Treiber der Gasbedarfe

Ziel der qualitativen Bewertung und der Visualisierung der Treiber der Gasverbräuche ist es, zum einen die komplexen und teilweise gegenläufigen Wirkungen zu strukturieren und zu veranschaulichen und zum anderen Ansatzpunkte für eine klimaschutzpolitisch sinnvolle und notwendige Beeinflussung der Entwicklung durch geeignete Maßnahmen und Politikinstrumente zu identifizieren.

Im ersten Schritt werden dazu diejenigen Deskriptoren bestimmt, aus denen sich die Gasverbräuche eines Sektors differenziert nach Energieträger unmittelbar ableiten lassen (1. Treiberebene), wobei es sich im Wesentlichen um den jeweiligen absoluten Endenergieverbrauch und die Anteile der verschiedenen gasförmigen Energieträger daran handelt. Dabei wird der Endenergieverbrauch eines Sektors in zentrale Subkomponenten zerlegt (z.B. im Verkehrsbereich in Straßenverkehr sowie Schienen-, Schiffs- und Flugverkehr), sofern sich daraus Unterscheide für die jeweilige Rolle der gasförmigen Energieträger ergibt. In der Bewertung lässt sich so zwischen den absoluten Verbrauchsänderungen bei zentralen Anwendungen und der Rolle der einzelnen Gase unterscheiden.

Im nächsten Schritt werden die wesentlichen Treiber für die Entwicklung der Deskriptoren auf der 1. Treiberebene identifiziert (2. Treiberebene) und auch Wechselwirkungen zwischen den Treibern dieser Ebene erfasst. Die Deskriptoren der zweiten Ebene werden dabei so gewählt, dass sie unabhängig von Instrumenten sind, aber zugleich Ansatzpunkte für die Wirkung von geeigneten Instrumenten bieten. Diese klimapolitischen Stellschrauben werden ebenfalls benannt. Auf eine Betrachtung einer dritten Treiberebene wird verzichtet, weil dadurch die Komplexität für die Betrachtung sowohl der Wechselwirkungen als auch des Effekts von Instrumenten tendenziell zu hoch wird.

Im dritten Schritt werden für jeden Treiber der ersten Ebene jeweils die Wirkungen der auf ihn wirkenden Treiber aus Expertensicht vergleichend auf folgender Skala bewertet:

- ++/+ : X hat einen stark/schwach fördernden Einfluss auf Y,
- 0 : X hat keinen maßgeblichen Einfluss auf Y,
- -/- : X hat einen stark/schwach hemmenden Einfluss auf Y.

Die Bewertung hat ausschließlich eine qualitative und keine absolute Bedeutung und wird lediglich als relative Einschätzung interpretiert: eine stärkere Wirkung drückt aus, dass sich der entsprechende Einfluss stärker auswirkt als ein als weniger stark bewerteter Einflussfaktor. Bei Bedarf erfolgt dabei eine Unterscheidung unterschiedlicher Zeithorizonte, wenn die Einflüsse als sich grundsätzlich wandelnd angesehen werden. Auf Basis dieser Bewertungen erfolgt dann eine Bewertung der Wirkung der Treiber der ersten Ebene auf die Gasverbräuche des jeweiligen Anwendungsfeldes insgesamt, wobei die zuvor ermittelten quantitativen Spannbreiten der Gasnachfrage und soweit verfügbar auch der Deskriptoren in den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien einbezogen werden. Die Wirkungen von der ersten Treiberebene auf den Gasbedarf zeigen also auf, welches die Schlüsselfaktoren für den Gasbedarf im Kontext ambitionierter Dekarbonisierungsszenarien sind. Diese sind damit in ihrer Bedeutung anders geartet als die von der zweiten Treiberebene, die allgemein die Wechselwirkungen zwischen den Deskriptoren beschreiben. Die ermittelten Wirkungen werden schließlich in eine grafische Darstellung in Form eines Ursache-Wirkungsdiagramms übersetzt, welche die Wechselwirkungen innerhalb des Systems veranschaulichen. Dabei ist der Unterschied in

der Art der Bewertung der Treiber auf der ersten und zweiten Ebene zu beachten. Dieser macht die Interpretation der Ursache-Wirkungs-Diagramme zum Teil komplexer, ermöglicht es aber zugleich auf Basis der Abbildungen ein Verständnis der Entwicklungen in den ausgewerteten Szenarien zu erlangen.

Die sektoral ermittelten Treiber werden anschließend für die verschiedenen gasförmigen Energieträger sektorübergreifend diskutiert und zusammengefasst. Dabei werden primär nur zuvor als stark fördernd oder stark hemmend bewertete Treiber einbezogen sowie Treiber die auf Grund ihrer sektorübergreifenden Wirkung von besonderer Bedeutung sind. Die so aggregierten Treiber werden wieder relativ zueinander bewertet, wobei auf Grund der verschiedenen Wirkungsweisen zum Teil eine weitere Feinunterscheidung erfolgt. Schließlich werden auch diese Treiber und deren Wechselwirkungen in Form von Ursache-Wirkungs-Diagrammen visualisiert.

3.1.2 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung im Gebäudebereich

Überlegungen zum Gasbedarf im Gebäudebereich sind dadurch gekennzeichnet, dass es sich teilweise um sehr langfristige Infrastrukturentscheidungen handelt. Gebäude, die heute saniert werden, sind mit großer Wahrscheinlichkeit in sehr ähnlichem Zustand auch im Jahr 2050 noch im System und haben damit einen Einfluss auf die THG-Emissionen in 2050 und darüber hinaus. Dadurch ergibt sich die Herausforderung, dass eine Steuerung bereits frühzeitig erfolgen muss, um Lock-in-Effekte bei CO₂-intensiven Technologien zu vermeiden.

Die Gasbedarfe in Gebäuden ergeben sich aus den Entwicklungen bei Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie Prozesswärme, unter die auch der Energiebedarf für Kochen fällt. Im Bereich „Raumwärme und Warmwasser“ spielen dabei der absolute Heizwärmebedarf, der absolute Warmwasserbedarf und die Anteile von Erdgas und ggf. Biomethan⁶ und E-Methan am Heizwärmebedarf eine Rolle (1. Treiberebene). Die Wechselwirkungen im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude sind vergleichbar und werden deshalb gemeinsam behandelt, der Bereich der Prozesswärme wird separat betrachtet.

3.1.2.1 Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe in Wohn- und Nichtwohngebäuden

Die Treiber des Gasbedarfs für Raumwärme und Warmwasser im Bereich der Wohn- und Nichtwohngebäude unterscheiden sich im Grundsatz nicht voneinander. Daher wird an dieser Stelle auf eine doppelte Darstellung der gesamten Wechselwirkungen verzichtet und nur dort wo relevant auf die Unterschiede eingegangen. Hier werden zunächst die Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in Wohngebäuden dargestellt. Im Anschluss werden die leichten Abweichungen für Nichtwohngebäude dargestellt.

Die Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme wird aus systemischer Sicht von vier Größen bestimmt (2. Treiberebene). Die Sanierungsraten und das mittlere Dämmniveau sind dabei maßgebliche Treiber für die Senkung des Heizwärmebedarfs. Einen nicht zu unterschätzenden gegenläufigen, aber schwächeren Einfluss hat auch die zukünftige Entwicklung der Wohnflächen. Gleichfalls haben mögliche Verhaltensänderungen, wie die Veränderung der mittleren Rauminnentemperatur, Einfluss. Ein Absenken führt unmittelbar zur Reduktion des Heizwärmebedarfs. Insgesamt führen die Treiber in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zu einer starken Reduktion des Heizwärmebedarfs, wodurch sich die Änderung des Heizwärmebedarfs stark reduzierend auf den Gasbedarf auswirkt.

Die Höhe des Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden ist in erster Linie abhängig von dem Verhalten der Bewohner. Das heißt, eine höhere Nachfrage nach Warmwasser (z.B. zur Körperpflege) sowie die Umstellung von technischen Geräten auf Geräte mit Warmwasseranschluss (z.B. bei Spül- und

⁶ Abweichend vom vorangegangenen Kapitel wird in Kapitel zwischen Biogas, Biomethan und weiteren biogenen Gasen unterschieden, um die Treiber spezifischer beschreiben zu können.

Waschmaschinen) steigern die Nachfrage nach Warmwasser in Wohngebäuden. Eine weitere Wirkung auf den Warmwasserbedarf in Gebäuden haben die Mindesttemperatur in Warmwasserspeichern und die Isolation der Rohre. Ein Absenken der Mindesttemperatur bzw. weniger häufiges Aufheizen auf die Mindesttemperatur (unter Berücksichtigung der Anforderungen zur Bekämpfung von Legionellen) führt ebenso wie die Isolation der Rohre zu einem Rückgang des Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden. Die Rückgänge können die Zunahme durch Verhaltensänderungen in den ausgewerteten Szenarien kompensieren, so dass sich der Warmwasserbedarf in Gebäuden dort insgesamt nicht signifikant auf den Gasbedarf auswirkt.

Neben den Bedarfen spielen der Erdgas-Anteil einerseits und der Bio-/E-Methan-Anteil an der Bereitstellung andererseits wichtige Rollen. Die Nutzung von Wasserstoff spielt in den ausgewerteten Szenarien im Gebäudebereich hingegen keine Rolle. Zentrale Größen, die den Erdgas-Anteil bestimmen, sind die Erdgaspreise einerseits, die Preisentwicklung alternativer Energieträger wie Strom, Öl, oder Biomasse andererseits, der Anschluss der Gebäude an Wärmenetze und der explizit oder implizit geforderte EE-Anteil am Wärmeenergiebedarf durch gesetzliche Vorschriften für Gebäude wie der Energieeinsparverordnung oder dem EEWärmeG. Dabei wirkt die Erhöhung des EE-Anteils stark hemmend auf den Einsatz von konventionellem Erdgas zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Während der Erdgaspreis eine hemmende Wirkung auf den Einsatz von Erdgas in diesen Bereichen hat, wirken dagegen steigende Preise für alternativ einsetzbare Energieträger, insbesondere Strom und Öl, stark positiv auf den Anteil von Erdgas. Ein weiterer wichtiger, aber schwächerer Faktor neben den Preisen ist die Nachverdichtung oder der Neubau von Wärmenetzen. Diese reduzieren den Einsatz von Erdgas in Gebäuden sofern als Energieträger im Fernwärmenetz kein Erdgas verwendet wird. Als letzter Faktor hat auch das mittlere Dämmniveau von Wohngebäuden einen Einfluss auf den Erdgas-Anteil bei der Bereitstellung. Dabei gilt zunächst, dass ein höheres Dämmniveau auch einen fördernden Einfluss auf Erdgas-betriebene Heiz- und Warmwassersysteme hat, weil die Wirtschaftlichkeit von Erdgaskesseln gegenüber alternativen Heizsystemen aufgrund der geringen Investitionen zunimmt. Dies verändert sich, wenn sich der Gebäudestandard einem Passivhaus nähert, in dem nur ein sehr geringer oder kein Heizwärmebedarf mehr vorhanden ist. In der Summe wirken die Treiber in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien auf einen starken Abfall des Erdgasanteils hin, so dass sich die Änderung des Erdgas-Anteils am Heizwärme- und Warmwasserbedarf in Wohngebäuden stark hemmend auf den Gasbedarf in Wohngebäuden insgesamt auswirkt. Der Bio-/E-Methan-Anteil am Heizwärme- und Warmwasserbedarf in Gebäuden ist ebenfalls von einer Vielzahl an Treibern abhängig. Dazu gehören neben dem EE-Anteil am Heizwärme- und Warmwasserbedarf die Preise für alternative Energieträger, der Anschluss an Wärmenetze, die Kostenentwicklung alternativer Technologien und die Nutzungskonkurrenz von Bio-/E-Methan. Bezüglich Biomethan und dessen Verfügbarkeiten im Transformationsprozess ist ein sehr grundsätzlicher Treiber die Verfügbarkeit von nachhaltigen Biomethan-Potentialen. Ein hoher EE-Anteil bei Wärme insgesamt wirkt dabei fördernd für eine Erhöhung des Bio-/E-Methan-Anteils an der Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung. Stärker hemmend wirken dagegen eine positive Kostenentwicklung alternativer Wärmebereitstellungstechnologien sowie sinkende Preise alternativer Energieträger wie Strom. Der Anschluss an Wärmenetze fördert den Anteil insbesondere von Bio-Methan ebenfalls leicht. Stark hemmend wirkt dagegen die Nutzungskonkurrenz durch andere Sektoren bei Bio- und E-Methan, insbesondere aus solchen Sektoren, bei denen eine dezentrale Bereitstellung erfolgen muss, wie z.B. im Transportsektor. Insgesamt wirken die Treiber in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien nicht auf eine signifikante Nutzung von Bio-/E-Methan im Gebäude hin, so dass sich auch der Bio-/E-Methan-Anteil an der Heizwärme- und dem Warmwasserbedarf in Haushalten nicht signifikant auf den Gasbedarf in Gebäuden auswirkt. Auch ist zu erwarten dass auf Grund der geringeren verfügbaren Mengen als bei konventionellem Erdgas dieser Effekt generell schwächer sein wird als die Abnahme bei konventionellem Erdgas.

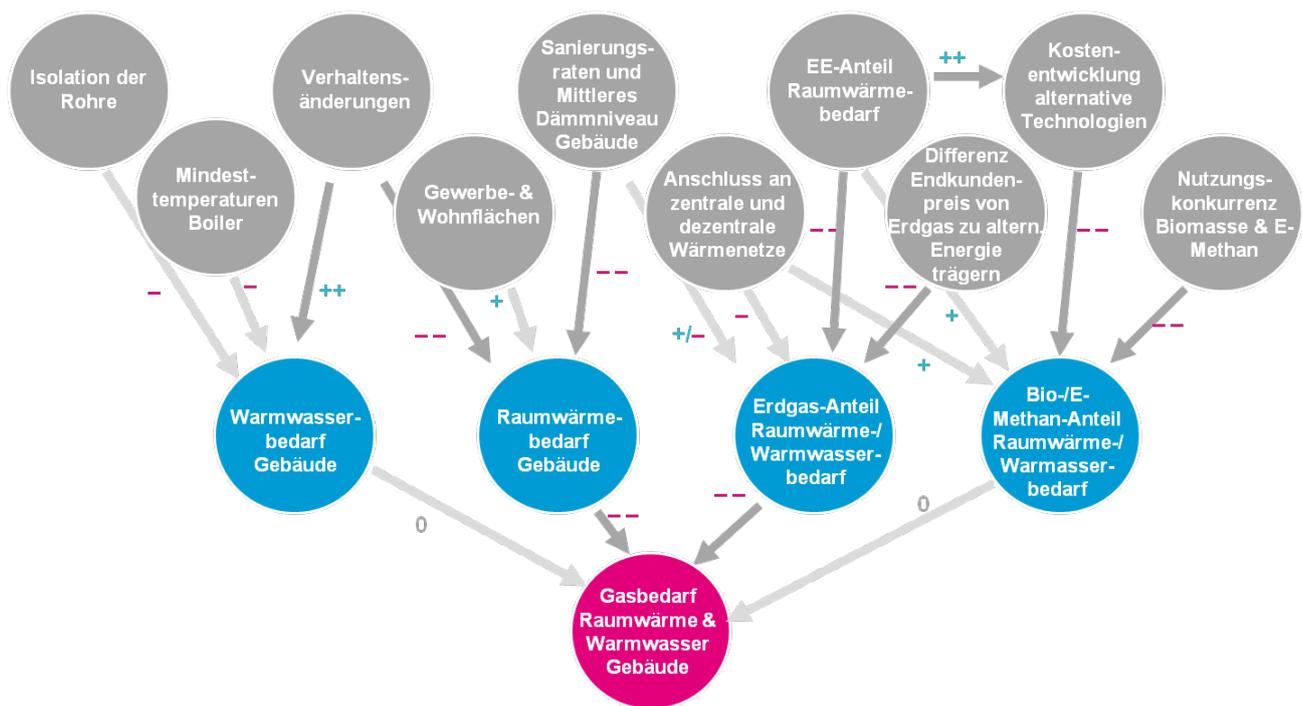
Die Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe für Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden und deren qualitative Bewertung sind Abbildung 18 in Form eines Ursache-Wirkungsdiagramm visualisiert.

Folgende Unterschiede für Nicht-Wohngebäude ergeben sich ggü. den oben dargestellten Treibern bei Wohngebäuden:

- (i) Statt der Wohnflächen sind die Gewerbeflächen ein wichtiger Treiber für den Heizwärmebedarf in Nicht-Wohngebäuden.
- (ii) Statt der Haushaltskundenpreise sind die Gewerbekundenpreise für Brennstoffe (Erdgas wie auch alternative Energieträger) relevant für die Entwicklung des Erdgas- und Bio-/E-Methan-Anteils bei der Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung.

Aufgrund des hohen Einflusses des Heizwärmebedarfs von Wohngebäuden auf den Gasbedarf für Heizwärme und Warmwasser in Gebäuden insgesamt haben insbesondere Instrumente mit Wirkung auf die Sanierungsrate und Sanierungstiefe hohe Relevanz. Auf der Ebene der Wärmebereitstellung wirken insbesondere Politiken zum Ausbau von Wärmenetzen, Politiken zur Förderung von EE-Wärmetechnologien und zur Verteuerung der fossilen Energieträgerpreise.

Abbildung 13: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden



Erläuterung: ++/+/- --/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.2.2 Treiber der Entwicklung der Gasbedarfe für Prozesswärme in Gebäuden

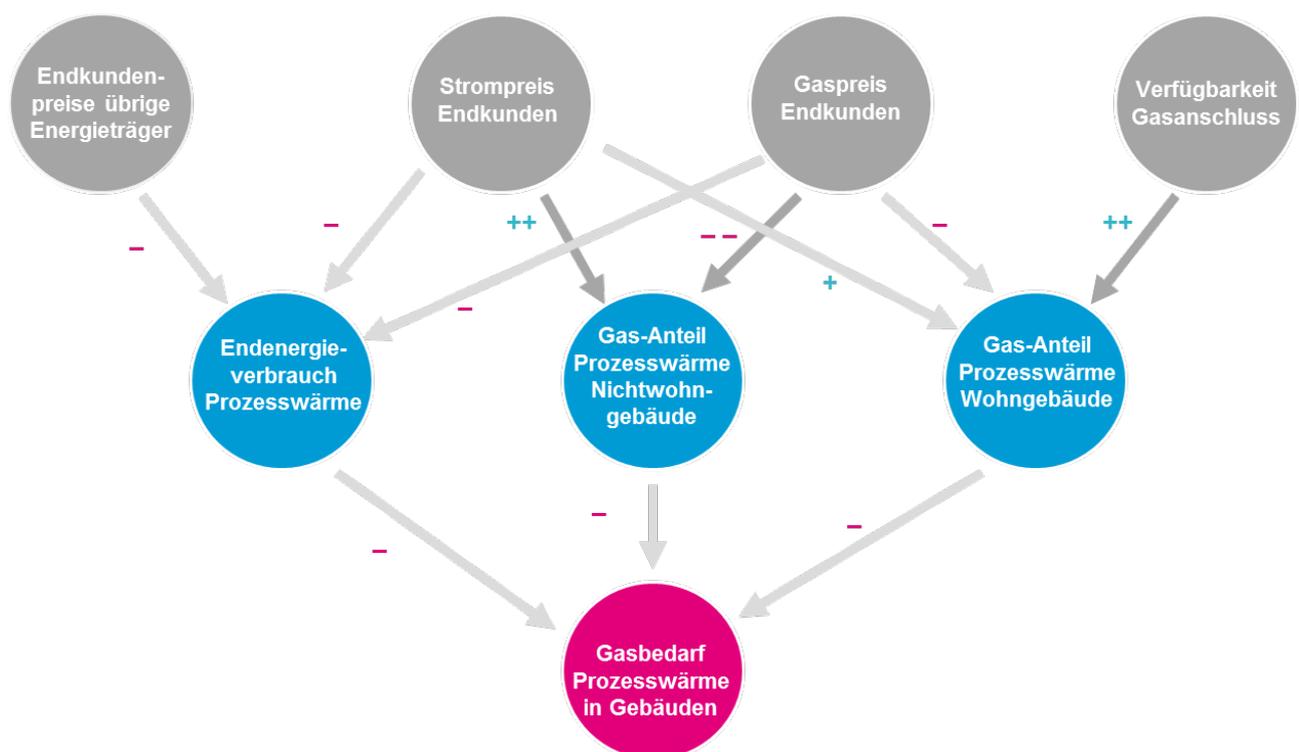
Der Gasanteil an der Prozesswärme in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden ist beeinflusst von den Endkundenpreisen für Gas auf der einen Seite und für Strom als alternativem Energieträger auf der anderen Seite. Dabei wirken hohe Gaspreise hemmend auf den Gasanteil, während hohe Strompreise wiederum fördernd auf den Gasanteil wirken. Andere Brennstoffe spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Im Fall von Wohngebäuden (Prozesswärme Kochen) ist außerdem die Verfügbarkeit eines Gasanschlusses im Wohnraum ein weiterer wichtiger Faktor, der den Einsatz von Gas begünstigt, während bei Nicht-Wohngebäuden das Vorhandensein eines Gasanschlusses eher auf die Standortwahl wirkt. In den ausgewerteten Szenarien, geht der Gasanteil an der Prozesswärme zurück, was sich hemmend/reduzierend auf den Gasbedarf für Prozesswärme auswirkt.

Zweiter wichtiger Treiber für den Gasbedarf zur Prozesswärmebereitstellung in Gebäuden ist der Endenergieverbrauch für Prozesswärme insgesamt, wobei dieser in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien ebenfalls zurückgeht, was eine hemmende Wirkung auf den Gasbedarf insgesamt hat. Auf den Endenergiebedarf für Prozesswärme wirken sich die Preise aller zum Einsatz kommenden Energieträger hemmend aus, u.a. auch dadurch, dass höhere Preise den Umstieg auf effizientere Techniken anreizen. Diese Wirkungen sind allerdings wegen vor allem bei Wohngebäuden geringer Preiselastizitäten generell eher schwach.

Eine Darstellung der Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe für Prozesswärme in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden und deren qualitative Bewertung findet sich in Abbildung 14. Über den Gasanteil an der Prozesswärme wirken insbesondere Politikinstrumente, die Auswirkungen auf den Gas- und Strompreis haben, auf den Gasbedarf für Prozesswärme. Daneben wirken Instrumente mit Wirkungen auf Endenergiepreise allgemein (nicht nur beschränkt auf Gas und Strom) außerdem über den Endenergieverbrauch ebenfalls auf den Gasbedarf für Prozesswärme in Gebäuden.

Abbildung 14: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs für Prozesswärme in Wohn- und Nicht-Wohngebäuden



Erläuterung: ++/+/- --/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.3 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung im Verkehrsbereich

Im Verkehr können nicht in allen Anwendungen gasförmige Energieträger eingesetzt werden bzw. ist auch langfristig nicht zu erwarten, dass über alle Verkehrsbereiche Gas zum Einsatz kommt. In der Luftfahrt ist die Nutzung von gasförmigen Energieträgern aufgrund der zu geringen Energiedichte

nicht zu erwarten. Zur Substitution von Kerosin sind Flüssigkraftstoffe auf Basis von Biomasse oder Power-to-Liquid denkbar. Bei allen anderen Verkehrsträgern hingegen ist der Einsatz von Gas als Energieträger technisch machbar bzw. erfolgt bereits. Dementsprechend wirken sich ein steigender Gasbedarf in der Kategorie Schifffahrt und auf der Schiene sowie ein zunehmender Bedarf im Straßenverkehr steigend auf den Gasbedarf aus (1. Treiberebene). In den Szenarien für den Straßenverkehr, in denen auf Gas als Kraftstoff gesetzt wird, wirkt auf Ebene der einzelnen Anwendungen der Gasbedarf im Güterverkehr aufgrund des höheren spezifischen Verkehrsaufwands stärker als der Gasbedarf auf Ebene einzelner Fahrzeuge im Personenverkehr. In Summe entfallen jedoch heute mehr CO₂-Emissionen und ein höherer Endenergieverbrauch auf den Personenverkehr als auf den Güterverkehr, insofern ist die Substitutionswirkung im Personenverkehr größer. Generell eignet sich die Nutzung von Gas im straßengebundenen Verkehr sowohl für den Personen- als auch den Güterverkehr. Aufgrund der Organisation des Güterverkehrs (Reichweiten, Fahrleistungen je Tankfüllung, Nutzung von Speditionstankstellen, etc.) spielt die Energiedichte des Kraftstoffes eine wichtigere Rolle als im Personenverkehr, so dass der Einsatz von verflüssigtem Gas hier eine interessante Option darstellt. Im Personenverkehr können sowohl gasförmige als auch flüssige Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Noch erscheint unklar, inwieweit sich im Mobilen-Individual-Verkehr eine praktische Realisierung von Plug-in-Hybridelektrofahrzeugen mit Gas als Zweitkraftstoff im Markt durchsetzen kann, da dann zwei aktuell volumen- und kostenintensive Techniken zum Einsatz kommen. Dieser dann fehlende Baustein kann durchaus als Hemmnis für die Verbreitung von Gas im Verkehr wirken, da eine starke Elektrifizierung im Personenverkehr aktuell sehr wahrscheinlich erscheint. Im Schienenverkehr wird die Verkehrsleistung heute überwiegend durch elektrische, oberleitungsgebundene Triebwagen erbracht. Insbesondere der Güterverkehr wird durch elektrisch angetriebene Wagen befördert. Im Personennahverkehr werden in weniger stark befahrenen Regionen Dieselloks eingesetzt. Hier wird derzeit der Einsatz von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff erprobt (vgl. Ernst & Young et al. (2016)). Eine stärkere Restriktion hinsichtlich Tankvolumen und -gewicht liegt im Flug- und Schiffsverkehr vor. Batteriebetriebene Antriebskonzepte scheiden hier aus, so dass zur THG-Emissionsminderung mittel- bis langfristig strombasierte Kraftstoffe zum Einsatz kommen müssten. Sowohl Erdgas bzw. Methan als auch Wasserstoff sind im Schiffsverkehr einsetzbar, hier ist bereits aktuell ein Trend zur Nutzung von LNG zu beobachten, da dies die Schadstoffemissionen deutlich senken kann und die Kosten gegenüber der Nutzung von Diesel oder Schweröl nicht viel höher liegen. Im Flugverkehr sind gasförmige Kraftstoffe in absehbarer Zukunft keine Option, hier wird v.a. auf die Nutzung kohlenstoffhaltiger Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) als alternativen Kraftstoff gesetzt. Entsprechend wird der Flugverkehr in der Folge nicht weiter betrachtet.

3.1.3.1 Wechselwirkungen Straßenverkehr

Der Nutzenergiebedarf im Straßenverkehr wird sowohl vom straßengebundenen Güter- als auch Personenverkehrsaufwand beeinflusst. Der Güterverkehrsaufwand wird aufgrund der hohen Fahrleistungen der Fahrzeuge stark von den variablen Kosten getrieben und somit auch vom Preisunterschied der Energieträger. Der Personenverkehrsaufwand wird stärker von den Fixkosten und somit von der Investition in die Brennstoffzellen- und Verbrennungsfahrzeuge beeinflusst, da die Jahresfahrleistung geringer ist. In den ausgewerteten ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zeigt sich ein moderat steigender Straßenverkehrsaufwand, der sich moderat fördernd auf den Gasbedarf im Verkehr auswirken kann. Dabei beinhalten die Dekarbonisierungsszenarien bereits Annahmen zu einer Begrenzung der Zunahme des Straßenverkehrsaufkommens, wie z.B. eine Verlagerung auf die Schiene. Ohne diese Begrenzung wäre von einer stärkeren Zunahme des Gasbedarfs im Verkehrssektor auszugehen.

Die Änderung des Wasserstoff-Anteils im Verkehr hängt im Wesentlichen vom Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, von der Kostenentwicklung bei Brennstoffzellen und deren internationalem Markterfolg, dem Preisunterschied zwischen Wasserstoff und alternativen Energieträgern, dem internationalen Markterfolg der Elektromobilität ab und der Akzeptanz bei den Nutzern ab. Der Wasserstoffinf-

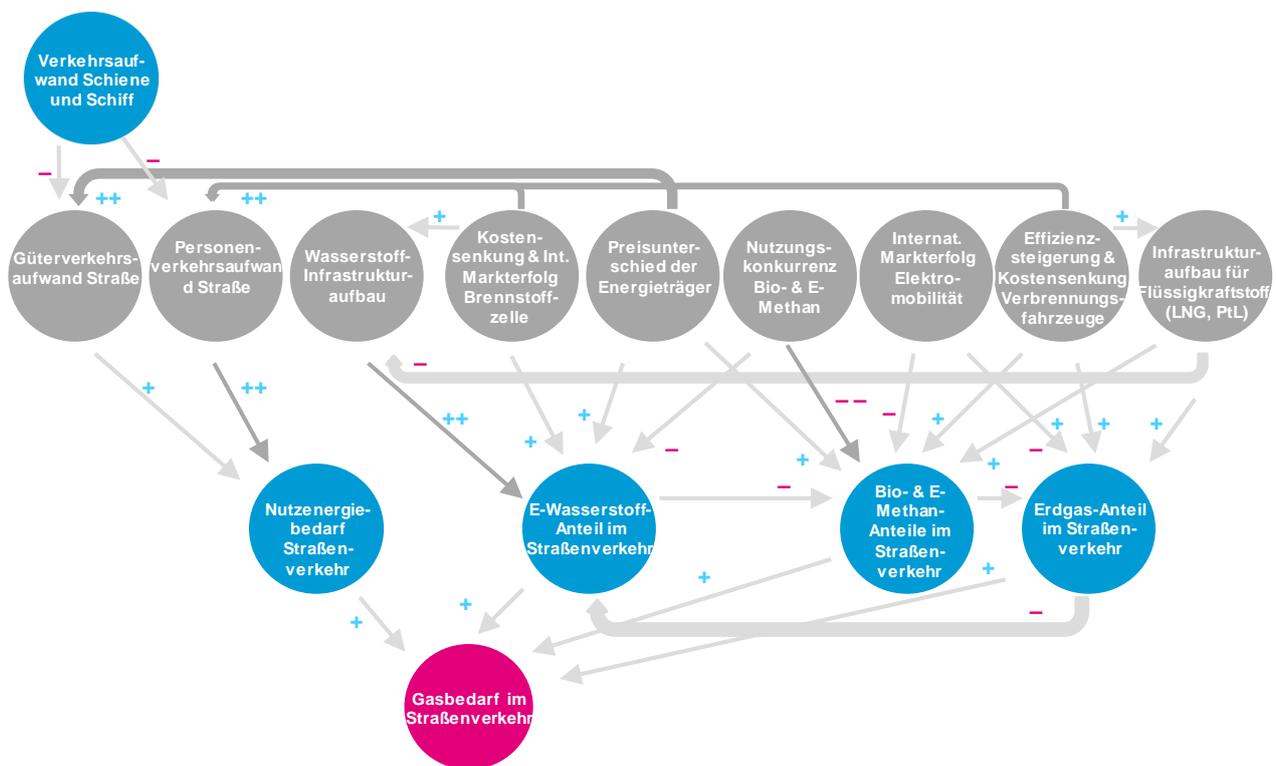
rastrukturaufbau wird durch eine Effizienzsteigerung und Kostensenkung der Brennstoffzellenfahrzeuge beschleunigt, wenn diese aufgrund der techno-ökonomischen Verbesserung stärker in den Markt drängen. Allerdings steht der Wasserstoffinfrastrukturaufbau auch in Konkurrenz mit dem Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffoptionen (z.B. Stromladesäulenaufbau, Infrastruktur für erneuerbare Flüssigkraftstoffe), da nicht zu erwarten ist, dass alle Arten von Infrastrukturen mittelfristig parallel errichtet und betrieben werden. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Form von Wasserstofftankstellen ist eine Notwendigkeit für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr, so dass hier ein starker Einfluss auf die Wasserstoffanteile im Verkehr besteht. Der Preisunterschied der Energieträger beeinflusst die Nutzung von Wasserstoff, da dieser z.B. mit der Verwendung von Erdgas konkurriert und die Preisentwicklung für Gas und Strom die Kraftstoffkosten wesentlich prägen. Steigenden Erdgaspreise und vergleichsweise moderate Strombezugskosten würden sich vorteilhaft auf den Einsatz von Wasserstoff auswirken. Die verschiedenen Energieträger stehen untereinander in Konkurrenz, da es wahrscheinlich ist, dass ein Energieträger breite Verwendung erfährt, wenn er sich erfolgreich im Markt behauptet hat. Insofern bedeutet der Markterfolg des einen Energieträgers einen Nachteil für konkurrierende Energieträger, weshalb sich ein internationaler Markterfolg der Elektromobilität negativ auf den Wasserstoffanteil im Verkehr auswirkt. Dies würde generell den Bedarf an gasbasierten Fahrzeugen mindern. In den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien werden in Summe entweder ein starker Anstieg des Wasserstoff-Anteils oder ein marginal bleibender Wasserstoff-Anteil bestimmt bzw. abgeleitet. Damit wirkt dann der Wasserstoff-Anteil entweder stark fördernd auf den Gasbedarf im Verkehr oder in nicht signifikanter Weise, je nachdem welcher Energieträger sich im Verkehr durchsetzt.

Analog gelten die aufgezeigten Zusammenhänge auch für den Einsatz von Bio- und E-Methan und Erdgas im Straßenverkehr. Auch hier wirkt sich der Preisunterschied zu den anderen Kraftstoffen auf die Nachfrage nach Bio- & E-Methan und Erdgas aus. Sie wirkt fördernd, wenn Bio- & E-Methan oder Erdgas günstiger angeboten werden als konkurrierende Kraftstoffe. Der Markterfolg der Elektromobilität mindert den Anteil von Bio- & E-Methan und Erdgas, da zu erwarten ist, dass Elektrofahrzeuge v.a. im Personenverkehr und somit in Pkws zum Einsatz kommen, wo Gasfahrzeuge auch eine Option wären und damit weniger Marktanteil hätten. Positiv beeinflusst wird der Anteil von Gasfahrzeugen durch Effizienzsteigerungen bei Verbrennungsmotoren. Durch die größere Nachfrage nach den Fahrzeugen würde der Bio-/E-Methan- und Erdgasanteil im Verkehr steigen, außer die motorischen Effizienzsteigerungen wären so groß, dass sie diese kompensieren würden. Der Aufbau bzw. Ausbau einer Tankstelleninfrastruktur für gasbasierte und flüssige Kraftstoffe fördert die Anteile dieser Energieträger, da eine höhere Verfügbarkeit der Tankstellen den Kauf der Fahrzeuge attraktiver macht. Die Anforderungen an eine Infrastruktur für (verflüssigtes) Bio- & E-Methan und Erdgas sind im Gegensatz zu der Wasserstoffinfrastruktur leichter zu erfüllen, so dass auch teils die bestehende Infrastruktur für konventionelle Flüssigkraftstoffe genutzt werden kann, um strombasierte Flüssigkraftstoffe zu verteilen. Auch wäre eine Tankstelleninfrastruktur für gasförmiges Erdgas aufgrund der bereits vorhandenen Erdgasinfrastruktur leichter auszubauen. Würde eine Infrastruktur für Flüssiggase aufgebaut, hätte dies wiederum negative Effekte auf den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur, da sich zwei parallele Infrastrukturen mit der gleichen Zielgruppe von Fahrzeugen voraussichtlich nicht auslasten lassen. Auch würde der Aufbau einer Flüssiggas- oder Wasserstoffinfrastruktur die stärkere Nutzung des entsprechenden Kraftstoffs bedeuten und somit eine geringere Nutzung von Erdgas. Die genannten Parameter fließen alle mit der gleichen Stärke in die Beeinflussung der Gasanteile im Straßenverkehr ein, da eine Gewichtung unter diesen Parametern schwer möglich ist. In den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien ist oft zu beobachten, dass Erdgas und Biomethan bereits frühzeitig zum Einsatz kommen und dann langfristig durch E-Methan oder auch E-Wasserstoff abgelöst werden. Hierbei sind die Kosten neben den Anforderungen der Treibhausgasminderung sicher auch ein Treiber, wenn auf lange Frist davon ausgegangen wird, dass fossile Energieträger wie Erdgas teurer werden und strombasierte Gase günstiger hergestellt werden können. Erdgas hat insbesondere gegenüber den Gasen, die aus Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, den Nachteil, dass CO₂-Emissionen freigesetzt

werden, so dass Erdgasfahrzeuge auch im Verkehr teils als Brückentechnologie diskutiert werden, die langfristig durch erneuerbare Gase substituiert werden.

Die Änderungen der Anteile der verschiedenen gasbasierten Energieträger im Straßenverkehr beeinflussen sich gegenseitig, da der stärkere Einsatz eines Kraftstoffs die Nutzung eines anderen beschränkt. Auf den Gasbedarf im Straßenverkehr wirken sich ein Anstieg des Nutzenergiebedarfs im Straßenverkehr sowie die Anteile der einzelnen gasbasierten Energieträger dann wiederum positiv auf die gesamte Gasnachfrage im Verkehr aus. Eine zusammenfassende Darstellung der Treiber der Gasbedarfe im Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr und deren qualitative Bewertung findet sich in Abbildung 15. Mit Blick auf die stärksten Treiber entstehen durch Maßnahmen und Instrumente vor allem dort Wirkungen auf den Gasbedarf im Verkehrsbereich, wo sie den Infrastrukturaufbau für einzelne gasförmige Energieträger unterstützen oder den Verkehrsaufwand insbesondere im Güterverkehr beeinflussen. Ebenfalls relevant sind politische Einflüsse auf die Preisunterschiede zwischen den Energieträgern und Instrumenten, die sich fördernd auf Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen bei den gasbasierten Antriebstechniken auswirken.

Abbildung 15: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs im Straßenverkehr in den ausgewerteten Szenarien



Erläuterung: ++/+/–/–/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.3.2 Wechselwirkungen Schifffahrt und Schienenverkehr

Der Verkehrsaufwand auf der Straße wird durch Preisunterschiede gegenüber anderen Energieträgern beeinflusst, so dass im Vergleich bei niedrigen Kraftstoffpreisen der Verkehrsaufwand auf der Straße in geringem Maße zunimmt. Der Schienen- und Straßenverkehr stehen allerdings in Konkurrenz zueinander, da der Transport von Gütern und Personen in einigen Fällen mit beiden Verkehrsmitteln erfolgen kann. In einem ambitionierten Dekarbonisierungsszenario steigt häufig der Verkehrsaufwand auf der Schiene, da durch den stärkeren Einsatz oberleitungsgebundener Triebwagen die Nut-

zung von erneuerbarem Strom direkt möglich ist und im allgemeinen der Endenergiebedarf pro Verkehrsleistung verringert werden kann. Der Aufbau eines oberleitungsgebundenen Straßengüterverkehrs ist allerdings auch noch Gegenstand aktueller Forschung.

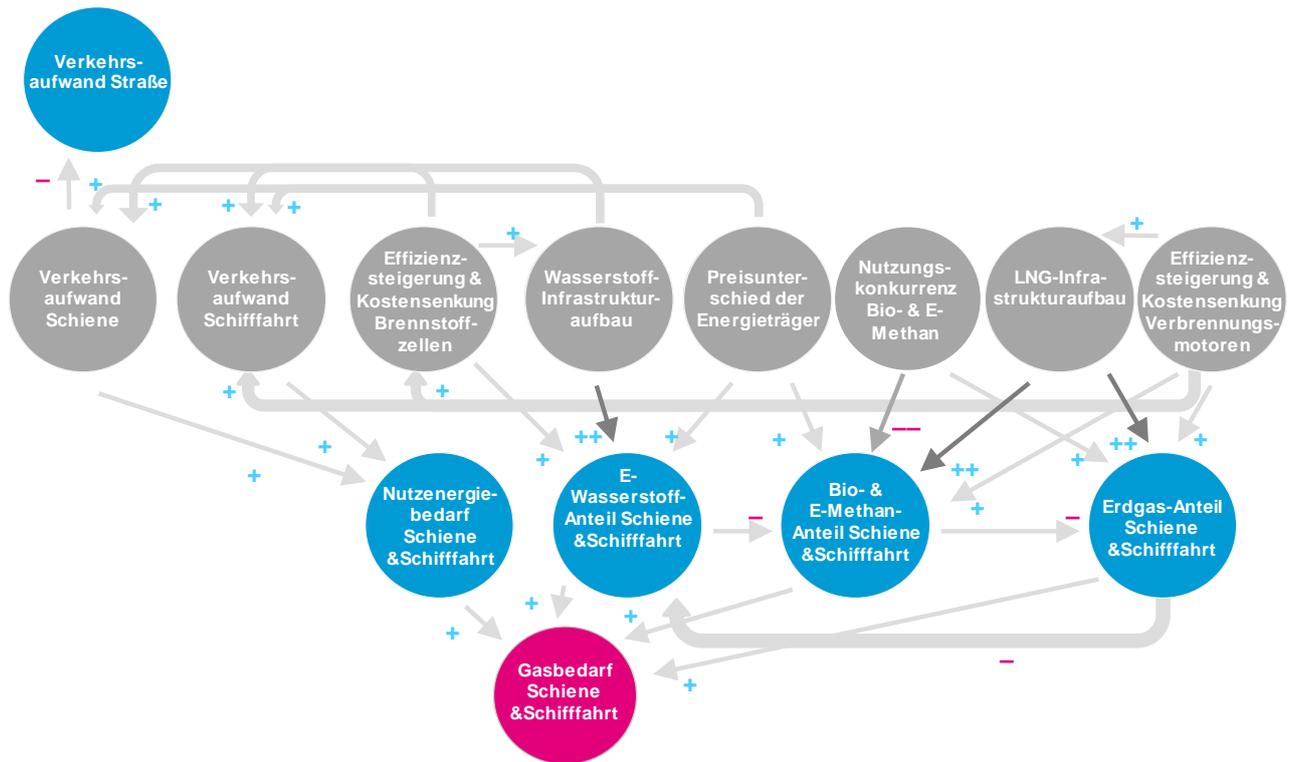
Der Nutzenergiebedarf für die Schifffahrt und den Schienenverkehr hängt direkt von dem Verkehrsaufwand bei den einzelnen Verkehrsmitteln ab. Steigt dieser, so nimmt auch der Nutzenergiebedarf zu. Da die Nutzung von Wasserstoff im Schienenverkehr möglich ist, wird das Verkehrsaufwand dort von einem Wasserstoffinfrastrukturaufbau positiv beeinflusst und ebenso würde die Effizienzsteigerung und Kostensenkung von Brennstoffzellen die Verwendung von Wasserstoff im Schienenverkehr begünstigen. Analog steigt der Verkehrsaufwand bei der Schiff- und Luftfahrt, wenn ähnliche Fortschritte bei Verbrennungsmotoren erzielt würden. Sämtliches Verkehrsaufkommen wird durch günstigere Energieträgerpreise positiv beeinflusst. Hierdurch wird abgebildet, dass die Kraftstoffkosten starken Einfluss auf die Nutzung der einzelnen Verkehrsmittel nehmen. In den Dekarbonisierungsszenarien wird meist von einem Anstieg des Verkehrsaufwands ausgegangen. Häufig sind auch Effizienzsteigerungen bei den Verkehrsmitteln hinterlegt, die teilweise den steigenden Kraftstoffbedarf ausgleichen.

Die Anteile von E-Wasserstoff werden durch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begünstigt. Die Wirkung dieses Treibers ist stärker zu gewichten als die von Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen bei Brennstoffzellen sowie die der Preisunterschiede bei Energieträgern, da der Aufbau der Infrastruktur eine notwendige Voraussetzung für die Nutzung von Wasserstoff darstellt. Die beiden anderen Parameter wirken sich jedoch auch fördernd auf die Nutzung von Wasserstoff aus. Die Verwendung von Wasserstoff beschränkt sich allerdings auf die Substitution der ohnehin geringen Mengen an Diesel im Schienenverkehr und evtl. noch den Schiffsverkehr. Somit spielt Wasserstoff im Schienen- und Schiffsverkehr eine eher untergeordnete Rolle.

Die Anteile von E-Methan, Biomethan und Erdgas werden von den Treibern Preisunterschied der Energieträger und Effizienzsteigerung sowie Kostensenkung der Verbrennungsmotoren beeinflusst. Der Einfluss dieser Treiber ist beides Mal fördernd, d.h. niedrige Energieträgerpreise sowie effizientere bzw. kostengünstigere Motoren führen zu einer stärkeren Nutzung der gasförmigen Energieträger. Untereinander stehen die verschiedenen Energieträger in Konkurrenz, d.h. die stärkere Nutzung des einen Energieträgers beschränkt den Einsatz der anderen. Dabei sind v.a. Bio-&E-Methan und Erdgas als Substitute anzusehen, da sich die Anforderungen an die Wasserstoffnutzung von den anderen Gasen etwas unterscheiden. Der Aufbau einer LNG-Infrastruktur ist wiederum eine Grundvoraussetzung für die Nutzung methanhaltiger Energieträger in der Schifffahrt, weswegen dieser Treiber als stark fördernd angesehen wird. Die Treiber der Gasbedarfe im Schienen- und Schiffsverkehr und deren Bewertung sind in Abbildung 16 dargestellt.

Ein steigender Nutzenergiebedarf in Schifffahrt und im Schienenverkehr sowie ein zunehmender Einsatz der einzelnen Energieträger führen zu einem steigenden Gasbedarf in Schifffahrt sowie auf der Schiene. In ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien nehmen die Gasbedarfe in diesen Bereichen in der Regel zumindest mittelfristig zu, um die Emissionen in diesen Bereichen zu senken. Auch bei diesen Verkehrsträgern sind im Hinblick auf die Treiber Politikinstrumente mit Wirkungen auf den Infrastrukturauf- und -umbau und das generelle Verkehrsaufkommen von Bedeutung sowie Instrumente, die sich auf Preisunterschiede zwischen den Energieträgern auswirken.

Abbildung 16: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs im Schiffs- und Schienenverkehr in den ausgewerteten Szenarien



Erläuterung: ++/+/–/–/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.4 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung in der Energiewirtschaft

In der Energiewirtschaft stellen sich die Treiber für die Entwicklung der Gasverbräuche in einer fortgeschrittenen Phase ambitionierter Dekarbonisierungsszenarien deutlich anders dar als auf dem Weg dorthin. Dies drückt sich schon darin aus, dass bis ca. 2030 die Gasverbräuche in den ausgewerteten Szenarien nur geringfügig fallen, während sie in der Folge stark abnehmen. Deshalb erfolgt diesbezüglich in der Folge eine Unterscheidung.

Grundsätzlich spielen gasförmige Energieträger in der Energiewirtschaft sowohl bei der gekoppelten und ungekoppelten zentralen Wärmebereitstellung eine Rolle als auch bei der ungekoppelten Stromerzeugung zur Abdeckung von Spitzenlasten. Die Gasverbräuche sind daher im Allgemeinen bestimmt durch die absolute Entwicklung der zentralen Strom- und Wärmeerzeugung, gekoppelt und ungekoppelt, und den jeweiligen Anteilen an Erdgas, Biogas/-methan und in der fortgeschrittenen Phase der Dekarbonisierung auch von den E-Gasen Wasserstoff und Methan (1. Treiberebene). Die KWK-Erzeugung und die ungekoppelte Stromerzeugung wechselwirken über die Strommärkte und werden daher gemeinsam betrachtet, während die ungekoppelte Wärmeerzeugung separat analysiert wird.

Zusammengefasst hat die Entwicklung der Gasverbräuche zur Stromerzeugung einschließlich KWK einen größeren Einfluss auf die Gasverbräuche in der Energiewirtschaft als die der ungekoppelten Wärmeerzeugung. In der frühen Phase der Dekarbonisierung bis ca. 2030 wird dabei der vom Ausbau von Wind- und PV-Stromerzeugung verursachte Rückgang des Gasbedarfs zur ungekoppelten Stromerzeugung im Wesentlichen durch einen steigenden Bedarf für die KWK-Erzeugung kompensiert, während in der späteren Phase auch diese Gasbedarfe durch die Kombination von EE-Stromerzeugung mit der Integration neuer Wärmequellen in die Wärmenetze verdrängt werden.

3.1.4.1 Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche zur Stromerzeugung

Die ungekoppelte Stromerzeugung der regelbaren Kraftwerke (d.h. aus nicht-fluktuierenden Quellen) in Deutschland ist auf Grund der europäisch integrierten Strommärkte nicht isoliert für Deutschland zu betrachten. Sie fällt in Dekarbonisierungsszenarien kontinuierlich stark ab, so dass sich die Gasbedarfe zur Stromerzeugung stark reduzieren. Treiber dieser Entwicklung sind eine Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland und seinen Nachbarländern und der davon getriebene Ausbau der Netze, von Stromspeichern und Lastflexibilisierung, sowie eine mögliche Zunahme der Erzeugung von KWK-Anlagen in Deutschland. Die Abnahme des Nettostromverbrauchs in der EU in der Übergangsphase der Dekarbonisierung wirkt sich ebenfalls hemmend aus, während eine deutliche steigende Elektrifizierung in der Endphase wiederum förderlich für die ungekoppelte Stromerzeugung ist. Unter diesen Treibern (2. Treiberebene) ist der Ausbau von Wind und PV auf Grund des hohen Umfangs in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien als qualitativ stärkerer Einfluss auf den Rückgang der ungekoppelten Stromerzeugung anzusehen als die weiteren.

Die mögliche Zunahme der Erzeugung von KWK-Anlagen in Deutschland bis 2030 selbst hat einen fördernden Einfluss auf die Gasbedarfe der Stromerzeugung. Sie wird vor allem in der Übergangsphase auf dem Weg zu sehr starken Reduktion der THG-Emissionen von einer sich günstig entwickelnden Kostendifferenz zwischen KWK und ungekoppelter Erzeugung gefördert, wie sie sich aus einem Anstieg der CO₂-Emissionshandelspreise ergibt. In der späteren Phase der Dekarbonisierung wird auch die KWK-Erzeugung zunehmend durch den Ausbau von Wind- und PV-Strom verdrängt.

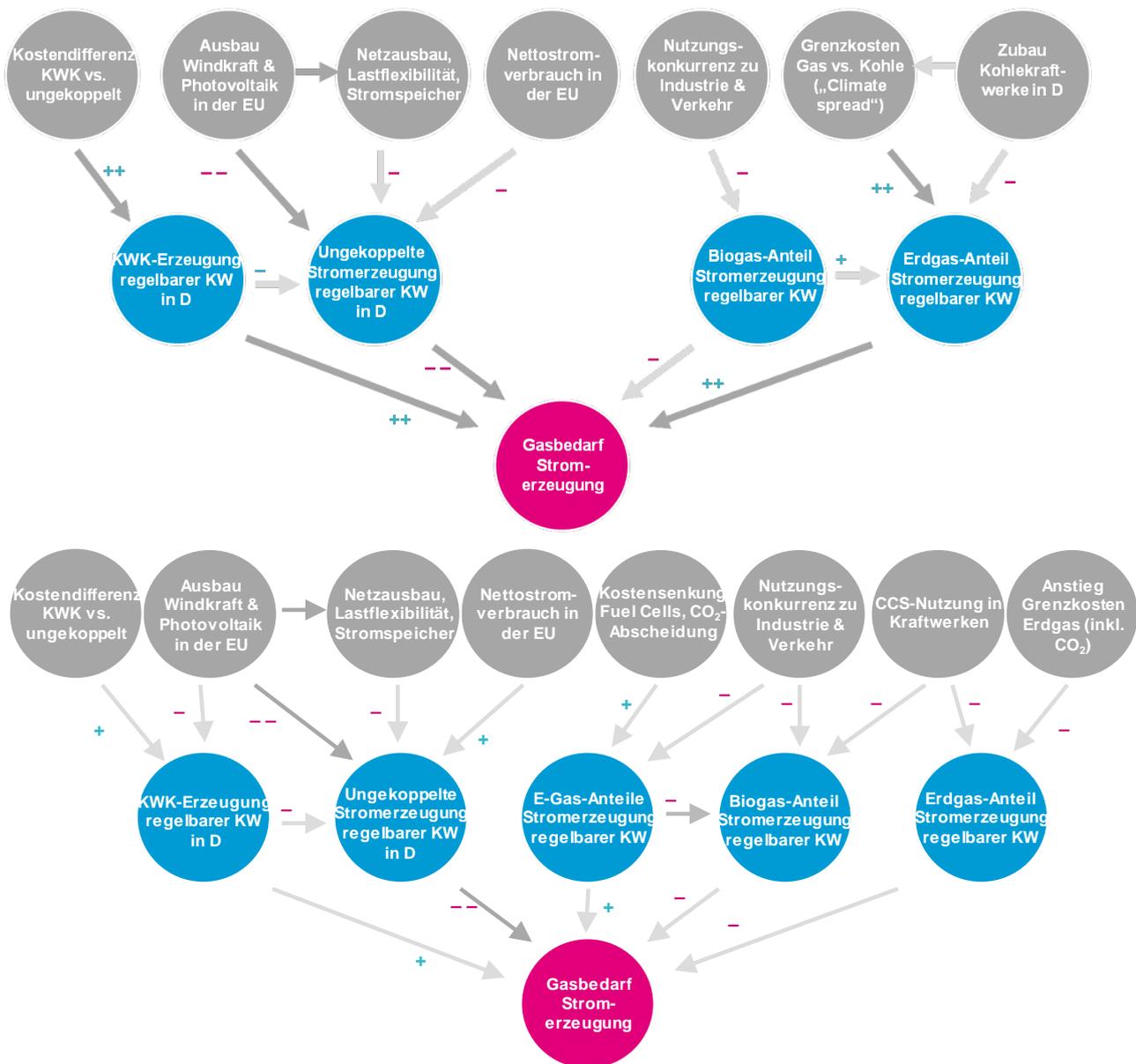
Der Biogas-Anteil an der Stromerzeugung geht in den Dekarbonisierungsszenarien kontinuierlich zurück und wirkt daher dämpfend auf den Gasverbrauch zur Stromerzeugung. Getrieben wird dies durch die Konkurrenz bei der energetischen Biomassenutzung, wo sich in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien vor allem Bedarfe in der Industrie und im Verkehrsbereich ergeben (vgl. die jeweiligen Unterkapitel). Solange in einer Übergangsphase noch signifikante Anteile konventioneller Kraftwerke im System sind, fördert die Abnahme des Biogasanteils zudem eine Erhöhung des Erdgasanteils.

Die Veränderung des Erdgas-Anteil ist zunächst dadurch bestimmt, wie sich die Grenzkosten der Erdgaskraftwerke im Vergleich zu denen von Steinkohlekraftwerken entwickeln sowie von der Änderung der Merit-Order durch die Inbetriebnahme in Bau befindlicher Kohlekraftwerke. Dieser dämpfende Effekt wird in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien durch eine günstige Entwicklung der Grenzkosten von Erdgas überkompensiert, wobei letzterer wiederum in den ausgewerteten Szenarien durch einen Anstieg der CO₂-Emissionshandelspreise bedingt ist. In einer fortgeschrittenen Phase der Dekarbonisierung werden hingegen die Grenzkosten von Erdgas selbst so in die Höhe getrieben, dass der Erdgasanteil an der Stromerzeugung wieder zurückgeht und damit im Kontext der fallenden Gesamterzeugung regelbarer Kraftwerke der Gasverbrauch zur Stromerzeugung auch insgesamt. Falls zudem auch noch Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung (CCS) zum Einsatz kommen, wird der Vorteil der Kohleverstromung bei den Grenzkosten gegenüber Gas ohne CO₂-Bepreisung wiederhergestellt, so dass in diesem Fall der Erdgasanteil eher zurückgeht.

In der Verkettung der Wirkungen üben demnach Politikinstrumente, die den Ausbau der Wind- und PV-Erzeugung, Flexibilisierung der Nachfragebereiche und der Erzeugung sowie die Kostendifferenz zwischen KWK und ungekoppelter Erzeugung beeinflussen, die stärksten Einflüsse auf die Entwicklung der Gasverbräuche zur Stromerzeugung aus. Eine Förderung des Wind- und PV-Ausbaus wirkt dabei entgegengesetzt zu einem den KWK-Ausbau unterstützenden Instrument. Aber auch Politikinstrumente aus dem Bereich der Stromeffizienz, des Ausbaus von Netzen, Stromspeichern sowie der Biomasseallokation und der Beeinflussung des Neubaus konventioneller Kraftwerke haben einen Einfluss auf die Gasverbräuche. Entsprechend der Szenarien ist auch festzuhalten, dass längerfristig es zudem eine Rolle spielt, in welcher Weise die Nutzung von CCS erfolgen wird.

Eine zusammenfassende Visualisierung der Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe zur Stromerzeugung und deren qualitative Bewertung in Form eines Ursache-Wirkungsdiagramm ist Abbildung 17 zu entnehmen.

Abbildung 17: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Stromerzeugung inkl. KWK in früher Phase bis ca. 2030 (oben) und in später Phase ab ca. 2030 (unten) der ausgewerteten Szenarien



Erläuterung: ++/+/- --/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

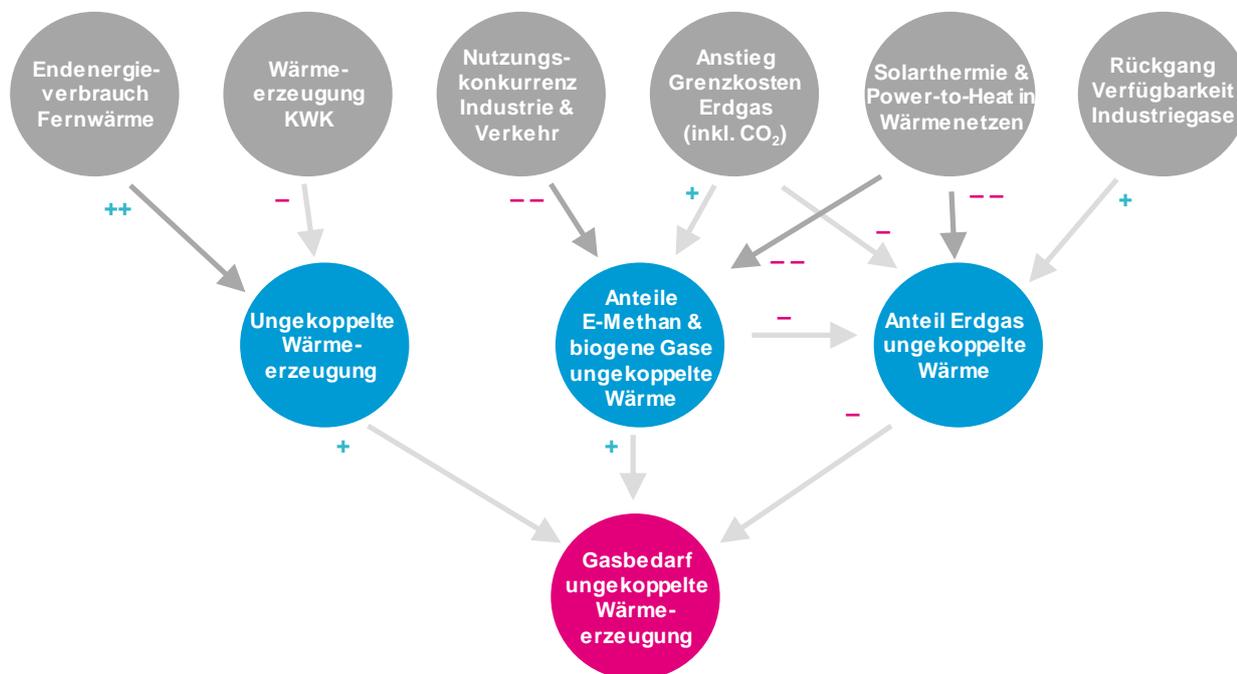
3.1.4.2 Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche zur ungekoppelten Wärmeerzeugung

Die ungekoppelte Wärmeerzeugung steigt in den betrachteten Dekarbonisierungsszenarien vor allem in der späteren Phase der Dekarbonisierung moderat an und hat dadurch prinzipiell einen fördernden Einfluss auf die Gasbedarfe zur ungekoppelten Wärmeerzeugung. Zentraler Treiber der steigenden ungekoppelten Erzeugung ist dabei ein Ausbau der Fernwärmenutzung. Diese wird zunächst im Wesentlichen durch die Zunahme der Erzeugung von KWK-Anlagen gedeckt, erfordert aber mit der späteren Verdrängung der KWK-Erzeugung eine Zunahme der ungekoppelten Erzeugung.

Der Erdgas-Anteil an der ungekoppelten Wärmeerzeugung geht in den ausgewerteten Szenarien stark zurück, wodurch auch die Gasverbräuche zur ungekoppelten Wärmeerzeugung insgesamt stark gehemmt werden. Der Erdgas-Anteil wird dabei zum einen durch die Entwicklung der Grenzkosten von Erdgas und zum anderen durch die Integration alternativer Wärmequellen wie Solarthermie und Power-to-Heat in die Wärmenetze gedämpft, wobei letztere Wirkung als qualitativ stärker einzuschätzen ist. Die rückläufige Verfügbarkeit von Industriegasen hat hingegen tendenziell eine eher fördernde Wirkung auf den Einsatz von Erdgas. Der biogene Anteil an der ungekoppelten Wärmeerzeugung variiert in den betrachteten Dekarbonisierungsszenarien in Abhängigkeit von den Annahmen zur Biomassenutzung, nimmt jedoch eher ab und wirkt daher tendenziell dämpfend auf den Gasverbrauch zur ungekoppelten Wärmeerzeugung. Getrieben wird dies durch zunehmende Anteile von Power-to-Heat und Solarthermie in den Wärmenetzen und wie bei der Stromerzeugung durch die Konkurrenz bei Nutzung biogener Gase auf Grund der Bedarfe in anderen Sektoren. Eine Abnahme des Anteils biogener Gase hat zudem eine dämpfende Wirkung auf das Sinken des Erdgasanteils.

Wie bei der Stromerzeugung wird in der fortgeschrittenen Phase der Dekarbonisierung eine Zunahme des Anteils an E-Gasen in der ungekoppelten Wärmeerzeugung durch die zunehmende Produktion von Wasserstoff und/oder E-Methan aus überschüssigem erneuerbarem Strom und den sinkenden Kosten von Brennstoffzellen bzw. der CO₂-Abscheidung befördert, während sich die Konkurrenz bei der Nutzung erneuerbarer Brennstoffe hemmend auswirkt. Auch hier sind zudem die Kosten der Abscheidung von CO₂ aus der Luft ein wesentliches Hemmnis für eine umfangreiche Produktion von E-Methan. Insgesamt führt dies wiederum zu einem schwach fördernden Einfluss der Zunahme des Anteils an E-Gasen auf die Gasverbräuche zur ungekoppelten Wärmeerzeugung. Die Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe zur ungekoppelten Wärmeerzeugung und deren qualitative Bewertung sind in Abbildung 18 in Form eines Ursache-Wirkungsdiagramm visualisiert.

Abbildung 18: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur ungekoppelten Wärmeerzeugung der ausgewerteten Szenarien



Erläuterung: ++/+/- --/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

Mit Blick auf die Treiber der Gasverbräuche zur ungekoppelten Wärmeerzeugung sind Politikinstrumente, die die Nutzung von Fernwärme und die Integration von Solarthermie und/oder Power-to-Heat in Wärmenetze fördern, besonders relevant. Die Förderung der Integration von Solarthermie und Power-to-Heat hat dabei einen Einfluss, welcher dem generellen Ausbau der Fernwärmenutzung entgegenwirkt. Weiterhin sind Politikinstrumente aus dem Bereich der KWK-Förderung und der Biomasseallokation für die ungekoppelte Wärmeerzeugung von Bedeutung.

3.1.5 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung in der Industrie

In der Industrie wird heute Erdgas zur Bereitstellung von Prozess- und Heizwärme sowie zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Die Prozesswärme wird in dieser Untersuchung weiter unterteilt in die Hochtemperatur-Prozesswärme (HT) mit ≥ 100 °C und die Niedertemperatur-Prozesswärme (NT) mit < 100 °C, der auch die Heizwärme für Gebäude hinzugerechnet wird. In den ausgewerteten Szenarien leisten auch diese Bereiche ihren Beitrag zur Erreichung der CO₂-Ziele. Dies bedeutet, dass zum einen Erdgas durch Strom und EE-Gase substituiert und zum anderen der Endenergiebedarf reduziert wird.

Im Wesentlichen ist der Wärmebedarf in der Industrie in den ausgewerteten Szenarien ähnlich dem von heute, da keine strukturelle Änderung in der Industrie angenommen wird. Dies bedeutet andererseits, dass bei einer starken Veränderung der Produktion der Wärmebedarf sowohl im Bereich HT- und der NT-Wärme als auch im Bereich der stofflichen Nutzung stark davon beeinflusst wird. Ein weiterer starker Einfluss auf den künftigen Gasbedarf sind mögliche Einsparungen durch z.B. Effizienzsteigerungen, Prozessverbesserungen bedingt durch verbesserte Katalysatoren, Prozessverschaltungen oder/und andere Technologien/Materialien sowie beim Wärmebedarf (insbesondere beim NT-Wärmebedarf) und durch zusätzlich Dämmung von Industriegebäuden. Die Änderung der Produktionsmengen und der Einsparungen insbesondere sind nicht vorhersagbar, da hier u.a. nationale und internationale politische Entwicklungen zum Tragen kommen. Ferner weisen Industrien, die schon einen sehr langen Lernpfad absolviert haben, nur noch ein geringes Verbesserungspotential auf, ohne auf ein anderes Verfahren zu wechseln. Bisher sind entsprechende Verfahren noch in der Entwicklung oder sind nicht kostengünstiger als die konventionellen Techniken. In den ausgewerteten Szenarien führen die genannten Treiber in der Summe nur zu einem moderaten Rückgang beim Bedarf an HT-Wärme, während der Bedarf an NT-Wärme stärker zurückgeht. Insofern hat die Entwicklung des Bedarfs an HT-Wärme einen moderaten Einfluss auf den Gasbedarf, die Änderung des Bedarfs an NT-Wärme hingegen eine stärker hemmende Wirkung.

3.1.5.1 Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „HT-Wärme“

Im Bereich der Hochtemperaturwärme wird die Wärme heutzutage hauptsächlich aus der Verbrennung von Kohle und Erdgas erzeugt. Der Bedarf an HT-Wärme wird direkt durch die Produktionsmenge und eventuelle Einsparungen beeinflusst. Einsparungen können z.B. durch Effizienzsteigerungen und Einsatz anderer Verfahren und Prozesse mit anderen Prozessbedingungen erreicht werden.

Der Anteil der Erdgasnutzung in der Industrie im Bereich „HT-Wärme“ hängt im Wesentlichen von den Kosten der Brennstoffe (Kohle, Erdgas, regenerativer Gase, Strom) und den CO₂-Kosten ab sowie von technischen Restriktionen, der Verfügbarkeit von regenerativen Gasen und der Möglichkeit HT-Wärme über andere Verfahren zu erzeugen. Eine Substitution von Kohle durch Erdgas ist in der Regel möglich und wird vor allem durch die Kostendifferenz zu Erdgas einschließlich der Kosten aus einer CO₂-Bepreisung getrieben. Da Kohle in Energiepreisprojektionen im Vergleich in der Regel günstiger ist, muss die Kohle-Substitution durch CO₂-Kosten unterstützt werden, damit eine Wirkung erzielt werden kann. Das Kostenverhältnis von Erdgas zu EE-Gasen wirkt dem oben beschriebenen Treiber entgegen. Die im Verhältnis zu Erdgas deutlich höheren Preise für EE-Gase verschieben die Anteile des Gases zu Erdgas hin. Da in Zukunft weiterhin mit im Vergleich zu Strom und EE-Gasen günstigen Erdgaspreisen zu rechnen ist, wird das Kostenverhältnis Erdgas zu EE-Gas die Anteile von Erdgas im Gasportfolio erhöhen. Erst stark erhöhte CO₂-Kosten können eine Hemmung bewirken. Diese hohen

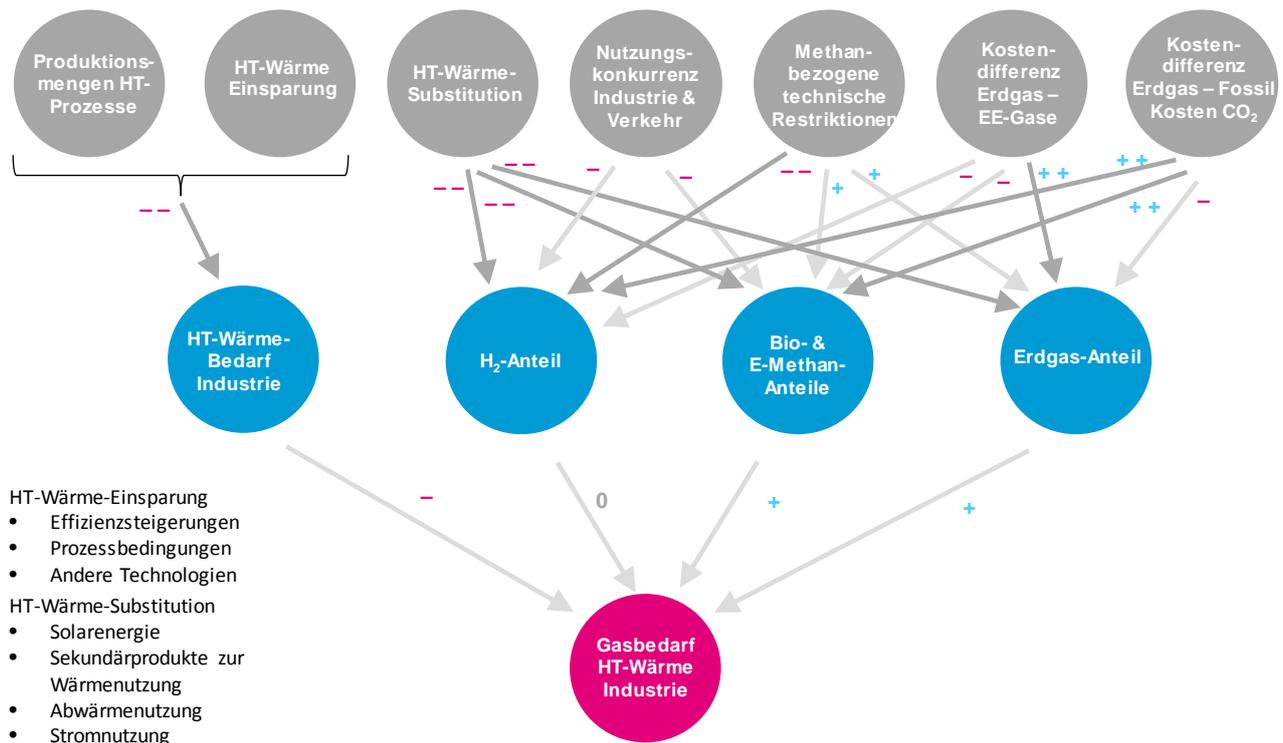
CO₂-Kosten mit eventuell gleichzeitiger höheren Kosten für z.B. Kohle können bewirken, dass ein Strategiewechsel weg von Brennstoffen hin zu alternativen Wärmequellen wie z.B. Solarenergie und direkter Stromnutzung durch neue direktelektrische Verfahren stattfinden kann. Solch eine Substitution ist jedoch sehr anlagen- und standortbezogen. Viele Maßnahmen sind auch schon aufgrund im Verhältnis zu anderen betrieblichen Kosten hohen Energiekosten schon durchgeführt worden, so dass sie zwar ein starker Treiber bzw. starke Hemmung für den Einsatz Erdgas sind, aber in der Menge eher als gering zu betrachten sind.

Die Substitution von Erdgas durch methanhaltige regenerative Gase wird durch zielgerichtete klimapolitische Maßnahmen und Instrumente erreicht, wie beispielsweise durch hohe CO₂-Kosten. Ab einer entsprechenden Höhe der CO₂-Kosten wird z.B. die Substitution von Kohle durch Erdgas gehemmt und die Substitution von Kohle und Erdgas durch regenerative Gase oder direkte Nutzung von anderen erneuerbaren Energien sowie erneuerbaren Strom gefördert. In ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien kann dies für die EE-Gase somit einen starken Treiber darstellen, der dazu führt, dass regenerative Gase im Vergleich zu Kohle kostengünstiger werden und verstärkt zum Einsatz kommen können. In naher bis mittlerer Zukunft wird bei niedrigeren CO₂-Kosten jedoch sicherlich erst Erdgas verstärkt eingesetzt, da dieses ebenfalls zur Alternative „regenerative Gase“ kostengünstig ist, aber gegenüber Kohle deutlich CO₂ einspart. In Zukunft kann jedoch dann sehr einfach das Erdgas durch regenerative methanhaltige Gase ersetzt werden, was gerade bei Prozessen wichtig ist, die kohlenstoffbasierte Flammtemperaturen, bestimmte Flammenformen oder den Kohlenstoff stofflich benötigen. Bei solchen Prozessen ist eine moderate Förderung methanhaltiger Gase zu erkennen. Allerdings unterliegt die Einbindung von methanhaltigen erneuerbaren Gasen (Biogas, E-Methan) in die HT-Wärme-Erzeugung einer Konkurrenzsituation. Gerade in der heutigen Energielandschaft werden biogene Gase verstromt. Zukünftig wird die Verstromung zwar abnehmen, die Geschwindigkeit und die Menge hängen aber von dem Förderregime (insbesondere EEG mit 20 Jahren Laufzeit) und Preisgefüge ab. Auch kann eine verstärkte Nutzung in der Mobilität möglich werden. Die Hauptkonkurrenz wird jedoch in der Industrie mit der stofflichen Nutzung selber zu finden sein, da dort für kohlenstoffhaltige Energieträger ein Bedarf besteht, zukünftig aber ein Mangel an einem einfach zu beziehenden Energieträger. Diese Konkurrenzsituation wird durch Energiepreise und CO₂-Kosten bestimmt werden, so dass hier aufgrund der zu erwartenden Preise nur eine moderate Hemmung des Einsatzes von methanreichen EE-Gasen zu erwarten ist.

Wasserstoff ist eine Alternative zu methanhaltigen Gasen in der HT-Wärme-Bereitstellung. Eine starke Hemmung erfährt die Änderung des Wasserstoff-Anteils bei Prozessen, die technisch nicht in der Lage sind Wasserstoff uneingeschränkt einzubinden. Hierbei handelt es sich um Prozesse, die eine bestimmte Flammtemperatur, eine bestimmte Flammenform oder den Kohlenstoff stofflich benötigen. Sehr starke Treiber sind CO₂-Kosten bei der Substitution von Kohle durch Gas. Bei einem Systemwechsel weg von Kohle und hin zu Gas kann direkt Wasserstoff eingesetzt werden. Allerdings besteht auch hier eine Nutzungskonkurrenz mit dem Verkehrsbereich und der nicht-energetischen Nutzung.

Die Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe zur Erzeugung von Hochtemperatur-Wärme und deren qualitative Bewertung sind in Abbildung 19 dargestellt. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass neben technischen Restriktionen die Bepreisung von emittiertem CO₂ der ausschlaggebende Faktor für die Substitution von Kohle und Erdgas hin zu EE-Gasen bzw. von Kohle zu Erdgas ist. Entsprechend haben Politik-Instrumente mit einem Einfluss auf die CO₂-Bepreisung einen besonders starken Einfluss. Aber auch Instrumente, die Steigerungen der Effizienz und/oder den Einsatz alternativer Wärmequellen fördern, können eine relevante Wirkung auf den Gasbedarf für HT-Wärme haben.

Abbildung 19: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Erzeugung von Hochtemperatur-Wärme



3.1.5.2 Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „NT-Wärme“

Im Bereich der Niedertemperaturwärme wird die Wärme hauptsächlich aus der Verbrennung von Erdgas erzeugt. Der Bedarf an NT-Wärme wird direkt durch die Produktionsmenge und eventuelle Einsparungen beeinflusst. Einsparungen können z.B. durch Effizienzsteigerungen und verbesserte Dämmung erreicht werden.

Der Anteil der Erdgasnutzung im Bereich der Industrie für „NT-Wärme“ hängt im Wesentlichen von den Kosten der Brennstoffe (Erdgas, regenerativer Gase) und den CO₂-Kosten ab sowie der Verfügbarkeit von regenerativen Gasen und der Möglichkeit NT-Wärme über andere Verfahren zu erzeugen. Das Kostenverhältnis von Erdgas zu EE-Gasen hat einen moderaten Einfluss auf den Erdgasanteil. Günstige Erdgaspreise und teure EE-Gase bewirken einen höheren Anteil an Erdgas bei der NT-Wärme-Bereitstellung. Da zukünftig weiterhin mit im Vergleich zu Strom und EE-Gasen günstigen Erdgaspreisen zu rechnen ist, wird das Kostenverhältnis Erdgas zu EE-Gas eine Einführung von EE-Gasen in der Industrie hemmen. Erst stark erhöhte CO₂-Kosten könnte eine Umkehr bewirken. Diese können jedoch auch die Substitution von Gas durch andere Wärmequellen fördern, welche eine starke Hemmung auf die Gasnutzung aufweist, da sie direkt wirkt. Die Einbindung ist jedoch sehr anlagen- und standortbezogen. Viele Maßnahmen sind schon aufgrund im Verhältnis zu anderen betrieblichen Kosten hohe Energiekosten schon durchgeführt worden. Aber im Gegensatz zu HT-Wärme ist die Einbindung von NT-Wärme z.B. aus Solarenergie, Geothermie oder aus niederkalorischer Abwärme deutlich leichter zu verwirklichen. In Kombination mit großen Wärmespeichern, die über Tage / Wochen die erforderliche Wärme liefern können, ist ein größeres Potential bei ausreichend hohen Kosten für Brennstoffe und CO₂ zu erwarten.

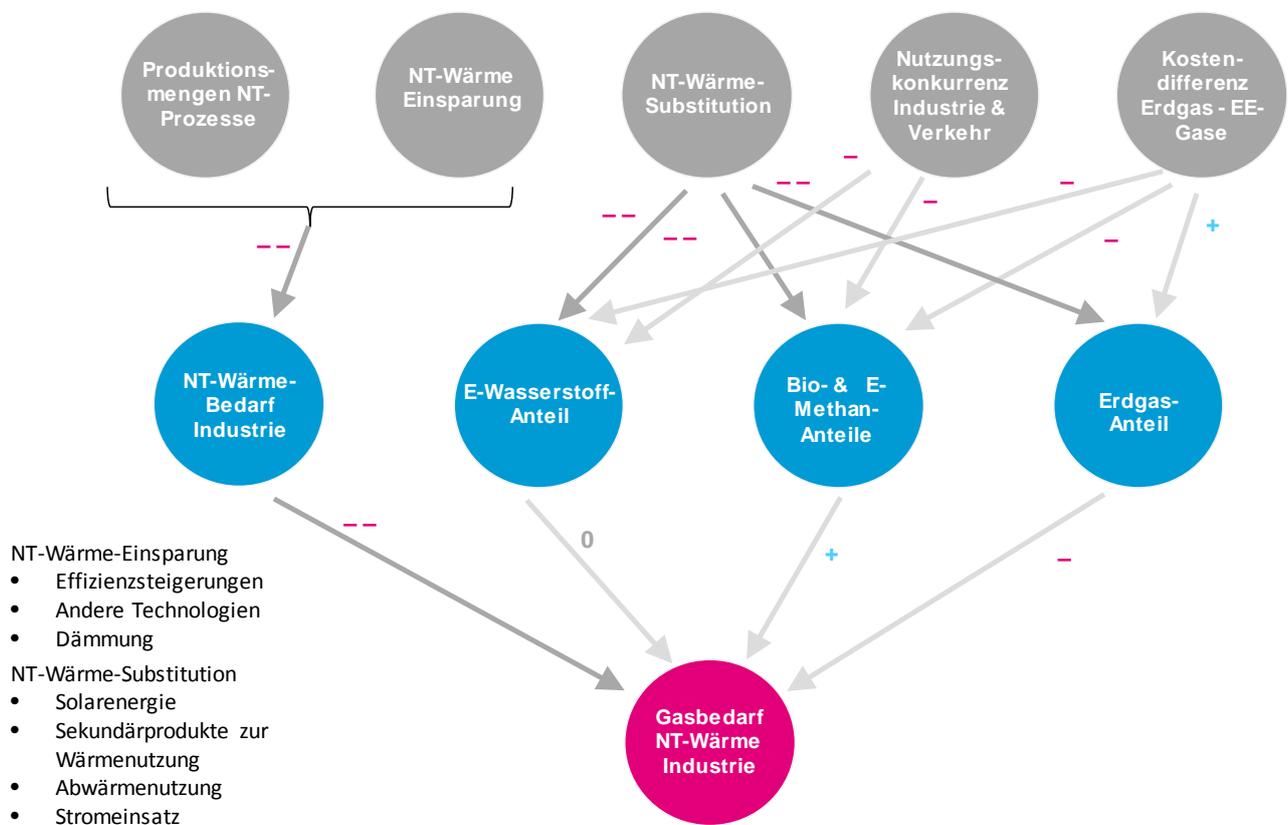
Die Substitution von Erdgas durch methanbasierte regenerative Gase ist technisch sehr einfach möglich und unterliegt auch in der NT-Wärme-Erzeugung jedoch einer Konkurrenzsituation. Wie beim HT-

Wärmebedarf ausgeführt werden biogene Gase üblicherweise verstromt. Zukünftig wird die Verstromung zwar abnehmen, die Geschwindigkeit und die Menge hängen vom Förderregime und Preisgefüge ab. Eine weitere Konkurrenzsituation stellt die Mobilität dar, die als Abnehmer mit einer relativ hohen Erlössituation aufwartet. Die Hauptkonkurrenz wird jedoch in der Industrie mit der stofflichen Nutzung selber zu finden sein, da dort für kohlenstoffhaltige Energieträger ein Bedarf besteht, zukünftig aber ein Mangel an einem einfach zu beziehenden Energieträger. Diese Konkurrenzsituation wird durch Energiepreise und durch klimapolitische Instrumente zu CO₂-Kosten bestimmt werden, so dass hier aufgrund der zu erwartenden Preise nur eine moderate Hemmung des Einsatzes von methanreichen EE-Gasen zu erwarten ist.

Für die Nutzung von Wasserstoff für die NT-Wärmebereitstellung sind im Wesentlichen die CO₂-Kosten und die Nutzungskonkurrenz zum Verkehrsbereich ausschlaggebend. Technische Restriktionen, die der Einbindung von Wasserstoff oder der Substitution entgegenstehen sind nicht erkennbar. Alleine die kostengünstige Verfügbarkeit von alternativen Wärmequellen hat eine stark hemmende Wirkung auf die Einführung von Wasserstoff in der NT-Wärmebereitstellung.

Eine Visualisierung der Wechselwirkungen der Treiber der Gasbedarfe zur Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme und deren qualitativer Bewertung findet sich in Abbildung 18. Mit Blick auf die stärksten Treiber haben in erster Linie Instrumente, welche eine Steigerung der Energieeffizienz und/oder den Einsatz alternativer regenerativer Wärmequellen fördern, eine Wirkung auf den Gasbedarf für NT-Wärme. Ebenfalls relevant sind politische Einflüsse auf die Preisunterschiede zwischen den Energieträgern.

Abbildung 20: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs zur Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme



Erläuterung: ++/+/- --/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung DVGW-EBI

3.1.5.3 Treiber der Entwicklung der Gasverbräuche in der Industrie im Bereich „Nicht-energetischer Primärenergieverbrauch“

Im Bereich der stofflichen Nutzung von Brennstoffen wird heutzutage hauptsächlich Erdöl und ein kleinerer Anteil Erdgas verbraucht. Der Bedarf an Rohstoffen für die Produktion ist direkt abhängig von den Produktionsmengen, deren Steigerung den Bedarf erhöht, und der Einsparung beim Primärenergieaufwand aufgrund von z.B. Effizienzsteigerungen und Prozessänderungen bzw. dem Einsatz anderer Technologien, die äquivalente Produkte erzeugen.

Das Erdgas dient im Wesentlichen dazu Wasserstoff zu erzeugen oder um den Kohlenstoff in andere Produkte bzw. Zwischenprodukte umzusetzen. Allerdings könnten nahezu alle Produkte mit Erdöl als Basis auch durch Methan (C1-Chemie und z.B. Reformierung mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese, DME-Synthese, etc.) produziert werden. Bisher stand jedoch der Aufwand der C1-Chemie im Vergleich zu den im Erdöl einfach zur Verfügung stehenden und somit günstigen Chemierohstoffen einer Umsetzung entgegen. Dies kann sich erst durch eine Verschiebung bei der Kostendifferenz von Erdgas und Erdöl ändern. Eine Änderung der CO₂-Kosten kann bei den Prozessen sehr unterschiedlich zum Tragen kommen, weil der Aufwand für eine Umwandlung von Methan zu weiteren Produkten höher ist als beim Erdöl und daher auch ein größerer spezifischer Bedarf an Gas pro Produkt vorliegt. Die Substitution von Erdgas durch Biomethan und E-Gase (Methan und H₂) und anderer Kohlenstoff ist dagegen im Wesentlichen abhängig von deren Kostenverhältnis zu Erdgas, den Prozesskosten und der Möglichkeit die Prozesse entsprechend anzupassen. Die moderaten Auswirkungen auf das Portfolio des Gasbedarfs werden durch CO₂-Kosten verstärkt. Momentan wirken die im Verhältnis zu Erdgas deutlich höheren Preise für EE-Gase die Anteile der verschiedenen gasförmigen Energieträger auf eine Erdgasnutzung hin. Da auch zukünftig weiterhin mit im Vergleich zu Strom und EE-Gasen günstigen Erdgaspreisen zu rechnen ist, wird das Kostenverhältnis eine Einführung von erneuerbaren Gasen in der Industrie hemmen. Erst stark erhöhte CO₂-Kosten könnten eine Umkehr bewirken. Im Gegensatz dazu haben die Kosten keine hemmende Wirkung auf die Einbindung von Erdgas oder regenerativer methanbasierter Gase, wenn technische Restriktionen den Einsatz begünstigen, wie z.B. bei Prozessen, bei denen ein notwendiges C/H-Verhältnis wie z.B. in der Kunststoffproduktion eingestellt sein muss. Hier ist eine moderat fördernde Wirkung der Restriktionen auf die Nutzung methanhaltiger Gase zu vermuten.

Die Substitution von Methan durch Wasserstoff gestaltet sich häufig schwierig, da die Industrie auf kohlenwasserstoffhaltige Energieträger ausgelegt ist. Diese technischen Restriktionen sind stark hemmend für den Einsatz von Wasserstoff. Erst wenn andere Prozesse eingesetzt werden und der benötigte Kohlenstoff z.B. durch CO₂ aus der Luft oder aus anderen Prozessen ersetzt wird, kann der Bedarf an Wasserstoff auch bei technischen Restriktionen zunehmen und einer moderaten Förderung unterliegen. Aber auch hier werden Nutzungskonkurrenzen mit dem Verkehrsbereich und die Kostendifferenz zu Erdgas entscheiden, ob zukünftig solche Szenarien verwirklicht werden. Daher hat heutige Kostendifferenz H₂ und Erdgas sowie die heutigen niedrigen CO₂-Kosten eine hemmende Wirkung. Zukünftig können klimapolitische Instrumente, wie höhere CO₂-Kosten den Einsatz von E-Wasserstoff moderat fördern. Dies kommt vor allem dort zum Tragen, wo heutzutage bereits eine stoffliche Nutzung von Wasserstoff erfolgt, der aktuell aus fossilen Rohstoffen (aus Erdgas, Schweröl oder als Nebenprodukt anderer Prozesse) gewonnen wird. Dies sind insbesondere die Ammoniak- und die Methanolherstellung sowie die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien.

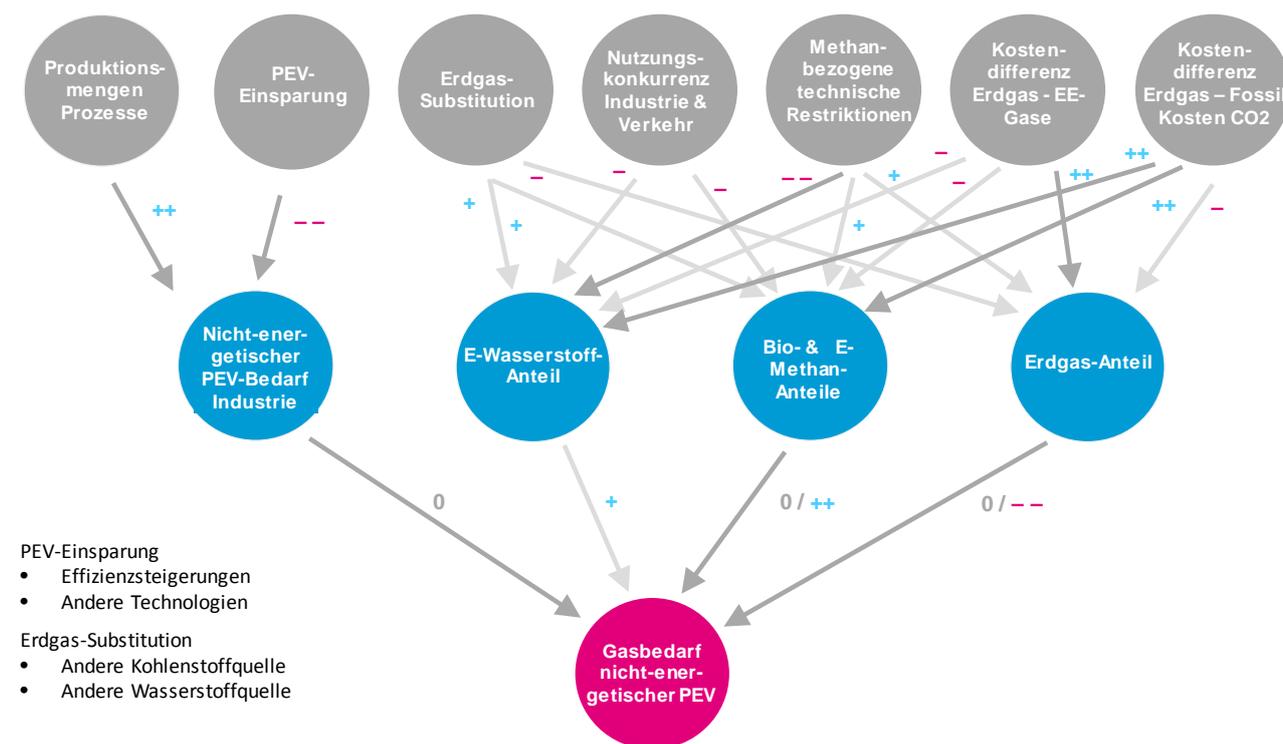
Die Einbindung von methanbasierten EE-Gasen in die stoffliche Nutzung ist ohne größere technische Anpassungen durchführbar. Sie unterliegt jedoch einer Konkurrenzsituation. Neben der im HT-Bereich beschriebenen Konkurrenzsituation durch dezentrale Stromerzeugung und Mobilität, ist hier auch die Wärmeerzeugung innerhalb der Industrie zu beachten. Außerdem besteht bei biogenen Gasen auch

eine Konkurrenzsituation in Bezug auf die Nutzung von Biomasse als Feststoff in stofflichen Anwendungen. Auch hier werden die Preisverhältnisse entscheiden, in welchem Bereich biogene Gase und/oder E-Methan eingesetzt werden.

In den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien wird die stoffliche Nutzung von Gas überwiegend nicht betrachtet. Im THGND wird für den gesamten nicht-energetischen Bedarf (heute Erdöl- und Erdgasbedarf) vereinfachend ausschließlich E-Methan eingesetzt, so dass hier die Änderung des E-Methan-Anteils ein stark fördernder Treiber für den Gasbedarf ist, während sich die Änderung des Erdgas-Anteils im Vergleich dazu moderat hemmend auswirkt. Da sich Produktionsmengen der relevanten Güter in den ausgewerteten Szenarien nicht wesentlich ändern, ergibt sich hieraus keine signifikante Wirkung auf den Gasbedarf.

Die Wechselwirkungen der Treiber der nicht energetischen Gasbedarfe sind Abbildung 21 zusammengefasst. Im Hinblick auf die wesentlichen Treiber können Maßnahmen und Instrumente mit Einfluss auf die Kostendifferenz von Erdgas zu den weiteren fossilen Energieträgern sowie zu den erneuerbaren Gasen den größten Einfluss entfalten. Doch auch Instrumente, die Effizienzsteigerungen unterstützen oder auf die Wahl des Energieträgers einwirken, beeinflussen den stofflichen Bedarf an gasförmigen Energieträgern.

Abbildung 21: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Gasbedarfs durch stoffliche Nutzung von Energieträgern



Erläuterung: ++/+/-/--/0: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine substantielle Wirkung
Quelle: Eigene Darstellung DVGW-EBI

3.1.6 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach Erdgas

Im Folgenden werden die innerhalb der Sektoren identifizierten und als besonders wichtig bewerteten Treiber der langfristigen Entwicklung des Erdgasbedarfs in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zusammenfassend diskutiert.

Wie in Kapitel 2.2.1 dargestellt, hat aktuell der Gebäudebereich den größten Anteil an der Nachfrage nach Erdgas. Auch in der Industrie und der Energiewirtschaft gibt es erhebliche Bedarfe, während der

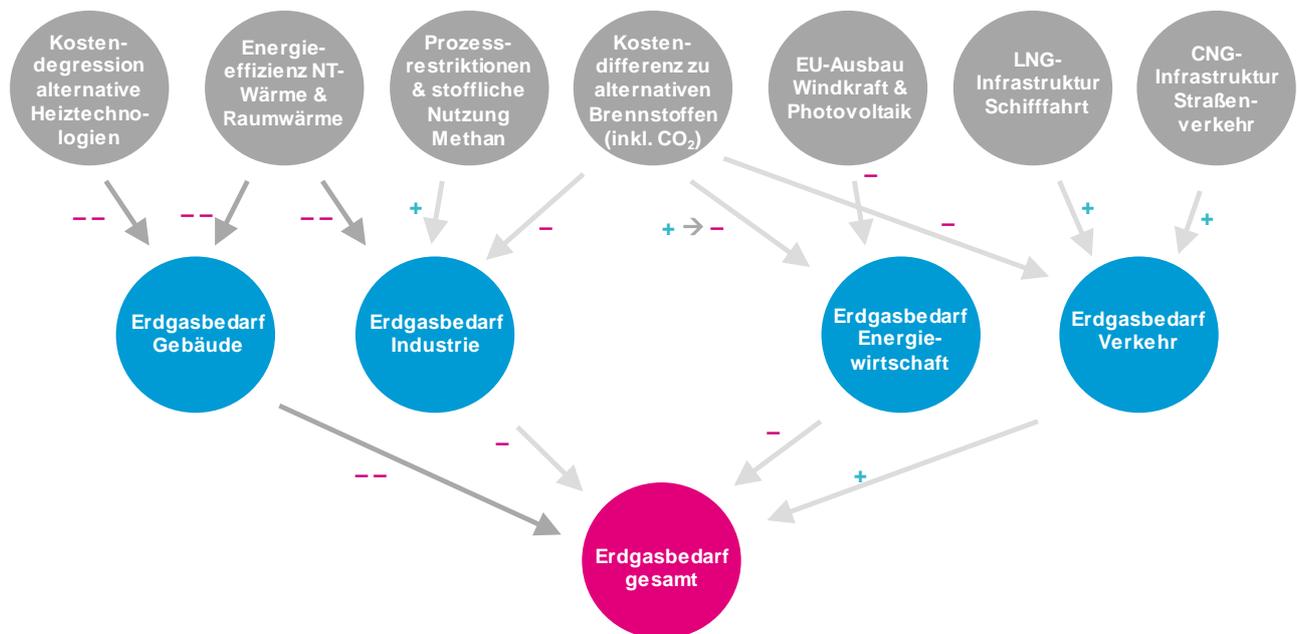
Gasbedarf im Verkehrsbereich marginal ist. In den ausgewerteten Dekarbonsierungsszenarien wird der Erdgasbedarf insgesamt durch eine Reihe von Faktoren stark gesenkt, wobei es parallel in einzelnen Anwendungsfeldern Treiber für eine zumindest temporäre Zunahme gibt:

- Im Gebäudebereich sind die zwei zentralen Faktoren die durch Sanierungsraten und -tiefen getriebene Abnahme des Gesamtbedarfs an Raumwärme sowie der langfristig stark zunehmende Ausbau erneuerbarer Wärme. Letzterer ist wiederum vor allem durch die Entwicklung der Kostendifferenz zwischen der Bereitstellung von Wärme auf Basis von Erdgas und erneuerbaren Energien.
- In der Industrie wird ein Rückgang des Gasbedarfs vor allem durch die Entwicklungen bei Niedertemperaturwärme und Prozessdampf gefördert, wo der Rückgang primär durch Steigerungen der Energieeffizienz und eine Substitution von Erdgas durch Strom und erneuerbare Brennstoffe bedingt ist. Bei der Hochtemperatur-Wärme über 500° C, also insbesondere den Industrieöfen, und der stofflichen Nutzung von Erdgas ist der Rückgang hingegen auf Grund von Prozessrestriktionen weniger stark. Steigerungen der Energieeffizienz halten sich hier mit angenommenen Steigerungen der Produktionszahlen die Waage. Je nach Entwicklung der Preisdifferenz von Erdgas zu erneuerbaren Brennstoffen kommt es jedoch auch zu einer Substitution durch letztere.
- In der Energiewirtschaft wirken sich der fortschreitende Ausbau von Windenergie und Photovoltaik und das damit verbundene Absinken der Börsenpreise für Spitzenlaststrom stark hemmend auf die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung aus. Die längerfristigen Determinanten des Erdgasbedarfs sind der Bedarf an Stromerzeugung zur Deckung der residualen Last, welche nicht über Windenergie und Photovoltaik gedeckt werden kann, sowie die Kostendifferenz zwischen gekoppelter und ungekoppelter Erzeugung. Letztere ist wiederum mittelfristig stark von der Differenz der Grenzkosten zwischen Steinkohle und Erdgas getrieben und langfristig von der Differenz zwischen den Grenzkosten von Erdgas-KWK und einer erneuerbaren Bereitstellung von Fernwärme und Strom. Dies hat bei einer moderaten CO₂-Bepreisung eine fördernde Wirkung auf den Einsatz von Erdgas in KWK-Anlagen, bei einer hohen CO₂-Bepreisung dann eine hemmende.
- Im Verkehrsbereich gibt es mehrere Treiber, die potenziell auf eine Zunahme des Erdgasbedarfs hinwirken. Im Straßenverkehr sind dies in erster Linie die Entwicklung der Kostendifferenz zu den fossilen Flüssigkraftstoffen und der Aufbau einer Gastankstellen-Infrastruktur. Bei den sonstigen Verkehrsträgern spielt primär die Nutzung von LNG in der Schifffahrt eine Rolle, wo ein Brennstoff mit entsprechender Energiedichte eingesetzt werden kann und eine schadstoffärmere Alternative zu Schweröl benötigt wird. Auch hier sind die Entwicklung der Kostendifferenz und der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur die wesentlichen Faktoren für den Umfang der Erdgasnutzung.
- Daneben spielen in den verschiedenen Sektoren eine Reihe weiterer Faktoren eine untergeordnete, aber dennoch nicht zu vernachlässigende Rolle, wie die Nutzung von CCS in der Energiewirtschaft und der Industrie. Einzelheiten zu diesen Treibern sind den vorangegangenen Darstellungen zu den Sektoren zu entnehmen.

Eine sektorübergreifende Darstellung der Wechselwirkungen der Treiber des Erdgasbedarfs findet sich in Abbildung 22. Wesentliche sektorübergreifende Treiber sind damit durch die Entwicklung der Kostendifferenz zwischen der erdgasbasierten und der erneuerbaren Wärmebereitstellung sowie in Bezug auf Strom zwischen den Grenzkosten von Erdgas und Steinkohle gegeben. Bei beiden ist eine signifikante Verschiebung im Vergleich zum Stand heute nur zu erwarten, wenn Politikinstrumente zu einer hohen Bepreisung der jeweiligen THG-Emissionen führen. Ebenso von sektorübergreifender Be-

deutung ist eine Steigerung der Energieeffizienz, über deren Förderung Politikinstrumente insbesondere in den Endenergiesektoren stark hemmend auf den Erdgasbedarf wirken können. Auf Grund des absolut gesehen sehr großen Umfangs des Erdgasbedarfs im Gebäudebereich ist dieser Bereich hier gerade mit Blick auf die Auslastung der bestehenden Gasnetze nochmals besonders hervorzuheben. Politische getriebene Fortschritte bei den Sanierungsraten und -tiefen des Gebäudebestands gehen also mit einem erheblichen und unmittelbaren Rückgang beim Erdgasbedarf einher.

Abbildung 22: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Erdgasbedarfs über alle Sektoren



Erläuterung: ++/+- --/+/+>- : der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / von fördernd nach hemmend wechselnde Wirkung

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.7 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach methanhaltigen erneuerbaren Gasen (Biogas, Bio-/ E-Methan)

In diesem Abschnitt werden die innerhalb der Sektoren identifizierten wesentlichen Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach den erneuerbaren Gasen Biogas, Biomethan und E-Methan in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zusammenfassend diskutiert. Die methanhaltigen erneuerbaren Gase werden gemeinsam betrachtet, weil ihre Rolle als emissionsarmer, methanhaltiger Brennstoff eine ähnliche ist. Wichtige Unterschiede bei den Treibern werden an den entsprechenden Stellen herausgestellt.

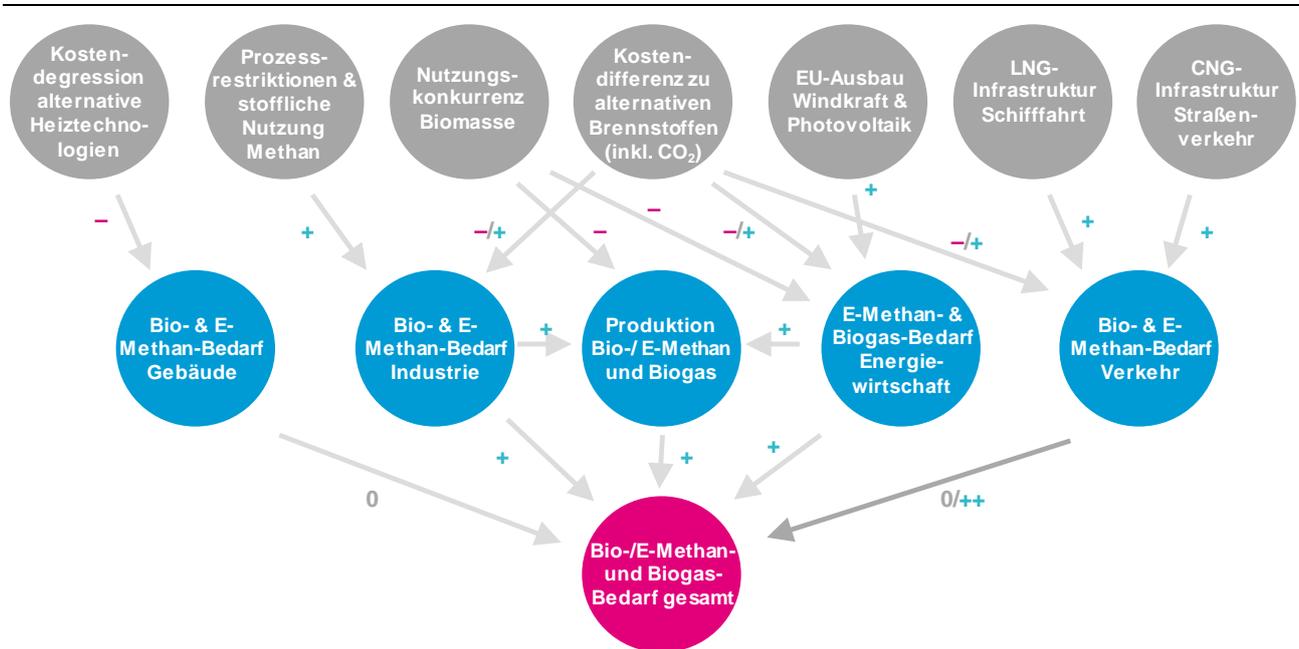
Der aktuelle Bedarf an Biogas konzentriert sich vor allem auf die Stromerzeugung inkl. KWK. Die Herstellung von E-Methan beschränkt sich aktuell noch auf Demonstrationsprojekte und Nischenanwendungen. Auf Grund der Berücksichtigung von Restriktionen bei der nachhaltigen Produktion von Biogas/-methan insbesondere wegen Landnutzungskonkurrenzen führen die innerhalb der Sektoren identifizierten Treiber in den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien generell höchstens zu einem geringen Anstieg der Nutzung von Biogas/-methan, sondern wirken primär auf eine Verschiebung zwischen den Sektoren hin. Bei E-Methan kommt es je nach Annahmen zu den wesentlichen Treibern entweder zu gar keiner oder zu einer deutlichen Zunahme des Bedarfs. Die innerhalb der Sektoren als starke Treiber ermittelten Einflussfaktoren sind folgende:

- Im Gebäudebereich gibt es keine starken Treiber für eine Zunahme der Nutzung von Biogas und Bio-/ E-Methan, weil auch unter der Berücksichtigung einer eventuellen Bepreisung von THG-Emissionen in der Regel kostengünstigere Optionen zur Verfügung stehen.
- In der Energiewirtschaft entwickelt sich ein Bedarf an Brennstoffen zur Deckung der nicht von den fluktuierenden EE gedeckten Residuallast neben anderen Flexibilitätsoptionen als wichtiger Treiber für den Einsatz von Biogas und Bio-/ E-Methan, wobei die benötigten Energiemengen insgesamt moderat sind im Vergleich zu den bisherigen Gasbedarfen der Energiewirtschaft. Die nötige Flexibilität fördert den Einsatz gasförmiger Energieträger, wobei die tendenziell durch andere Sektoren bestimmte Entwicklung von deren Preisdifferenz ausschlaggebend für die Wahl des Energieträgers ist.
- In der Industrie bleibt im Bereich der HT-Wärme und der stofflichen Nutzung ein Bedarf an gasförmigen Energieträgern erhalten. Die Preisdifferenzen zwischen den gasförmigen Energieträgern sowie Prozessrestriktionen, die einen methanhaltigen Brennstoff begünstigen, sind dann die ausschlaggebenden Treiber dafür, ob es eine Substitution von Erdgas hin zu Biogas bzw. Bio-/E-Methan oder zu E-Wasserstoff gibt. Weiter spielt hier eine Rolle, inwieweit feste Biomasse in stofflicher Form nachhaltig zur Verfügung steht, genutzt wird und damit ansonsten weniger verfügbar ist.
- Im Verkehrsbereich kann es vor allem in der Schifffahrt einen Bedarf an Kraftstoffen mit einer Energiedichte, für die in sehr ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien erneuerbare gasförmige Kohlenwasserstoffe in Frage kommen. Hier sind der Aufbau einer Infrastruktur zur Methanverflüssigung und die Entwicklung der Kostendifferenz von Bio- und E-Methan zu Erdgas zentrale Einflussfaktoren. Auch im Langstrecken-Straßenverkehr kann es entsprechende Bedarfe nach Kraftstoffen mit einer entsprechend hohen Energiedichte. Diese können auf Grund ihres Umfangs nicht allein durch Biogas gedeckt werden und erfordern daher bei entsprechendem Ambitionsniveau der Dekarbonisierung in jedem Fall die Nutzung eines weiteren erneuerbaren Brennstoffs. Ob es sich dabei um Bio-/E-Methan oder Wasserstoff handelt, wird getrieben durch die Entwicklung der Verkehrsinfrastruktur sowie die Kostenentwicklung bei EE-Brennstoffen und Brennstoffzellen, wobei letztere stark von der internationalen Marktentwicklung bei Brennstoffzellenfahrzeugen beeinflusst wird.
- Als weniger stark eingestufte, jedoch trotzdem nicht außer Acht zu lassende Einflussfaktoren sind wiederum den sektoralen Betrachtungen zu entnehmen.

Die Wechselwirkungen der Treiber der Bedarfe an methanhaltigen erneuerbaren Gasen und deren qualitative Bewertung sind in Abbildung 23 dargestellt. Für die Entwicklung des Bedarfs an Biogas/-methan sind vor allem die Restriktionen bei nachhaltig produziertem Biogas/-methan und Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse generell sowie das Preisgefüge zwischen den gasförmigen Energieträgern zentrale Einflussfaktoren. In den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien treiben diese Faktoren in der Summe eine Verschiebung des Biogasbedarfs von der Energiewirtschaft in die Industrie und den Verkehrsbereich an. Für die Nutzung von E-Methan spielt die Entwicklung der Kostendifferenz zu den anderen erneuerbaren Brennstoffen eine übergreifende Rolle. Dabei sind neben der politisch getriebenen Höhe der CO₂-Bepreisung insbesondere auch die Kosten für die CO₂-Bereitstellung relevant, welche bei umfangreicher Nutzung tendenziell durch Abscheidung aus der Luft erfolgen muss. Den größten potenziellen Nachfragetreiber gibt es im Verkehrsbereich, wo zusätzlich die Entwicklung der relevanten Infrastruktur an Tankstellen bzw. für Oberleitungs-LKW ein zentraler Treiber ist, der stark durch politische Rahmenbedingungen beeinflusst ist. Weiterhin kann die Nutzung von E-Methan auch in anderen Sektoren eine synergetische Wirkung haben, welche die Kostendegression bei der E-Methan-Herstellung beschleunigt und damit zusätzlich fördernd auf den E-Methan-Bedarf einwirkt. Sektorübergreifend sind zudem die zunehmenden Zeiten einer den Endenergiebedarf überschreitenden

Produktion erneuerbaren Stroms ein wichtiger Treiber für die Nutzung von E-Methan, wobei dies wiederum im Vergleich zu E-Wasserstoff gesehen werden muss, der davon ebenfalls profitiert.

Abbildung 23: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Bedarfs an Biogas und Bio-/E-Methan über alle Sektoren



Erläuterung: ++/+/- --/0/"-/+": der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine starke / zwischen E-Methan/Biogas variierende Wirkung

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

3.1.8 Treiber der langfristigen Nachfrageentwicklung nach E-Wasserstoff

Hier werden die innerhalb der Sektoren als besonders wichtig bewerteten Treiber der langfristigen Entwicklung des Bedarfs an E-Wasserstoff in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien zusammenfassend betrachtet.

Die bisherige Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ist marginal. Für die stoffliche Verwendung insbesondere in der chemischen Industrie und in Raffinerien beläuft sich das heutige Produktionsvolumen auf ca. 20 Mrd. Normkubikmeter, wobei der Wasserstoff ca. zur Hälfte aus Erdgas und Schweröl hergestellt wird und zur anderen Hälfte als Nebenprodukt bei der Herstellung weiterer Stoffe anfällt (DWV 2017). In den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien kommt es teils zu keiner substantiellen Nutzung von E-Wasserstoff, teils schon mit einem Schwerpunkt im Verkehrsbereich. Folgende Treiber wurden dabei innerhalb der Sektoren als die Treiber mit der größten Wirkung bewertet:

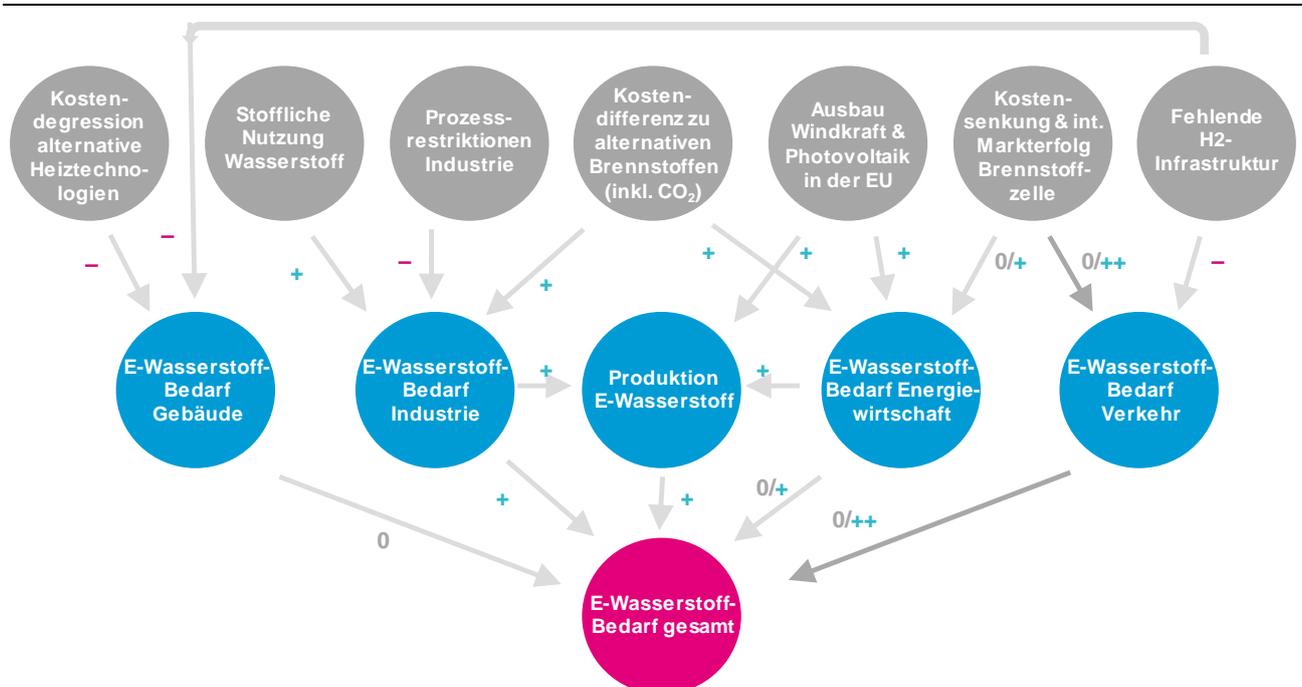
- Im Vergleich zu Biogas/-methan und E-Methan sind im Gebäudebereich wegen der Verfügbarkeit von kostengünstigeren Optionen – auch bei einer Bepreisung von THG-Emissionen – keine starken Treiber für eine Zunahme der Nutzung von Wasserstoff vorhanden. Als weiteres Hemmnis kommt zusätzlich noch eine notwendige Anpassung der Gebäudeinfrastruktur und der notwendigen Wasserstoffverteilinfrastruktur hinzu.
- Der sich in der Energiewirtschaft entwickelnde Bedarf zur Deckung der nicht von den fluktuierenden EE gedeckten Residuallast ist wie für Biogas /-methan und E-Methan ein starker Treiber für den Einsatz von Wasserstoff, insbesondere wegen der höheren Effizienz einer Rückverstromung von E-Wasserstoff als von E-Methan. Die benötigten Energiemengen sind insgesamt

allerdings moderat und der zum Einsatz kommende Energieträger wird primär durch das Kostenverhältnis bestimmt, dessen Entwicklung auf Grund der Mengen tendenziell durch andere Sektoren getrieben wird.

- In der Industrie kommt ein starker Treiber zur Nutzung von E-Wasserstoff aus der bestehenden stofflichen Nutzung von Wasserstoff, welche bisher primär auf Basis von fossilen Energieträgern gedeckt wird. Bei einer Umstrukturierung der Stahlindustrie hin zu Wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlagen und anschließendem Schmelzvorgang im Elektrolichtbogenofen kann dies ebenso ein starker Treiber für den Bedarf an Wasserstoff als Endenergieträger darstellen (Umweltbundesamt 2017). Auch die bleibende Gasnachfrage bei HT-Wärme kann ein relevanter Treiber für den Einsatz von E-Wasserstoff sein, wobei es hier zum Teil, wie z.B. in der Glasindustrie, Prozessrestriktionen gibt, welche eher die Verwendung methanhaltiger Brennstoffe unterstützen. Neben der Überwindung dieser Restriktionen sind die Preisdifferenzen zwischen E-Wasserstoff und den anderen gasförmigen Brennstoffen ein wesentlicher Treiber dafür, in welchem Umfang E-Wasserstoff zum Einsatz kommt.
- Im Verkehrsbereich wird der Einsatz von E-Wasserstoff in erster Linie durch den Bedarf nach einem erneuerbaren Treibstoff im Langstrecken-Straßenverkehr befördert. Wasserstoff steht dabei allerdings in Konkurrenz insbesondere zu E-Methan und Oberleitungs-LKWs. Diesbezüglich sind die ausschlaggebenden Faktoren durch die Entwicklung der Verkehrsinfrastruktur sowie die Kostenentwicklung bei erneuerbaren Brennstoffen und Brennstoffzellen gegeben. Im Hinblick auf letzteres ist vor allem die internationale Marktentwicklung bei Brennstoffzellenfahrzeugen von hoher Bedeutung.

Die Wechselwirkungen der wesentlichen Treiber des Bedarfs an E-Wasserstoff und deren qualitative Bewertung sind in Abbildung 24 visualisiert. Weitere relevante, jedoch weniger zentrale Einflussfaktoren finden sich in den sektoralen Treiberanalysen.

Abbildung 24: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung des Bedarfs an E-Wasserstoff über alle Sektoren



Erläuterung: ++/+/- -/-/0/"-/+": der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine starke / zwischen Szenarien stark variierende Wirkung

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

Sektorübergreifend ist demnach ein maßgeblicher Treiber für die langfristige Entwicklung des Wasserstoffbedarfs, wie sich die Herstellungskosten für E-Wasserstoff im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Brennstoffen entwickeln. Da sich Effizienzgewinne und Kostendegressionen bei der Elektrolyse auch positiv für auf Basis von Wasserstoff hergestellte Kohlenwasserstoffe auswirken, ist in Abgrenzung zu diesen besonders die Kostenentwicklung bei der Bereitstellung von CO₂ relevant, für welche bei umfangreicher Nutzung auf die Abscheidung aus der Luft zurückgegriffen werden muss. Daneben ist die Kostenentwicklung bei Brennstoffzellen für mehrere Sektoren relevant, wobei hier die Entwicklung im Verkehrsbereich ein besonders wichtiger Faktor ist. Schließlich fördern die zunehmenden Zeiten einer Überproduktion erneuerbaren Stroms die Nutzung von E-Wasserstoff wesentlich, gesetzt den Fall, dass die sonstigen Treiber für eine Nutzung von E-Wasserstoff an Stelle von E-Methan sprechen. Analog zur Nutzung von E-Methan kann die Nutzung von E-Wasserstoff in mehreren Sektoren Synergien in Bezug auf die Kostendegression bei der Herstellung haben und damit zusätzlich fördernd auf den E-Wasserstoff-Bedarf wirken.

4 Potenzieller Klimaschutzbeitrag des Gassektors

In diesem Kapitel wird der potenzielle Klimaschutzbeitrag des Gassektors in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien näher betrachtet, sowohl quantitativ als auch qualitativ. Dazu wird auf den im vorangegangenen Kapitel ermittelten Spannungsbereiten der Gasbedarfe aufgebaut. Weiterhin sollen wieder die wesentlichen Wechselwirkungen im Kontext einer möglichen Klimaschutzwirkung von Gas diskutiert werden.

4.1 Quantitativer Klimaschutzbeitrag der Nutzung gasförmiger Energieträger

Unter einem quantitativen Klimaschutzbeitrag der Nutzung von Gas wird hier Zweierlei betrachtet. Wird einerseits in einer Energieanwendung nach heutigem Stand der Technik ein nicht-gasförmiger Energieträger (z.B. Steinkohle) eingesetzt, der in den ausgewerteten Szenarien durch einen gasförmigen Energieträger (z.B. Erdgas) substituiert wird, so wird eine damit ggfs. verbundene Reduktion der THG-Emissionen der Nutzung von Gas zugeschrieben. Wird andererseits in einer Energieanwendung nach heutigem Stand der Technik ein gasförmiger Energieträger (z.B. Erdgas) eingesetzt, der in den ausgewerteten Szenarien durch einen anderen gasförmigen Energieträger (z.B. Biogas) substituiert wird, so wird eine damit ggfs. verbundene Reduktion der THG-Emissionen ebenfalls der Nutzung von Gas zugeschrieben. Wird hingegen nach heutigem Stand der Technik Erdgas eingesetzt und diese Nutzung fortgeführt oder durch regulären Anlagentausch ausgebaut, so wird dieser Nutzung von Erdgas kein Klimaschutzbeitrag zugeschrieben. Die Einzelheiten ergeben sich aus der unten beschriebenen Methodik.

4.1.1 Methodik zur Quantifizierung des Klimaschutzbeitrags der Gasnutzung

Ziel ist es, die Minderungspotentiale für THG-Emissionen und Primärenergieverbräuche zu quantifizieren, die bei einer stärkeren Nutzung von gasbasierten Techniken bis 2050 entstehen, um ihren Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele evaluieren zu können. Die Bestimmung des Klimaschutzbeitrags erfolgt für die in Kapitel 2.2 ermittelten Spannungsbereiten an Gasbedarfen aus den dort untersuchten Dekarbonisierungsszenarien.

Die Berechnungsmethodik gliedert sich in drei Schritte, welche im Folgenden erläutert werden.

1. Zunächst werden in den betrachteten Sektoren einzelne Anwendungen identifiziert, in denen bereits ein gasförmiger Energieträger eingesetzt wird oder ein anderer konventioneller Energieträger, der zukünftig durch einen gasförmigen Energieträger ersetzt werden könnte. Um die Anzahl der Anwendungen überschaubar zu halten, liegt der Fokus auf Anwendungen und Techniken, die weit verbreitet sind oder deren Einsatz in Zukunft voraussichtlich zunehmen wird. Die derzeit genutzte Form der Anwendung wird „Referenzanwendung“ genannt und die sie ersetzenden Anwendungen „Gasanwendungen“. Dabei werden für die Referenzanwendungen diejenigen gewählt, welche nach heutigem Stand der Technik überwiegend Anwendung finden. Dies können insbesondere auch bereits erdgasbasierte Anwendungen sein. In letzterem Fall wird sich eine spezifische Reduktion der Treibhausgasemissionen nur dann ergeben, wenn stattdessen eine Gasanwendung mit einem erneuerbaren Gas zum Einsatz kommt. Beispiele für Referenzanwendungen sind der Diesel-Verbrennungsmotor im Straßengüterverkehr und die Erdgas-Brennwerttherme für Heizwärme.

In Bezug auf den Aggregationsgrad der Anwendungen wird die Vielzahl möglicher Arten der Anwendungen zu den sich aus den ausgewerteten Szenariostudien ergebenden Einschränkungen durch die dort enthaltenen Mengengerüste in Beziehung gesetzt. Wo für eine adäquate Abschätzung der Einsparungen nötig, werden daher auch Anwendungen aufgeschlüsselt, die sich nicht unmittelbar auf Basis der Szenarien quantifizieren lassen, und dann mit entsprechenden Annahmen zu den Anteilen am Ge-

samtsektor hinterlegt. So werden beispielsweise beim Straßenverkehr zunächst verschiedene Größenklassen von LKW betrachtet, welche anschließend nach Bedarf mit Annahmen über die Verteilung der Lkw auf die unterschiedlichen Größenklassen aggregiert werden.

Für alle Anwendungen werden spezifische THG-Emissionsfaktoren und spezifische Primärenergieverbräuche ausgewiesen. Die Gasanwendungen werden dabei nach dem eingesetzten Energieträger, d.h. Erdgas, Biogas/Biomethan, E-Methan und E-Wasserstoff unterschieden. Durch die Gegenüberstellung der spezifischen Faktoren und Verbräuche wird deutlich, welche Einsparung auf Ebene einzelner Anwendungen durch eine Umstellung auf Erdgas bzw. erneuerbare Gase möglich ist. Die Art der Gegenüberstellung am Beispiel eines dieselbetriebenen LKWs zeigt Tabelle 5. So liefert die Differenz der THG-Emissionsfaktoren eines Diesel-LKWs und eines Erdgas-LKWs die spezifische THG-Einsparungen beim Umstieg von Diesel- auf Erdgas-LKWs.

Tabelle 5: Qualitative Darstellung zum Vergleich von Referenz- und Gasanwendungen verwendete Gegenüberstellung am Beispiel eines LKWs

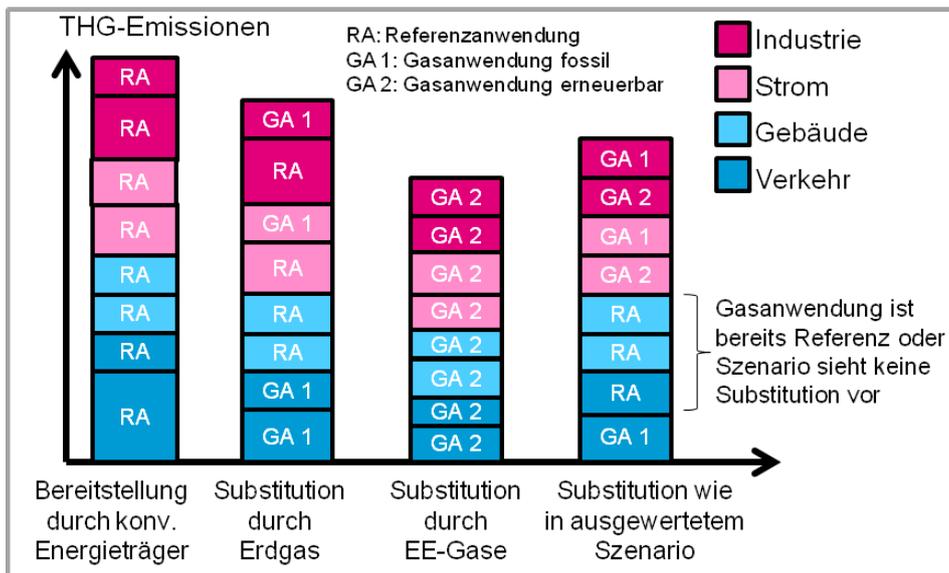
Beispiel: Pkw (groß)	Referenzanwendung mit dominantem Energieträger → Diesel-Lkw	Erdgas-basierte Anwendung → Erdgas-Lkw	Bio-/E-Methan-basierte Anwendung → Bio-/E-Methan-Lkw	Wasserstoff-basierte Anwendung → Brennstoffzellenfahrzeug
THG-Emissionsfaktor in g CO ₂ e / kWh	...			
Primärenergieverbrauch in kWh / km				

2. Im nächsten Schritt wird das absolute Minderungspotenzial in jedem Sektor durch Hochrechnung der im ersten Schritt ermittelten spezifischen Minderungspotenziale der verschiedenen Anwendungsfälle berechnet. Dazu werden die minimalen und maximalen Gasnachfragemengen aus den in Kapitel 2.2 untersuchten Studien herangezogen und mit den spezifischen Minderungspotenzialen multipliziert. Unterschieden wird analog zum ersten Berechnungsschritt danach, ob in der jeweiligen Anwendung Erdgas, E-Methan oder E-Wasserstoff zum Einsatz kommt. Werden diese absoluten Minderungspotenziale aufsummiert, ergibt sich die Klimaschutzwirkung über alle Anwendungen und Sektoren in Abhängigkeit des eingesetzten Energieträgers, siehe auch Abbildung 25:. Dabei ist zu beachten, dass je nach ausgewertetem Szenario unterschiedliche Kombinationen von Gas- und Referenzanwendungen zum Einsatz kommen, was durch die unterschiedlichen Anteile an gasförmigen Energieträgern bei der Hochskalierung auf absolute Einsparungen Berücksichtigung findet. Beispielsweise ist die Klimaschutzwirkung der Nutzung von Erdgas im Straßengüterverkehr in einem Szenario durch das Produkt aus dem Endenergiebedarf an Erdgas im Straßengüterverkehr in dem jeweiligen Szenario und die spezifische THG-Minderung durch Umstieg von einem dieselbetriebenen auf einen erdgasbetriebenen LKW gegeben. Während die Klimaschutzwirkung von Wasserstoff im Straßengüterverkehr durch das Produkt aus dem Endenergiebedarf an Wasserstoff im Straßengüterverkehr und die spezifische Einsparung beim Umstieg von einem Diesel-LKW auf ein wasserstoffbetriebenes Brennstoffzellenfahrzeug gegeben ist. Beim Übereinstimmen von Referenz- und Erdgasanwendung (wie bei Heizwärme) liegt die spezifische Minderung für den Einsatz von Erdgas bei 0, so dass sich auch kein absolutes Minderungspotenzial ergibt, unabhängig davon wie hoch der Erdgasbedarf im jeweiligen Szenario ist.

3. Auf Basis der quantifizierten Klimaschutzbeiträge werden die sektorübergreifenden Ursache-Wirkungsdiagramme aus Kapitel 3 auf die Klimaschutz- und Energieeinsparwirkungen übertragen, so

dass auch die Auswirkungen verschiedener Treiber auf die Einsparungen an THG-Emissionen und Primärenergiebedarf bestimmt werden können. Hierzu werden aus den quantitativen Klimaschutzwirkungen qualitative Einflussfaktoren abgeleitet und mit den qualitativen Treibereinflüssen aus Kapitel 3 zueinander in Beziehung gesetzt und entsprechende Ursache-Wirkungs-Diagramme abgeleitet.

Abbildung 25: Vorgehensweise zur Bestimmung des Minderungspotenzials in Abhängigkeit des eingesetzten Energieträgers



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer ISI

4.1.1.1 Allgemeine Annahmen zu Wirkungsgraden, Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionsfaktoren

Die für die Betrachtung von E-Gasen (Wasserstoff und Methan) zu Grunde gelegten Entwicklungen von Wirkungsgraden sowie der Primärenergiefaktoren und THG-Emissionsfaktoren von Strom sind in Tabelle 6 aufgeführt. Die Entwicklung der Wirkungsgrade von Elektrolyse und Methanisierung wurden dabei aus der aktuell laufenden Studie Fraunhofer ISI & DVGW EBI (2017) übernommen. Zusätzlich sind bei der Wasserstoffnutzung die Wirkungsgradverluste für die Konditionierung und den Transport von Wasserstoff berücksichtigt. Dabei ist angenommen, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffs in flüssiger Form (z.B. bei Lkws im Fernverkehr) und die andere Hälfte gasförmig zum Einsatz kommt (z.B. bei Pkws und leichten Nutzfahrzeugen). Der Wirkungsgrad der Methanisierung enthält Verluste, welche aus einer CO₂-Bereitstellung über das Direct-Air-Capturing-Verfahren entstehen. Denn es wird davon ausgegangen, dass in den ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien die im Jahr 2050 noch zur Verfügung stehenden CO₂-Mengen aus Industrieprozessen und Biogas-Anlagen nicht ausreichen, um einen großskaligen Einsatz von E-Methan zu gewährleisten (vgl. dazu auch Öko-Institut 2014 und UBA 2016). Bei anteiliger Ausschöpfung der weiteren CO₂-Quellen würde sich der Primärenergieaufwand zur Nutzung von E-Methan verringern, jedoch nicht in einem Umfang von mehr als 10 %.

Der für den Strommix zu Grunde gelegte Primärenergiefaktor wurde aus dem Szenario KS80 der Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) übernommen, der Primärenergiefaktor für erneuerbaren Strom und die THG-Emissionsfaktoren für den Strommix aus derselben Studie abgeleitet. Für EE-Strom wird grundsätzlich angenommen, dass er emissionsfrei ist. Für die Berechnung der Einsparungen durch den Einsatz von E-Gasen werden der Primärenergiefaktor und der THG-Emissionsfaktor für EE-Strom angewendet. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass Strom von Elektrolyseuren nur in Zeiten mit emissionsfreier Stromproduktion bezo-

gen wird. Dadurch kann es im KS95 zu einer leichten Überschätzung der Klimaschutzwirkung kommen, was jedoch selbst beim Zugrundelegen des dortigen Strommix nur etwa 0,5 Mt CO₂ e ausmacht. Die Primärenergiefaktoren für alle weiteren Brennstoffe wurden aus der DIN V 18599-1⁷ entnommen. Die THG-Emissionsfaktoren entsprechen weitestgehend den in der offiziellen THG-Berichterstattung verwendeten Faktoren. Nur bei Biogas wurde der Faktor zur konsistenten Berücksichtigung von Vorketten aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ abgeleitet.

Tabelle 6: Für die Betrachtung von E-Gasen (Wasserstoff und Methan) zu Grunde gelegte Entwicklungen von Wirkungsgraden, Primärenergiefaktoren und THG-Emissionsfaktoren

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad Konditionierung: Hochdruckmethan 20 MPa (CNG)	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	97 %	97 %	97 %	97 %
Wirkungsgrad Konditionierung: Flüssigmethan (LNG)	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	93 %	93 %	93 %	93 %
Wirkungsgrad Konditionierung: Hochdruckwasserstoff 70 MPa	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	89 %	89 %	89 %	89 %
Wirkungsgrad Konditionierung: Flüssigwasserstoff	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	72 %	72 %	72 %	72 %
Wirkungsgrad Elektrolyse (Wasserstoff / Strom)	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	76 %	80 %	83 %	85 %
Wirkungsgrad Elektrolyse + CO ₂ -Luftabscheidung +Methanisierung (Methan/ Strom)	PJ (Nutzenergie) / PJ (Endenergie)	54 %	57 %	60 %	63 %
Primärenergiefaktor Strommix für 80%-Szenarien	PJ (Primärenergie) / PJ (Endenergie)	2,35	1,88	1,55	1,4
Primärenergiefaktor EE-Strom für 95%-Szenarien	PJ (Primärenergie) / PJ (Endenergie)	1,35	1,13	1,04	1,02
THG-Emissionsfaktor Strommix für 80%-Szenarien	kt CO ₂ e / PJ (Endenergie)	122,3	96,3	59,5	21,5
THG-Emissionsfaktor EE-Strom für 95%-Szenarien	kt CO ₂ e / PJ (Endenergie)	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fraunhofer ISI & DVGW EBI (2017), Fraunhofer IWES (2011), DVGW (2016), Wang et al. (2016), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)

4.1.2 Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Gebäudebereich

Da der Einsatz von Erdgas als Brennstoff zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme im Gebäudebereich bereits heute Standard ist, kann durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudebereich gemäß der hier verwendeten Methodik kein zusätzlicher Klimaschutzbeitrag erbracht werden. Eine Nutzung der weitgehend CO₂-neutralen Brennstoffe Biogas und E-Methan auf Basis erneuerbaren Stroms böte hingegen das Potenzial für zusätzliche Einsparungen an THG-Emissionen.

⁷ DIN V 18599-1:2016-10: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allg. Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger.

Die in Kapitel 2 ermittelten Spannbreiten der Entwicklung des Gasbedarfs in den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien weisen im Gebäudebereich insgesamt einen deutlichen Rückgang des Gasbedarfs im Gebäudebereich auf. In der Folge wird quantifiziert, welche Klimaschutzwirkung sich mit den verbleibenden Restnutzungen von Gas verbindet.

4.1.2.1 Referenz- und Gasanwendungen im Gebäudebereich und Annahmen zur Quantifizierung

Die im Kontext der in Kapitel 2 ermittelten Treiber getroffene Unterteilung des Endenergiebedarfs im Gebäudebereich in die beiden Anwendungsfelder „Raumwärme und Warmwasser“ sowie „Prozesswärme“ wird auch bei der Quantifizierung der Klimaschutzwirkung angewendet. Auf Basis von Fraunhofer ISI et al. (2016) wurden als relevante Anwendungen von gasförmigen Energieträgern im Anwendungsfeld „Raumwärme und Warmwasser“ ungekoppelte und gekoppelte Raumwärme identifiziert und die jeweiligen Referenz- und Gasanwendungen festgelegt. Als wichtigste Festlegung wurde dabei der erdgasbefeuerte Gas-Brennwertkessel auf Grund seiner heute marktdominierenden Stellung und dem standardmäßigen Einbau im Fall des Ersatzes einer Heizungsanlage als Referenzanwendung gewählt. Für Prozesswärme wurde nach „Ungekoppelte Prozesswärme“, „Gekoppelte Prozesswärme“ und „Gekoppelte Prozesswärme“ unterschieden. Da eine Nutzung von Wasserstoff im Gebäudebereich in keinem der ausgewerteten Szenarien erfolgt, wurden diesbezüglich keine Anwendungen betrachtet. Die weiteren gewählten Anwendungen sind Tabelle 7 zu entnehmen.

Tabelle 7: Analytierte Referenz- und Gasanwendungen im Gebäudebereich

Anwendungsfeld	Anwendung	Referenz-Anwendung	CH4-basierte Anwendung	Biogas-basierte Anwendung	H2-basierte Anwendung
Raumwärme + Warmwasser	Ungekoppelte Raumwärme	Erdgas-Brennwertkessel	Gas-Brennwertkessel	Gas-Brennwertkessel	-
	Gekoppelte Raumwärme	Graustrom, Erdgas-Brennwertkessel	Dezentrale Gas-KWK-Anlage	Dezentrale Gas-KWK-Anlage	-
Prozesswärme	Ungekoppelte Prozesswärme	Elektroherd	Gasherd	Gasherd	-
	Gekoppelte Prozesswärme	Kompressionskältemaschinen + Strommix	Absorptionskältemaschinen + BHKW	Absorptionskältemaschinen + BHKW	-
	Gekoppelte Prozesswärme	Erdgas-BHKW	BHKW	BHKW	-

Die Entwicklung der Wirkungsgrade der gewählten Anwendungen wurden aus Fraunhofer ISI et al. (2016) abgeleitet. Um die Anteile der Anwendungen am jeweiligen Anwendungsfeld zu bestimmen, wurde auf die ausgewerteten Szenarien Bezug genommen. Dabei wurde angenommen, dass die Referenzanwendung nur dann durch die Gasanwendung ersetzt wird, wenn dies auch zu einer Reduktion der Emissionen führt. Die sich daraus ergebenden spezifischen Einsparungen in einem Anwendungsfeld wurden dann mittels der absoluten Endenergiebedarfe an gasförmigen Energieträgern in den ausgewerteten Szenarien in absoluten Einsparungen umgerechnet. Diesbezüglich waren keine zusätzlichen Annahmen in Bezug auf die Szenarien notwendig.

4.1.2.2 Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Gebäudebereich

In den 80%-Szenarien wird im Vergleich zu den Referenzanwendungen durch die Nutzung gasförmiger Energieträger im Gebäudebereich so gut wie gar kein zusätzlicher Beitrag zur Primärenergieeinsparung und zur Reduktion der THG-Emissionen erbracht. Dahinter steht im Wesentlichen, dass die

Nutzung von erdgasbefeuerten Gasbrennwertkesseln wegen der heutigen marktdominierenden Stellung schon als Referenzanwendung angesehen wurde. Dies bedeutet also nicht, dass keine Nutzung von Erdgas mehr erfolgt (siehe dazu Kapitel 2.2.3). Darüber hinausgehend werden nur im Basisszenario der Langfristszenarien durch eine geringfügige Nutzung von Biogas für Raumwärme 0,1 Mt CO₂e eingespart, zugleich jedoch der Primärenergieverbrauch um ca. 1 PJ erhöht (siehe Tabelle 8). Letzteres ist durch den höheren Primärenergiefaktor von Biogas ggü. Erdgas in der DIN V 18599 begründet.

Tabelle 8: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Gebäudebereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050

	LfS-Bs	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	LfS-Bs	0	+1	+1	+1
- Raumwärme + Warmwasser	LfS-Bs	0	+1	+1	+1
- Prozesswärme	LfS-Bs	0	0	0	0
Änderung der Primärenergie in PJ	KS80	0	0	0	0
- Raumwärme + Warmwasser	KS80	0	0	0	0
- Prozesswärme	KS80	0	0	0	0
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	LfS-Bs	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
- Raumwärme + Warmwasser	LfS-Bs	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
- Prozesswärme	LfS-Bs	0	0	0	0
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS80	0	0	0	0
- Raumwärme + Warmwasser	KS80	0	0	0	0
- Prozesswärme	KS80	0	0	0	0

In den 95%-Szenarien wird im Vergleich zu den Referenzanwendungen durch die Nutzung gasförmiger Energieträger nur im THGND ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen im Umfang von 20,6 Mt CO₂e erbracht (siehe Tabelle 8). Der mit 12,6 Mt CO₂e größere Anteil stammt dabei aus der Bereitstellung von Prozesswärme. Zugleich erhöht sich aber der Primärenergieaufwand um 190 PJ. Die Kombination aus THG-Einsparung und Erhöhung des Primärenergieaufwands resultiert hier daraus, dass E-Methan zur Deckung derjenigen Bedarfe im Gebäudebereich eingesetzt wird, welche sich nicht über Umweltwärme decken lassen. Im KS95 wird eine stärkere Durchdringung von erneuerbarem Strom durch Power-to-Heat unterstellt, wobei zusätzlich auch ein stärkerer Rückgang des Bedarfs insgesamt erreicht wird.

Insgesamt ist die Bedeutung der Nutzung gasförmiger Energieträger für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im Gebäudebereich auf Basis der Ergebnisse der quantitativen Bewertung der Klimaschutzwirkung als eher gering anzusehen. Einzig bei einem substanziellen Einsatz erneuerbarer Gase entsteht hier eine relevante Wirkung, weil die Bereitstellung von Wärme im Gebäudebereich aus Erdgas schon heutzutage die Referenzanwendung ist. Ein Grund, warum gasförmige Energieträger in ambitionierten Dekarbonisierungspfaden im Gebäudebereich dennoch eine Rolle spielen könnten, ist das Fehlen von Optionen zur direkten Nutzung von erneuerbaren Energien in Teilen des Gebäudebestands. In diesem Fall steht jedoch mit Power-to-Heat eine Alternative bereit, die im Vergleich zu E-Methan den benötigten EE-Strom deutlich effizienter nutzt und nicht den Potenzialrestriktionen von nachhaltig produziertem Biogas unterliegt, jedoch bei umfangreicher

Nutzung zu einer höheren Belastung der Stromnetze führt. Für die Nutzung gasförmiger Energieträger spricht in diesem Kontext das Vorhandensein entsprechender Heizungsanlagen. Da diese jedoch im Zeitraum bis 2050 turnusmäßig getauscht werden, ist die vorhandene Infrastruktur nur ein schwacher Treiber.

Tabelle 9: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Gebäudebereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	THGND	N/A	N/A	N/A	+190
- Raumwärme + Warmwasser	THGND	N/A	N/A	N/A	+74
- Prozesswärme	THGND	N/A	N/A	N/A	+116
Änderung der Primärenergie in PJ	KS95	0	0	0	0
- Raumwärme + Warmwasser	KS95	0	0	0	0
- Prozesswärme	KS95	0	0	0	0
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	THGND	N/A	N/A	N/A	-20,6
- Raumwärme + Warmwasser	THGND	N/A	N/A	N/A	-8,0
- Prozesswärme	THGND	N/A	N/A	N/A	-12,6
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS95	0	0	0	0
- Raumwärme + Warmwasser	KS95	0	0	0	0
- Prozesswärme	KS95	0	0	0	0

4.1.3 Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Energiewirtschaft

Entsprechend den in Kapitel 2 dargestellten Nachfrageentwicklungen in der Energiewirtschaft kommt es hier teilweise bis 2030 zu einer steigenden Nutzung gasförmiger Energieträger, langfristig aber in allen Fällen zu einem Rückgang, wobei jedoch je nach Szenario relevante Restmengen im System verbleiben.

In der Energiewirtschaft wird die Nutzung gasförmiger Energieträger langfristig nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz erbringen, wenn es sich um weitestgehend CO₂-neutrale Gase handelt, weil ansonsten die langfristigen Klimaziele nicht zu erreichen sind. In einer Übergangsphase kann auch die Substitution von Kohle durch Erdgas eine Klimaschutzwirkung haben. Die damit verbundenen Klimaschutzwirkungen wurden wie im Folgenden dargestellt abgeschätzt.

4.1.3.1 Referenz- und Gasanwendungen in der Energiewirtschaft und Annahmen zur Quantifizierung

Auch für die Energiewirtschaft findet bei der Quantifizierung der Klimaschutzwirkung die im Kontext der in Kapitel 2 ermittelten Treiber getroffene Unterteilung des Gasbedarfs in die beiden Anwendungsfelder „Ungekoppelte Wärmeversorgung“ sowie „Stromversorgung inkl. KWK“ Anwendung.

Da die dezentrale Bereitstellung von Wärme im Gebäudebereich und in der Industrie Berücksichtigung findet, wird im Anwendungsfeld „Ungekoppelte Wärmeversorgung“ nur die Anwendung „Zentrale Fernwärmeerzeugung“ betrachtet. Als relevante Anwendungen von gasförmigen Energieträgern im Anwendungsfeld „Stromversorgung inkl. KWK“ wurden „Spitzenlast und Regenergie“, „Mittel- und Grundlast“ sowie „Zentrale KWK-Erzeugung“ festgelegt. Für die Referenzanwendungen wurde hierbei

auf Basis der heutigen Rollen und Anteile der verschiedenen Energieträger in der Stromerzeugung die erdgasbefeuerte Gasturbine für den Bereich der Spitzenlast und Regelenergie ausgewählt und Steinkohle-Kraftwerke für die sonstigen Lastsegmente (mit und ohne Wärmeauskopplung). In der mit „Mittel- und Grundlast“ bezeichneten Anwendung wurden die heute im Bereich der Grundlast noch dominierenden Energieträger Braunkohle und Nuklearenergie außenvorgelassen, weil diese nicht über ausreichend Flexibilität für die in den Dekarbonisierungsszenarien verbleibenden residualen Erzeugungsmengen verfügen. Die weiteren gewählten Anwendungen sind in Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: Analytierte Referenz- und Gasanwendungen in der Energiewirtschaft

Anwendungscluster	Anwendung	Referenz-anwendung	CH ₄ -basierte Anwendung	Biogas-basierte Anwendung	H ₂ -basierte Anwendung
Ungekoppelte Wärmeversorgung	Zentrale Fernwärmeerzeugung	Steinkohle-Heizwerk	Gas-Heizwerk	BHKW	-
	Spitzenlast und Regelenergie	Gasturbine	Gasturbine	BHKW	Brennstoffzelle
Stromversorgung inkl. KWK	Mittel- / Grundlast	Steinkohle-KWK	GuD	BHKW	-
	Zentrale KWK-Erzeugung	Steinkohle-HKW	GuD-KWK	BHKW	Brennstoffzelle-KWK

Die Entwicklung der Wirkungsgrade der gewählten Anwendungen wurde aus Konsistenzgründen soweit verfügbar aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) entnommen. Für Brennstoffzellen wurde die Entwicklung der Wirkungsgrade an die in Fraunhofer ISI et al. (2016) angegebenen Spannbreiten angelehnt. Der KWK-Anteil wurde aus dem Basisszenario der Langfristszenarien ermittelt, weil der KWK-Anteil nur dort energieträgerscharf vorliegt. Da der KWK-Anteil in den Langfristszenarien im Vergleich der ausgewerteten Studien relativ hoch ist und die spezifische Emissionsreduktion für KWK-Erzeugung wegen des Vergleichs mit Steinkohle-Kraftwerken höher ist als bei der Spitzenlast, kann es zu einer moderaten Überschätzung der Emissionsreduktion für die anderen Szenarien kommen. Bei der Umrechnung der so ermittelten spezifischen Einsparungen über die aus den Szenarien abgeleiteten absoluten Gasbedarfe je Anwendungsfeld in absolute Einsparungen ist zu beachten, dass für das THGND kein detailliertes Mengengerüst für die Stromerzeugung vorliegt und deshalb wie schon in den vorangegangenen Kapiteln angenommen wird, dass der nicht durch die Erzeugung aus Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft gedeckte Bedarf dem des KS95 entspricht.

4.1.3.2 Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Energiewirtschaft

In den 80%-Szenarien wird im Vergleich zu den Referenzanwendungen durch die Nutzung gasförmiger Energieträger in der Energiewirtschaft im Jahr 2050 ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen im Umfang von 13,9 Mt CO₂ e (KS80) bis 23,1 Mt CO₂ e (Basisszenario) erbracht. Während dieser Beitrag im KS80 im Zeitverlauf kontinuierlich abnimmt, erreicht er im Basisszenario erst 2030 seinen Höhepunkt mit 42,9 Mt CO₂ e und fällt erst nach 2040 deutlich ab. Auch die dahinterliegenden Faktoren unterscheiden sich deutlich zwischen den Szenarien. Im KS80 resultiert der Hauptteil der Reduktion aus der Nutzung von Biogas in der ungekoppelten Wärmeerzeugung. Im Basisszenario spielen hingegen die KWK-Erzeugung auf Basis von Erdgas, welche bis 2030 ansteigt, und die Nutzung von Biogas in der Stromerzeugung eine wesentliche Rolle. In beiden Szenarien sind die Primärenergieeinsparungen durch den Einsatz von Erdgas an Stelle von Steinkohle deutlich gerin-

ger als der zusätzliche Primärenergiebedarf für die Nutzung von Biogas, so dass der Primärenergieverbrauch um 49 bis 59 PJ ansteigt (siehe Tabelle 11). Der höhere Primärenergiebedarf bei Biogas ergibt sich aus dem höheren Primärenergiefaktor von Biogas gegenüber Erdgas in der DIN V 18599, welcher Verluste in den Vorketten berücksichtigt.

Tabelle 11: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Energiewirtschaft in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	LfS-Bs	+166	+136	+108	+60
- Stromversorgung inkl. KWK	LfS-Bs	+161	+129	+101	+50
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	LfS-Bs	+5	+7	+7	+10
Änderung der Primärenergie in PJ	KS80	+175	+48	+37	+50
- Stromversorgung inkl. KWK	KS80	+172	+34	+10	+4
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	KS80	+3	+14	+27	+46
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂ e	LfS-Bs	-31,2	-42,9	-40,8	-23,2
- Stromversorgung inkl. KWK	LfS-Bs	-26,3	-37,8	-37,0	-18,5
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	LfS-Bs	-4,9	-5,1	-3,8	-4,7
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂ e	KS80	-45,4	-37,5	-29,9	-13,9
- Stromversorgung inkl. KWK	KS80	-39,2	-30,5	-21,4	-3,7
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	KS80	-6,2	-7,0	-8,5	-10,2

In den 95%-Szenarien wird durch die Nutzung gasförmiger Energieträger in der Energiewirtschaft im Jahr 2050 ein im Vergleich zu den 80%-Szenarien geringerer Beitrag zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen im Umfang von 11,0 (THGND) bis 14,5 Mt CO₂ e (KS95) erbracht. Im THGND resultiert dieser primär aus der Nutzung von Biogas zur Deckung der residualen Stromlast. In diesem Bereich ergibt sich im KS95 ein zusätzlicher Klimaschutzbeitrag aus der Nutzung von E-Gasen. Für die ungekoppelte Wärmeversorgung reduziert sich jedoch der Klimaschutzwirkung im Vergleich zum KS80, weil hier auf Grund der zunehmenden Verwendung der Biomassepotenziale in anderen Sektoren Erdgas an Stelle von Biogas zum Einsatz kommt. Die Erhöhung des Primärenergiebedarfs um 41 bis 65 PJ ist vergleichbar zu den 80%-Szenarien. Dieser ist hier jedoch partiell durch die Verwendung von erneuerbarem Strom zur Herstellung von E-Gasen getrieben und nimmt deshalb im KS95 nach einem Abfall auf 19 PJ in 2040 mit der zunehmenden Bedeutung von E-Gasen wieder zu.

Der zusätzliche Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung von gasförmigen Energieträgern in der Energiewirtschaft ist in den ausgewerteten Szenarien mit einer Reduktion der jährlichen THG-Emissionen um ein bis zwei Prozentpunkte gegenüber 1990 als moderat anzusehen. Dabei ist der Beitrag in den ambitionierteren 95%-Szenarien eher am unteren Ende angesiedelt. Hier verbleiben im Wesentlichen noch Restnutzungen von Gas zur Deckung der residualen Stromlast, welche nicht von den fluktuierenden Erneuerbaren wie Wind und Photovoltaik (PV) gedeckt werden kann. Für diesen Zweck ist aber nach heutigem Kenntnisstand der Rückgriff auf einen Brennstoff unerlässlich. Denn die technischen Entwicklungen z.B. bei elektrochemischen Speichern werden nach heutiger Erwartung nicht ausreichen, um der Strombedarf zu Zeiten von fehlender Wind- und PV-Erzeugung zu decken. Dies gegeben sprechen sowohl die Klimaschutzwirkungen als auch die Möglichkeit zum schnellen Hoch- und Runterfahren von Gasturbinen für den Einsatz eines gasförmigen Energieträgers, wobei prinzipiell wegen

der insgesamt eher geringen Gesamt mengen Biogas, E-Wasserstoff, E-Methan sowie je nach Ambitionsniveau auch Erdgas in Frage kommt. Die Wahl des Energieträgers wird dabei zum einen von Effizienzgesichtspunkten abhängen, zum anderen auch von Synergien und/oder Nutzungskonflikten mit den anderen Sektoren abhängen.

Tabelle 12: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Energiewirtschaft in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	KS95	+116	+58	+21	+41
- Stromversorgung inkl. KWK	KS95	+116	+57	+18	+36
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	KS95	0	+1	+3	+5
Änderung der Primärenergie in PJ	THGND	N/A	N/A	N/A	+65
- Stromversorgung inkl. KWK	THGND	N/A	N/A	N/A	+65
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	THGND	N/A	N/A	N/A	0
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS95	-47,4	-48,6	-34,3	-14,5
- Stromversorgung inkl. KWK	KS95	-39,8	-41,6	-27,9	-9,2
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	KS95	-7,6	-7,0	-6,4	-5,3
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	THGND	N/A	N/A	N/A	-11,0
- Stromversorgung inkl. KWK	THGND	N/A	N/A	N/A	-11,0
- Ungekoppelte Wärmeversorgung	THGND	N/A	N/A	N/A	0

4.1.4 Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas im Verkehrsbereich

Im Verkehrsbereich können gasförmige Energieträger insbesondere zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen und je nach Energieträger können auch Minderungen beim Primärenergiebedarf auftreten. Allerdings ist vor allem bei der Bereitstellung von strombasierten Gasen wie Wasserstoff oder Methan aufgrund der Umwandlungsverluste in der Regel ein höherer Energieaufwand erforderlich als bei der Bereitstellung fossiler Kraftstoffe. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Umwandlung im Fahrzeug z.B. mittels Brennstoffzellen effizienter ist als die mit einem Verbrennungsmotor, so dass der höhere Energieaufwand bei der Bereitstellung durch die niedrigeren Verbrauchswerte des Fahrzeugs kompensiert werden kann.

Bei der Nutzung von gasförmigen Kraftstoffen in mobilen Anwendungen kommt der Energiedichte eine wichtige Bedeutung zu. Da das Tankvolumen und Gewicht bei den Verkehrsmitteln im Gegensatz zu stationären Anwendungen begrenzt sind, werden Energieträger mit einer hohen Energiedichte bevorzugt. Gasförmige Kraftstoffe sind prinzipiell im Straßenverkehr bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen denkbar, bei schweren Nutzfahrzeugen bieten sich Flüssiggas, -wasserstoff oder Power-to-Liquid-Kraftstoffe an. Inwieweit dies auch als Zeitkraftstoff für Hybridelektrofahrzeuge gilt, ist aktuell noch nicht klar. Im Schienenverkehr ist insbesondere die Nutzung von E-Wasserstoff zur Senkung der Emissionen möglich, wozu derzeit Forschungsprojekte in Deutschland durchgeführt werden (vgl. Ernst & Young et al. 2016). Für den Flugverkehr eignen sich gasförmige Kraftstoffe in absehbarer Zukunft nicht, hier stellen kohlenstoffhaltige Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) aufgrund der höheren Energiedichte eine Option für die Senkung der Emissionen dar.

4.1.4.1 Referenz- und Gasanwendungen im Verkehrsbereich und Annahmen zur Quantifizierung

Für den Verkehrsbereich werden die untersuchten Anwendungen nach Straßenverkehr und Nicht-Straßenverkehr, d.h. Schiffs-, Luft- und Schienenverkehr unterteilt. Da sich der Einsatz von (verflüssigten) Gasen im Straßenverkehr v.a. für Fahrzeuge mit hohen Fahrleistungen eignet, werden große Pkw, Busse und leichte sowie schwere Nutzfahrzeuge betrachtet. Als Referenz dient jeweils ein Dieselfahrzeug. Bei Nutzung von Methan oder Biogas wird der Antrieb mit einem Gasmotor betrachtet und bei Wasserstoff kommt ein Brennstoffzellenantrieb zum Einsatz, siehe Tabelle 13.

Im Schiffsverkehr entfällt der größte Anteil des Energieverbrauchs auf die Seeschifffahrt, für die zukünftig auch flüssiges Gas oder Wasserstoff als Kraftstoff eingesetzt werden könnten. Zu beachten ist dabei, dass aufgrund der geringeren Energiedichte größere Tanks in den Schiffen verbaut werden müssten. Außerdem ist in den betrachteten Studien der internationale Seeverkehr teils unterschiedlich bilanziert. Die Beschreibung der Szenarien lässt auf folgende Bilanzierung schließen: In der Studie Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015)) sind nur die Hochseebunkermengen erfasst, die in den deutschen Häfen umgesetzt werden. In der Studie FSEV (Öko-Institut et al. (2016)) wird die Energienachfrage in der Seeschifffahrt auf Basis des Güterverkehrsaufwands ermittelt, so dass der Energiebedarf ausgewiesen wird, der für die Zurücklegung der gesamten Transportstrecken benötigt wird. Dazu wird über die Transportstrecke und einen spezifischen Verbrauch die benötigte Energiemenge errechnet. Diese liegt im Jahr 2010 etwa dreimal höher als die Bunkermengen. Für die folgenden Berechnungen heißt das, dass das maximale Einsparpotenzial in der Seeschifffahrt je nach Studie unterschiedlich hoch ausfallen kann.

Im Flugverkehr ist aufgrund der zu geringen Energiedichte keine Nutzung von gasbasierten Energieträgern zu erwarten, sondern nur der Einsatz von Power-to-Liquid-Kraftstoffen. Deshalb wird der Flugverkehr in der Folge nicht weiter betrachtet.

Im Schienenverkehr wird der größte Teil der Verkehrsleistung heute durch Strom bedient, so dass ein Umstieg auf einen gasförmigen Energieträger keinen Vorteil ergäbe. Da Dieselloks überwiegend im Personennahverkehr zum Einsatz kommen, wird diese Anwendung als Referenz gesetzt. Hier ist denkbar, dass Wasserstoff Diesel ersetzen könnte, was in aktuell laufenden Forschungsprojekten in Deutschland getestet wird.

Tabelle 13: Analytierte Referenz- und Gasanwendungen im Verkehrsbereich

Anwendungsfeld	Anwendung	Referenz-anwendung	CH4-basierte Anwendung	Biogas-basierte Anwendung	H2-basierte Anwendung
Straßenverkehr	Pkw - groß	Dieselmotor	Gasmotor	Gasmotor	Brennstoffzelle
	Bus	Dieselmotor	Gasmotor	Gasmotor	Brennstoffzelle
	Leichte Nutzfahrzeuge	Dieselmotor	Gasmotor	Gasmotor	Brennstoffzelle
	Schwere Nutzfahrzeuge	Dieselmotor	Gasmotor (LNG)	Gasmotor (LNG)	Brennstoffzelle (Flüssigwasserstoff)
Schiffs- und Schienenverkehr	Seeschiffe	Dieselmotor	Gasmotor (LNG)	Gasmotor (LNG)	Gasmotor (Flüssigwasserstoff)
	Schienenverkehr	Dieselmotor	-	-	Brennstoffzelle

Die Entwicklung der spezifischen Verbräuche der Anwendungen ist aus folgenden Quellen entnommen: Plötz et al. (2013), Michaelis et al. (2015), Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), Umweltbundesamt (2015), Öko-Institut et al. (2016) und Ernst & Young et al. (2016). Anhand der spezifischen Verbräuche, der Primärenergiefaktoren sowie der Treibhausgasemissionen wird zunächst auf Ebene der einzelnen Anwendung das Minderungspotenzial ermittelt. Anschließend erfolgt anhand der Energieverbräuche, die in den untersuchten Szenarien genannt sind, die Hochrechnung des Einsparpotenzials auf den gesamten Straßen- und Nicht-Straßenverkehr.

Im Verkehr wird in den 80%-Szenarien durch Substitution von Diesel mit gasförmigen Energieträgern im Jahr 2050 ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen im Umfang von 6,6 Mt CO₂e (Basis) bis 7,4 Mt CO₂e (KS80) erbracht, siehe Tabelle 14. In beiden Szenarien steigt die Nutzung von Biogas bis zum Jahr 2050 stetig an. Gleiches gilt für den Einsatz von Erdgas im KS80-Szenario, während im Basisszenario die Erdgasnutzung nach 2030 wieder sinkt. Da insbesondere Biogas, aber auch Erdgas einen geringeren THG-Ausstoß aufweisen gegenüber Diesel und die Verbrauchswerte von Erdgasfahrzeugen nur geringfügig über denen von Dieselfahrzeugen liegen, ergibt sich ein positiver Minderungseffekt. Allerdings ist dieser Effekt im Vergleich zu der Einsparung, die z.B. durch Strom und andere erneuerbare Energieträger erzielt wird, vergleichsweise gering. So sinken die Treibhausgasemissionen im KS80-Szenario im Verkehr von 189 Mt CO₂e (2010) auf 67 Mt CO₂e (2050), wenn alle Energieträger, d.h. auch der Einsatz von Strom, berücksichtigt werden. Die Minderung um 7,4 Mt CO₂e durch gasförmige Energieträger hat hierbei nur einen Anteil von etwa 6 %.

Tabelle 14: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Verkehrsbereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	KS80	+6	+21	+37	+66
- Straßenverkehr	KS80	+6	+19	+33	+62
- Schiffs- und Schienenverkehr	KS80	0	+2	+4	+4
Änderung der Primärenergie in PJ	Lfs-Bs	+10	+32	+37	+49
- Straßenverkehr	Lfs-Bs	+5	+23	+23	+30
- Schiffs- und Schienenverkehr	Lfs-Bs	+5	+9	+14	+19
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS80	-0,5	-1,5	-5,6	-7,5
- Straßenverkehr	KS80	-0,5	-1,3	-5,2	-7,0
- Schiffs- und Schienenverkehr	KS80	-0,0	-0,2	-0,4	-0,5
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	Lfs-Bs	-0,9	-2,6	-5,8	-6,7
- Straßenverkehr	Lfs-Bs	-0,2	-1,2	-3,7	-3,8
- Schiffs- und Schienenverkehr	Lfs-Bs	-0,7	-1,4	-2,1	-2,9

Bei der Primärenergieeinsparung ergibt sich hingegen ein negativer Effekt: im Basisszenario steigt der Primärenergiebedarf bis 2050 um 49 PJ und im KS80 auf 66 PJ (siehe Tabelle 14). Während Erdgas

und Diesel einen vergleichbaren Primärenergiefaktor aufweisen, ist der von Biogas höher. In Kombination mit den etwas höheren Verbrauchswerten der Gasfahrzeuge gegenüber den Dieselfahrzeugen ergibt sich somit bei verstärkter Substitution von Gas- durch Dieselfahrzeuge eine kontinuierliche Steigerung des Primärenergiebedarfs bis zum Jahr 2050.

In den 95%-Szenarien ist die Einsparung an Treibhausgasemissionen unterschiedlich stark ausgeprägt. Im KS95-Szenario wird bis zum Jahr 2050 kein gasförmiger Kraftstoff im Straßenverkehr genutzt, sondern fossile Kraftstoffe durch Power-to-Liquid-Kraftstoffe und die direkte Stromnutzung in Elektrofahrzeugen ersetzt. Lediglich in der Seeschifffahrt steigt die Nutzung von Erdgas, wodurch sich eine Treibhausgasminderung in Höhe von 0,3 Mt CO₂e ergibt (siehe Tabelle 15). Diese Minderung fällt deutlich kleiner aus als im KS80-Szenario, in dem eine steigende Nutzung von Erdgas im Straßengüterverkehr gegeben ist. Im Szenario THGND wird gar kein Gas im Verkehr genutzt, so dass sich hier auch keine Klimaschutzwirkung ergibt. Im Szenario H2+ bzw. CH4+ ergibt sich hingegen eine sehr große Einsparung in Höhe von 106,3 (H2+) bzw. 98,0 (CH4+) Mt CO₂e durch den Einsatz gasförmiger Energieträger. Im Szenario H2+ wird Wasserstoff und im Szenario CH4+ Methan im Straßenverkehr und in der Schifffahrt (Flüssigkraftstoff) eingesetzt. Da in den 95%-Szenarien angenommen ist, dass Wasserstoff bzw. Methan aus erneuerbarem Strom gewonnen werden, ist die Minderungswirkung hierbei deutlich größer als bei den 80%-Szenarien, bei denen der Strommix zur Herstellung strombasierter Gase angesetzt ist. Bei den Szenarien ist jedoch zu beachten, dass z.B. eine Nutzung von Strom statt des unterstellten Gasverbrauchs im Pkw-Bereich zu vergleichbaren Einsparungen an THG-Emissionen führen kann, bei geringerem Primärenergieaufwand. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Reduktion der THG-Emissionen durch die Nutzung von gasförmigen Energieträgern im Seeverkehr die Emissionen der Seeschifffahrt aus dem Jahr 2010 übersteigt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den betrachteten Szenarien von einer Steigerung der Seeverkehrsleistung bis 2050 um einen Faktor von etwa 2,5 ausgegangen wird, so dass die Emissionen bei Beibehaltung der Referenzanwendung auch entsprechend höher wären. Dadurch ist das THG-Minderungspotenzial im Jahr 2050 höher als die heute bestehenden THG-Emissionen der Seeschifffahrt.

Tabelle 15: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung im Verkehrsbereich in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Ände rung der Primärenergie in PJ	H2+/CH4+	+2 / +26	+49 / +261	+112 / +625	+74 / +925
- Straßenverkehr	H2+/CH4+	+1 / +22	+30 / +214	+14 / +478	+77 / +711
- Schiffs- und Schienenverkehr	H2+/CH4+	+1 / +4	+19 / +47	+98 / +147	+151 / +214
Änderung der Primärenergie in PJ	KS95	+2	+3	+3	+3
- Straßenverkehr	KS95	+2	+1	0	0
- Schiffs- und Schienenverkehr	KS95	0	+2	+3	+3
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	H2+/CH4+	-0,1 / -1,1	-9,1 / -13,7	-56,9 / -61,5	-106,3 / -98,0
- Straßenverkehr	H2+/CH4+	0 / -0,7	-7,3 / -9,9	-44,2 / -47,9	-82,7 / -74,6
- Schiffs- und Schienenverkehr	H2+/CH4+	-0,1 / -0,4	-1,8 / -3,8	-12,7 / -13,6	-23,6 / -23,4
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO ₂ e	KS95	-0,1	-0,3	-0,3	-0,3

	Szenario	2020	2030	2040	2050
- Straßenverkehr	KS95	-0,1	-0,1	0	0
- Schiffs- und Schienenverkehr	KS95	0	-0,2	-0,3	-0,3

Bei der Einsparung der Primärenergie zeigen sich deutliche Unterschiede je nach Szenario. Im KS95 ist aufgrund der geringen Mengen an gasförmigen Kraftstoffen kaum eine Minderung zu verzeichnen. Im Szenario CH4+ tritt eine negative Minderung auf, was daran liegt, dass die Gewinnung von strombasiertem Methan deutlich mehr Primärenergie benötigt als die Nutzung fossiler Kraftstoffe. Auch bei der Wasserstoffproduktion wird im Szenario H2+ spezifisch mehr Primärenergie benötigt gegenüber fossilen Kraftstoffen. Allerdings sorgt die höhere Effizienz der Brennstoffzelle im Vergleich zum Verbrennungsmotor im Straßenverkehr gleichzeitig für einen niedrigeren Verbrauch. Bis zum Jahr 2040 ergibt sich für das Szenario H2+ zunächst ein zunehmend negatives Minderungspotenzial, das im Jahr 2050 jedoch wieder abnimmt, da aufgrund der hinterlegten Effizienzsteigerungen der Brennstoffzelle die Verluste bei Herstellung, Transport und Konditionierung von Wasserstoff zunehmend kompensiert werden können. Zu berücksichtigen ist, dass bei Nutzung alternativer Kraftstoffe zu Gas, wie z.B. Strom für batterieelektrische Pkw, das Minderungspotenzial aufgrund geringerer Umwandlungsverluste höher ausfällt als bei der Verwendung von Wasserstoff bzw. Methan.

Zur Erreichung der Klimaziele ist eine Senkung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich unumgänglich. Im Straßen- und Schienenverkehr ist die Nutzung von direktelektrischen Antrieben die Option, die bei Verwendung von erneuerbarem Strom am effizientesten ist. Allerdings ist der alleinige Einsatz von Batterien im Fernverkehr aufgrund der hohen Fahrleistungen und der benötigten entsprechend hohen Speicherkapazität meist keine Option, außer man baut hierfür ein Oberleitungsnetz auf, um die Lkw darüber mit Strom versorgen zu können. Dies macht den Gaseinsatz auch bei leichten Nutzfahrzeugen sowie dem Straßengüterverkehr als Option zur Dekarbonisierung interessant. Gerade für den Straßengüterfernverkehr, der einen hohen Anteil an den Treibhausgasemissionen im Verkehr aufweist und der gemäß vieler Prognosen künftig weiter steigen wird, sind neben Power-to-Liquid gasförmige Energieträger, vor allem auf Basis erneuerbarer Energien, eine wichtige Alternative.

Es wird zukünftig ein Bedarf an flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen außerdem deswegen bestehen bleiben, weil in der Schifffahrt und im Flugverkehr direktelektrische Antriebe in absehbarer Zukunft nicht umsetzbar sind und auch im Straßenverkehr in vielen Anwendungsfeldern innerhalb der Kategorie der elektrischen Fahrzeuge auch Hybridelektrische Fahrzeuge zum Einsatz kommen werden. Diese benötigen neben der Nutzung von Strom durch Oberleitungen bzw. mittels Batterien einen Zweitkraftstoff für den Antrieb. Erdgas kann in einigen Anwendungen die THG-Emissionen im Vergleich zu der Referenzanwendung senken, allerdings ist das Minderungspotenzial beschränkt, da bei der Nutzung von Erdgas immer Treibhausgase freigesetzt werden. Das Potenzial an Biomasse bzw. Biogas ist begrenzt, insbesondere wenn die Biomasse nachhaltig angebaut werden soll. Langfristig müssen somit Energieträger auf Basis von erneuerbarem Strom Verwendung finden. Hier bietet die Wasserstoffherstellung den Vorteil einer vergleichsweise hohen Effizienz im Vergleich zu synthetischem Methan oder Power-to-Liquid. Nachteilig ist, dass die Infrastruktur für Wasserstoff aktuell nicht in ausreichendem Maß vorhanden ist und wasserstoffbasierte Brennstoffzellenfahrzeuge noch relativ teuer sind. Hier haben Methan und Power-to-Liquid den Vorteil, dass die bestehende Infrastruktur für Erdgas bzw. Flüssigkraftstoffe genutzt werden kann. Ein wichtiger Faktor in der Diskussion ist dabei, ob der Energieträger heimisch gewonnen wird oder im Ausland hergestellt und importiert werden muss. So ist der Import von Methan oder Methanol kostengünstiger und technisch einfacher umzusetzen als der von Wasserstoff. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die strombasierten Kraftstoffe aufgrund der Umwandlungsverluste einen teils erheblichen Strombedarf haben, der von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden muss. Dieses Potenzial ist unter Umständen in Deutschland gar nicht vorhanden,

wenn berücksichtigt wird, dass Strom aus erneuerbaren Energien auch in anderen Sektoren benötigt wird.

Dass die THG-Einsparungen im Verkehr meist mit einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs zusammenfallen, verdeutlicht, dass die bessere Klimawirkung größtenteils nur durch eine Steigerung des Energieverbrauchs bewerkstelligt werden kann. Dies ist ein wichtiger Aspekt, der in der energiepolitischen Diskussion Berücksichtigung finden muss. Vor dem Hintergrund beschränkter EE-Potenziale oder hoher Kosten ist insbesondere im internationalen Vergleich der Import von regenerativen strombasierten Kraftstoffen zweckmäßig. Hierdurch können neue Abhängigkeiten entstehen, aber die Wertschöpfung bei der Kraftstoffherstellung kann sich auf andere Länder konzentrieren als dies bei der Bereitstellung fossiler Kraftstoffe der Fall ist.

4.1.5 Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Industrie

In der Industrie gibt es eine Reihe von energetischen und nicht-energetischen Prozessrestriktionen, welche die nutzbaren Energieträger stark einschränken. Damit verbinden sich mehrere Anwendungsmöglichkeiten für gasförmige Energieträger, durch die ein zusätzlicher Beitrag zum Klimaschutz erfolgen kann.

In Subsektoren, die bisher stark auf Braunkohle oder Steinkohle als Energieträger setzen, wie die Verarbeitung von Steinen und Erden bzw. die Metallherzeugung, kann eine verstärkte Nutzung des emissionsärmeren Erdgas einen solchen Beitrag leisten. Die Nutzung von Bio-/E-Methan kann eine darüber hinausgehende Senkung der THG-Emissionen ermöglichen und das auch in den weiteren Subsektoren, bei denen aktuell meist Erdgas der verbreitetste Energieträger ist. Schließlich können gasförmige Energieträger einen Beitrag zur Verringerung von Prozessemissionen leisten, nämlich dort, wo die Prozessemissionen aus der stofflichen Nutzung von fossilen Rohstoffen stammen. Hier ergibt sich insbesondere ein Potenzial aus der Nutzung von E-Wasserstoff in Prozessen, die derzeit Wasserstoff über die Dampfreformierung von Erdgas produzieren, was größtenteils die Herstellung von Ammoniak und Methanol betrifft. Es existieren aber auch Substitutionspotenziale in der Eisen- und Stahlherstellung, bei der Kohleprodukte als Reduktionsmittel eingesetzt werden, welche beim Einsatz von Direktreduktionsverfahren durch gasförmige Energieträger ersetzt werden können (vgl. Fleiter et al. 2013). Die stoffliche Nutzung von Erdölprodukten in der Petrochemie, mit dem größten Anteil bei der Herstellung von Ethylen/Propylen durch Steam-Cracking, weist hingegen keine signifikanten Prozessemissionen auf, sondern hat nur Auswirkungen auf die energiebedingten Emissionen sowie auf THG-Emissionen am Lebensende der jeweiligen Endprodukte, wenn der enthaltene Kohlenstoff in die Atmosphäre gelangt. Letzteres liegt außerhalb des Betrachtungsfokus dieser Studie.

Gemäß den in Kapitel 2 ermittelten Spannbreiten der Nachfrageentwicklung ergibt sich in den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien in der Industrie ein moderater Rückgang bei der energetischen Nutzung gasförmiger Energieträger, abgesehen vom THGND, wo sich der Bedarf an gasförmigen Energieträgern insgesamt auf Grund einer weitreichenden Substitution von Erdgas und Biogas durch E-Methan nur geringfügig ändert. Die Änderungen bei ihrer stofflichen Nutzung variieren hingegen stark, mit einer im Vergleich zu heute starken Zunahme im THGND und nur geringen Zuwächsen in den anderen Szenarien. Die Klimaschutzwirkungen der Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie können wie folgt bemessen werden.

4.1.5.1 Referenz und Gasanwendungen in der Industrie und Annahmen zur Quantifizierung

Für die Industrie weichen die bei der Quantifizierung der Klimaschutzwirkung betrachteten Anwendungsfelder leicht von der Unterteilung ab, welche im Kontext der in Kapitel 2 ermittelten Treiber getroffen wurde. So werden in der Folge neben dem Anwendungsfeld „Nicht-energetische Anwendungen“ die Anwendungsfelder „NT-Wärme und Prozessdampf“ (Wärme < 500 °C) sowie „Industrieöfen“ (Wärme > 500 °C) betrachtet. Dies ist dadurch begründet, dass sich die Bereitstellung von NT-Wärme

und Prozessdampf relativ homogen über die Subsektoren hinweg betrachten lässt, während bei den Industrieöfen zum Teil Spezifika der Subsektoren und Prozesse zu beachten sind.

Im Anwendungsfeld „NT-Wärme und Prozessdampf“ werden die Anwendungen „Raumwärme + Warmwasser“, „Prozesswärme NT (< 100 °C)“ und „Prozessdampf (100 – 500 °C)“ betrachtet. Hierbei wird die Nutzung von Erdgas in Brennwertkesseln und Dampf-Kesseln wegen der heutzutage überwiegender Anwendung als Referenz angesehen, so dass zusätzliche Klimaschutzbeiträge nur aus der Nutzung erneuerbare Gase entstehen können. KWK-Anlagen werden in diesem Zusammenhang nicht betrachtet, weil wie in Kapitel 2 beschrieben die Wärme aus Industrie-KWK-Anlagen bilanzierungstechnisch der Energiewirtschaft zugeschlagen wurde und daher durch die dortige Betrachtung von KWK abgedeckt wird. Da die Nutzung von Wasserstoff in keinem der ausgewerteten Szenarien eine Rolle spielt, werden hier keine Wasserstoffanwendungen betrachtet. Weitere Einzelheiten zu den gewählten Anwendungen können Tabelle 16 entnommen werden.

Im Anwendungsfeld „Industrieöfen“ werden die Subsektoren „Verarbeitung von Steinen und Erden“, „Metallerzeugung“ sowie die Anwendung von Öfen in den weiteren energieintensiven Subsektoren betrachtet:

- Bei der „Verarbeitung von Steinen und Erden“ wird als Referenzanwendung die aktuell weit verbreitete Verfeuerung von Braunkohle in diversen Ofentypen gewählt. Zwar gibt es gerade in der besonders energieintensiven Zementherstellung eine substantielle Nutzung von Rest- und Abfallstoffen als Brennstoff. Bei diesen spielt aber in den ausgewerteten Szenarien die Substitution durch Erdgas und/oder erneuerbare Gase kaum eine Rolle, da die Reststoffe zum einen sehr kostengünstig verfügbar sind und zum anderen ansonsten eher eine Verfeuerung von fester Biomasse erfolgt.
- Bei der „Metallerzeugung“ wird die aktuell dominante Verfeuerung von Steinkohle als Referenzanwendung gesetzt und für die weiteren Wirtschaftszweige die Verfeuerung von Erdgas. Bei den Gasanwendungen wird wiederum E-Wasserstoff nicht betrachtet, weil dies auf Grund von Prozessrestriktionen auch in den ausgewerteten Szenarien nicht der Fall ist.
- Die weiteren gewählten Anwendungen sind ebenfalls in Tabelle 16 aufgeführt.

Im Anwendungsfeld „Nicht-energetische Anwendungen“ werden im Bereich der Metallerzeugung die „Eisen- und Stahlherstellung“ und im Bereich der chemischen Industrie mit der Herstellung von „Ammoniak“, „Ethylen“ und „Methanol“ die stofflichen Hauptverbraucher fossiler Rohstoffe untersucht:

- Im Fall der Eisen- und Stahlherstellung wird die bisher dominierende Produktion in Hochöfen als Referenzanwendung mit der Direktreduktion gasförmiger Energieträger zu Schwammeisen verglichen.
- Für die Ammoniak- und die Methanolherstellung wird die heute weltweit dominierende Dampfreformierung von Erdgas als Referenzanwendung betrachtet und als Gasanwendungen die Substitution entweder des Erdgases oder des daraus im Prozess erzeugten Wasserstoffes durch erneuerbare Gase.
- Die Referenzanwendung bei der Herstellung von Ethylen bildet das Steam-Cracking von Erdölprodukten (Naphta), welches durch das Cracken von methanhaltigen Gasen substituiert werden kann.
- Eine heutzutage weitere wichtige Anwendung besteht in der nicht-energetischen Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien. Diese wird hier nicht näher betrachtet, weil in keinem der ausgewerteten Szenarien eine Änderung im Vergleich zum Status Quo erfolgt, u.a. weil die Bedeutung von Raffinerien in den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien stark zurückgeht.

Einzelheiten zu den gewählten Anwendungen sind wiederum in Tabelle 16 zusammengefasst. Die spezifische Betrachtung der Prozesse in der chemischen Industrie (Ammoniak- und Methanolherstellung) und der Stahlproduktion dient zum einen dazu, der Beitrag der Nutzung gasförmiger Energieträger zur Reduktion prozessbedingter Emission zu berücksichtigen, zum anderen aber auch zur Erfassung zusätzlicher Einsparungen beim Endenergiebedarf, die sich durch den Einsatz von gasförmigen Energieträgern realisieren lassen. Dadurch wird eine mögliche Unterschätzung der Klimaschutzwirkungen bei den Industrieöfen auf Grund der Annahme einer reinen Brennstoffsubstitution für die wichtigsten Prozesse kompensiert (s.u.). Für die Eisen- und Stahlproduktion wird dabei Folgendes angenommen: Der Einsatz von gasförmigen Energieträgern in Direktreduktionsverfahren ermöglicht es, einen zusätzlichen Teil der Stahlproduktion auf Elektrostahl umzustellen. Daher werden die mit dieser Prozesssubstitution verbundenen Emissionseinsparungen als zusätzlicher Klimaschutzbeitrag der Nutzung von gasförmigen Energieträgern bilanziert. Entsprechend werden dann aber auch bei der zusätzlichen Elektrostahlherstellung auftretende THG-Emissionen gegengerechnet.

Die Entwicklungen der Wirkungsgrade in den Anwendungen der Anwendungsfelder „NT-Wärme und Prozessdampf“ und „Industrieöfen“ sind aus Fleiter et. al. (2013) und Fraunhofer ISI et al. (2016) abgeleitet worden. Dabei sind die Wirkungsgrade von Referenz- und Gasanwendungen in der Regel identisch gewählt worden, was näherungsweise einer reinen Brennstoffsubstitution entspricht. Dadurch werden an dieser Stelle zusätzliche Einsparungen durch effizientere Prozesse und Verfahren nicht berücksichtigt und somit die Einsparungen womöglich unterschätzt. Zumindest für die betrachteten nicht-energetischen Anwendungen wird dies jedoch durch die dortige spezifische Betrachtung kompensiert (s.o.). Die Gewichtung der Anwendungen innerhalb der Anwendungsfelder erfolgt gemäß der zeitlichen Entwicklung der Gasbedarfe für die jeweilige Anwendung, wie sie sich aus Fraunhofer ISI et al. (2017) ergibt. Die Hochskalierung von spezifischen Einsparungen auf absolute Einsparungen in den ausgewerteten Szenarien erfolgte auf Basis der Brennstoffverbräuche im jeweiligen Szenario. Da eine Unterteilung der Endenergiebedarfe für Wärme unter und über 500 °C nur für das Basisszenario vorlag, wurde die dortige Aufteilung energieträgerspezifisch auf die anderen Szenarien übertragen. Hier ist davon auszugehen, dass die Gasnutzung in den Szenarien mit höherem Ambitionsniveau zu einem größeren Anteil in den Industrieöfen stattfindet, weil es dort weniger alternative Optionen gibt. Die Sensitivität der Abschätzungen gegenüber einer solchen Verschiebung ist jedoch nur geringfügig.

Tabelle 16: Analytierte Referenz- und Gasanwendungen in der Industrie

Anwendungsfeld	Anwendung	Referenzanwendung	CH4-basierte Anwendung	Biogasbasierte Anwendung	H2-basierte Anwendung
NT-Wärme und Prozessdampf	Raumwärme + Warmwasser	Erdgas-Brennwertkessel	Gas-Brennwertkessel	Gas-Brennwertkessel	-
	Prozesswärme NT (< 100 °C)	Erdgas-Kessel	Gas-Kessel	Gas-Kessel	-
	Prozessdampf (100 – 500 °C)	Erdgas-Kessel	Gas-Kessel	Gas-Kessel	-
Industrieöfen	Verarbeitung v. Steinen & Erden	Braunkohle in diversen Öfen	Erdgas/E-Methan in diversen Öfen	Zufueuerung Biomethan	-
	Metallerzeugung	Steinkohle in diversen Öfen	Erdgas/E-Methan in diversen Öfen	Zufueuerung Biomethan	-
	Sonstige energieintensive Industrie	Erdgas in diversen Öfen	Erdgas/E-Methan in diversen Öfen	Zufueuerung Biomethan	-

Anwendungsfeld	Anwendung	Referenzanwendung	CH4-basierte Anwendung	Biogasbasierte Anwendung	H2-basierte Anwendung
Nicht-energetische Anwendung	Chemie – Ammoniakherstellung	Dampfreformierung Erdgas	Dampfreform. Erdgas/E-Methan	-	PEM-Elektrolyse
	Chemie - Ethylenherstellung	Steam-Cracking Erdölprodukte	Steam-Cracking Erdgas/E-Methan	-	-
	Chemie – Methanolherstellung	Dampfreformierung Erdgas	Dampfreform. Erdgas/E-Methan	-	PEM-Elektrolyse
	Eisen- und Stahlherstellung	Hochofen Steinkohle	Direktreduktion Erdgas/E-Methan	-	Direktreduktion H ₂

Für das Anwendungsfeld „Nicht-energetische Anwendungen“ wurden an Stelle von Wirkungsgraden zum Teil die spezifischen Energieverbräuche für die Herstellung der jeweils relevanten Produkte zwischen Referenz- und Gasanwendung verglichen. Die spezifischen Energieverbräuche der Eisen- und Stahlherstellung wurden auf Basis der Angaben in EC JRC (2012) gewählt. Für die Ammoniak- und Methanolherstellung werden die Wirkungsgrade der erdgasbasierten Referenzanwendungen und die der elektrolysebasierten Gasanwendungen aus Fraunhofer ISI & DVGW-EBI (2017) übernommen. Für die Ethylenherstellung wurde auf Fleiter et. al. (2013) und Ren et al. (2008) zurückgegriffen. Die Hochskalierung der spezifischen Einsparungen auf absolute Einsparungen erfolgt dann auf Basis der in den ausgewerteten Szenarien angenommenen Produktionsmengen der jeweiligen Güter unter Berücksichtigung, ob in den Szenarien eine Umstellung der Prozesse vorgesehen ist. Beim THGND bedeutet das eine komplette Substitution bei den Prozessen der Grundstoffchemie und eine Herstellung alles nicht auf Basis von Schrott hergestellten Stahls über Direktreduktionsverfahren. In den weiteren Szenarien bleibt der Umfang an über Direktreduktion produziertem Stahl hingegen auf konstant niedrigem Niveau und die Grundstoffchemie verbleibt bei den als Referenzanwendung gewählten Verfahren.

4.1.5.2 Quantitative Klimaschutzwirkung der Nutzung von Gas in der Industrie

In den 80%-Szenarien wird im Vergleich zu den Referenzanwendungen durch die Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie im Jahr 2050 ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen im Umfang von 7,3 Mt CO₂e (KS80) bis 12,3 Mt CO₂e (Basisszenario) erbracht. Dieser Beitrag nimmt in beiden Szenarien im Zeitverlauf bis 2050 stetig zu. Auch die Aufteilung zwischen den einzelnen Anwendungsfeldern ist ähnlich: der Beitrag des Feldes „Industrieöfen“ ist jeweils mehr als doppelt so groß wie der des Feldes „NT-Wärme und Prozessdampf“. Dahinter steht eine Brennstoffsubstitution hin zu Biomethan, welche vor allem bei den Prozessen mit hohem Temperaturniveau stattfindet, wo keine Elektrifizierung ist. Der Beitrag des Feldes „Nicht-energetische Anwendungen“ ist gering und stammt einzig aus der Nutzung des Direktreduktionsverfahrens zur Roheisenerzeugung, die in den Szenarien nicht zunimmt. Die verstärkte Nutzung von Biogas geht auf Grund des im Vergleich zu den Referenz-Brennstoffen höheren Primärenergiefaktors mit einer im Zeitverlauf ansteigenden Erhöhung des Primärenergiebedarfs um 31 bis 46 PJ im Jahr 2050 einher (siehe Tabelle 18).

Tabelle 17: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Industrie in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	LfS-Bs	+11	+14	+28	+45
- NT-Wärme und Prozessdampf	LfS-Bs	+7	+17	+20	+24
- Industrieöfen	LfS-Bs	+7	0	+11	+25
- Nicht-energetische Anwendungen	LfS-Bs	-3	-3	-3	-4
Änderung der Primärenergie in PJ	KS80	-5	+2	+14	+32

	Szenario	2020	2030	2040	2050
- NT-Wärme und Prozessdampf	KS80	+1	+7	+11	+16
- Industrieöfen	KS80	-3	-2	+6	+18
- Nicht-energetische Anwendungen	KS80	-3	-3	-3	-4
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	LfS-Bs	-8,2	-8,2	-9,8	-12,3
- NT-Wärme und Prozessdampf	LfS-Bs	-0,9	-2,2	-2,5	-3,1
- Industrieöfen	LfS-Bs	-6,8	-5,5	-6,8	-8,7
- Nicht-energetische Anwendungen	LfS-Bs	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS80	-4,8	-5,6	-6,0	-7,3
- NT-Wärme und Prozessdampf	KS80	-0,1	-0,9	-1,4	-2,1
- Industrieöfen	KS80	-4,2	-4,2	-4,1	-4,7
- Nicht-energetische Anwendungen	KS80	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5

In den 95%-Szenarien sind die Unterschiede zwischen den Szenarien deutlich größer. Durch die Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie entsteht im Vergleich zu den Referenzanwendungen im Jahr 2050 ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der jährlichen THG-Emissionen im Umfang von 8,2 Mt CO₂e (KS95) bis 83,6 Mt CO₂e (THGND). Die Entwicklung im KS95 ähnelt stark der des KS80, wobei anstatt von Erdgas noch mehr Biogas zum Einsatz kommt. Dadurch werden zum einen die Emissionen nochmals verringert, aber auch der zusätzliche Primärenergiebedarf erhöht sich auf 53 PJ. Auch im KS90 kommt es zu keinem Beitrag aus den nicht-energetischen Anwendungen über den bestehenden Umfang an Schwammeisenproduktion über Direktreduktion hinaus. Im THGND hingegen stammt mit 38,6 Mt CO₂e ein erheblicher Anteil aus der nicht-energetischen Nutzung von E-Methan (siehe Tabelle 18). Dieser Beitrag umfasst einerseits Einsparungen von Prozessemissionen bei Ammoniak-, Methanol- und Stahlherstellung, aber andererseits auch erhebliche Effizienzsteigerungen in der Stahlherstellung durch die Produktion von 30.000 kt Schwammeisen im Jahr 2050 über Direktreduktion. Auch in den anderen Anwendungsfeldern entstehen signifikante zusätzliche Klimaschutzwirkungen durch die umfangreiche Nutzung von E-Methan. Dabei entfällt wieder der deutliche größere Anteil auf die Industrieöfen, weil in den niedrigeren Temperaturbereichen auch stark auf Strom als Energieträger gesetzt wird. Der massive Einsatz von E-Methan führt auf Grund der erheblichen Umwandlungsverluste zu einer sehr starken Erhöhung des Primärenergiebedarfs um 466 PJ im Vergleich zu den Referenzanwendungen. Dabei ist die Steigerung bei den nicht-energetischen Anwendungen mit 105 PJ nicht so groß, wie es der stoffliche Bedarf erwarten ließe, da diesem zusätzlichen Bedarf bei der Stahlerzeugung signifikante Einsparungen gegenüberstehen. Zu beachten ist diesbezüglich, dass die hier betrachteten Anwendungen nicht alle stofflichen Nutzungen im THGND umfassen, sondern in der chemischen Industrie wie oben erläutert mit der Ammoniak-, Ethylen- und Methanolherstellung nur die zentralen Prozesse mit Bedarf an stofflicher Nutzung.

Tabelle 18: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Gasnutzung in der Industrie in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen über 90 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der Primärenergie in PJ	THGND	N/A	N/A	N/A	+466
- NT-Wärme und Prozessdampf	THGND	N/A	N/A	N/A	+124
- Industrieöfen	THGND	N/A	N/A	N/A	+237

	Szenario	2020	2030	2040	2050
- Nicht-energetische Anwendungen	THGND	N/A	N/A	N/A	+105
Änderung der Primärenergie in PJ	KS95	-1	+12	+33	+51
- NT-Wärme und Prozessdampf	KS95	+1	+13	+21	+25
- Industrieöfen	KS95	-0	+2	+15	+29
- Nicht-energetische Anwendungen	KS95	-3	-3	-3	-3
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂ e	THGND	N/A	N/A	N/A	-83,6
- NT-Wärme und Prozessdampf	THGND	N/A	N/A	N/A	-13,5
- Industrieöfen	THGND	N/A	N/A	N/A	-33,4
- Nicht-energetische Anwendungen	THGND	N/A	N/A	N/A	-36,7
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂ e	KS95	-3,7	-4,3	-6,2	-8,2
- NT-Wärme und Prozessdampf	KS95	-0,2	-1,6	-2,7	-3,2
- Industrieöfen	KS95	-3,1	-2,2	-3,1	-4,6
- Nicht-energetische Anwendungen	KS95	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5

Der zusätzliche Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung von gasförmigen Energieträgern in der Industrie liegt in den ausgewerteten Szenarien abgesehen vom THGND in der Größenordnung von 4 bis 7 % der energetischen THG-Emissionen der Industrie im Basisjahr 1990 und ist daher als moderat anzusehen. Im THGND hingegen ist die mit der Nutzung von E-Methan verbundene Reduktion der energetischen und nicht-energetischen CO₂-Emissionen um mehr als ein Viertel erheblich. Allerdings geht dies mit einem ebenfalls großen Zusatzbedarf an Primärenergie einher, welcher auf Basis von erneuerbarer Stromerzeugung bereitgestellt werden muss. Grundsätzlich ist der Einsatz eines gasförmigen Energieträgers in einigen Hochtemperaturprozessen auf Grund von Prozessrestriktionen kaum verzichtbar, umso mehr wenn eine Klimaschutzwirkung nicht durch den Einsatz von CCS, sondern durch eine Bedarfsreduktion bei emissionsintensiven Brennstoffen erreicht werden soll. Auch bei der stofflichen Nutzung von Energieträgern gibt es bei einigen Prozessen keine Alternative zur Nutzung gasförmiger Energieträger. In diesem Kontext kann eine Reduktion von Prozessemissionen ohne CCS nur erreicht werden, wenn erneuerbare Gase zum Einsatz kommen.

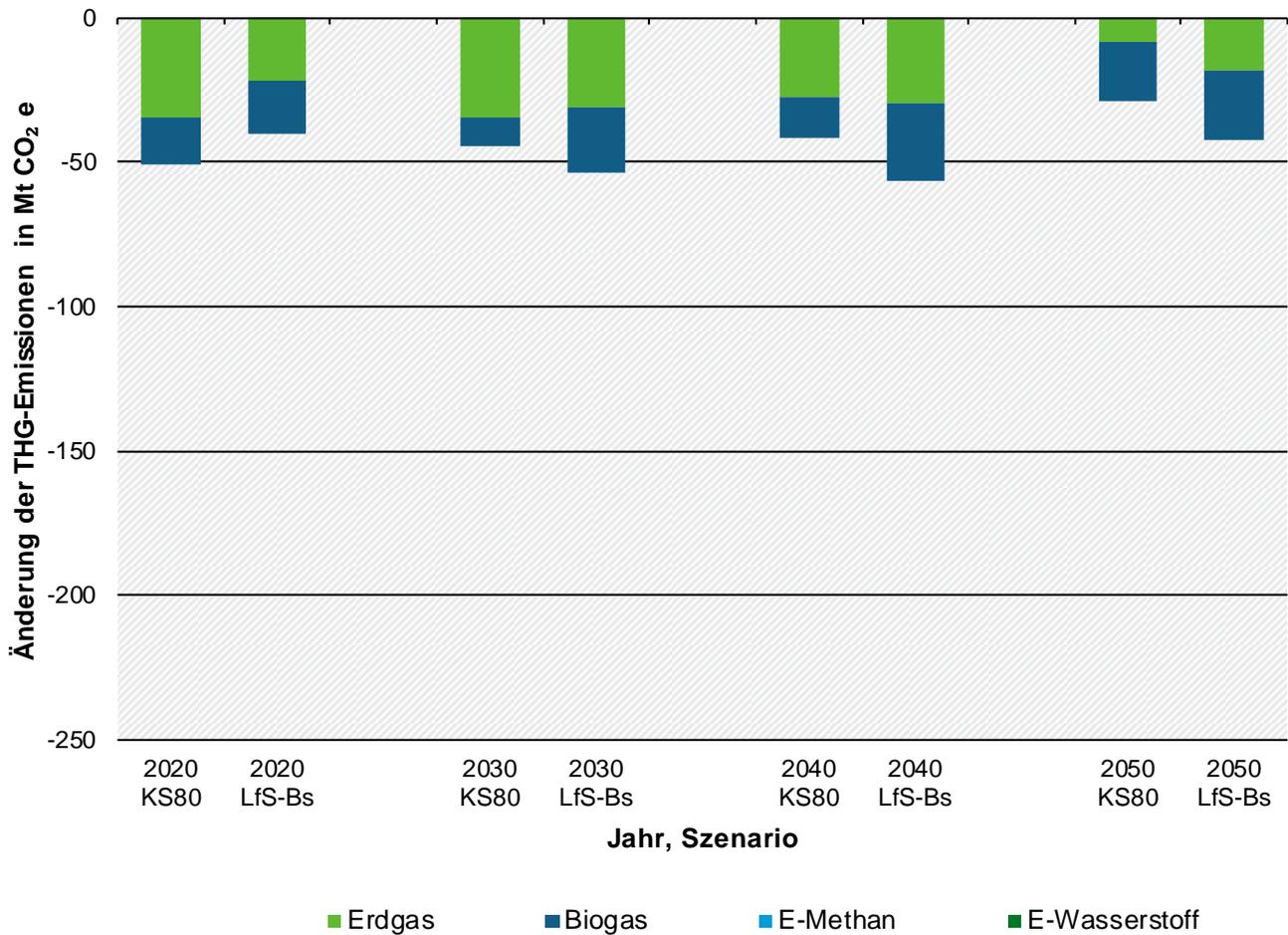
4.2 Zusammenfassende Darstellung des Klimaschutzbeitrags des Gassektors

In diesem Kapitel werden zunächst die für die Sektoren ermittelten quantitativen Klimaschutzwirkungen der Nutzung gasförmiger Energieträger sektorübergreifend zusammengefasst. Anschließend werden die wesentlichen Einflussfaktoren und Wechselwirkungen diskutiert und in Form von Ursache-Wirkungsdiagrammen dargestellt.

4.2.1 Quantitative Klimaschutzeffekte der Nutzung gasförmiger Energieträger in 80%-Szenarien

In der Summe über alle Sektoren ergibt sich in den ausgewerteten 80%-Szenarien ein Klimaschutzbeitrag durch die zusätzliche Nutzung gasförmiger Energieträger im Vergleich zu den Referenzanwendungen von 30 Mt CO₂ e (KS80) bis 42 Mt CO₂ e (Basisszenario) im Jahr 2050. Dieser Beitrag ist mit 3 bis 4 % der gesamten CO₂-Emissionen im Basisjahr 1990 als moderat anzusehen. Dabei ist der zeitliche Verlauf im Basisszenario bis zum Jahr 2040 deutlich ansteigend verbunden mit einem starken Abfall nach 2040, während der Beitrag im KS 80 kontinuierlich sinkt. In beiden Fällen geht der aus der Nutzung von Erdgas resultierende Anteil zurück, während der biogasbezogene Anteil entsprechend steigt. E-Gase spielen in beiden Szenarien keine Rolle (siehe Abbildung 26).

Abbildung 26: Änderung der THG-Emissionen durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990



* Ohne Industriegase

Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015) und Fraunhofer ISI et al. (2017)

Sektoral betrachtet spielt in beiden Szenarien der Gebäudebereich keine Rolle für den zusätzlichen Klimaschutzbeitrag, während der größte Anteil auf die Nutzung gasförmiger Energieträger in der Energiewirtschaft entfällt. Letzterer geht aber im Zeitverlauf deutlich zurück, während die Beiträge aus der Industrie und vor allem dem Verkehrsbereich zunehmen. Dabei kommt im Basisszenario der Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie eine größere Bedeutung zu, wohingegen im KS80 ab 2040 ein etwas größerer Anteil auf den Verkehrsbereich entfällt (siehe Tabelle 19).

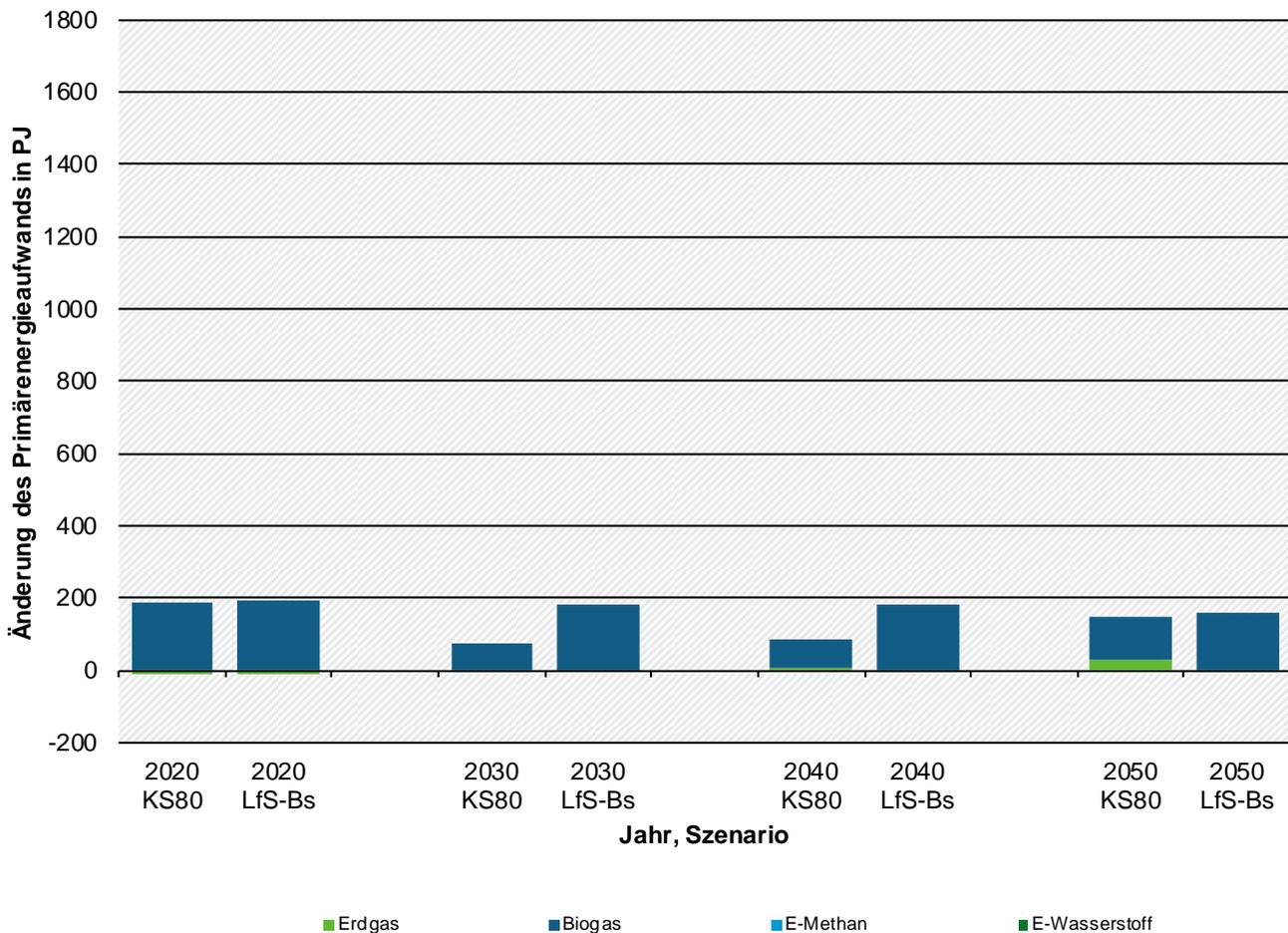
Tabelle 19: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 bis 85 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	LfS-Bs	-40,4	-53,8	-56,5	-42,3
- Gebäude	LfS-Bs	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
- Industrie	LfS-Bs	-8,2	-8,2	-9,8	-12,3
- Verkehr	LfS-Bs	-0,9	-2,6	-5,8	-6,7
- Energiewirtschaft	LfS-Bs	-31,2	-42,9	-40,8	-23,2
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS80	-50,7	-44,6	-41,5	-28,7
- Gebäude	KS80	0	0	0-	0-
- Industrie	KS80	-4,8	-5,6	-6,0	-7,3
- Verkehr	KS80	-0,5	-1,5	-5,6	-7,5
- Energiewirtschaft	KS80	-45,4	-37,5	-29,9	-13,9

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015 und Fraunhofer ISI et al. 2017

Mit der zusätzlichen Nutzung an gasförmigen Energieträgern ist sowohl im Basisszenario als auch im KS80 ein höherer Primärenergiebedarf verbunden, welcher sich im Jahr 2050 auf 128 bis 150 PJ beläuft. Dieser rührt fast ausschließlich aus der Nutzung von Biogas her, das auf Grund von Umwandlungsverlusten bei der Herstellung einen höheren Primärenergiefaktor aufweist als fossile Brennstoffe. Der zusätzliche Primärenergiebedarf ist aber im Zeitverlauf überwiegend rückläufig, weil sich die Nutzung von Biogas von der Energiewirtschaft in andere Sektoren verschiebt und der höhere Primärenergiefaktor bei der Stromerzeugung besonders zum Tragen kommt. Nach 2040 kommt es jedoch im KS80 zu einer Zunahme der Biogasnutzung insgesamt, so dass der Primärenergiebedarf wieder ansteigt (siehe Abbildung 27).

Abbildung 27: Änderung des Primärenergieaufwandes durch die Nutzung gasförmiger Energieträger* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von 80 – 85 % ggü. 1990



* Ohne Industriegase

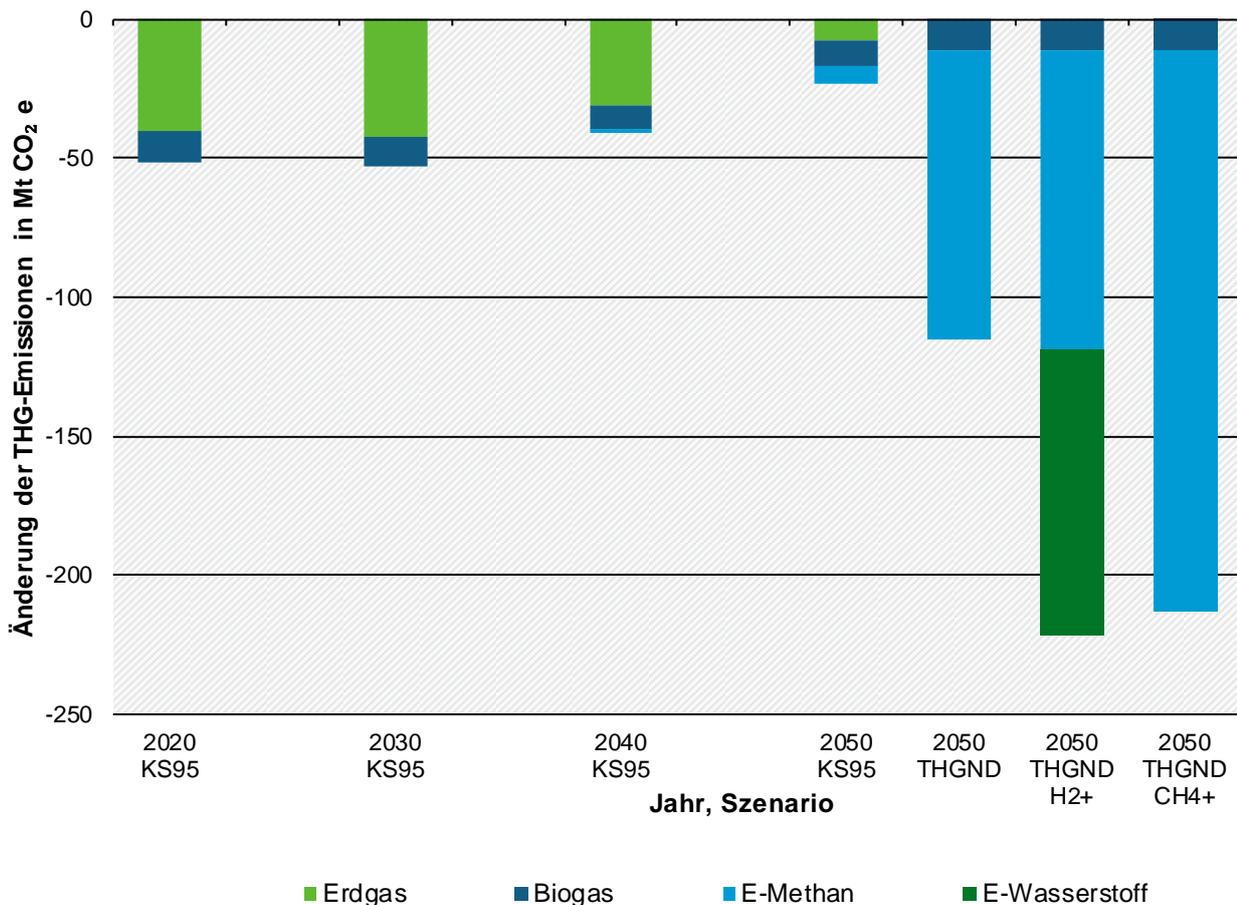
Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015) und Fraunhofer ISI et al. (2017)

4.2.2 Quantitative Klimaschutzeffekte der Nutzung gasförmiger Energieträger in 95%-Szenarien

Für die Betrachtung über alle Sektoren hinweg wird bei den 95%-Szenarien wie schon bei der Entwicklung der Gasbedarfe das THGND-Szenario jeweils in Verbindung mit den UBA-Verkehrsszenarien H2+ und CH4 der Studie FSEV betrachtet. Bei dieser Form der Betrachtung wird die größte plausible Spannweite zwischen dem KS95 mit einer sehr geringen Nutzung von Gasen und der Kombination aus THGND und H2+ oder CH4 mit einer starken Nutzung von Gasen in allen Sektoren erreicht. Entsprechend gibt es dann in den 95%-Szenarien auch sehr große Unterschiede, was die damit verbundene Klimaschutzwirkung angeht.

Im KS95 geht die Klimaschutzwirkung noch deutlicher zurück als im KS80, auf 23 Mt CO₂e im Jahr 2050. Der Beitrag aus dem THGND-Szenario ist mit 115 Mt CO₂e hingegen fünfmal so hoch. In der Kombination mit den Verkehrsszenarien H2+ oder CH4+ ist die Klimaschutzwirkung mit 221 bzw. 213 Mt CO₂e oder 21-22 % der CO₂-Emissionen im Basisjahr 1990 als erheblich anzusehen. Der Anteil aus dem THGND-Szenario resultiert dabei aus der Nutzung von E-Methan. Der Rest entfällt dann größtenteils, je nachdem ob H2+ oder CH4+ herangezogen wird, auf E-Wasserstoff oder auch auf E-Methan. Die Nutzung von Biogas sorgt im THGND für ca. 5 % des Klimaschutzbeitrags der Nutzung gasförmiger Energieträger (siehe Abbildung 28).

Abbildung 28: Änderung der THG-Emissionen durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von über 90 % ggü. 1990

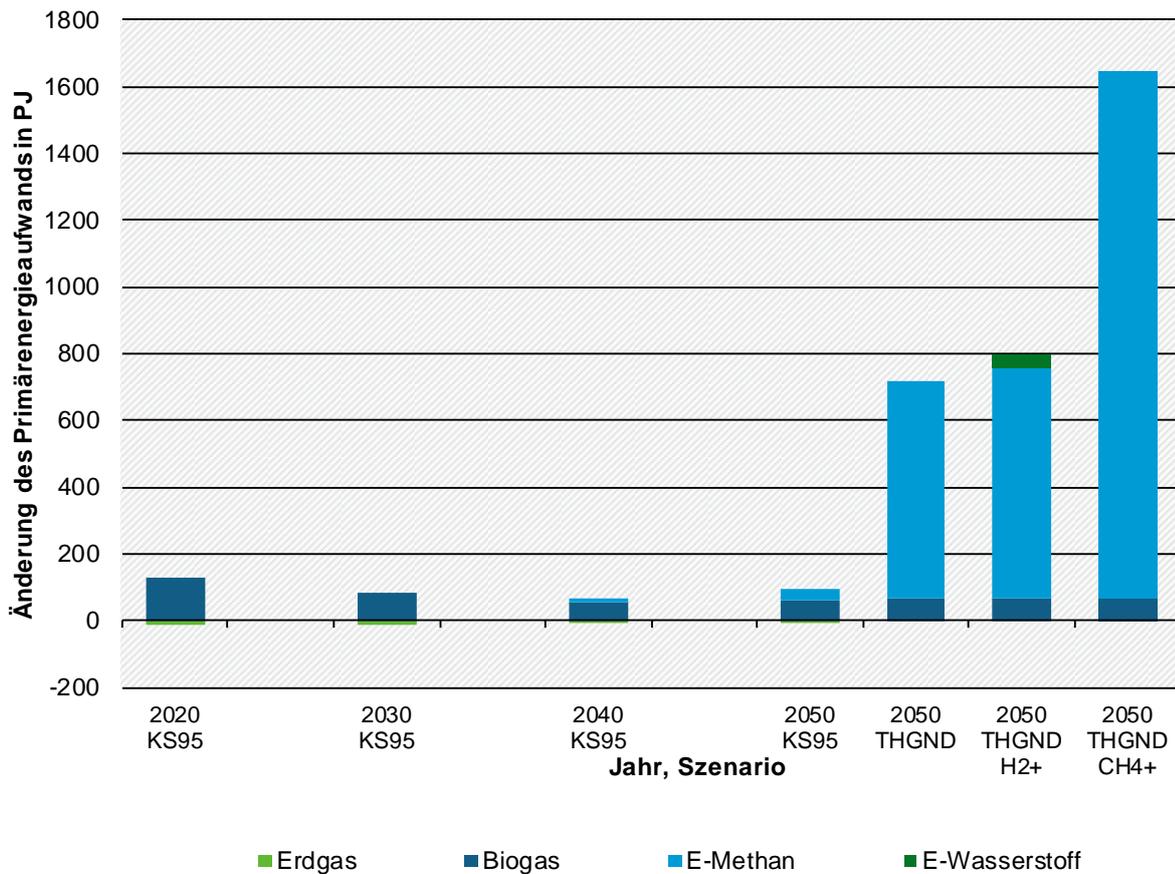


* Ohne Industriegase

Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Umweltbundesamt (2015) und Öko-Institut et al. (2016)

Wie bei den 80%-Szenarien hat die zusätzliche Nutzung gasförmige Energieträger einen steigenden Primärenergiebedarf zur Folge. Im KS95 fällt dieser mit ca. 95 PJ geringer aus als in den 80%-Szenarien. Für die Kombination aus THGND mit den Verkehrsszenarien hat jedoch die massive zusätzliche Nutzung von E-Gasen wegen der hohen Umwandlungsverluste auch einen sehr stark erhöhten Primärenergiebedarf zur Folge. Dieser variiert allerdings stark in Abhängigkeit von dem im Verkehr eingesetzten Energieträger. Beim Einsatz von E-Methan ist der zusätzliche Primärenergieaufwand mit ca. 1.647 PJ maximal, während dieser beim Einsatz von E-Wasserstoff im Verkehrsbereich mit 795 PJ nur ca. halb so groß ist. Im THGND-Szenario selbst liegt der zusätzliche Primärenergieaufwand bei 721 PJ (siehe Abbildung 29).

Abbildung 29: Änderung des Primärenergieaufwandes durch die Nutzung gasförmiger Energieträgern* in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen bis 2050 von über 90 % ggü. 1990



* Ohne Industriegase

Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Umweltbundesamt (2015) und Öko-Institut et al. (2016)

Auf der Ebene der Sektoren unterscheidet sich das KS95 vom KS80 dahingehend, dass gasförmigen Energieträgern im Verkehrsbereich keine steigende Klimaschutzwirkung zukommt, weil stattdessen auf erneuerbare Kraftstoffe gesetzt wird, welche über Power-to-Liquid hergestellt werden. Für die Kombination aus THGND und den Verkehrsszenarien CH4+ bzw. H2+ stammen die Hauptbeiträge an der Klimaschutzwirkung aus der Industrie mit knapp 40 % und dem Verkehrsbereich mit gut 45 %. Vom Rest entfallen ca. 10 % auf den Gebäudebereich und etwas 5 % auf die Energiewirtschaft. Die Details sind in Tabelle 20 aufgeführt.

Tabelle 20: Spannbreiten der Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen über 90 % bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	THGND / THGND H2+ / THGND CH4+	N/A	N/A	N/A	-115,2 / -221,5 / -213,2
- Gebäude	THGND	N/A	N/A	N/A	-20,6
- Industrie	THGND	N/A	N/A	N/A	-83,6
- Verkehr	THGND/ THGND H2+ / THGND CH4+	N/A / -0,1 / -1,1	N/A / -9,1 / -13,7	N/A / -56,9 / -61,5	-0 / -106,3 / -98
- Energiewirtschaft	THGND	N/A	N/A	N/A	-11,0
Änderung der THG-Emissionen in Mt CO₂e	KS95	-51,2	-53,2	-40,8	-23,0
- Gebäude	KS95	0	0	0	0
- Industrie	KS95	-3,7	-4,3	-6,2	-8,2
- Verkehr	KS95	-0,1	-0,3	-0,3	-0,3
- Energiewirtschaft	KS95	-47,4	-48,6	-34,3	-14,5

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, UBA 2014, Öko-Institut et. al 2016

4.2.3 Wesentliche Einflussfaktoren und Wechselwirkungen in Bezug auf die Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger

In den ausgewerteten Szenarien variiert die Klimaschutzwirkung der Nutzung von gasförmigen Energieträgern sowohl auf Grund von Umfang und Art der Nutzung als auch auf Grund der Wahl des eingesetzten Energieträgers. Die spezifischen Einflussfaktoren in den Sektoren sind dabei die folgenden:

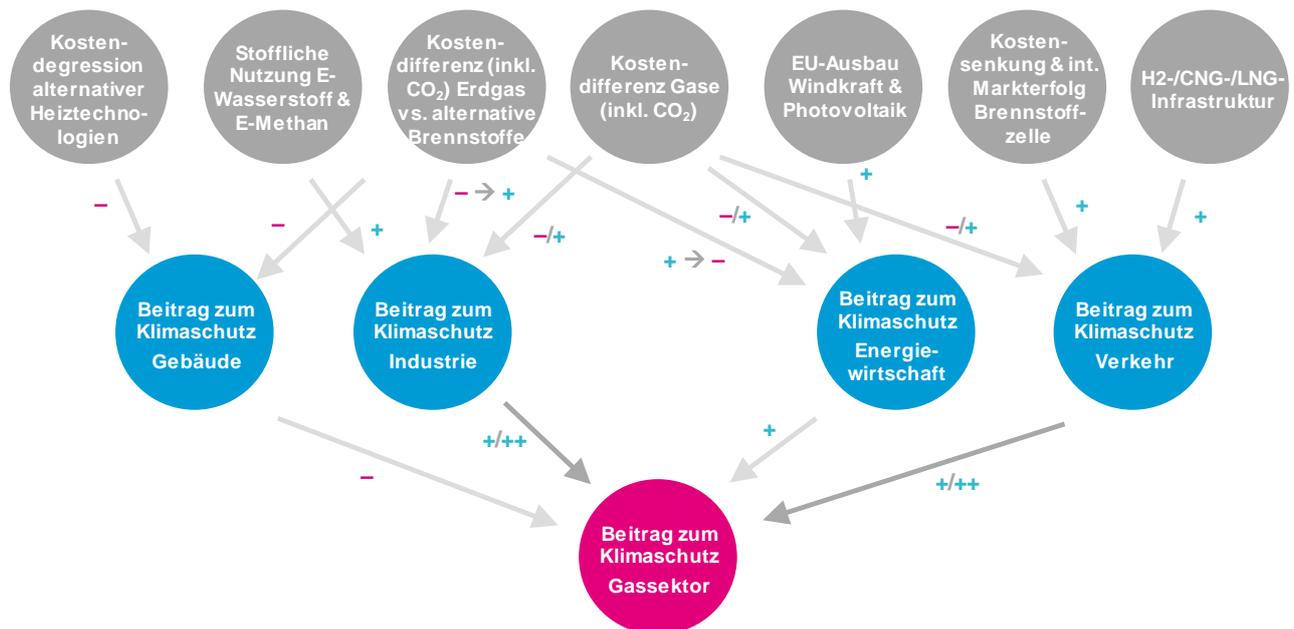
- Im Gebäudebereich kommt es nur durch einen Einsatz von E-Methan als Brennstoff zu einer signifikanten Klimaschutzwirkung bei der Nutzung gasförmiger Energieträger. Der Einsatz von E-Methan wird jedoch durch die zu erwartenden Kostendegressionen bei den alternativen Technologien wie Wärmepumpen und solare Fernwärme gehemmt. Dort, wo solche Optionen nicht zur Verfügung stehen, gibt es mit Power-to-Heat eine weitere Option, die auf Grund der effizienteren Nutzung von EE-Strom tendenziell günstiger sein wird (die jedoch bei umfangreicher Nutzung zu einer höheren Belastung der Stromnetze führt). Eine Weiternutzung von Erdgas ist dem Erreichen der Klimaszutzziele hingegen längerfristig abträglich, weswegen sich die Nutzung gasförmiger Energieträger im Gebäudebereich moderat hinderlich auf den gesamten Klimaschutzbeitrag des Gassektors auswirkt.
- In der Industrie wird ein zusätzlicher Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung gasförmiger Energieträger vor allem durch eine Brennstoffsubstitution im Bereich der Hochtemperaturprozesse getrieben, insbesondere dort wo sich eine Elektrifizierung schwierig gestaltet. Wesentliche Einflussfaktoren diesbezüglich sind zum einen die Kostendifferenz zwischen Erdgas und den anderen bisher eingesetzten fossilen Brennstoffen, welche sich erst bei einer hohen CO₂-Bepreisung fördernd auswirkt. Zum anderen wird eine Substitution durch erneuerbare Gase durch die Kostendifferenzen unter den Gasen einschließlich Erdgas getrieben, welche sich je nach Gasart und Höhe der CO₂-Bepreisung sehr unterschiedlich gestaltet. Zudem hat die stoffliche Nutzung von Methan und/oder E-Wasserstoff eine fördernde Wirkung durch die Reduktion von Prozessemissionen, aber ermöglicht auch Effizienzsteigerungen. Je nachdem in wel-

chem Umfang bei der stofflichen Nutzung auf erneuerbare Gase gesetzt, kommt es aus der Industrie entweder zu einer moderaten oder einer starken Förderung des gesamten Klimaschutzbeitrags der Nutzung gasförmiger Energieträger.

- In der Energiewirtschaft wird ein Klimaschutzbeitrag durch die Nutzung von Gasen bei einer moderaten CO₂-Bepreisung durch die Kostendifferenz von Erdgas zu den anderen genutzten fossilen Brennstoffen getrieben, insbesondere in Bezug auf KWK-Anlagen. Bei einer hohen CO₂-Bepreisung wird diese Klimaschutzwirkung hingegen wieder gehemmt, wodurch aber andererseits die Nutzung von erneuerbaren Gasen konkurrenzfähig werden kann. Deren Nutzung wird zudem dadurch gefördert, dass der starke Ausbau der Stromerzeugung auf Basis von fluktuierenden erneuerbaren Quellen dafür sorgt, dass neben Flexibilitätsoptionen eine Nutzung von gasförmigen Energieträgern zur Deckung der Residuallast notwendig wird. So hat die Nutzung von Gasen in der Energiewirtschaft insgesamt eine moderat fördernde Wirkung auf den gesamten Klimaschutzbeitrag der Gasnutzung.
- Im Verkehrsbereich kommt eine Klimaschutzwirkung durch die Nutzung gasförmiger Energieträger vor allem durch eine substantielle Nutzung von Gasen an Stelle von ggfs. erneuerbaren Flüssigkraftstoffen im Güterverkehr zu Stande, wo eine aus Klimaschutzperspektive zu bevorzugende direktelektrische Nutzung erneuerbaren Stroms mit teils hohen Hürden versehen ist. Zentrale dies fördernde Einflussfaktoren sind die Verfügbarkeit entsprechender Infrastrukturen (LNG für die Schifffahrt und Wasserstoff oder CNG für den Schwerlastverkehr) und die Preisentwicklung bei Brennstoffzellen. Im Fall einer hohen CO₂-Bepreisung hat auch diese einen wesentlichen Einfluss darauf, ab wann es zu einer Substitution durch erneuerbare Gase kommt. Je nachdem, in welchem Umfang es zu einer solchen Substitution kommt, variiert der Klimaschutzbeitrag der Gasnutzung im Verkehrsbereich zwischen moderat und stark.
- Weitere Einflussfaktoren sind in den sektoralen Darstellungen zu den Treibern der Bedarfsentwicklung und zu den Klimaschutzwirkungen aufgeführt.

Die Einflussfaktoren und Wechselwirkungen sind in Abbildung 30 zusammenfassend dargestellt.

Abbildung 30: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Klimaschutzwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger über alle Sektoren beschränkt auf die zentralen Treiber der einzelnen Sektoren



Erläuterung: ++/+/– –/–/0/ –→+ / “–/+“ / „+/++“: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine starke / eine sich im Zeitverlauf stark ändernde / zwischen Gasen / zwischen Szenarien stark variierende Wirkung

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

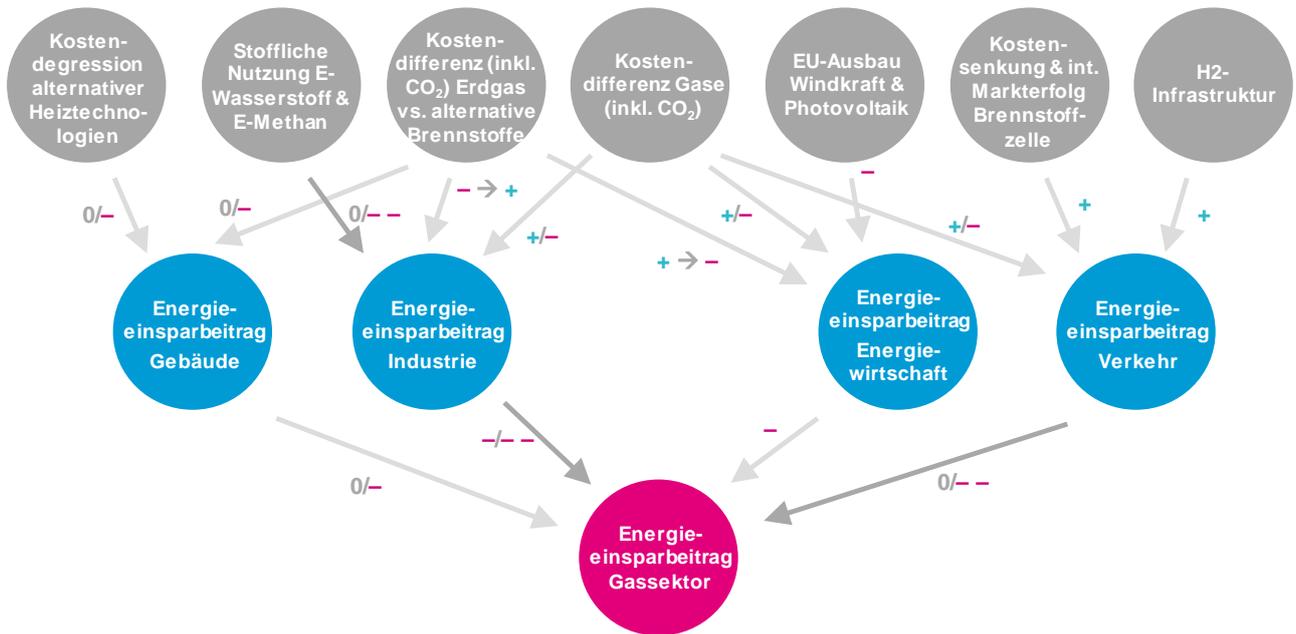
Zentrale sektorübergreifende Treiber sind durch die Entwicklung der Kostendifferenz zwischen Erdgas und fossilen Brennstoffen auf der einen Seite und zwischen den gasförmigen erneuerbaren Energieträgern auf der anderen Seite gegeben. Dafür spielt die Höhe der CO₂-Bepreisung eine maßgebliche Rolle. Außerdem sind synergetische Wirkungen dadurch denkbar, dass eine umfangreiche Nutzung desselben E-Gases und der damit verbundenen Technologien und Infrastrukturen zu einer schnelleren und stärkeren Kostendegression führen. Darüber hinaus haben die verschiedenen denkbaren Entwicklungen in der Industrie und im Verkehrsbereich einen starken Einfluss darauf, wie groß der Klimaschutzbeitrag aus der Nutzung von Gasen insgesamt ist. In der Industrie ist hierbei der Umfang der stofflichen Nutzung von Gasen ein wesentlicher Faktor, während es im Verkehrsbereich darauf ankommt, ob sich ein E-Gas-Technologiepfad (E-Methan oder E-Wasserstoff) gegenüber per Power-to-Liquid hergestellten Kraftstoffen und Oberleitungs-LKW im Schwerlastverkehr durchsetzen kann. Dies wird insbesondere durch Politikinstrumente beeinflusst, die den Ausbau/Umbau der Verkehrsinfrastruktur unterstützen.

In Bezug auf die Auswirkungen einer zusätzlichen Nutzung gasförmiger Energieträger auf den Primärenergiebedarf ergibt sich aus den ausgewerteten Dekarbonisierungsszenarien eine eindeutige Tendenz hin zu einer Erhöhung des Bedarfs. Dahinter steht, dass Erdgas in den meisten relevanten Anwendungen schon heutzutage als Referenzanwendung anzusehen ist, wohingegen die Nutzung aller erneuerbaren Gase auf Grund der Vorketten von einigen spezifischen Fällen abgesehen mit einem höheren Primärenergieaufwand verbunden. Dabei gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den erneuerbaren Gasen. Diesbezüglich ist die Nutzung von aus erneuerbarem Strom produziertem E-Wasserstoff mit dem deutlich geringsten zusätzlichen Energieaufwand verbunden, weil es weniger Verluste im Umwandlungsbereich gibt und auch nicht wie bei E-Methan zusätzlich Kohlendioxid bereitgestellt werden muss. In den Sektoren sind zudem die folgenden Faktoren relevant, welche in Abbildung 31 zusammengefasst sind:

- Im Gebäudebereich sind die Auswirkungen auf den Primärenergieaufwand gering, weil die Nutzung von Erdgas bereits als Referenz anzusehen ist und die zu erwartenden Kostendegressionen bei den alternativen Heiztechnologien sowie die Kostendifferenz von E-Gasen zu EE-Strom einem umfangreichen Einsatz von erneuerbaren Gasen entgegenstehen. Falls es dennoch zu einer moderaten Nutzung käme, würde dies auch eine Erhöhung des Primärenergieaufwands moderat fördern.
- In der Industrie hat die Brennstoffsubstitution von anderen fossilen Brennstoffen hin zu Erdgas, welche durch eine günstige Entwicklung der Kostendifferenz im Fall einer hohen CO₂-Bepreisung getrieben wird, eine fördernde Wirkung auf Primärenergieeinsparungen. Bei den erneuerbaren Gasen ist die Wirkung von der Art des Gases abhängig, wobei Biogas und E-Methan den Energieaufwand tendenziell erhöhen. Bei der stofflichen Nutzung von Gasen in Prozessen, hängt die Wirkung stark von der Art der umgestellten Prozesse ab. Bei den heute schon erdgasbasierten Prozessen gibt es durch die Nutzung von erneuerbaren Gasen moderate zusätzliche Energiebedarfe, die durch Einsparungen bei bestimmten Prozessen wie der Stahlherstellung aufgewogen werden können. Wird jedoch auch die heute erdölbasierte stoffliche Nutzung vollständig umgestellt, führt das zu einer deutlichen Erhöhung der Bedarfe, weil das Steam-Cracking von Erdölprodukten deutliche Effizienzvorteile gegenüber gasbasierten Umwandlungsrouten aufweist. Insgesamt führt dies je nach Umfang der Substitution zu einem moderat bis stark erhöhten Energieaufwand.
- In der Energiewirtschaft wird bei einer moderaten CO₂-Bepreisung eine Primärenergieeinsparwirkung über die Nutzung von Erdgas in KWK-Anlagen durch die Kostendifferenz von Erdgas zu den anderen genutzten fossilen Brennstoffen getrieben. Bei einer hohen CO₂-Bepreisung wird wiederum der Einsatz von Erdgas gehemmt und ein moderater Einsatz erneuerbarer Gase gefördert, was sich auf primärenergetische Einsparungen negativ auswirkt. In der Summe ergibt sich so eine moderat hemmende Wirkung auf Primärenergieeinsparungen.
- Im Verkehrsbereich sind die Wirkungen auf die Energieeinsparungen stark vom verfolgten Technologiepfad abhängig. Setzt sich eine Nutzung von E-Wasserstoff im Straßen- und nicht elektrifizierten Schienenverkehr durch, was neben der Kostenentwicklung bei Kraftstoffen und Brennstoffzellen durch eine entsprechende Infrastruktur getrieben wird, fördert dies die Einsparung von Primärenergie. Setzt sich im Gegensatz dazu die Nutzung von biogenen Gasen und/oder E-Methan durch, wirkt sich dies hemmend auf Energieeinsparungen aus. Der Einsatz letzterer wird auch durch die internationale Schifffahrt getrieben, wodurch es zu höheren Primärenergieaufwendungen kommt. Dies kompensiert eventuelle Einsparungen im Straßenverkehr bzw. summiert sich mit evtl. Zusatzaufwendungen dort, so dass sich insgesamt entweder eine geringe Wirkung oder eine starke Hemmung von Reduktionen des Primärenergieaufwands durch die Nutzung gasförmiger Energieträger ergibt.
- Weitere Einflussfaktoren finden sich in den sektoralen Analysen der Treiber und Klimaschutzwirkungen.

Sektorübergreifend ist der zentrale Einflussfaktor für den Umfang der Erhöhung des Primärenergieaufwands, welche der erneuerbaren Gase in welchem Umfang zum Einsatz kommen. Dafür ist die Entwicklung der Kostendifferenzen ein wichtiger Faktor, für die vor allem die Kosten einer Bereitstellung von Kohlendioxid durch Luftabscheidung und die Kostenentwicklung bei Brennstoffzellen relevant sind. Diesbezüglich können wieder synergetische Effekte durch die Nutzung desselben Energieträgers in mehreren Sektoren eine Rolle spielen. Weiterhin ist der Umfang der Substitution der stofflichen Nutzung fossiler Rohstoffe ein gewichtiger Faktor für eine mögliche zusätzliche Erhöhung des Primärenergieaufwands.

Abbildung 31: Ursache-Wirkungsdiagramm für die Entwicklung der Energieeinsparwirkung der Nutzung gasförmiger Energieträger über die Sektoren hinweg, beschränkt auf die zentralen Treiber der jeweiligen Sektoren



Erläuterung: ++/+/- -/-/0/ ->+ / "+/-" / „0/- -“: der Treiber hat eine stark/moderat fördernde/hemmende / keine starke / eine sich im Zeitverlauf stark ändernde / zwischen den Gasen / zwischen Szenarien stark variierende Wirkung
 Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer ISI

5 Mittel- und langfristige Herausforderungen für die Gasinfrastrukturen bei ambitionierten Klimaschutzanstrengungen

Ziel dieses Kapitels ist es, die wesentlichen Herausforderungen zu ermitteln, welche sich aus den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung an den Umbau der Gasinfrastruktur in Deutschland bis zum Jahr 2050 ergeben. Dabei wird sowohl die regionale Verteilnetzebene als auch die Fernleitungsnetzebene und deren Einbindung in ein europäisches Gasversorgungssystem untersucht.

Zu diesem Zweck werden die möglichen Entwicklungen der Rahmenbedingungen für die Gasinfrastruktur mit dem Zeithorizont 2050 basierend auf den Auswertungen von mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung konformen Szenariostudien in Kapitel 2 und 3 in Form dreier Gassektorszenarien beschrieben. Denn die Veränderungen der Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2050 unterliegen tiefen sozialen, ökonomischen und technologischen Unsicherheiten. Daher können sie nicht prognostiziert und nur sehr grob mit Wahrscheinlichkeiten belegt werden. Die Gassektorszenarien sollen deshalb dazu dienen, mögliche Entwicklungen der Rahmenbedingungen zu explorieren. Mit der Wahl der Szenarien wird eine große Bandbreite an mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung konformen Entwicklungen abgebildet, so dass die Ableitung zu den infrastrukturellen Herausforderungen bei den in diesen Studien unterstellten Entwicklungen robust möglich ist.

Zu beachten ist, dass die ausgewerteten Szenariostudien die Gasinfrastrukturen nicht näher betrachtet haben und diese so insbesondere bei der ökonomischen Optimierung keine Rolle gespielt haben. Während der Erstellung der hier vorliegenden Studie, sind weitere Szenariostudien erschienen, die auch die Gasinfrastrukturen einbeziehen und weitere mögliche Entwicklungen aufzeigen (vgl. Kapitel 5.4). Diese Studien zielen auf das Erreichen der langfristigen Klimaziele der Bundesregierung, beziehen jedoch im Gegensatz zu den hier zugrunde liegenden Studien bestimmte energiepolitische Ziele nicht ein, z.B. zur energetischen Sanierung von Gebäuden. Sie stehen daher nicht im Fokus der hier folgenden Analysen. Entsprechende Entwicklungen werden aber in einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

Nachfolgend werden diese drei grundsätzlich denkbare Entwicklungen für die Beurteilung der infrastrukturellen Herausforderungen detaillierter beschrieben. Diese Gassektorszenarien sind in Tabelle 21 kurz charakterisiert.

Tabelle 21: Kurzcharakterisierung der im Folgenden analysierten Gassektorszenarien

Gassektor-szenario	Kurzbeschreibung
80%-Gasmix	Szenario mit 80%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von fossilen und biogenen Gasen in ausgewählten Anwendungen
95%-E-Methan	Szenario mit 95%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von importiertem E-Methan für Brenn- und Treibstoffbedarfe
95%-H2	Szenario mit 95%-THG-Reduktion bis 2050 und Nutzung von regional produziertem E-Wasserstoff für Brenn- und Treibstoffbedarfe

Das Vorgehen zur Betrachtung der Auswirkung gliedert sich in die folgenden vier Schritte, welche jeweils in eigenen Unterkapiteln detailliert beschrieben werden:

1. Festlegung des Rahmens der Gassektorszenarien
2. Analyse des resultierenden Infrastrukturbedarfs im Jahr 2050
3. Beschreibung des Ist-Zustands und Analyse des Transformationsbedarfs der Gasinfrastruktur
4. Zusammenfassung der Herausforderungen und Bedarfe

5.1 Festlegung des Rahmens der Gassektorszenarien

Grundsätzlich dient die Betrachtung verschiedener Szenarien dazu, die Auswirkungen denkbarer alternativer Entwicklungen, über deren Eintreffen große Unsicherheiten bestehen, zu untersuchen. Ausschlaggebende Kriterien für die Ausgestaltung von Szenarien sind dabei einerseits ihre Plausibilität und andererseits die Abdeckung einer möglichst großen Bandbreite denkbarer Entwicklungen. Um bei der Einschätzung der Plausibilität eines Szenarios nicht verdeckte Abhängigkeiten zu übersehen, werden die in der Folge definierten Gassektorszenarien möglichst nah an die in den vorangegangenen Kapiteln ausgewerteten Szenarien angelehnt, die auf komplexen Modellen beruhen, welche die wesentlichen Wechselwirkungen abbilden und das Erreichen des jeweiligen angestrebten THG-Minierungsziel gewährleisten.

Vor der Auswahl der Gassektorszenarien für Deutschland und der Festlegung der Kernannahmen sowie der quantitativen Entwicklung der Gasbedarfe erfolgt zunächst eine Betrachtung zur Entwicklung des Transitbedarfs an gasförmigen Energieträgern durch Deutschland im Kontext der europäischen Klimaziele, was in den vorangegangenen Kapitel nicht Gegenstand der Ausführungen war.

5.1.1 Transit von gasförmigen Energieträgern durch Deutschland

Für die Auslastung der Gasinfrastruktur in Deutschland ist neben der Entwicklung der inländischen Bedarfe auch die Entwicklung auf europäischer Ebene relevant, weil die deutschen Gas-Fernleitungsnetze auch dem Transit von Gas in andere EU-Staaten dienen. Diesbezüglich ist sowohl relevant, wie sich die heimische Produktion von Gas als auch die Nachfrage in der EU entwickelt.

Um einen konsistenten Bedarf an Gas-Transit in den Szenarien zu bestimmen, werden auf EU-Ebene die EUCO-Szenarien herangezogen, welche die EU-Kommission für das Impact Assessment des Winterpakets verwendet hat (E3MLab & IIASA 2016). Grundsätzlich wird dabei für die Szenarien davon ausgegangen, dass sich das Ambitionsniveau beim Klimaschutz auf EU-Ebene vergleichbar zum deutschen Niveau entwickelt.

Die EUCO-Szenarien sind so gestaltet, dass sie die Klimaziele der EU berücksichtigen und insbesondere im Jahr 2050 zu einer Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80 % führen. Sie unterscheiden bezüglich der Ziele für die Steigerung der Energieeffizienz und des erneuerbaren Anteils am Endenergieverbrauch im Jahr 2030. Daraus ergeben sich auch Unterschiede in Bezug auf die Reduktion der THG-Emissionen und die Entwicklung der Gasbedarfe bis 2030. Für das 80%-Gasmix-Szenario wird das EUCO30-Szenario (Energieeffizienzziel für das Jahr 2030 von 30 %) herangezogen, welches die THG-Emissionen in der EU bis 2030 um ca. 40 % ggü. 1990 reduziert. Für beide 95%-Gassektorszenarien wird hingegen das EUCO+40-Szenario (Energieeffizienzziel 40 %) herangezogen, welches die THG-Emissionen bis 2030 um ca. 46 % reduziert. Da die länderspezifischen Szenariodaten nur bis 2030 vorliegen, werden diese linear bis 2050 extrapoliert.⁸ Dadurch führt das höhere Ambitionsniveau des EUCO40-Szenarios im Jahr 2030 im Vergleich zum EUCO30-Szenario dann auch zu einem entsprechend höheren Ambitionsniveau im Jahr 2050. Das Ambitionsniveau des EUCO+40-Szenarios liegt nichtsdestotrotz unter dem der ausgewerteten 95%-Szenarien für Deutschland (KS95 und THGND), weswegen sich auch die Rolle der gasförmigen Energieträger weniger stark ändert.

Zum Bestimmen des Gas-Transitbedarfs durch Deutschland wurde dann wie folgt vorgegangen: Grundannahme ist, dass es auf Grund der rückläufigen Fördermengen von Gas in den EU-Staaten, ins-

⁸ Das EUCO40-Szenario beinhaltet einen sehr starken Rückgang des Energiebedarfs von 2025 bis 2030 und anschließend deutlich geringere Abnahmeraten. Es liegt nahe, dass dies daraus resultiert, dass sich das Effizienzziel von 40 % bis 2030 ansonsten nicht erreichen ließe. Um diesen Effekt aus dem hier nicht relevanten Effizienzziel zu vermeiden, wurde nachträglich der Rückgang von 2025 bis 2040 gleichmäßig über diesen Zeitraum gestreckt.

besondere Deutschland, den Niederlanden und des Vereinigten Königreichs, in erster Linie zu verstehen gilt, wie sich dies im Kontext einer sinkenden Nachfrage auf den Gastransit von Ost- nach Westeuropa auswirkt. In die Bestimmung des Gastransitbedarfs durch Deutschland wurden daher die Entwicklungen der Nachfrage und der heimischen Produktion in Frankreich, und der Benelux-Staaten einbezogen sowie die Entwicklungen der Exporte des Vereinigten Königreichs und Norwegens in diese Länder. Für die weiteren Nachbarländer Deutschlands wird angenommen, dass sie über andere Importrouten Gas beziehen. Für die daraus resultierenden Fehlmengen an Erdgas wird angenommen, dass sie durch Deutschland ins Zielland transportiert werden. Für Norwegen liegen in den EUCO-Szenarien keine Daten vor. Deswegen wurden dazu folgende Annahmen getroffen:

- Im 80%-Gasmix-Szenario entwickelt sich der Export von Erdgas aus Norwegen in Deutschlands Nachbarstaaten proportional zur Entwicklung der absoluten Fördermenge in Norwegen im World Energy Outlook 2015 (OECD & IEA 2015).
- Für beide 95%-Gassektorszenarien würde eine identische Annahme wie im 80%-Gasmix-Szenario auf Grund der deutlich stärker zurückgehenden Nachfrage zu einer nahezu Vollversorgung der EU aus Norwegen führen. Da dies der weithin angestrebten Diversifizierung von Lieferwegen widerspricht, wird abweichend davon angenommen, dass sich der Export von Norwegen in die deutschen Nachbarstaaten proportional zur dortigen Nachfrage verändert, also der Anteil der Importe aus Norwegen konstant bleibt.

Im Ergebnis führt das dargestellte Vorgehen dazu, dass der Gas-Transitbedarf durch Deutschland für das 80%-Gasmix-Szenario um mehr als 50 % ansteigt, von 592 PJ in 2015 über 727 PJ in 2030 auf 917 PJ in 2050. Dies ist trotz rückläufiger Bedarfe in den Nachbarländern Deutschlands der Fall, weil die heimische Produktion von den Niederlanden und Großbritannien stark rückläufig ist, wodurch andere Versorgungswege für Westeuropa teils nicht mehr zur Verfügung stehen.

In den 95%- Gassektorszenarien hingegen wird dieser Effekt durch die noch stärker rückläufigen Bedarfe überlagert. Dadurch sinkt der Gas-Transitbedarf durch Deutschland um ca. 50 %, von 592 PJ in 2015 über 320 PJ in 2030 auf 298 PJ in 2050 (siehe Tabelle 22).

Tabelle 22: Angenommene Entwicklung des Gas-Transitbedarfs durch Deutschland

Szenario aus Szenario- rahmen	Zugeordnetes EU-Szenario	Einheit	2015	2030	2050
80%-Gasmix	EUCO30	PJ	592	727	917
95%- Gassektorszenarien	EUCO+40	PJ	592	320	298

Quelle: eigene Berechnungen von Fraunhofer ISI

5.1.2 Kernannahmen der Gassektorszenarien

Die drei Gassektorszenarien werden alle unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 gewählt und sehen daher eine Treibhausgasreduktion um 80 – 95 % gegenüber 1990 vor. Die Gassektorszenarien sollen dabei innerhalb der in der Literatur bekannten Szenarioentwicklungen eine möglichst große Bandbreite abdecken, weswegen mindestens ein Szenario mit einer THG-Reduktion um 80 % und um 95 % betrachtet wird. Vor dem Hintergrund der Szenarioauswertung in Kapitel 2.2.5 wird kein 95%-Szenario mit einer zentralen Rolle von Power-to-Liquid-basierten Kraftstoffen und nur sehr geringer Nutzung gasförmiger Energieträger im Jahr 2050 näher betrachtet. Die infrastrukturellen Auswirkungen wären abgesehen vom Wegfall einer Umwidmung in Wasserstoffnetze sehr ähnlich zu unten beschriebenem Wasserstoff-Szenario (95%-H2), in welchem ähnlich geringe Mengen an methanhaltigen Gasen genutzt werden. Für alle Gassektorszenarien gilt,

dass aus Nachhaltigkeitsgründen CCS, Nuklearenergie und unkonventionelles Gas nicht zum Einsatz kommen, sowie Biomasse nur in begrenztem Umfang.

Im Folgenden werden die wesentlichen Kernannahmen der drei charakteristischen Gassektorszenarien in kompakter Form dargestellt. Im Anschluss erfolgt eine quantitative Beschreibung auf Basis der ausgewerteten Studien. Die wesentlichen Annahmen zur Rolle der verschiedenen gasförmigen Energieträger in den Szenarien sind vorab in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Rolle der gasförmigen Energieträger in den drei betrachteten Gassektorszenarien im Jahr 2050

	Gebäude	Verkehr	Energiewirtschaft	Industrie	Gasversorgung
80%-Gasmix	Raumwärme: Erdgas für Restbedarfe Prozesswärme: Erdgas für Restbedarfe	PKW/LKW: moderat Erdgas + Biogas Schiffe: moderat LNG	Fernwärme: Biogas + Erdgas für Restbedarfe Back-Up-KW: Erdgas	HT-Wärme: Biogas + Erdgas für Restbedarf Nicht-energetisch: Erdgas, geringfügig E-Wasserstoff	Erdgas: Import aus Nicht-EU E-Wasserstoff: lokal produziert Biogas: im Wesentlichen aus Reststoffen
95%-E-Methan	Raumwärme: E-Methan für Restbedarf Prozesswärme: keine Gasnutzung	PHEV: E-Methan LKW: E-Methan (flüssig) Schiffe: E-Methan (flüssig)	Fernwärme: E-Methan Back-Up-KW: E-Methan	HT-Wärme: E-Methan Nicht-energetisch: H2 / E-Methan	Erdgas: Transit E-Wasserstoff: lokal produziert E-Methan: EU-MENA-Import via Gasnetze
95%-H2	Raumwärme: H2 für Restbedarf Prozesswärme: keine Gasnutzung	PHEV: E-Wasserstoff LKW: E-Wasserstoff (flüssig) Schiffe: E-Methan (flüssig)	Fernwärme: E-Wasserstoff Back-Up-KW: E-Wasserstoff	HT-Wärme: E-Wasserstoff Nicht-energetisch: E-Wasserstoff + Biomethan	Erdgas: Transit E-Wasserstoff: regional prod. + H2-Verteilnetze E-Methan: Nordsee-Import (flüssig)

5.1.2.1 80%-Gasmix

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion aller THG-Emissionen um 80 % ggü. 1990 erreicht, was mit ambitionierten Klimaschutzmaßnahmen in allen Sektoren verbunden ist. Wesentliche im Energiesystem genutzte Hebel sind der Ausbau erneuerbarer Energien für Strom und Wärme, eine Steigerung der Energieeffizienz, eine Elektrifizierung des Individualverkehrs und in ausgewählten Bereichen ein Fuel-Switch hin zu gasförmigen Energieträgern. Power-to-Gas ist als Sektorkopplungstechnik nicht grundsätzlich erforderlich und kommt allenfalls moderat zum Einsatz, in Form von lokal produziertem Elektrolyse-Wasserstoff zur Rückverstromung oder zur direkten Nutzung in der Industrie.

Dadurch sind sowohl die Fernleitungs- als auch die Verteilnetze für Gas in Deutschland insgesamt mit einer deutlich geringeren Auslastung konfrontiert:

- Im Gebäudebereich geht der Einsatz von Erdgas für Raumwärme auf Grund fortschreitender thermischer Sanierung und des EE-Wärme-Ausbaus massiv zurück. Verbleibende Bedarfe werden über Erdgas gedeckt. Etwas weniger stark ausgeprägt gilt dies analog für Prozesswärme.
- In der Energiewirtschaft kommt es bis zum Jahr 2030 zu einer verstärkten Nutzung gasförmiger Brennstoffe im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung. Anschließend geht der Bedarf zurück, verbleibt jedoch in moderatem Umfang in der Fernwärmeerzeugung und in Back-Up-Kraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung. Dabei kommt auch Biogas aus nachhaltig nutzbaren Quellen wie Reststoffen zum Einsatz und in geringem Umfang lokal produzierter E-Wasserstoff.
- In der Industrie wird Nieder- und Mitteltemperatur-Wärme zunehmend über Strom erzeugt, während Erdgas weiter zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme eingesetzt wird. Durch die abnehmende Verfügbarkeit von Abfallprodukten der Mineralölindustrie steigt der Bedarf gasförmiger Energieträger für nicht-energetische Zwecke, insbesondere in der chemischen Industrie, wofür zum Teil auch lokal produzierter Elektrolyse-Wasserstoff eingesetzt wird.
- Im Verkehr kommt es sowohl im Straßenverkehr durch steigende Zulassungszahlen bei Gasfahrzeugen zum moderat zunehmenden Einsatz von Erd- und Biogas als auch im Schiffsverkehr zu einer moderaten Zunahme der Nutzung von LNG. Auf der Schiene und im Flugverkehr wird hingegen kein gasförmiger Energieträger eingesetzt.

Durch die rückläufige Auslastung ändert sich nichts Grundsätzliches an der Art der Nutzung der Gas-Infrastruktur. Die verbleibenden Bedarfe an gasförmigen Energieträgern werden überwiegend durch diversifizierte Importe über die heute bestehenden Importrouten gedeckt, soweit diese an langfristig bestehende Gasressourcen angebunden sind. Neue Importrouten spielen keine wesentliche Rolle. Der Bedarf an Transit von Gas durch das deutsche Feinleitungsnetz steigt jedoch an (siehe Kapitel 5.1.1).

5.1.2.2 95%-E-Methan

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion aller THG-Emissionen um 95 % ggü. 1990 erreicht, was mit einer vollständigen Vermeidung der Nutzung fossiler Brenn- und Kraftstoffe einhergeht. Im Energiesystem genutzte Hebel sind neben den Maßnahmen des 80%-Szenarios eine Ambitionssteigerung beim Ausbau erneuerbarer Energien und bei der Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Umstellung energieintensiver Industrieprozesse und ein vollständiger Umstieg auf erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe. E-Methan wird bis zum Jahr 2050 zum zentralen Energieträger jenseits der Elektrifizierung, welcher auch zur Übertragung regenerativer Energie mittels der Gasinfrastruktur aus Regionen hoher regenerativer Stromerzeugung dient. In Einzelbereichen kommen auch E-Wasserstoff (stoffliche Nutzung in der Industrie) und erneuerbare Flüssigkraftstoffe (Flugverkehr) zum Einsatz.

Sowohl die Fernleitungs- als auch die Verteilnetze für Gas sind dadurch insgesamt mit einer bis 2030 sinkenden und dann wieder in die Nähe des früheren Niveaus ansteigenden Auslastung konfrontiert:

- Im Gebäudebereich geht der Einsatz von Erdgas für Raumwärme auf Grund fortschreitender thermischer Sanierung und des EE-Wärme-Ausbaus massiv zurück. Verbleibende Bedarfe an

gasförmigen Energieträgern werden über E-Methan gedeckt. Für gewerbliche Prozesswärme erfolgt eine vollständige Elektrifizierung.

- In der Energiewirtschaft wird die Nutzung von Erdgas nach 2030 sukzessive durch E-Methan substituiert. E-Methan wird langfristig in moderatem Umfang in der Fernwärmeerzeugung und in Back-Up-Kraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung genutzt.
- In der Industrie wird Nieder- und Mitteltemperatur-Wärme weitestgehend über Strom erzeugt, während die Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme sukzessive von Erdgas auf E-Methan umgestellt wird. Auch die nicht-energetische Nutzung fossiler Brennstoffe, insbesondere in der chemischen Industrie und der Stahlerzeugung, wird vollständig auf E-Methan umgestellt, womit ein starker Wandel der Prozesse einhergeht.
- Im Verkehr kommt es sowohl im Straßenverkehr durch steigende Zulassungszahlen bei Gasfahrzeugen zunächst zum stark zunehmenden Einsatz von Erdgas als auch im Schiffsverkehr zu einer starken Zunahme der Nutzung von LNG, welche jeweils bis 2050 vollständig durch E-Methan substituiert werden. Auf der Schiene und im Flugverkehr wird hingegen kein gasförmiger Energieträger eingesetzt.

Durch die erst sinkende und sich dann bei zunehmender Nutzung von E-Methan in etwas geringerer Größenordnung als heute stabilisierende Auslastung ändert sich nichts Grundsätzliches an der Art der Nutzung der Gas-Infrastruktur. Jedoch kann sich die Auslastung einzelner Gasverteilnetze besonders in reinen Wohngebieten stark verringern. Da die sich ergebenden Bedarfe an erneuerbar produziertem Strom zur E-Methan-Bereitstellung einschließlich der notwendigen Abscheidung von CO₂ aus der Luft in Deutschland nicht zu decken sind, kommt es zu umfangreichen Energieimporten. Die umfangreichen EE-Potenziale beispielsweise in der MENA-Region und die damit verbundenen hohen Volllaststunden sorgen außerdem für niedrigere Gestehungskosten als in Deutschland (siehe Kapitel 5.3.4). Daher wird davon ausgegangen, dass erneuerbarer Strom an günstigen zentralen Standorten außerhalb Deutschlands, insbesondere im Mittelmeer- und Nordseeraum, gebündelt und zur Herstellung von E-Methan genutzt wird. Dieses Gas wird dann über das (trans-)europäische Gas-Fernleitungsnetz, die vorhandene Gasinfrastruktur und zum Teil neue Importrouten nach Deutschland eingeführt. Dadurch können sich teilweise die Strömungsrichtungen im Transportnetz ändern, insbesondere wenn E-Methan über Südwesteuropa nach Deutschland gelangt. Weiterhin erfolgt noch ein Transit von geringen Mengen an Erdgas durch das deutsche Fernleitungsnetz (siehe Kapitel 5.1.1).

5.1.2.3 95%-H2

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion aller THG-Emissionen um 95 % ggü. 1990 erreicht, was mit einer vollständigen Vermeidung der Nutzung fossiler Brennstoffe einhergeht. Im Energiesystem wird dies neben den Maßnahmen des 80%-Szenarios erreicht durch eine Ambitionssteigerung beim Ausbau erneuerbarer Energien und bei der Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Umstellung energieintensiver industrieller Prozesse und einen vollständigen Umstieg auf erneuerbare Brennstoffe. Aus Gründen von Energieeffizienz wird E-Wasserstoff bis zum Jahr 2050 zum zentralen Energieträger jenseits einer Elektrifizierung. In Einzelbereichen kommen auch E-Methan (stoffliche Nutzung in der Industrie) und erneuerbare Flüssigkraftstoffe (See- und Flugverkehr) zum Einsatz.

Während die Fernleitungsnetze in Deutschland dadurch insgesamt mit einer stark sinkenden Auslastung konfrontiert sind, kommt es auf Ebene der Verteilnetze sukzessive zu einer Umstellung auf den Transport von E-Wasserstoff:

- Im Gebäudebereich geht der Einsatz von Erdgas für Raumwärme auf Grund fortschreitender thermischer Sanierung und des EE-Wärme-Ausbaus massiv zurück. Verbleibende Bedarfe werden über E-Wasserstoff gedeckt. Für gewerbliche Prozesswärme erfolgt eine vollständige Elektrifizierung.
- In der Energiewirtschaft wird die Nutzung von Erdgas nach 2030 sukzessive durch E-Wasserstoff substituiert. E-Wasserstoff wird langfristig in moderatem Umfang in der Fernwärmebereitstellung und in Back-Up-Kraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung genutzt.
- In der Industrie wird Nieder- und Mitteltemperatur-Wärme weitestgehend über Strom erzeugt, während die Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme sukzessive von Erdgas auf E-Wasserstoff umgestellt wird. Auch die nicht-energetische Nutzung fossiler Brennstoffe, insbesondere in der chemischen Industrie und der Stahlerzeugung, wird auf E-Wasserstoff umgestellt, soweit es nicht eines kohlenstoffhaltigen Energieträgers bedarf. Dies ist mit einem grundlegenden Wandel der Prozesse verbunden.
- Im Verkehrsbereich kommt es beim Straßenverkehr durch steigende Zulassungszahlen bei Brennstoffzellenfahrzeugen zunächst zum zunehmenden Einsatz von fossilem Wasserstoff, welche bis zum Jahr 2050 vollständig durch E-Wasserstoff substituiert wird. Im Schiffsverkehr kommt es zu einer Zunahme der Nutzung von Flüssiggas, zunächst über LNG, dann über E-Methan gedeckt. Auf der Schiene und im Flugverkehr wird hingegen kein gasförmiger Energieträger eingesetzt.

Die sich ergebenden Bedarfe an E-Wasserstoff werden nicht durch Importe, sondern durch regionale Produktion in Deutschland gedeckt, weil ein Transport von Wasserstoff über größere Entfernungen mit hohen Kosten und Verlusten verbunden bleibt. Der für die Produktion benötigte erneuerbare Strom hingegen wird über großflächige Übertragungsnetze bereitgestellt, welche einen Stromaustausch sowohl innerhalb Deutschlands als auch innerhalb der EU ermöglichen (vgl. Umweltbundesamt 2016). Die Bedarfe an E-Methan zur stofflichen Nutzung in der Industrie und der Schifffahrt werden im Wesentlichen über LNG-Import/Transport und daher nicht über die Netzinfrastruktur gedeckt. Jedoch erfolgt noch ein Transit von geringen Mengen an Erdgas durch das deutsche Fernleitungsnetz (siehe Kapitel 5.1.1)

5.1.3 Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den Gassektorszenarien

Aufbauend auf der Auswahl der drei zu untersuchenden Gassektorszenarien und der Festlegung zugehöriger Kernannahmen im vorangegangenen Unterkapitel wird nun die Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern auf Basis der Szenarioauswertung in den vorigen Kapiteln festgelegt. Dabei dient die Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“ (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) als Ausgangspunkt, weil diese als einzige über je ein vollständig ausgearbeitetes Szenario mit Reduktion der THG-Emissionen um 80 und um 95 % enthält. Gemäß den getroffenen Kernannahmen erfolgen dann Anpassungen mit Bezugnahme auf die anderen ausgewerteten Studien. Entsprechend dieses Vorgehens wird die für alle Szenarien einheitliche Entwicklung der Rahmenparameter (Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt, Energiepreise, etc.) aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“ übernommen (siehe Tabelle 24). Demnach wird angenommen, dass die Größe der Bevölkerung bis zum Jahr 2050 auf 74 Mio. zurückgeht, während die Anzahl der Haushalte nahezu konstant bleibt. Das Bruttoinlandsprodukt verzeichnet ein stetiges, moderates Wachstum. Der PKW-Bestand geht um ca. 5 % zurück. Der Preis für Erdgas auf den Rohstoffmärkten wird als längerfristig stark ansteigend angenommen. Der Emissionshandelspreis steigt im 80%-Szenario bis auf 130 EUR/t

CO₂e und in den 95%-Szenarien bis auf 200 EUR/t CO₂e an, was konsistent zu den jeweils erzielten THG-Emissionsreduktionen ist.

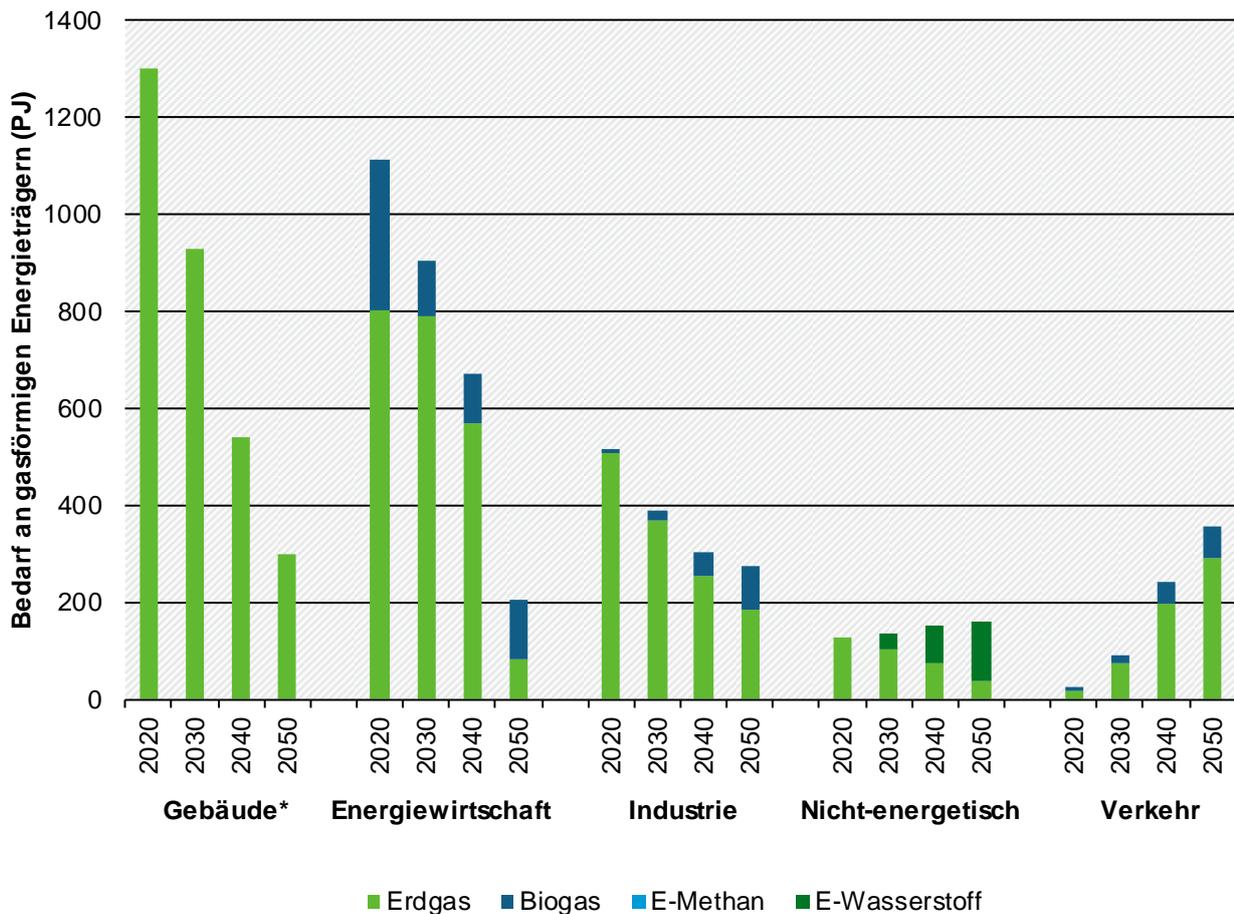
Tabelle 24: Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmenparameter der Gassektorszenarien

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Bevölkerungszahl	Mio.	79	78	76	74
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. EUR	2.752	3.009	3.209	3.402
Anzahl privater Haushalte	Mio.	40	41	41	40
PKW-Bestand	Tsd.	41.231	40.886	40.125	39.382
Rohstoffpreis Erdgas	EUR / GJ	8	9	11	14
Emissionshandelspreis (80 % / 95 %)	EUR / t CO ₂ e	23 / 30	50 / 87	90 / 143	130 / 200

5.1.3.1 Gasbedarfe im Szenario „80%-Gasmix

Das Szenario „80%-Gasmix“ lehnt sich an das KS80-Szenario aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“ an, weil dieses die vorgesehene Reduktion der THG-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 ggü. 1990 beinhaltet und auch in den wesentlichen Kernannahmen übereinstimmt. Die einzige vom KS80 abweichende Annahme ist, dass bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff zunehmend E-Wasserstoff an Stelle einer Erdgasreformierung zum Einsatz kommt. Entsprechend wird davon ausgegangen, dass der stoffliche Erdgasbedarf bis zum Jahr 2050 zu Dreivierteln durch E-Wasserstoff substituiert wird. In Ermangelung eines entsprechenden Pfads in den ausgewerteten Studien wird unterstellt, dass diese Umstellung bis 2030 zu 10 % und bis 2040 zu einem Drittel erfolgt. Die sich ergebende Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ auf Sektorebene ist in Abbildung 32 dargestellt.

Abbildung 32: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ nach Sektoren



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.3.2 Gasbedarfe im Szenario „95%-E-Methan“

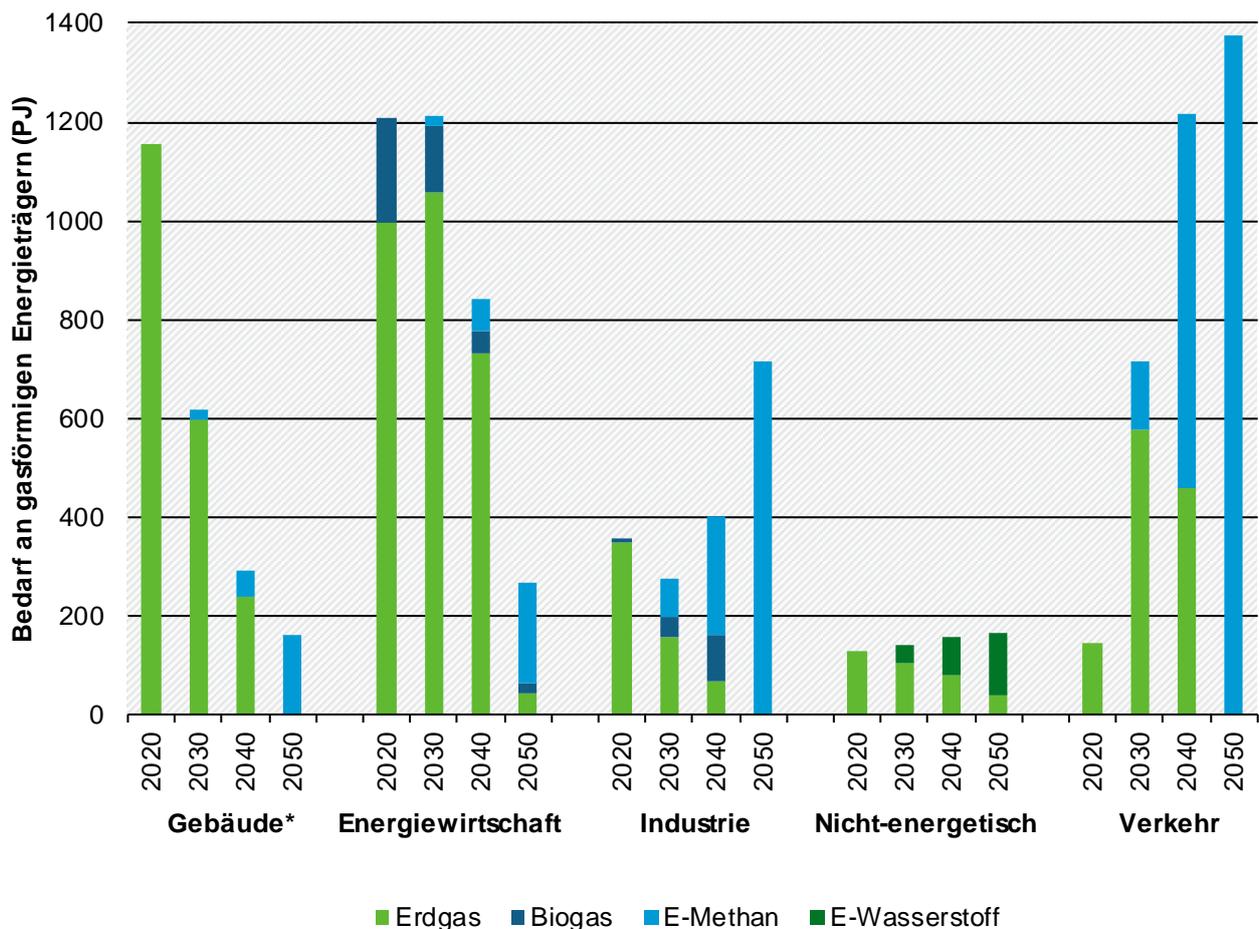
Das Szenario „95%-E-Methan“ lehnt sich entsprechend der vorgesehenen Reduktion der THG-Emissionen um 95 % bis zum Jahr 2050 ggü. 1990 an das KS95 aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“. Auf Grund der teilweise abweichenden Kernannahmen sind allerdings einige wesentliche Modifikationen notwendig.

Die vom KS95 abweichenden Kernannahmen sind, dass im Bereich des nicht-elektrifizierten Straßenverkehrs und in der Seefahrt an Stelle einer umfangreichen Nutzung von Power-to-Liquid E-Methan als Kraftstoff eingesetzt wird sowie auf einen Einsatz von CCS in der Industrie verzichtet wird. Letzteres macht zusätzliche Emissionseinsparungen von ca. 41 Mt CO₂e gegenüber dem KS95-Szenario nötig. Diese wird dadurch erreicht, dass im Gebäudebereich, in der Industrie und in der Energiewirtschaft E-Methan überall dort Anwendung findet, wo es grundsätzlich plausibel erscheint. Zudem wird in Anlehnung an die THGND-Studie angenommen, dass der Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Gebäudebereich wegen des zum Teil nicht umfassend sanierbaren Bestands moderat höher ausfällt als im KS95. Insgesamt resultiert dies in folgenden Anpassungen des KS95:

- Im Gebäudebereich verbleiben bei den privaten Haushalten etwas größere Restmengen an Brennstoffbedarf. Der Umfang wird wie im THGND als 160 PJ angesetzt. Dieser Bedarf wird gemäß der Logik des Gassektorszenarios in Form von E-Methan abgedeckt, welches über die bestehende Infrastruktur bereitgestellt wird.
- In der Energiewirtschaft wird der im KS95 verbleibende Erdgasbedarf bis zum Jahr 2050 zu Dreivierteln durch E-Methan substituiert. In Ermangelung eines entsprechenden Pfads in den ausgewerteten Studien wird unterstellt, dass diese Umstellung bis 2030 zu 10 % und bis 2040 zu einem Drittel erfolgt.
- Wegen der fehlenden Vermeidungspotenziale durch Nutzung der CCS-Technologie in der Industrie wird angenommen, dass sich der Industriesektor wie im THGND transformiert, wodurch insbesondere der Brennstoffeinsatz und der nicht-energetische Primärenergiebedarf komplett auf E-Methan umgestellt werden. Der Pfad dorthin wird analog zur Energiewirtschaft angesetzt.
- Im Verkehrsbereich folgt die Bedarfsentwicklung dem Szenario CH4+ aus der Studie FSEV (Öko-Institut 2016).

Die sich ergebende Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ auf Sektorebene kann Abbildung 33 entnommen werden.

Abbildung 33: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ nach Sektoren



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.3.3 Gasbedarfe im Szenario „95%-H2“

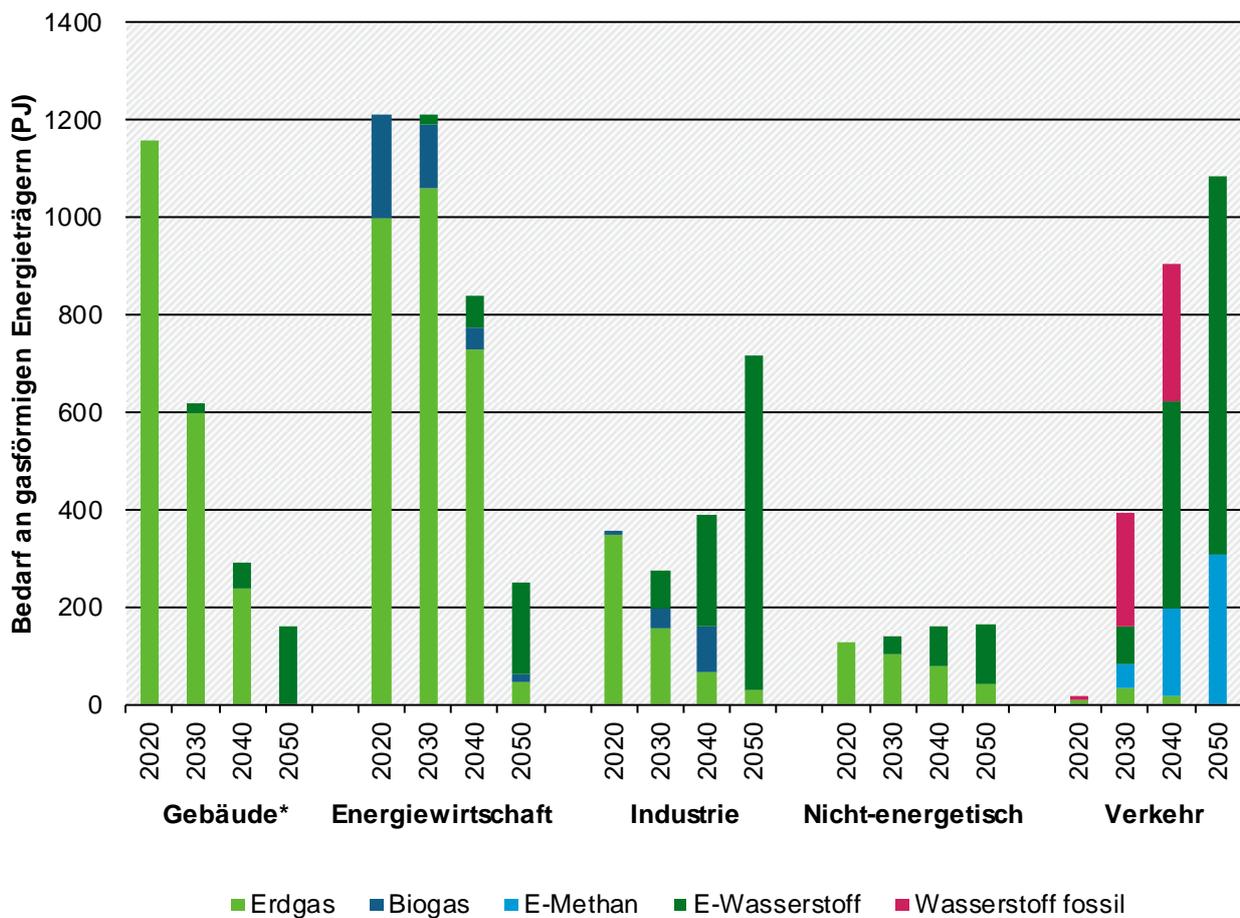
Das Szenario „95%-H2“ ist wegen der Reduktion der THG-Emissionen um 95 % zum Jahr 2050 ggü. 1990 einerseits und der teils abweichenden Kernannahmen andererseits wie das Gassektorszenario „95%-E-Methan“ eine deutlich modifizierte Version des KS95 aus der Studie „Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde“.

Vom KS95 abweichende Kernannahmen sind dabei, dass im Bereich des nicht-elektrifizierten Straßenverkehrs an Stelle von Power-to-Liquid auf Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellfahrzeuge gesetzt wird sowie wiederum auf einen Einsatz von CCS in der Industrie verzichtet wird. Die durch letzteres zusätzlich nötige Emissionseinsparung von ca. 41 Mt CO₂e wird analog zum Gassektorszenario „95%-E-Methan“ dadurch realisiert, dass im Gebäudebereich, in der Industrie und in der Energiewirtschaft überall dort, wo es grundsätzlich plausibel erscheint, E-Wasserstoff eingesetzt wird. Schließlich wird auch hier in Anlehnung an die THGND-Studie davon ausgegangen, dass der Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Gebäudebereich auf Grund des teils nicht umfassend sanierbaren Bestands etwas höher ausfällt als im KS95. Dies führt in der Summe zu folgenden Abwandlungen des KS95:

- Im Gebäudebereich verbleiben bei den privaten Haushalten größere Restmengen an Brennstoffbedarf. Der Umfang beträgt wie im THGND 160 PJ. Diese werden gemäß der Logik des Gassektorszenarios über Wasserstoff gedeckt, welcher in dezentralen Brennstoffzellen genutzt wird.
- In der Energiewirtschaft wird der im KS95 verbleibende Erdgasbedarf bis zum Jahr 2050 zu Dreivierteln durch E-Wasserstoff substituiert (korrigiert um die Abweichungen in den Wirkungsgraden bei der Verstromung). Für den Pfad wird unterstellt, dass diese Umstellung bis 2030 zu 10 % und bis 2040 zu einem Drittel erfolgt.
- In der Industrie wird erneut angenommen, dass sich der Industriesektor wie im THGND transformiert, wobei in diesem Szenario der Brennstoffeinsatz und der nicht-energetische Primärenergiebedarf soweit möglich auf E-Wasserstoff umgestellt werden und nur dort, wo Kohlenstoff stofflich oder verfahrenstechnisch benötigt wird, ein Einsatz von Erdgas erfolgt. Die Geschwindigkeit der Umstellung entspricht der in der Energiewirtschaft.
- Im Verkehrsbereich folgt die Bedarfsentwicklung im Wesentlichen dem Szenario H2+ aus der Studie FSEV (Öko-Institut et al. 2016). Abweichend davon wird angenommen, dass im Schiffsverkehr wegen des geringeren spezifischen Volumens E-Methan an Stelle von E-Wasserstoff eingesetzt wird. Zu beachten ist, dass im Szenario H2+ aus der Studie FSEV (Öko-Institut et al. 2016) in einer Übergangsphase Wasserstoff aus Erdgas hergestellt wird.

Die resultierende Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-H2“ in den einzelnen Sektoren ist in Abbildung 34 dargestellt.

Abbildung 34: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „95%-H2“ nach Sektoren



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.1.3.4 Vergleich der Gasbedarfe in den Gassektorszenarien

Der inländische Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ fällt zunächst langsam auf 2.454 PJ im Jahr 2030 und dann stärker auf 1.303 PJ im Jahr 2050. Davon entfällt mit 899 PJ weiterhin der Großteil auf Erdgas, von welchem in diesem Gassektorszenario angenommen wird, dass es über die bestehenden Importrouten mittels der europäischen Gas-Fernleitungsnetze importiert wird. Rechnet man dazu die verbleibenden Mengen an Biogas hinzu und zieht die in der Seefahrt genutzten Mengen ab, welche als über LNG oder lokale Produktion gedeckt angenommen werden, ergibt sich für den durch das Fernleitungsnetz zu transportierenden inländischen Gasbedarf im Jahr 2050 eine Menge von 1.028 PJ. Diese liegt zu über 60 % unterhalb der heutigen Menge an inländischem Gasbedarf, welcher durch das Fernleitungsnetz zu transportieren ist.

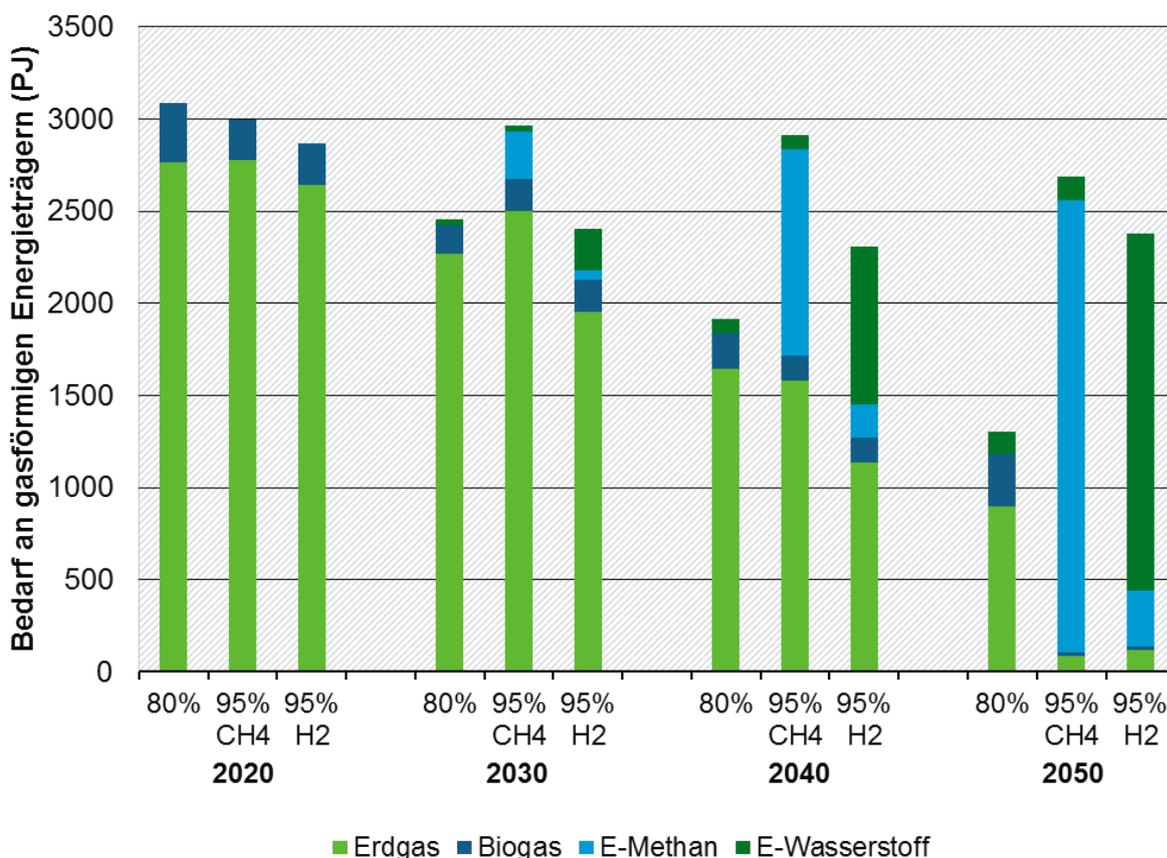
Der inländische Gasbedarf im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ beläuft sich hingegen im Jahr 2030 auf 2.965 PJ und im Jahr 2050 immer noch auf 2.686 PJ. Davon entfällt der bei weitem überwiegende Anteil auf E-Methan, für welchem in diesem Szenario unterstellt wird, dass es auf neuen Importrouten beispielsweise aus der MENA-Region über die europäischen Gas-Fernleitungsnetze importiert wird. Rechnet man dazu die verbleibenden Mengen an Erdgas und aufbereitetem Biogas hinzu, abzüglich der in der Seefahrt genutzten Mengen, welche als über LNG-Tanker gedeckt angenommen werden, ergibt sich für den durch das Fernleitungsnetz zu transportierenden inländischen Gasbedarf im Jahr

2050 eine Menge von 2.237 PJ. Diese liegt um knapp 20 % unter der heutigen Menge an inländischem Gasbedarf, welcher durch das Fernleitungsnetz zu transportieren ist.

Der inländische Gesamtbedarf an Gasen im Gassektorszenario „95%-H2“ fällt im Jahr 2030 auf 2.373 PJ und bleibt dann im Wesentlichen konstant mit 2.379 PJ im Jahr 2050. Davon entfällt der überwiegende Anteil auf Wasserstoff, wobei in diesem Szenario davon ausgegangen wird, dass ein Transport nur in regionalen Wasserstoffnetzen erfolgt, hingegen kein Fernleitungstransport. Reduziert man den Residualgasbedarf auch noch um den Bedarf des Schiffverkehrs, welcher als über LNG-Tanker gedeckt angenommen wird, verbleibt an inländischem nur ein mit 117 PJ sehr geringer Gasbedarf, welcher durch das Fernleitungsnetz zu transportieren ist und bei nur knapp 4% der heutigen Menge liegt. Dies bedeutet insbesondere, dass sich Industriebetriebe und zentrale Anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen waren und einen Wechsel von Erdgas zu E-Wasserstoff vollziehen, den Wasserstoff entweder lokal produzieren oder sich in neuen regionalen Verteilnetzen zusammenschließen.

Wie in Abbildung 35 nochmals dargestellt ist, findet sich also der höchste inländische Gesamtbedarf an gasförmigen Energieträgern ab dem Jahr 2030 im Gassektorszenario „95%-E-Methan“. Fällt der Gasbedarf insgesamt bis zum Jahr 2030 in den Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-H2“ noch ähnlich aus, ist dieser im Jahr 2050 im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ deutlich geringer, weil die rückläufigen Bedarfe nicht durch die Nutzung in neuen Anwendungsfeldern kompensiert werden.

Abbildung 35: Entwicklung der Bedarfe an gasförmigen Energieträgern im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“

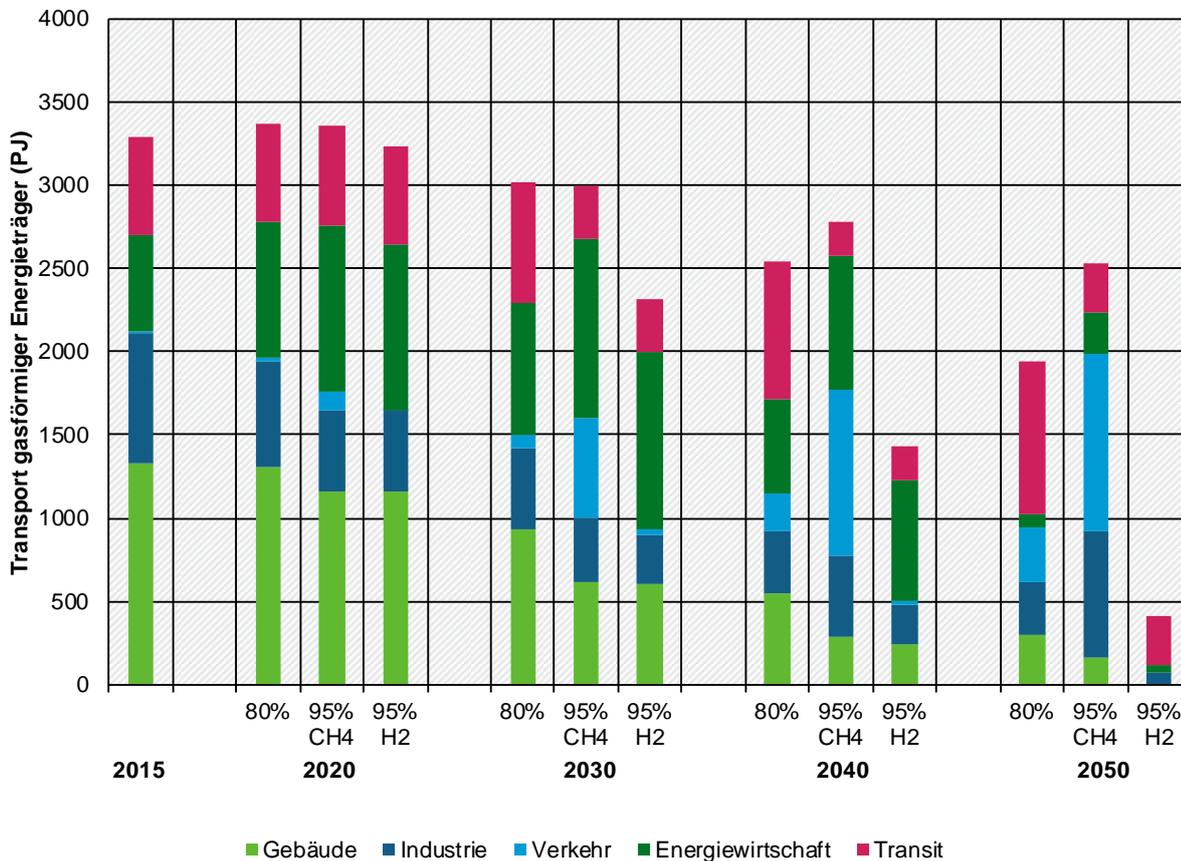


Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Vergleicht man hingegen die durch das deutsche Gas-Fernleitungsnetz zu transportierenden Mengen, sind diese im Gassektorszenario „95%-H2“ im Jahr 2050 auf Grund des hohen Anteils E-Wasserstoff,

welcher nur regional transportiert wird, mit Abstand am geringsten (siehe Abbildung 36). Hinzu kommt in allen Szenarien noch der Bedarf an Gas-Transit durch das deutsche Fernleitungsnetz hindurch, der sich auch je nach Ambition der THG-Reduktionen in der EU unterschiedlich gestalten kann (siehe Kapitel 5.1.1).

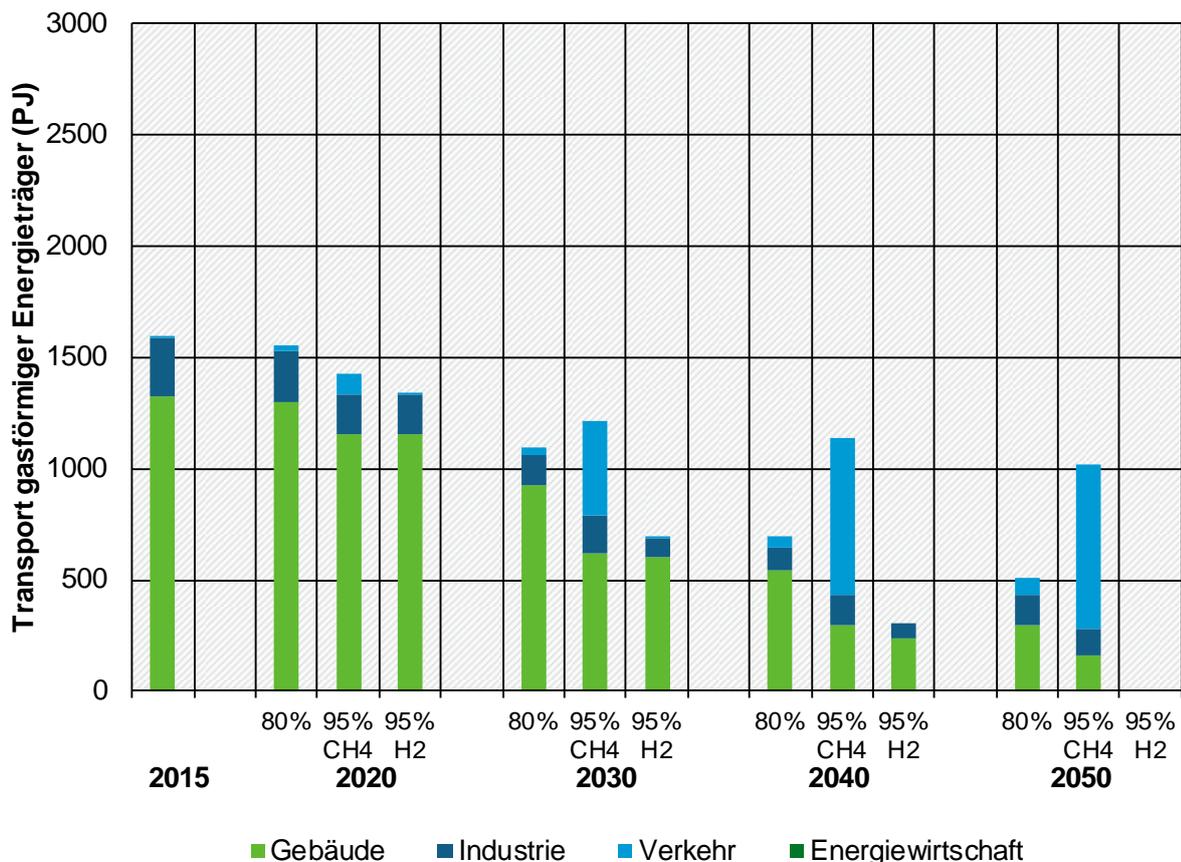
Abbildung 36: Entwicklung der im Fernleitungsnetz transportierten gasförmigen Energieträger im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Für die Verteilnetzebene ist in erster Linie die Entwicklung im Gebäudebereich relevant. Zwar werden über die Verteilnetzebene auch lokale Industriebetriebe und Gastankstellen bedient. Die Hauptabnehmer in der Industrie sind aber an das Transportnetz angeschlossen und im Verkehrsbereich wird in den Gassektorszenarien vor allem der Schwerlastverkehr auf Gasnutzung umgestellt, welcher weit überwiegend über das Autobahn-Tankstellennetz bedient wird. Im Gebäudebereich geht der Gasbedarf in allen drei Gassektorszenarien sehr deutlich zurück, von heute ca. 1.300 PJ auf 300 PJ im „80%-Gasmix“ bzw. auf 160 PJ in den beiden 95%-Gassektorszenarien. Unter der Annahme, dass der Verteilnetzanteil des Bedarfs der Industrie in der Größenordnung von 50 % des Bedarfs an Gas für Nieder-temperaturwärme liegt und im Verkehrsbereich Nahverkehr, Busse und 25 % des Fernverkehrs über die Verteilnetze versorgt werden, reduziert sich die Abnahme methanhaltiger Gase in den Verteilnetzen bis zum Jahr 2050 im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ um ca. zwei Drittel und im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ um ca. ein Drittel (siehe Abbildung 37). Im Gassektorszenario „95%-H2“ findet im Jahr 2050 gar keine Nutzung der Verteilnetze für methanhaltige Energieträger statt, so dass zumindest theoretisch die Möglichkeit einer Umnutzung der Netze für Wasserstoff besteht.

Abbildung 37: Entwicklung der über die Verteilnetze transportierten methanhaltigen Energieträger im Vergleich der drei Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

5.2 Gasinfrastrukturbedarf in den Gassektorszenarien

Die heutigen Gasinfrastrukturen entstanden in den 60er und 70er Jahren des letzten Jahrhunderts, als Erdgasvorkommen in Europa entdeckt wurden, die das wesentlich teurere Stadtgas⁹ verdrängten (Trauth 2014). Bis heute wird das Gasnetz von den jeweiligen Netzbetreibern nach Abschätzungen des Bedarfs um- oder ausgebaut. Im Ferngasnetz koordinieren die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ihre Planungen innerhalb des jährlichen Netzentwicklungsplans, den die Bundesnetzagentur (BNetzA) anschließend genehmigt. Die Verteilnetze werden lokal durch die Verteilnetzbetreiber geplant. Sie geben lediglich die prognostizierten Gasmengen an die Transportnetzbetreiber weiter.

Die Planung neuer Netzabschnitte richtet sich dabei nach der zu erwartenden Gasabnahme der nächsten Jahrzehnte. Die Infrastruktur wird dabei für maximale Lastfälle ausgelegt.

Das heutige deutsche Erdgasnetz umfasst ca. 505.000 km Leitungslänge, wovon etwa 123.000 km im Hochdruckbereich über 1 bar (Überdruck) liegt (BDEW 2016). Auf Transportnetzebene stehen in ca. 70 Verdichterstationen um die 233 Verdichter-Einheiten mit einer Nennleistung von ca. 2,4 GW bereit, um Druckverluste im Transportnetz zu kompensieren (FNB Gas 2015). In 51 Untertageerdgasspeicher,

⁹ Dieses Gas wurde aus Koks gewonnen und in lokalen Netzen verwendet.

die 2015 in Betrieb waren, konnten etwa 24,1 Mrd. Normkubikmeter Erdgas gespeichert werden (Untertage-Gasspeicherung in Deutschland). Im Mobilitätssektor sind derzeit ca. 900 Erdgastankstellen im Einsatz, die 2015 ca. 2.280 kWh Energie für den Mobilitätssektor bereit stellten (BDEW 2017).

Für die zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage wurden oben auf Basis von Szenariostudien aus den Jahren 2014 bis 2017, welche mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung konform sind, drei Gassektorszenarien entwickelt (siehe Kapitel 5.1.3). In diesen wird angenommen, dass sich die Gasnachfrage in Deutschland und damit auch die zu transportierenden Gasmengen im Zuge der Energiewende bis zum Jahr 2050 insgesamt verringern (siehe Kapitel 5.1.3). Insbesondere im Gebäudebereich ergeben sich in allen Gassektorszenarien entsprechend den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung deutliche Reduktionen. Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen darzustellen, ergeben sich je nach Gassektorszenario in manchen Sektoren auch deutliche Steigerungen, z.B. im Verkehrsbereich. Im Kontext hoher Hürden für eine umfassende Sanierung des Gebäudebestands zeigen aktuelle Studien jedoch auch geringere Effizienzsteigerungen und so andere Entwicklungen für den Gasbedarf in Gebäuden auf, welche weiterhin das Ziel der THG-Neutralität berücksichtigen (vgl. z.B. Agora 2018). Diese Szenarien setzen auf mehr E-Methan zur Raumwärmeversorgung trotz der höheren Kosten und nicht auf alternative regenerative Energieträger (bspw. EE-Strom und Nutzung von Umweltwärme), um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bei gleichzeitigen geringeren Effizienzgewinnen zu erfüllen. Daher wurde eine entsprechende Entwicklung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse mit höheren Gasbedarfen betrachtet.

In der vorliegenden Studie wird untersucht, wie sich solche Entwicklungen der Gasnachfrage auf die bestehende Gasinfrastruktur auswirken und welche Herausforderungen sich daraus ergeben. Auf Basis von hydraulischen Berechnungen von Modellnetzen ergeben sich Modifikationen der Infrastruktur, sprich der Austausch von technischen Anlagen im Netz. Anschließend wird in erster Näherung für Deutschland der Gesamtmodifikationsbedarf abgeschätzt. Dabei wird auch unterstellt, dass bestimmte nachgelagerte Netzabschnitte, in denen kein Gas mehr genutzt wird, ganz stillgelegt werden. In den Netzabschnitten, wo nur noch geringe Mengen Gas genutzt werden, könnte eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Netze dazu führen, dass sich die Netzinfrastruktur ändert, z.B. durch Abschaltung unrentabler Netzabschnitte bzw. Versorgungsbereiche. Derartige umfangreiche, räumlich detaillierte Betrachtungen können im Rahmen dieses Projektes nicht durchgeführt werden, daher wird stark vereinfachend davon ausgegangen, dass die Netzinfrastruktur in ihrer heutigen Auslegung grundsätzlich erhalten bleibt. Nachfolgendes stellt damit keine volkswirtschaftlich optimierte Betrachtung der Infrastrukturentwicklung dar, sondern eine szenarioabhängige Was-wäre-wenn-Betrachtung für die heutige Infrastruktur.

Es werden zum einen exemplarische Modellnetzabschnitte auf Verteilnetzebene und zum anderen exemplarische Modellnetzabschnitte auf Transportnetzebene betrachtet. So wird gezeigt, welche Netzelemente auszutauschen sind, weil dies aufgrund hydraulischer Anforderungen nötig ist. Ziel der Netzberechnungen ist es, anhand von Extremsituationen die Grenzen der heutigen Infrastruktur für einen Transformationsprozess zu identifizieren. Deshalb werden Situationen mit besonders geringen Lasten (Minimalfall) und besonders hohen Lasten (Maximalfall) untersucht. Die in diesen Situationen erreichten Volumenströme werden mit den technischen Auslegungsdaten heutiger Netzelemente verglichen.

5.2.1 Untersuchungsmethodik zur Bestimmung der Austauschbedarfe

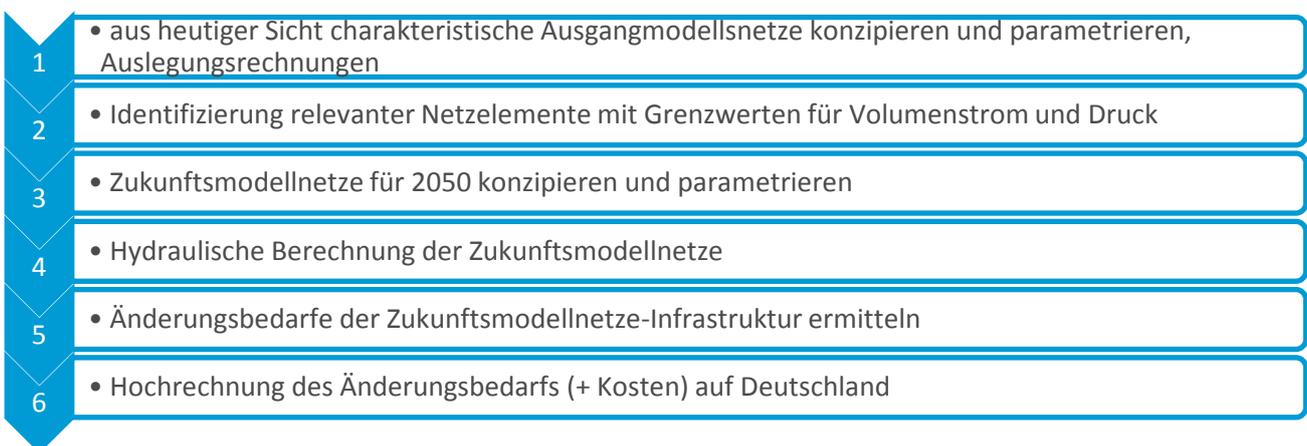
Im ersten Schritt werden Ausgangsmodellnetze konzipiert, die Netze mit verschiedenen Abnehmerstrukturen repräsentieren sollen (siehe Abbildung 38), welche dann in den drei Gassektorszenarien betrachtet werden. Die maximale Abnahme im Netz dient der Auslegung der Rohrleitungen. Mit den errechneten Druck- und Flussverhältnissen können Netzelemente und Anlagen identifiziert wer-

den, die den Anforderungen der heutigen Lastsituationen genügen. Die Spezifikationen bezüglich minimalem und maximalem Volumenstrom und zulässigem Druckbereich dieser Netzelemente werden ermittelt.

Zukunftsmodellnetze sind Weiterentwicklungen der Ausgangsmodellnetze, bei welchen die Auslegung der Bauteile identisch ist, sich die Gasbedarfe jedoch entsprechend der Gassektorszenarien ändern. Dabei werden die Gasbedarfe und Verbraucherstrukturen des Ausgangsmodellnetzes den Verhältnissen in 2050 unter Berücksichtigung des jeweiligen Gassektorszenarios angepasst. Die Zukunftsmodellnetze werden dann hydraulisch berechnet, um die Druck- und Flussbedingungen unter den neuen Abnahmesituationen zu ermitteln. Als Ergebnis zeigt sich, ob die Auslegungsbedingungen der Ausgangsmodellnetze auch in den Zukunftsmodellnetzen weiterhin eingehalten werden und somit die Bauteile im Netz verbleiben können oder diese ausgetauscht werden müssen. Auf Basis des Austauschbedarfs der Bauteile in den modellartigen Zukunftsmodellnetzen wird anschließend eine grobe Abschätzung der notwendigen Infrastrukturanpassungen für ganz Deutschland vorgenommen.

Die hydraulischen Berechnungen der Modellnetze erfolgt mit dem Netzberechnungsprogramm „STANET“ des Ingenieurbüros Fischer-Uhrig (Programmversion 10.0.11).

Abbildung 38: Vorgehensweise zur Ermittlung der Infrastrukturanpassungen in Deutschland



5.2.2 Verteilnetzebene

Um die Änderungen und infrastrukturellen Anpassungsbedarfe darstellen zu können, ist es erforderlich sowohl die heutige (s. Kapitel 5.2.2.1) als auch die zukünftige (s. Kapitel 5.2.2.2) Situation auf Verteilnetzebene im Modell abzubilden. Beide Situationen werden im Folgenden detailliert erläutert.

Die modellhafte Darstellung des Ist-Zustandes wird in Kapitel 5.2.2.1 an Hand von drei Modellnetzen vorgenommen. Die Konzeption der Zukunftsmodellnetze wird in Kapitel 5.2.2.2 beschrieben. Die Ergebnisse zum Austauschbedarf in den Zukunftsmodellnetzen sind den drei folgenden Unterkapiteln beschrieben.

5.2.2.1 Ausgangsmodellnetze

Netzstruktur der Ausgangsmodellnetze

Für die Betrachtung werden die Modellnetze modular erstellt, um miteinander vergleichbar zu sein. Darin ist ein fester Leitungsverlauf mit definierten Koppelpunkten unterstellt, an denen die Gasverbraucher aus den Sektoren „Wohnen“, „Gewerbe“ und „Industrie“ angeschlossen sind. In den Zukunftsmodellnetzen sind darüber hinaus noch Koppelpunkte für Verbraucher im Bereich „Verkehr“ vorgesehen. Letzteres spiegelt wider, dass heutzutage nur in sehr wenigen Netzen Gas-Tankstellen vorhanden sind, sich dies aber bei einer stärkeren Nutzung gasförmiger Energieträger im Verkehr ändern würde.

Für den Sektor „Wohnen“ gibt es in dem modellierten Verteilnetzabschnitt maximal sechs Koppelpunkte, für den Sektor „Gewerbe“ zwei und die „Industrie“ ist mit maximal drei Punkten vertreten. Diese Aufteilung im Modell ist an ein reales heutiges Netz auf der regionalen Verteilnetzebene angelehnt und spiegelt eine typische Situation auf dieser Netzebene wider.

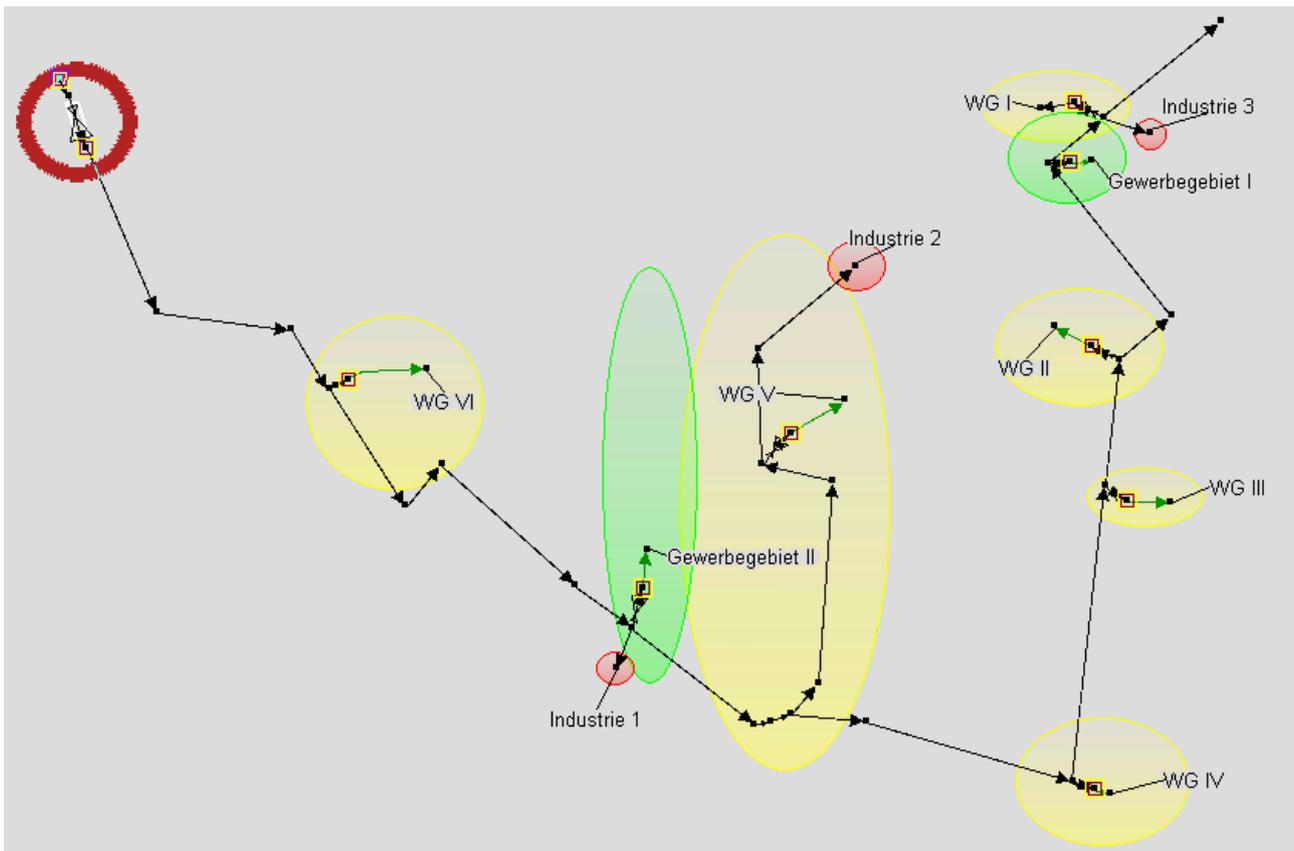
Das modellhafte Ausgangsmodellnetz VA1 umfasst sechs Wohngebiete, hat aber weder Gewerbe noch Industrie. Im Ausgangsmodellnetz VA2 wird zusätzlich zu den Gasbedarfen der Wohngebiete auch noch die Gasabnahme zweier Gewerbegebiete betrachtet. Das dritte Ausgangsmodellnetz (VA3) erweitert seine Gasabnehmerstruktur nochmals um den Sektor „Industrie“, die an drei unterschiedlichen Koppelpunkten im Netz lokalisiert sind (s. Tabelle 25).

Tabelle 25: Anzahl der Koppelpunkte im jeweiligen Sektor in den drei Ausgangsmodellnetzen der Verteilnetzebene

	Wohnen	Gewerbe	Industrie	Tankstellen
Ausgangsmodellnetz 1 (VA1)	6	0	0	0
Ausgangsmodellnetz 2 (VA2)	6	2	0	0
Ausgangsmodellnetz 3 (VA3)	6	2	3	0

Die Gasbezugsmengen der Abnehmer an den unterschiedlichen Koppelpunkten werden ebenso für alle Ausgangsmodellnetze gleich gewählt (die Anzahl der Abnehmer und aktiven Koppelpunkten ist jedoch unterschiedlich, siehe vorheriger Abschnitt). Abbildung 39 zeigt den Leitungsverlauf und die Koppelpunkte mit Abnehmern für Ausgangsmodellnetz 3.

Abbildung 39: Topologie des Ausgangsmodellnetzes VA3 mit Koppelpunkten für Wohngebiete (WG), Gewerbegebiete und Industriegebiete



Bilderläuterung: Einspeisung ins Verteilnetz an der Übernahmestation rot umrandet, Punkte sind Berechnungsknoten, gelb markierte Punkte sind Bezirksregler, Pfeile geben Flussrichtung in den Leitungen (schwarze Linien) an, rote Markierung kennzeichnet Industrieverbraucher, gelbe Markierung Wohngebiete und grüne Markierung Gewerbegebiete (die Größe der Kreise/Ellipsen hat keine Relevanz).

Für jeden Sektor bzw. Gasverbrauchertyp werden charakteristische typische Tages-Ganglinien, die den prozentualen Verbrauch in stündlicher Auflösung für einen Tag beschreiben, unterstellt. Diese Ganglinien sind im Anhang dargestellt (siehe Abbildung 65). Für die Sektoren „Wohnen“ und „Gewerbe“ wurden die temperaturabhängigen Standardlastprofile im Gas (Wohnprofil „Mehrfamilienhaus“ und Gewerbepprofil „Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleitungen“) verwendet (siehe dazu BDEW 2015). Der Gaszufluss erfolgt über ein vorgelagertes Netz mit einem Druck von 16 bar (Überdruck). Der Einspeisedruck in allen drei Ausgangsmodellnetzen wird mit 3,5 bar (Überdruck), angenommener Mittelwert für Verteilnetzebene, ausgelegt.

Gasbedarfe in den Ausgangsmodellnetzen

Der Gasbedarf von Wohngebieten, Gewerbegebieten und Industriegebieten der Ausgangsmodellnetze ist in der Tabelle 26 dargestellt. Die Gasbedarfe der Gewerbegebiete und der Industrieabnehmer wurden so hoch angesetzt, dass sich ein signifikanter Unterschied unter den Ausgangsmodellnetzen ergibt und damit eine Bandbreite der heutigen Netze abgebildet wird. So beträgt die Jahresabnahme der Gewerbegebiete in Ausgangsmodellnetz VA2 ca. 17 % der Gesamtabgabe, und die Jahresabnahme der drei Industrieabnehmer summiert sich zu 39 % der Gesamtabgabe im Ausgangsmodellnetz VA3. Die Ausgangsmodellnetze spiegeln so charakteristisch die heutige Situation der Gasnetze wider.

Tabelle 26: Jahresabnahmen der verschiedenen Sektoren und Anteil der Jahresabnahmen nach Sektoren in den drei Ausgangsmodellnetzen der Verteilnetzebene (VA1, VA2, VA3)

Sektor	Jahresabnahme in GWh/a	Anteil im VA1 in %	Anteil im VA2 in %	Anteil im VA3 in %
Wohnen	140,8	100	83	51
Gewerbe	28,0	0	17	10
Industrie	109,5	0	0	39

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf realem Verteilnetz

Netzelemente der Ausgangsmodellnetze

In jedem Gasnetz werden Netzelemente für den Betrieb des Netzes eingesetzt, die die Aufgaben des Transports bei definiertem Druck, der Gasmengenmessung und der Odorierung in der jeweiligen Netzebene übernehmen. Rohrleitungen, Volumenstrommesser, Druckregler und Bestellzähler werden in diesem Bericht auf der Ebene der Verteilnetze berücksichtigt.

Für die drei Ausgangsmodellnetze ergeben sich auf Grund der unterschiedlichen Gasbedarfe zum Teil unterschiedliche Netzelemente. Tabelle 27 gibt die betrachteten Netzelemente und ihre Arbeitsbereiche für die Ausgangsmodellnetze VA1, VA2 und VA3 an. Die bestehenden Einschränkungen der Arbeitsbereiche werden in der Folge im Detail erläutert.

Tabelle 27: Arbeitsbereiche untersuchter Netzelemente

Netzelement	Druckbereich ¹ in bar		Volumenbereich ² in m ³ (NTP)/h		Quelle
	mindestens	höchstens	mindestens	höchstens	
Leitungen plus Ab-sperreinrichtungen	unkritisch ³		unkritisch ³		
Gasdruckregler GUE ⁴ in VA1	unkritisch (ein) 0,01 (aus)	16 (ein) 15 (aus)	55	5.525 KG=650 m ³ /h	(Honeywell Process Solutions, RMG Regel + Messtechnik GmbH 2006)
Gasdruckregler GUE ⁴ in VA2 und VA3	unkritisch (ein) 0,01 (aus)	16 (ein) 15 (aus)	98	9.775 KG=1150 m ³ /h	(Honeywell Process Solutions, RMG Regel + Messtechnik GmbH 2006)
Turbinengaszähler GUE ⁴ in VA1 und VA2		19	95	6.362	(Elster GmbH 2014)
Turbinengaszähler GUE ⁴ in VA3	unkritisch	19	159	10.339	(Elster GmbH 2014)
Dosierpumpe Odo- rierung in VA1 – VA3	1	30	200 (Orientie- rungswert)	10.000	(Lewa GmbH 2017a, 2017b)
Gasdruckregler Be- zirksregler	0,1 (ein) 0,02 (aus)	5,0 (p _{ein}) 0,3 (p _{aus}) ⁴	Ab 10 m ³ /h Sollwert ± 5 %	ca. 700 (bei 3,5 bar)	(Elster GmbH 2015)
Turbinengaszähler Industrie (nur in VA3)		4	34	674	(Elster GmbH 2014)

¹ Druckangaben sind relativ zum Atmosphärendruck (3,5 bar entspricht ca. 4,5 bar absolut),

² Die Volumenangaben sind in Normkubikmeter angegeben (Umrechnung auf Betriebsvolumen siehe z.B. DVGW 2006; KG: Ventil-Durchflusskoeffizient; (ein)eingangsseitig; (aus)ausgangsseitig.

³ Unkritisch: keine Funktionseinschränkung bei Änderung.

⁴ GUE: Gasübernahmestation;

⁵ p_{ein} ist maximale Druck, mit dem der Druckregler aus dem vorgelagertem Netz beaufschlagt werden darf; p_{aus} ist der Druck, mit dem das Gas den Druckregler verlässt.

Leitungen

In den Ausgangsmodellnetzen werden Rohrleitungen aus Stahl unterstellt, in der Praxis kommen auch Kunststoffe als Material in Frage. Für diese Betrachtung spielt diese Vereinfachung des Gasnetzes jedoch keine Rolle, da die materialabhängigen Rauigkeiten keinen Einfluss auf die transportierten Gas-mengen haben. Leitungen und Absperrarmaturen sind für einen maximalen Druck ausgelegt, sodass eine genauere Betrachtung von Volumen- und Druckarbeitsbereichen unnötig ist.

Die Ausgangsmodellnetze VA1 – VA3 werden ausreichend für die heutige Lastsituation ausgelegt, d.h. unter Annahme der Maximallast im Netz (kalter Wintertag) werden die Rohrdurchmesser der Hauptleitung so gewählt, dass die maximale Gasflussgeschwindigkeit im Netz zwischen 10 und 18 m/s liegen. Bei einem Eingangsdruck von 3,5 bar (Überdruck) und einer pauschalen Rauigkeit von $k = 0,1$ mm (siehe dazu (Cerbe 1999)) beträgt im Ausgangsmodellnetze VA1 und VA2 der Rohrlungsdurchmesser 160,3 mm (Stahlrohr mit einer Nennweite von 150 mm) und 210,1 mm im A3 (Stahlrohr mit einer Nennweite von 200 mm).

Gasdruckregelgeräte

Gasdruckregelgeräte reduzieren einen Eingangsdruck im nachgelagerten Netz auf einen konstanten Ausgangsdruck, der idealerweise unabhängig vom Wert des Eingangsdrucks und dem durchfließenden, sich ändernden Volumenstrom ist. Die hier betrachteten Gasdruckregelgeräte befinden sich zum einen in der Übernahmestation des Verteilnetzes, wo sie das Verteilnetz auf konstanten 3,5 bar (Überdruck) halten, zum anderen in den Bezirksreglern, die in das Niederdrucknetz von Wohngebieten oder Gewerbegebieten führen.

In den Ausgangsmodellnetzen ein Druck von 50 mbar (Überdruck) angestrebt. Für die Industriekunden wurde keine gesonderte Gasdruckregelanlage betrachtet, da die Druckanforderungen je nach Branche und Prozess, für die das Gas benötigt wird, sehr unterschiedlich sein können. Die Gasdruckregelgeräte in der Übernahmestation in VA2 und VA3 hat einen maximalen Durchfluss von $9.775 \text{ m}^3/\text{h}$. Für den minimalen Durchfluss wird theoretisch bei Regelgeräten 10 % des maximalen Durchflusses angesetzt, hier beginnt die sogenannte Schließdruckzone (Dornauf 1995). In der Praxis regeln die Anlagen auch bei Mindestvolumenströmen, die 1 % des Maximalstroms der Anlage ausmachen (Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH 2017). Deshalb wurde diese Untergrenze für den Mindestvolumenstrom der Anlagen gewählt. Entsprechend wurde mit der Gasdruckregelanlage in der Übernahmestationen VA1 verfahren, die einen maximalen Durchfluss von $5.525 \text{ m}^3/\text{h}$ hat. Die ausgewählten Gasdruckregelgeräte in den Bezirksstationen können in einem Volumenstrombereich von $10 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ und $700 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ betrieben werden.

Volumenstrommesser

Findet eine Messung der Gasmenge zu Abrechnungszwecken statt, so muss diese eichfähig sein. Üblicherweise wird im Verteilnetz der Zufluss an Gas in das Netz in der Gasübernahmestation gemessen und die Gasabnahme bei den Endkunden. Die Messung bei Industriekunden wird auch hier berücksichtigt. Die Messungen bei Haushalts- und Gewerbekunden wird dagegen hier nicht untersucht, da bei diesen auf Basis der veranschlagten Gassektorszenarien und Annahmen nicht betroffen sind. Ebenfalls werden nicht eichfähige interne Messungen der Verteilnetzbetreiber zur Beurteilung des Netzzustandes (meist bei hoher Last) hier nicht untersucht. Bei Turbinenradgaszählern, wie sie in Übernahmestationen üblich sind, versetzt das strömende Gas ein Turbinenmessrad in Rotation, wobei die Anzahl der

Drehungen proportional zum durchströmenden Betriebsvolumen ist. Ein vorgeschalteter Gleichrichter eliminiert turbulente Strömungsanteile, sodass auch bei einer geringen Durchflussmenge eine relativ hohe Messgenauigkeit erreicht werden kann.

Der Volumenstrombereich für das Gerät der Übernahmestation in VA3 liegt für die gewünschten Betriebsparameter zwischen $159 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ und $10.339 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ (Elster GmbH 2014). Zu beachten ist, dass der Messbereich sich vergrößert, wenn der Betriebsdruck steigt. Es können dann kleinere Volumenströme gemessen werden. Die Turbinengaszähler für VA1 und VA2 wurden analog für der Volumenstrombereich zwischen $95 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ und $6362 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ (Elster GmbH 2014) ausgewählt. Die Turbinenradzähler der Industriekunden in den Ausgangsmodellnetzen weisen einen Messbereich von $34 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ bis $674 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ auf (Elster GmbH 2014).

Odorierung

In Übergabestationen, die in Verteilnetze führen, befindet sich meist auch eine Odorieranlage (meist mit redundanten Pumpen). Sie versetzt das geruchlose Erdgas mit einem Stoff (Odoriermittel), das dem Gas seinen charakteristischen Geruch verleiht, der Menschen vor Gasleckagen warnen soll. Die Beisetzung des flüssig gelagerten Odoriermittels findet über eine Dosiermembranpumpe statt, die das Odoriermittel in die ausgehende Leitung der Übergabestation gibt. Dabei verdampft das flüssige Odoriermittel. Die Odorierung in den Übergabestationen erfolgt mengenabhängig bzw. ist abhängig vom (normierten) Volumenstrom. Aus langjähriger Praxiserfahrung und Forschungsaktivitäten des DVGW wurden Mindest-Odoriermittelkonzentrationen (MOK) festgelegt. Die häufig verwendete schwefelhaltige Verbindung THT $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$ hat eine MOK von $10 \text{ mg}/\text{m}^3$ (siehe DVGW-Arbeitsblatt G280-1). Die Dosierpumpe legt die optimale Dosierung über die Pumpenfrequenz und das Pumpenhubvolumen fest (Lewa GmbH 2017a). Ist die Pumpe überdimensioniert, tropft das Odoriermittel in das Rohr. Es verdampft in der Regel auch dort, nur eine gleichmäßige Odorierung ist damit nicht gewährleistet. Bereits heute kann teilweise bei extremen Lastunterschieden der Einsatz von zwei Pumpen mit unterschiedlichem Hub sinnvoll sein (siehe DVGW-Information Gas Nr. 20, Sept 2015).

Für die Ausgangsmodellnetze wurde eine Dosiermembranpumpe gewählt, die maximal $10.000 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$ odorieren kann. Für schwankende Gasströme liegt die untere Auslegungsgrenze bei $200 \text{ m}^3(\text{NTP})/\text{h}$.

5.2.2.2 Konzeption der Zukunftsmodellnetze für 2050

Netzstruktur der Zukunftsmodellnetze

Die modellhaften Ausgangsmodellnetze VA1 bis VA3 (Betrachtung heute) werden als Basis für die Verteilnetze im Jahr 2050 verwendet und für die zukünftigen Gasbedarfe in jeweils drei Zukunftsmodellnetze (VZ1a/b, VZ2a/b, VZ3a/b) unterschiedlicher Verbrauchsstrukturen weiter ausdifferenziert, wobei sich die Gasbedarfe der Zukunftsmodellnetze am jeweiligen Rahmen der Gassektorszenarien orientieren.

Entsprechend den festgelegten Gassektorszenarien nimmt der Gasbedarf auf der Verteilnetzebene bis zum Jahr 2050 ab. Die Abnahme kommt dabei dadurch zu Stande, dass zum einen Nutzer auf Grund von Effizienzmaßnahmen weniger verbrauchen und zum anderen dass Verbraucher zu anderen Energieträgern wechseln. Letzteres geschieht insbesondere im Gebäudebereich in vielen Fällen quartiersweise. Entsprechend ist davon auszugehen, dass es insbesondere auf den untersten Netzbebenen nicht mehr benötigte Netzabschnitte gibt, die stillgelegt werden. Daraus wird sowohl eine Reduktion der Koppelpunkte (und damit der Anzahl an Abnehmer) als auch ein Rückgang des Gasbedarfs bei den verbleibenden Verbrauchern an den bestehenden Koppelpunkten abgeleitet.

Um das Verhältnis zwischen rückläufigen Gasabnehmern und dem Bedarfsrückgang durch Effizienzmaßnahmen abzubilden, wurde in den Klimaschutzszenarien (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) verglichen, wie sich der spezifische Wärmebedarf und der spezifische Gasbedarf pro Fläche entwickelt.

Über die Höhe des zusätzlichen Rückgangs des spezifischen Gasbedarfs wurde geschätzt, wie stark der Rückgang an Gasverbrauchern ist. Dies wurde als Basis für den Umfang der Stilllegungen genutzt. Da unsicher ist, wie stark der Energieträgerwechsel räumlich geclustert ist, wird dabei eine Spannbreite unterstellt. Der Umfang der stillgelegten Netzabschnitte ist also kein Ergebnis der Modellnetzsimulationen, sondern basiert auf den ausgewerteten Klimaschutzszenarien, welche die Nutzerpräferenz unabhängig von der Entwicklung der Netzentgelte abbilden. Dies dient dazu die Implikationen der ausgewerteten Klimaschutzszenarien aufzuzeigen. Es berücksichtigt nicht, dass es bei einem Rückgang von Gasverbrauchern auf Grund steigender Netzentgelte einen Dominoeffekt geben kann, bei dem weitere Gasverbraucher wechseln, bzw. eine Stagnation, da die Gesamtenergiesystemkosten ansonsten stark steigen würden. Eine detailliertere Betrachtung der Dynamik des Energieträgerwechsels und damit verbundener Stilllegungen kann hier nicht vorgenommen werden, sollte jedoch in künftigen Studien in den Blick genommen werden.

In den verschiedenen Varianten „a“ und „b“ der Zukunftsmodellnetze VZ1 – VZ3 werden unterschiedliche Variationen der jeweiligen Ausgangsmodellnetze VA1 – VA3 betrachtet. Die Zukunftsmodellnetze VZ1a, VZ2a und VZ3a haben im Vergleich zu den Zukunftsnetzen VZ1b, VZ2b und VZ3b für jeden Sektor eine geringere Anzahl von Koppelpunkten (daher geringere Gaslast). Die Zukunftsmodellnetze der Typen „a“ und „b“ unterscheiden sich auch durch den Vermischungsgrad der einzelnen Sektoren, um viele mögliche Zukunftsmodellnetze zu untersuchen und die Aussagen differenzierter gestalten zu können. Tabelle 28 und Tabelle 29 gibt die Anzahl der verbleibenden aktiven Koppelpunkte in dem jeweiligen Zukunftsmodellnetz im Jahr 2050 für die Szenarien „80%-Gasmix“ und das „95%-E-Methan“ an.

Das Gassektorszenario „95%-H2“ wird hier nicht detailliert betrachtet, weil davon ausgegangen wird, dass bei einer Umwidmung von Verteilnetzen auf Wasserstoff alle Betriebsmittel außer den Rohrleitungen selbst auszutauschen sind (siehe die Diskussion am Ende dieses Kapitels). Im weiteren Verlauf des Berichts hat das Gassektorszenario „95%-H2“ auf Verteilungsnetzebene die gleichen Parameter, Konstruktions- und Simulationsergebnisse wie „95%-E-Methan“. Im Gassektorszenario „95%-H2“ ist das Verteilnetz jedoch nicht mit dem Transportnetz gekoppelt. Vielmehr wird sie dezentral über andere Mittel wie PtX-Anlagen versorgt.

Tabelle 28: Anzahl der Berechnungsfälle je Sektor (minimal, maximal) in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“

	Wohnen	Gewerbe	Industrie	Tankstelle	betrachtete Last
Zukunftsmodellnetz VZ1a	2				minimal
Zukunftsmodellnetz VZ1b	4				minimal, maximal
Zukunftsmodellnetz VZ2a	2	1			minimal
Zukunftsmodellnetz VZ2b	4	2		1	minimal, maximal
Zukunftsmodellnetz VZ3a	2	1	1		minimal
Zukunftsmodellnetz VZ3b	4	1	3	2	minimal, maximal

Tabelle 29: Anzahl der Berechnungsfälle je Sektor (minimal, maximal) in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“

	Wohnen	Gewerbe	Industrie	Tankstelle	betrachtete Last
Zukunftsmodellnetz VZ1a	1				minimal
Zukunftsmodellnetz VZ1b	2				minimal, maximal
Zukunftsmodellnetz VZ2a	1	1			minimal
Zukunftsmodellnetz VZ2b	2	1		1	minimal, maximal
Zukunftsmodellnetz VZ3a	1	1	1		minimal
Zukunftsmodellnetz VZ3b	2	1	3	2	minimal, maximal

Zusätzlich zu den Sektoren „Wohnen“, „Gewerbe“ und „Industrie“ werden in zwei Zukunftsmodellnetzen (VZ2b und VZ3b) Gastankstellen als Abnehmer des Sektors „Verkehr“ im Jahr 2050 implementiert. Es werden zwei Koppelpunkte für Tankstellen verwendet, um die Auswirkungen auf das Verteilnetz durch unterschiedliche Marktdurchdringung der Gasnutzung im Verkehr zu beobachten.

Gasbedarf in den Zukunftsmodellnetzen

Die Gastankstellen orientieren sich von Größe und Auslastung her an einer heutigen Flüssigkraftstoff-Tankstelle (Referenz: Benzin). Es wird dementsprechend eine hohe Marktdurchdringung für diese Betrachtungen unterstellt. Über den Energiebedarf im Straßennahverkehr und die Anzahl der öffentlichen Tankstellen (Öko-Institut et al. 2016) wird eine durchschnittlich umgesetzte Energiemenge pro Tankstelle errechnet. Der Energieinhalt der Tankfüllung eines durchschnittlichen Benzin-Fahrzeugs verglichen mit der Energiemenge pro Tankstelle ergibt eine durchschnittliche Fahrzeuganzahl von 174 Fahrzeugen pro Tankstelle und Tag. Die durchschnittliche Fahrzeuganzahl wird nun auch für die CNG-Tankstelle angenommen. Mit einer durchschnittlichen Tankmasse von 15 kg CNG pro Fahrzeug, lässt sich auf den täglich benötigten Energiebedarf der CNG-Tankstelle zurückrechnen. Die Anfahrt der Fahrzeuge an die Tankstelle wird durch die Ganglinie „Tankstelle“ (Abbildung 65) gegeben und orientiert sich am stündlichen Verkehrsaufkommen eines Werktags (Goldbach 2015).

Durch die Reduktion der jährlichen Gasbedarfe sind in den Zukunftsmodellnetzen auf Verteilnetzebene ohne Tankstelle vor allem die Fälle minimaler Last interessant, da diese weit unter den Minimalfällen der Ausgangsmodellnetze liegen. In den Zukunftsmodellnetzen VZ2b und VZ3b, in denen Tankstellen als zusätzlicher Abnehmer vorhanden sind, wird neben dem Fall minimaler Last auch der Fall maximaler Last untersucht, da hier die Abnahme über das Maß von 2015 hinausgehen kann. Zudem wird in den Gassektorszenario „80%-Gasmix“ eine höhere Durchdringung von KWK-Techniken im Sektor „Wohnen“ betrachtet und daher auch im Zukunftsmodellnetz VZ1b der Fall maximaler Last brachtet.

Für die Entwicklung im Szenario „80%-Gasmix“ wird angenommen, dass die jährlichen Gasbedarfe der Wohngebiete bis 2050 jeweils einen Rückgang um 60 % (in Anlehnung an den Rückgang an Heizenergieverbrauch pro Fläche in 2050 gegenüber 2010 aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) erfahren. Der Gasabsatz in den Gewerbegebieten reduziert sich um 63 % gegenüber der heutigen Situation, modelliert in den Ausgangsmodellnetzen VA1 – VA3. Für die industriellen Gasverbraucher wird angenommen, dass diese weiterhin existieren und somit maximal nur einen Rückgang des Energieverbrauchs aufweisen, der auf Effizienzverbesserungen zurückzuführen ist. In dieser Studie wird konservativ angenommen, dass im Maximalfall die Tagesabnahme weiterhin bei 100.000 kWh/d mit der gleichen

Ganglinie wie im Ausgangsmodellnetz VA3 liegt. Im Fall minimaler Last wird eine konstante Grundlast angenommen, die 5 % der Tagesmenge entspricht (im Ausgangsmodellnetz VA3 sind es 10 % der Tagesmenge). Im Fall maximaler Last, fahren ca. 180 Fahrzeuge pro Tag die Tankstelle an. Im Fall minimaler Last sind es noch 18 Fahrzeuge pro Tag. Der Jahresbedarf für verschiedene Sektoren in verschiedenen Zukunftsmodellnetzen ist in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30 Parametrierung der Abnehmer im Jahr 2050 im Gassektorszenario „80%-Gasmix“

Zukunftsmodellnetz	Jahresabnahme* Wohnen in GWh/a (Anteil in % ggü. VA)	Jahresabnahme* Gewerbe in GWh/a (Anteil in % ggü. VA)	Tagesabnahme Industrie in MWh/d (Anteil in % ggü. Maximale Last des VA)		Tagesabnahme Tankstelle in MWh/d Max./Min.
			Max.	Min.	
VZ1a	24,7 (18)	0		0	0
VZ1b	45,7 (32)	0		0	0
VZ2a	24,7 (18)	5,9 (21)		0	0
VZ2b	45,7 (32)	10,4 (37)		0	42,3,3 /3,8
VZ3a	24,7 (18)	5,9 (21)	100 (33)	5 (1,7)	0
VZ3b	45,7 (32)	5,9 (21)	300 (100)	15 (5)	84,6/8,5

VA = Ausgangsmodellnetz; Jahresabnahmen dienen zur Berechnung der Stundenabnahme anhand von Standardlastprofilen. Minimale Last wird bei Lufttemperatur von TL = 25 °C berechnet, maximale Last bei TL = -25 °C.

Quelle: Eigene Berechnung DVGW-EBI basierend auf realem Verteilnetz und Gassektorszenario „80%-Gasmix“

Für die Entwicklung im Gassektorszenario „95%-E-Methan“ wird angenommen dass die jährlichen Gasbedarfe der Wohngebiete bis 2050 jeweils einen Rückgang um 66 % (in Anlehnung an den Rückgang an Heizenergieverbrauch pro Fläche in 2050 gegenüber 2010 aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) erfahren. Der Gasabsatz in den Gewerbegebieten reduziert sich um 70 % gegenüber der heutigen Situation, modelliert in den Ausgangsmodellnetzen VA1 – VA3. Für die industriellen Gasverbraucher im Szenario „95%-E-Methan“, wird angenommen, dass diese weiterhin existieren und somit maximal nur einen Rückgang des Energieverbrauchs aufweisen, der auf Effizienzverbesserungen zurückzuführen ist. In dieser Studie wird konservativ angenommen, dass im Maximalfall die Tagesabnahme weiterhin bei 100.000 kWh/d mit der gleichen Ganglinie wie im Ausgangsmodellnetz VA3 liegt. Im Fall minimaler Last wird eine konstante Grundlast angenommen, die 5 % der Tagesmenge entspricht (im Ausgangsmodellnetz VA3 sind es 10 % der Tagesmenge). Für das Szenario „95%-E-Methan“ wurden im Fall maximaler Last ebenfalls ca. 350 Fahrzeuge pro Tag die Tankstelle an (200 % der Durchschnittszahl) angenommen. Im Fall minimaler Last sind es ebenfalls noch 35 Fahrzeuge pro Tag (20 % der Durchschnittszahl). Der Jahresbedarf für verschiedene Sektoren in verschiedenen Zukunftsmodellnetzen ist in Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31: Parametrierung der Abnehmer im Jahr 2050 im Gassektorszenario „95% E-Methan“

Zukunftsmodellnetz	Jahresabnahme* Wohnen in GWh/a (Anteil in % ggü. VA)	Jahresabnahme* Gewerbe in GWh/a (Anteil in % ggü. VA)	Tagesabnahme Industrie in MWh/d (Anteil in % ggü. Maximale Last des VA)		Tagesabnahme Tankstelle in MWh/d Max./Min.
			Max.	Min.	
VZ1a	12,2 (9)	0	0		0
VZ1b	21 (15)	0	0		0
VZ2a	12,2 (9)	4,8 (17)	0		0
VZ2b	21 (15)	4,8 (17)	0		82,3 /8,2
VZ3a	12,2 (9)	4,8 (17)	100 (33)	5,0 (1,7)	0
VZ3b	21 (15)	4,8 (17)	300 (100)	15 (5)	164,5/16,4

VA = Ausgangsmodellnetz; Jahresabnahmen dienen zur Berechnung der Stundenabnahme anhand von Standardlastprofilen. Minimale Last wird bei Lufttemperatur von $T_L = 25 \text{ °C}$ berechnet, maximale Last bei $T_L = -25 \text{ °C}$.

Quelle: Eigene Berechnung DVGW-EBI basierend auf realem Verteilnetz und Gassektorszenario „95% E-Methan“

Die Szenarien werden mit Sensitivitäten ergänzt, um die Auswirkungen aufzuzeigen, wenn Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich nicht im vollem Umfang zur Entfaltung kommen und diese durch den Einsatz von erneuerbaren Gasen kompensiert werden sowie wenn sich der Bedarfsrückgang anders verteilt:

- In der ersten Sensitivitätsanalyse (S1) wird im Jahr 2050 von einem deutlich höheren Gasbedarf als im Szenario 95%-E-Methan ausgegangen. Dieser resultiert aus geringeren Effizienzsteigerungen sowie einem Festhalten an bestehenden Techniken und Infrastrukturen.
- In der zweiten Sensitivitätsanalyse (S2) wird davon ausgegangen, dass ein Energieträgerwechsel nicht quartiersweise stattfindet und sich daher der Rückgang gleichmäßig erstreckt, so dass keine Außerbetriebnahme einzelner Abschnitte des Gasnetzes erfolgen kann.

5.2.2.3 Ergebnisse der Simulation der Zukunftsmodellnetze und resultierende Austauschbedarfe der Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“

Die Zukunftsmodellnetze werden entsprechend der Gassektorszenarien aus Kapitel 5.1 und Lastfälle hydraulisch berechnet. Dabei wird jeweils der Gesamtzufluss ins Verteilnetz und der negative Zufluss (=Abnahmen) von relevanten Abnehmern betrachtet. Die simulierte minimale Tageslast und die Gasbedarfsdeckung des Gewerbegebiets II für das Szenario „95%-E-Methan“ im Zukunftsmodellnetz VZ3a sind beispielhaft in Abbildung 66 im Anhang dargestellt. Anschließend werden die minimalen und maximalen Lasten mit den Volumenstrombereichen der Netzelemente im Ausgangsmodellnetz abgeglichen und Grenzwertverletzungen der Anlagen identifiziert. Wenn nötig, werden Netzelemente mit anderen Arbeitsbereichen ausgewählt.

Übersicht über den Austauschbedarf von Druckregelgeräten und Volumenstrommessgeräten

Der Austauschbedarf von Netzelementen in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für das Gassektorszenario „80%-Gasmix“ und das Szenario „95%-E-Methan“ wird in Tabelle 32 und Tabelle 33 zusammenfassend dargestellt. Im Folgenden werden die Austauschbedarfe für die einzelnen Netzelemente und die jeweiligen Gründe erläutert.

Tabelle 32: Austauschbedarf an Anlagen in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 aufgrund der Gasabnahmen im „80%-Gasmix“

Zukunftsmodellnetze	Anzahl der auszutauschenden / Anzahl der vorhandenen Regler GUE	Anzahl der auszutauschenden / Anzahl der vorhandenen Zähler GUE	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Regler Bezirk	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Zähler Ind	Neuer Zähler TS	Austauschgrad der Netzelemente
VZ1a	2/2	2/2	1/2	N.A.	N.A.	83,3 %
VZ1b	2/2	2/2	2/4	N.A.	N.A.	75,0 %
VZ2a	2/2	2/2	2/3*	N.A.	N.A.	85,7 %
VZ2b	2/2	2/2	2/6*	N.A.	1	60,6 %
VZ3a	2/2	2/2	2/3	1/1	N.A.	87,5 %
VZ3b	2/2	2/2	4/5	3/3	2	91,7 %

GUE: Gasübernahmestation; Ind.: Industrie; TS: Tankstelle; N.A.: nicht anwendbar; Odor: Odorieranlagen

Tabelle 33: Austauschbedarf an Anlagen in den Zukunftsnetzen im Jahr 2050 aufgrund der Gasabnahmen im „95%-E-Methan“

Zukunftsmodellnetze	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Regler GUE	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Zähler GUE	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Regler Bezirk	Anzahl der auszutauschenden / vorhandenen Zähler Ind	Neuer Zähler TS	Austauschgrad der Netzelemente
VZ1a	2/2	2/2	0/1	N.A.	N.A.	80,0 %
VZ1b	2/2	2/2	1/2	N.A.	N.A.	83,3 %
VZ2a	2/2	2/2	1/2	N.A.	N.A.	83,3 %
VZ2b	2/2	2/2	2/3	N.A.	1	85,7 %
VZ3a	2/2	2/2	1/2	1/1	N.A.	85,7 %
VZ3b	2/2	2/2	2/3	3/3	2	90,0 %

GUE: Gasübernahmestation; Ind: Industrie; TS: Tankstelle; N.A.: nicht anwendbar; Odor: Odorieranlagen DA: Druckanpassung nötig (siehe Text).

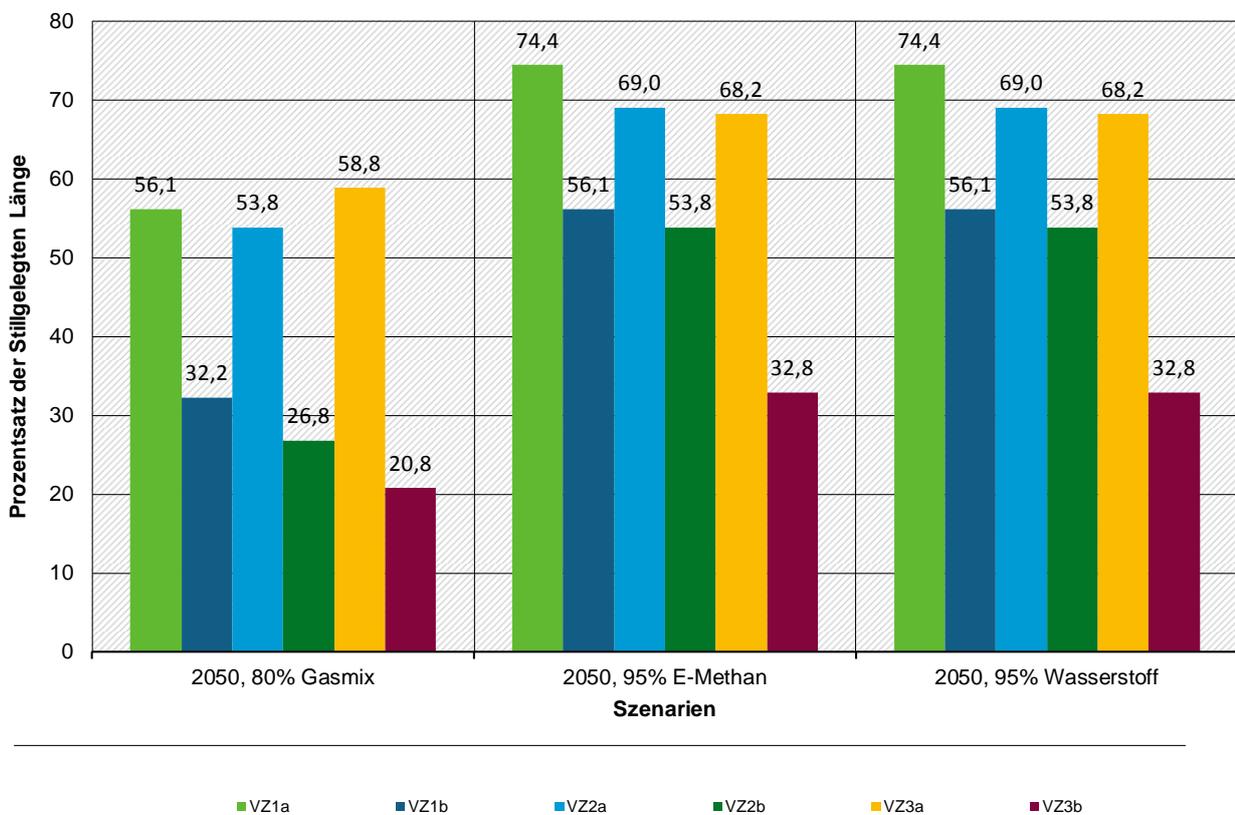
Leitungen

Die Tabelle 26, Tabelle 30 und Tabelle 31 zeigen, dass sich der Gasbedarf im Verteilnetz in Zukunft reduziert. Die Gasgeschwindigkeiten im Verteilnetz werden daher in Zukunft niedriger als die heutigen Gasgeschwindigkeiten im Verteilnetz sein. Daher sind die Rohrleitungen für die zukünftig zu erwartenden Gasdurchflüsse ausreichend dimensioniert.

Im Jahr 2050 werden abhängig vom zukünftigen Netz, einige der heute vorhandenen Netzabschnitte stillgelegt (s. Tabelle 25, Tabelle 28 und Tabelle 29). Die stillgelegte Länge in einem Zukunftsmodell-

netz ist proportional zur Differenz zwischen dem Gasbedarf der Ausgangsmodellnetze und der Zukunftsmodellnetze unter Beachtung der Effizienzverbesserungen hochgerechnet auf Deutschland. Abbildung 40 zeigt, dass im Jahr 2050 in den Szenarien „95%-E-Methan“ und „95%-H2“ im Vergleich zum Szenario „80%-Gasmix“ längere Strecken von Rohrleitungen stillgelegt werden. Dies liegt daran, dass im Jahr 2050 mehr Gebiete als im Szenario „80%-Gasmix“ stillgelegt werden. Unter den getroffenen Annahmen werden im Gassektorszenario „80%-Gasmix“ 21– 56 % des Verteilnetzes stillgelegt. Der entsprechende Spannbereich bei dem Szenario „95%-E-Methan“ ist 33-74%. Die Betriebsmittel der im Szenario „95%-H2“ verbleibenden Rohrleitungen müssten für eine Wasserstoffnutzung umgerüstet werden. Alternativ kann es sinnvoll sein, parallel ein separates Wasserstoffnetz aufzubauen und auch die restlichen Leitungen stillzulegen (vgl. Kapitel 5.3.3).

Abbildung 40: Die stillgelegte Länge an Rohrleitungen für die Zukunftsmodellnetze hochgerechnet auf Deutschland

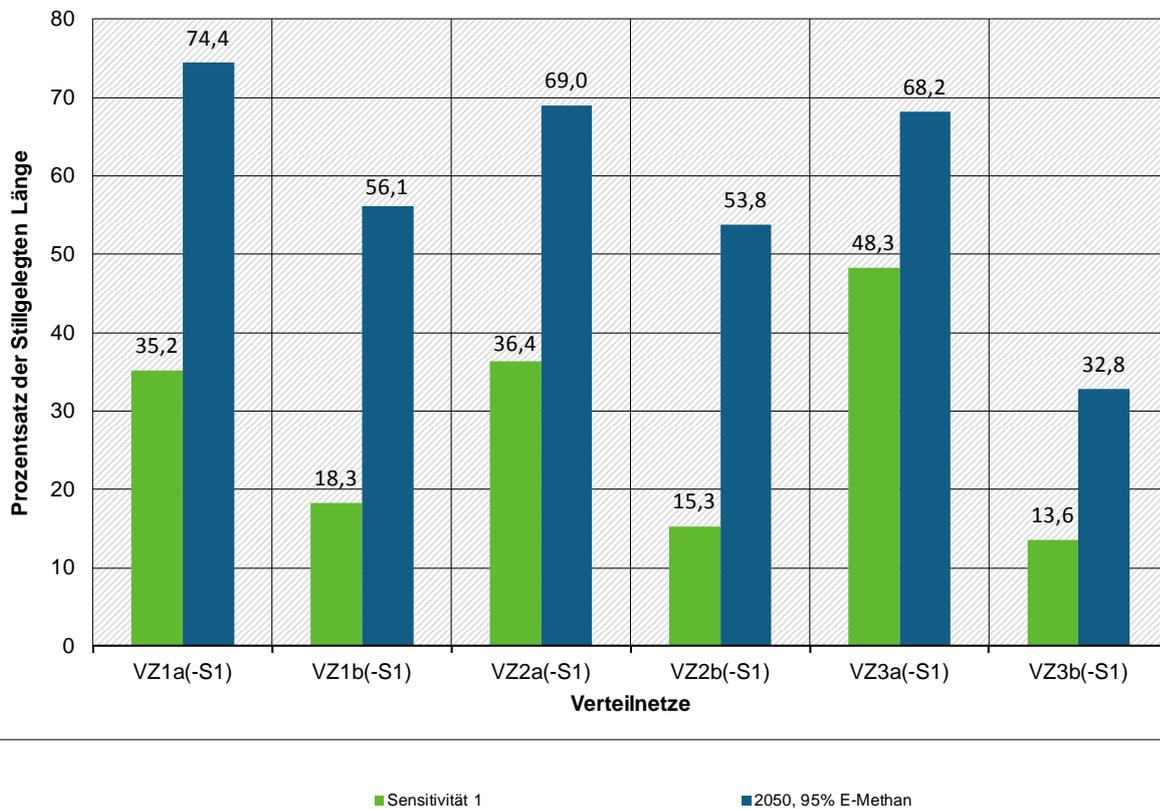


Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

In der Sensitivitätsanalyse S1 wird im Jahr 2050 der Wärmebedarf für dem Gebäudesektor entsprechend dem Szenario „Effizienz + PtG“ der Studie „Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung“ (Agora 2018b) um ca. 50% des heutigen Gasbedarfs reduziert. Diese Verringerung ist deutlich geringer als die Verringerung im Gassektorszenario „95% E-Methan“, bei dem durch deutliche Effizienzsteigerungen der Gasbedarf im Gebäudesektor um rund 87% sinkt. In der Sensitivitätsanalyse S1 ist der Überlegung Rechnung getragen, dass die Effizienzmaßnahmen zur Wärmebedarfsminderung nicht voll zum Tragen kommen, wenn sich z.B. die Sanierungsraten künftig weniger stark als angestrebt steigern lassen, und die höheren Bedarfe mit erneuerbaren Gasen in konventionellen Techniken gedeckt werden. Alle weiteren Gasbedarfe entsprechen weiterhin dem Szenario „95%-E-Methan“.

Ergebnis von Sensitivitätsanalyse S1 ist, dass die Länge der stillgelegten Leitungslängen sich deutlich verkleinern. Von besonderem Interesse ist das Zukunftsmodellnetze VZ1a und VZ1b. Diese beiden Netzwerke enthalten nur Wohngebiete. Daher ist die Wirkung der Sensitivität 1, die sich auf den veränderten Wärmebedarf in Gebäuden bezieht, in diesen beiden zukünftigen Modellnetzen stärker zu sehen. Im Vergleich zeigt sich, dass der Prozentsatz der stillgelegten Längen der Verteilernetze VZ1a und VZ1b von 74,4% und 56,1% im Szenario 95%-E-Methan der Grundbetrachtungen auf 35,2% und 18,3% in der Sensitivitätsanalyse S1 reduziert wird. Die Sensitivitätsanalyse zeigt sehr deutlich, dass die Stilllegung sensitiv auf die Gasabnahme reagiert und die Stilllegungen um bis zu 40 %-Punkte im Vergleich zu dem 95%-E-Methan-Szenario sinken, siehe Abbildung 41. Falls sich also die Gebäudeeffizienz nur moderat steigen lässt und dies durch Einsatz von erneuerbaren Gasen kompensiert wird, würde dies zu deutlich weniger Stilllegung führen. Wie auch in Agora (2018b) dargestellt wird, führt dies jedoch je nach Umfang des Einsatzes von regenerativen Gasen zu moderat bis deutlich höheren Gesamtsystemkosten.

Abbildung 41: Die stillgelegte Länge an Rohrleitungen für die Zukunftsmodellnetze hochgerechnet auf Deutschlands für die Sensitivitätsanalyse S1 und für das 95%-E-Methan-Gassektorszenario



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

a) Gasdruckregelgeräte

In den Tabelle 34 und Tabelle 35 werden für Gassektorszenarien die Volumenbereiche der Druckregler in den Ausgangsmodellnetzen und den berechneten Durchfluss durch diese Druckregler in den Zukunftsmodellnetzen gegenübergestellt. Daraus lässt sich jeweils ablesen, in welchen Fällen und an welchen Stellen die Betriebsbereiche verletzt werden. Im Falle, dass die Betriebsbereiche nicht mit denen der Ausgangsmodellnetze kompatibel sind erfolgt eine rote Markierung.

Tabelle 34: Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jedes Gebiet im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich der heutigen Druckregler für das Szenario „80%-Gasmix“

Zukunftsmodell-netz	Gebiet oder GUE	Berechneter Zufluss in m ³ /h		Art des Druckreglers	Betriebsbereich des Gasdruckreglers in m ³ /h	
		Schwachlastfall	Starklastfall		Min.	Max
VZ1a	GUE	21	797	GUE Gasdruckregler	55	5.525
	Wohngebiet II	8	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ1b	GUE	25	2304	GUE Gasdruckregler	55	5.525
	Wohngebiet II	0 (BHKW)	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet III	5	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet IV	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ2a	GUE	28	1015	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet I	8	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ2b	GUE	51	2963	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	0 (BHKW)	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet III	5	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet IV	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet I	8	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet II	15	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ3a	GUE	29	1037	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet I	8	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ3b	GUE	51	3600	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	0 (BHKW)	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet III	5	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet IV	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	13	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet I	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700

GUE: Gasübernahmestation

Farbcode: Grün / Rot = der berechnete Zufluss liegt / liegt nicht im Betriebsbereich des Gasdruckreglers aus dem Ausgangsmodellnetz.

Tabelle 35: Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jedes Gebiet im Vergleich zum Betriebsbereich der heutigen Druckregler im Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“

Zukunftsmodellnetz	Gebiet oder GUE	Berechneter Zufluss in m ³ /h		Art des Druckreglers	Betriebsbereich des Gasdruckreglers in m ³ /h	
		Schwachlastfall	Starklastfall		Min	Max
VZ1a	GUE	12	400	GUE Gasdruckregler	55	5.525
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ1b	GUE	19	700	GUE Gasdruckregler	55	5.525
	Wohngebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ2a	GUE	19	580	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ2b	GUE	26	1300	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet II	6	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ3a	GUE	35	1050	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet II	6	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
VZ3b	GUE	85	3300	GUE Gasdruckregler	98	9.775
	Wohngebiet II	7	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Wohngebiet V	12	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700
	Gewerbegebiet II	6	-	Bezirk Gasdruckregler	10	700

GUE: Gasübernahmestation

Farbecode: Grün / Rot = der berechnete Zufluss liegt / liegt nicht im Betriebsbereich des Gasdruckreglers aus dem Ausgangsmodellnetz.

Für beide Szenarien, „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“, müssen die Druckregelgeräte in den Gasübernahmestationen aufgrund der geringen minimalen Volumenströme in allen Zukunftsmodellnetzen ersetzt werden. Die Gas-Druckregelanlagen in Bezirksstationen, welche die Wohngebiete und Gewerbegebiete der Ausgangsmodellnetze versorgen, müssen nur teilweise ersetzt werden. Der Mindestvolumenstrom für eine Regelung auf 50 mbar mit einem Fehler von $\pm 2,5$ bar ($=\pm 5\%$) liegt bei etwa 10 m³(NTP)/h. Die Versorgung des Wohngebiets III, des Wohngebiets IV und des Gewerbegebiets I im Szenario „80%-Gasmix“ liegt zeitweise unter diesem Wert; die Versorgung des Wohngebiets II und des Gewerbegebiets II im Szenario „95%-E-Methan“ liegt ebenfalls zeitweise unter diesem Wert. Eine Möglichkeit, auch noch bei geringeren Volumenströmen gut regeln zu können wäre, auf eine ähnliche Bauweise auszuweichen, die einen niedrigeren Eingangsdruck benötigt. Ließe sich dieser realisieren, so könnte ein besseres Kleinlastverhalten erreicht werden.

b) Volumenstrommesser

In den Tabelle 36 und Tabelle 37 werden für die Gassektorszenarien die Volumenbereich der Volumenstrommesser in Ausgangsmodellnetzen und Zukunftsmodellnetzen dargestellt.

Tabelle 36: Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jede Industrie in dem Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“ und die in den Ausgangsmodellnetzen verwendeten Volumenstrommesser mit ihrem entsprechenden Messbereich.

Zukunftsmodellnetze	Gebiet oder GUE	Berechneter Zufluss in m ³ /h		Art des Druckreglers	Betriebsbereich Volumenstrommesser m ³ /h	
		Schwachlastfall	Starklastfall		Min	Max
VZ1a	GUE	21	797	GUE Turbinengaszähler	95	6362
VZ1b	GUE	25	2304	GUE Turbinengaszähler	95	6362
VZ2a	GUE	28	1015	GUE Turbinengaszähler	95	6362
VZ2b	GUE	51	2963	GUE Turbinengaszähler	95	6362
VZ3a	GUE	29	1037	GUE Turbinengaszähler	159	10339
	Industrie I	3	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
VZ3b	GUE	91	3600	GUE Turbinengaszähler	159	10339
	Industrie I	3	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
	Industrie II	3	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
	Industrie III	3	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674

GUE: Gasübernahmestation

Farbcode: Grün / Rot = der berechnete Zufluss liegt / liegt nicht im Betriebsbereich des Gasdruckreglers.

Tabelle 37: Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jede GUE / jede Industrie in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“ und die in den Ausgangsmodellnetzen verwendeten Volumenstrommesser mit ihrem entsprechenden Messbereich.

Zukunftsmodellnetze	Gebiet oder GUE	Berechneter Zufluss in m ³ /h		Art des Druckreglers	Betriebsbereich Volumenstrommesser m ³ /h	
		Schwachlastfall	Starklastfall		Min	Max
VZ1a	GUE	12	400	GUE Gasdruckregler	95	6362
VZ1b	GUE	19	700	GUE Gasdruckregler	95	6362
VZ2a	GUE	19	580	GUE Gasdruckregler	95	6362
VZ2b	GUE	26	1300	GUE Gasdruckregler	95	6362
VZ3a	GUE	35	1050	GUE Gasdruckregler	159	10339
	Industrie I	19	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
VZ3b	GUE	85	3300	GUE Gasdruckregler	159	10339
	Industrie I	19	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
	Industrie II	19	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674
	Industrie III	19	-	Industrie Turbinengaszähler	34	674

GUE: Gasübernahmestation

Farbcode: Grün / Rot = der berechnete Zufluss liegt / liegt nicht im Betriebsbereich des Gasdruckreglers.

Für beide Gassektorszenarien, „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“, sind die Turbinengaszähler in den Übernahmestationen für die minimalen Belastungen der Zukunftsmodellnetze in 2050 nicht mehr ausgelegt. Sie müssen in allen Zukunftsmodellnetzen durch Messeinrichtungen für kleinere Volumenströme ausgetauscht werden, z.B. durch Drehkolbenzähler.

Für beide Gassektorszenarien, „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ bleibt der Gasstrom der Industriekunden im Maximallastfall auf dem heutigen Niveau, im Minimallastfall verringert er sich auf 19 m³/h (NTP). Dieser ist mit den für heutige Verhältnisse ausgelegten Turbinenradgaszählern nicht mehr innerhalb des ausgewiesenen Messbereichs messbar, sodass hier ein Austausch erfolgt. Eine Kombination aus Drehkolbenzähler (für geringe Volumenströme) und Turbinenradgaszähler (für die größeren Volumenströme) kann genutzt werden, um eine dauerhaft eichfähige Messung zu gewährleisten.

Der Gasstrom der zukünftigen Tankstellen liegt für das Szenario „80%-Gasmix“ in einem Schwankungsbereich von 2.5 m³/h (NTP) bis ca. 31 m³/h (NTP). Für das Szenario „95%-E-Methan“ reicht der entsprechende Schwankungsbereich von 4 m³/h (NTP) bis ca. 600 m³/h (NTP). Für das Szenario „80%-Gasmix“ kann ein Drehkolbenzähler benutzt werden. Da die Schwankungsbreite für das Szenario „95%-E-Methan“ so groß ist, ist zur eichfähigen Messung des Volumenstroms nur ein Drehkolbenzähler mit einem sehr weiten Messbereich ausreichend. Alternativ könnte man für den Fall minimaler Last einen kleineren Drehkolbenzähler wählen und diesen in Kombination mit einem Turbinenradgaszähler nutzen (s. Tabelle 38).

Tabelle 38: Arbeitsbereiche möglicher Zählerkombinationen in den Zukunftsmodellnetzen VZ2b/VZ3b

Gasmengenzähler Tankstelle	Druckbereich in bar (Überdruck)		Volumenbereich in m ³ (NTP)/h		Anmerkung	Quelle
	minimal	maximal	minimal	maximal		
Drehkolbenzähler (Auslegung knapp)	unkritisch	20	4	674	Messbereich 1:160	(Elster GmbH)
<i>Alternativ</i>						
1 Drehkolbenzähler und 1 Turbinengaszähler	unkritisch	20 19	3 55	168 1.053	Messbereich 1:65	(Elster GmbH 2014)

c) Odorierung

Heutige Odorieranlagen sind auf eine Untergrenze im Volumenstrom in der Größenordnung von 200 m³(NTP)/h ausgelegt. Der Gesamtzufluss in allen Zukunftsmodellnetzen liegt im Fall minimaler Last unter diesem Wert. Hier muss maximal nur die Pumpe ausgetauscht werden, was jedoch zu vernachlässigbaren Kosten führt und in den Betriebskosten eingepreist ist.

5.2.2.4 Austauschbedarf im Szenario „95%-H2“

Die heutige Gasinfrastruktur ist im Wesentlichen für die Verteilung von Erdgas ausgelegt. Wird wie im Szenario „95%-H2“ vorgesehen stattdessen künftig verstärkt auf Wasserstoff als Energieträger gesetzt, bedeutet dies, dass die Erdgasnetze und die Nutzer auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden müssten. Dafür wären logistisch höchst anspruchsvolle Umrüstungen erforderlich. Diesen Aspekten der Zukunftsgestaltung soll mit diesem Gassektorszenario gerecht werden.

Derzeit sind nahezu alle energieverbrauchende Netzelemente gasbefeuerte Anlagen und entsprechend auf die brenntechnischen Kennwerte von Erdgas ausgelegt. Da Wasserstoff deutlich andere brenntechnischen Kennwerte als Erdgas respektive Methan aufweist, bedeutet das, dass für einen Wasserstoffbetrieb fast alle Geräte angepasst oder ausgetauscht werden müssten. Dies betrifft alle Druckregler

und Volumenstrommessgeräte im bestehenden Verteilnetz, welche durch neue speziell für Wasserstoffgas ausgelegt ersetzt werden müssten. Wohingegen bei den Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ die Austauschrate bei den Netzelementen zwischen 75 und 92% in Abhängigkeit der möglichen Netzstrukturen ermittelt wurde, ist in einem „95%-H₂“-Szenario ein vollständiger Austausch erforderlich.

Die Gasleitungen weisen auch bei 100 % Wasserstoff keine Restriktionen auf und können grundsätzlich mit Wasserstoff betrieben werden. Allerdings ist der Energiefluss dann bei gleichem Rohrdurchmesser und Druckabfall etwa 10 - 25 % geringer als bei Erdgas (siehe Müller-Syring et al. 2013). In dieser Arbeit wird angenommen, dass der Energiefluss von Wasserstoff durch dieselben Leitungen des Verteilernetzes 75% des heutigen Energieflusses beträgt. Tabelle 57 zeigt den heutigen Gasbedarf für verschiedene Anwendungsbereiche. Der Energiefluss von Erdgas durch das heutige Verteilnetz beträgt ca. 1.600 PJ. Der Energiefluss von Wasserstoff durch das Verteilnetz im Jahr 2050 im „95%-H₂“-Szenario beträgt 821 PJ. Der Anteil der Industrien, die hier für diese Berechnung berücksichtigt wurden, sind kleine Industrien, die direkt an das Verteilnetz angeschlossen sind und Niedertemperatur-Prozesswärme benötigen. Dieser Energiefluss von Wasserstoff im Jahr 2050 entspricht gut 50 % des heutigen Energieflusses von Erdgas durch das Verteilnetz. Damit ist das heutige Verteilnetz in der Lage, den Energiebedarf im Jahr 2050 für das Szenario „95%-H₂“ zu decken. Bei der Verwendung dieser Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass der berechnete benötigte Energiefluss sehr nahe am maximal zulässigen Energiefluss liegt.

5.2.2.5 Diskussion des ermittelten Austauschbedarfs

Die hier ermittelten Modellergebnisse zu den Austauschbedarfen auf Verteilnetzebene in den Gasübernahmestationen sind relativ robust gegenüber veränderten Annahmen zu den Abnehmern. Es wurde untersucht, wie nah die simulierten Mindest-Volumenströme der Zukunftsmodellnetze an die Volumenstrom-Untergrenzen der Anlagen heranreichen. Dafür wurde angenommen, dass bei einer Unterschreitung der unteren Auslegungsgrenzen um 20 % die Anlagen in der Gasübernahmestation noch nutzbar wären. Für das Szenario „95%-E-Methan“ zeigt der Vergleich der Gesamtzuflüsse in die Zukunftsmodellnetze mit diesen reduzierten Untergrenzen jedoch, dass die Volumenströme in die Zukunftsmodellnetze mit Ausnahme von VZ3b (Gasabnehmer in Wohngebieten, Industrie und Tankstellen) auch diese neu definierte Untergrenze verletzen. Der ermittelte hohe Austauschbedarf in den Übernahmestationen ist somit auch für reale Netze recht wahrscheinlich. Bei Netzen mit einer Mehrseiten-Einspeisung könnte ein Rückgang der Gasabnahme im Netz aber auch durch eine Reduktion der sich im Betrieb befindenden Gasübernahmestationen realisiert werden. Diese Möglichkeit muss jedoch explizit für jedes einzelne Netz geprüft werden, weil beispielsweise die Versorgung besonderer Kunden (z.B. Druckanforderungen von Industriekunden) evtl. nicht von einer anderen Station übernommen werden kann.

Der Austausch von Gasdruck-Regelanlagen in Bezirksstationen lässt sich weniger gut verallgemeinern. Hier kommt es auf die spezifische Abnahmesituation in den nachgelagerten Netzabschnitten an. In Zukunft wird es wichtig sein, dass Reglertypen mit einem guten Kleinlastverhalten entwickelt und hergestellt werden. Insgesamt ist aber auch hier ein hoher Austauschbedarf zu erwarten. Industriekunden stellen besondere Anforderungen an den Netzbetreiber bezüglich Druck und Gasabnahme. Für die Berechnungen im Verteilnetz wurde unterstellt, dass sich der Bedarf an Gasmenge und Gasdruck bis 2050 entweder wenig ändert oder ein vollständiger Energieträgerwechsel erfolgt und somit in beiden Fällen ein geringer Austauschbedarf besteht.

Bei der monetären Bewertung des Austauschbedarfs stellt sich die Frage, ob der Austausch am Ende eines Abschreib- oder Lebenszyklus der Anlage stattfindet oder ob schon vorzeitig Anlagen aufgrund der rückläufigen Gasnachfrage ausgetauscht werden müssen. Gas-Druckregler sind im Normalbetrieb sehr langlebig und können bei regelmäßiger Wartung einige Jahrzehnte ihren Dienst tun. Üblicherweise werden Gasdruckregelanlagen aber meist nach ca. 20 Jahren komplett ausgetauscht. Für den

Zeitraum bis zum Jahr 2050 bedeutet dies, dass im Normalfall jedes Bauteil ein- bis zweimal ausgetauscht werden sollte und es eher unwahrscheinlich ist, dass ein Bauteil bis dahin gar nicht ausgetauscht wird. Dadurch schlagen monetär gesehen in erster Linie die Differenzkosten zu den bisher genutzten Anlagentypen zu Buche. Weitere Überlegungen dazu und Abschätzungen der entstehenden Kosten sind Kapitel 5.3.1.1 zu entnehmen.

5.2.3 Transportnetzebene

5.2.3.1 Ausgangsmodellnetze

Netzstruktur der Ausgangsmodellnetze

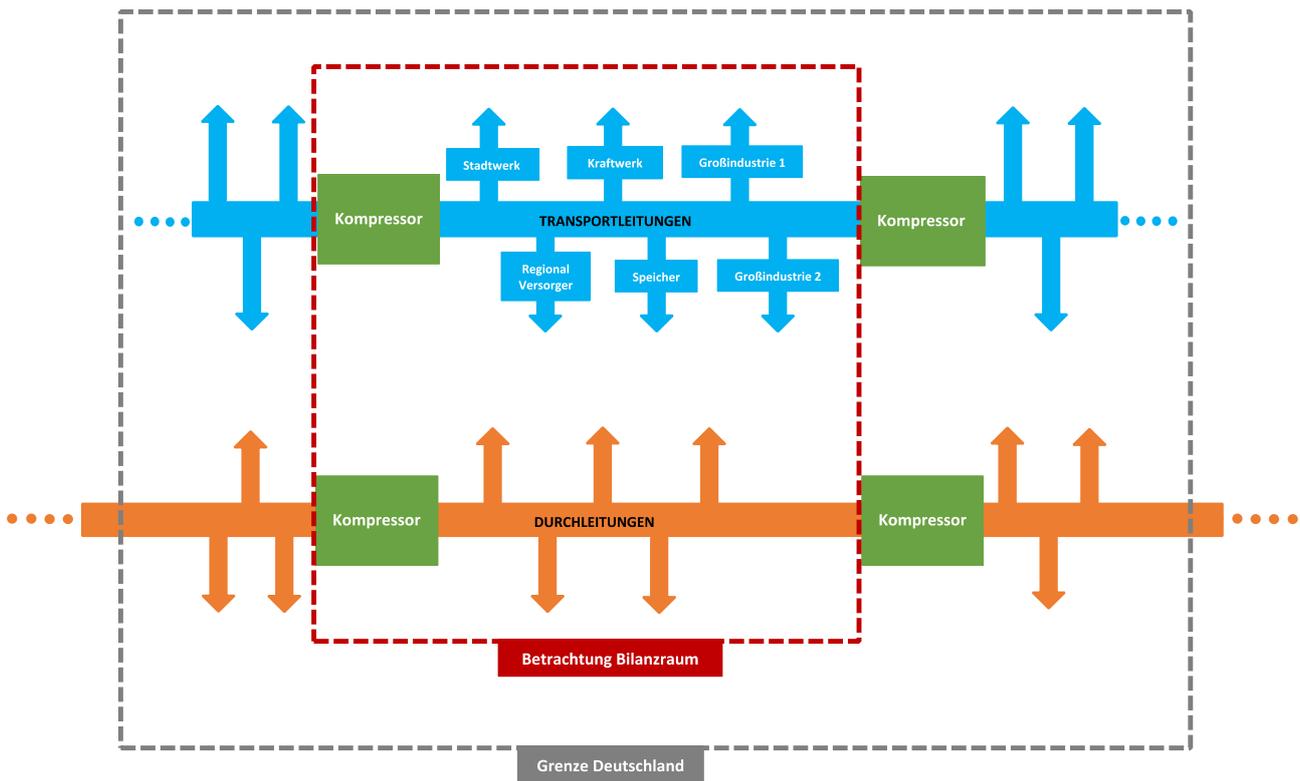
Im deutschen Gasfernleitungsnetz wird das in Deutschland geförderte und das aus dem Ausland importierte Erdgas zu den Verteilnetzen, zur Industrie und zu Kraftwerken sowie zu Speichern transportiert. Diese Leitungen werden auch Transportleitungen genannt. Eine weitere Aufgabe des Fernleitungsnetzes ist die Durchleitung von Erdgas durch Deutschland, um es an die angeschlossenen ausländischen Fernleitungsnetze weiterzuleiten. Die dafür verwendeten Rohrleitungen werden Durchleitungsleitungen genannt. Die Durchleitungen haben jedoch ebenfalls die Aufgabe der Versorgung von Deutschland. Somit besteht das Fernleitungsnetz entsprechend der hier verwendeten Definition aus Transportleitungen und Durchleitungsleitungen. Die Last des Transportnetzes stellt jederzeit eine Kombination der Lasten aus dem Verbrauch in Deutschland und der durchgeleiteten Menge an Gas dar. Um eine Abschätzung des Transformationsbedarfs der Fernleitungsnetze vorzunehmen, werden insgesamt vier unterschiedliche Ausgangsmodellnetze betrachtet. In dem Ausgangsmodellnetz 1 (TA1) wird Gas an alle betrachteten Abnehmer außer Speicher (Großindustrie, Regionale Versorger, Stadtwerke und Kraftwerke) innerhalb Deutschlands geliefert und auch durch Deutschland in verschiedene Nachbarländer transportiert. In den Netzen 2, 3 und 4 (TA2, TA3 und TA4) werden verschiedene Kombinationen von Abnehmern betrachtet, ohne dass eine Durchleitung von Gas vorhanden ist, d.h. dass nur eine Transportlast innerhalb Deutschlands existiert. Tabelle 39 gibt Auskunft darüber, welche Abnehmer jeweils in den Ausgangsmodellnetzen vorhanden sind.

Tabelle 39: Abnehmer in den betrachteten Ausgangsmodellnetzen

Anwendungsbe- reiche	Ausgangsmodell- netz 1 (TA 1)	Ausgangsmodell- netz 2 (TA2)	Ausgangsmodell- netz 3 (TA3)	Ausgangsmodell- netz 4 (TA4)
Stadtwerk	X	X		X
Regionaler Ver- sorger	X	X	X	
Großindustrie 1	X	X	X	X
Großindustrie 2	X	X	X	X
Kraftwerk	X	X	X	X
Speicher		X		
Durchleitung	X			

Da in dieser Studie keine regionalisierte Betrachtung der Nutzer und des Netzes durchgeführt werden kann, wird vereinfachend ein Transportleitungsabschnitt zwischen zwei Verdichterstationen betrachtet. Die Verdichterstationen dienen dazu, den Reibungsverlust beim Transport des Gases auszugleichen. Die schematische Darstellung dieses betrachteten Abschnitts des Transportnetzes ist in der Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 42: Schematische Darstellung des betrachteten Abschnitts des Transportnetzes



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Gasbedarfe in den Ausgangsmodellnetzen

Die jährliche Last im Jahr 2015, die dazu dient, die heutigen Lasten für verschiedene Sektoren festzulegen, ist in Tabelle 57 im Anhang angegeben. Aus den Lasten für die verschiedenen Anwendungsbereiche in dieser Tabelle werden die maximalen und minimalen Volumenströme für das heutige Transportnetz errechnet. Die Last im zugrundegelegten Netzabschnitt zwischen den Kompressorstationen wird vereinfachend über den angeschlossenen Bevölkerungsanteil abgeschätzt.

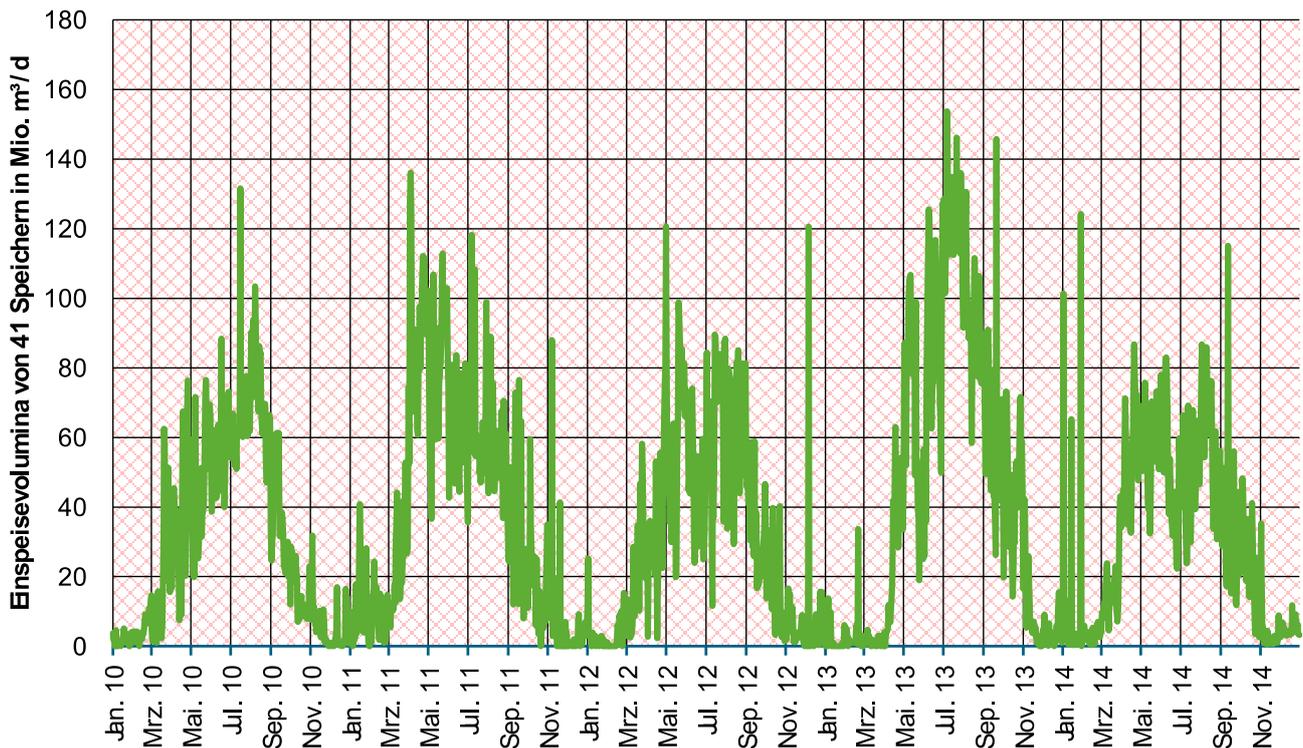
Zur Bestimmung der Lastschwankungen wird vereinfachend angenommen, dass die Großindustrie 1 kontinuierlich rund um die Uhr Gas benötigt. Großindustrie 2 dagegen wird so definiert, dass der Gasbedarf einem Sprungfunktionsprofil folgt. Beide Profile sind in Abbildung 65 dargestellt. Vereinfachend wird außerdem die Last für die Industrie zu gleichen Teilen in die Last der Großindustrie 1 (konstante Last) und der Großindustrie 2 (minimale Grundlast mit sprunghaften Anstieg der Last) aufgeteilt.

Hier wird weiter vereinfachend davon ausgegangen, dass Kraftwerke weder im Netz von Stadtwerken noch im Netz von regionalen Versorgern vorhanden sind. Sie sind direkt an das Transportnetz angeschlossen. Für die Kraftwerke wird eine Mindestlast von Null, also kein Betrieb, angenommen. Sie entspricht dem Zustand, in dem die Gaskraftwerke aufgrund eines geringen Strombedarfs oder einer hohen Stromerzeugung aus anderen Kraftwerksarten nicht in Betrieb sind. Die maximale Belastung entspricht der Situation, wenn die Gaskraftwerke unter Vollast laufen. Die maximale Last wird aus der Anzahl der Vollaststunden von Gaskraftwerken auf Basis statistischer Daten ermittelt.

Auch Erdgasspeicher sind an das Transportnetz angeschlossen. Abbildung 43 zeigt die Einspeisevolumina für 41 Erdgasspeicher. Die Abbildung zeigt sowohl die saisonalen als auch die kurzfristigen Schwankungen der Einspeisevolumina. Sie gleichen sowohl die langfristigen als auch die kurzfristigen

Fluktuationen in der Gasversorgung aus. Im Sommer ist die Gasnachfrage gering, sodass Gas eingespeichert werden kann. Abbildung 43 zeigt, dass in Sommermonaten, also zwischen ungefähr April bis September, die Einspeisemenge positiv ist. Im Winter (ungefähr Oktober bis März) dagegen steigt der Gasbedarf drastisch an. Allerdings ist die Gaslieferung relativ konstant, sodass das fehlende Gas aus den Speichern ausgeglichen wird. Dieser Vorgang wiederholt sich jedes Jahr mit dem Wetter angepassten Gasfluss (s. Abbildung 43). Es gibt zudem auch kurzfristige Schwankungen in der Erdgasnachfrage und der Erdgasversorgung, welche die Aus- und Einspeisemengen deutlich beeinflussen können (s. Abbildung 43).

Abbildung 43: Tägliche Einspeisevolumina von 41 Erdgasspeichern von 2010 bis 2014



Quelle: (GIE - Gas Infrastructure Europe)

Die maximale Last des gesamten Gasnetzes tritt in der Wintersaison auf, wenn ein hoher Bedarf an Raumwärme besteht. Im Winter erfolgt jedoch keine Einspeisung in die Erdgasspeicher. Die minimale Last des gesamten Gasnetzes tritt im Sommer auf. Bei der Berechnung der Mindestlast wird die minimale Einspeisung in der Sommersaison berücksichtigt. Aus Abbildung 43 können wir erkennen, dass die minimale Einspeisung im Sommer 2013 und 2014 nur knapp 20 Mio. Kubikmeter pro Tag beträgt. Dieses Volumen wird verwendet, um die Mindestlast im Sommer für den Transportleitungsabschnitt zu ermitteln.

Die maximalen und minimalen Volumenströme des Stadtwerks und des regionalen Versorgers werden aus den Simulationen der Verteilnetze abgeleitet. Auf Verteilnetzebene wurden im Kapitel 5.2.2 drei Modellnetze simuliert. Vereinfachend wird hier der Gasbedarf des Netzes VA2 verwendet, das den Durchschnitt widerspiegelt. Das Ausgangsnetz VA2 enthält ausschließlich Wohngebiete und Gewerbegebiete. Die Industrie wird daher hier durch die Industrie, die an die Transportnetze angeschlossen ist, repräsentiert. Diese Annahme hat jedoch keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der Modellsimulation. Die maximalen und minimalen Volumendurchflüsse aus der Simulation des Netzes VA2 werden linear angepasst, um entsprechende Volumenströme für den Transportleitungsabschnitt zu erhalten. Daraus ergeben sich für den Transportleitungsabschnitt die maximalen und minimalen Volumenströme von Stadtwerken und Regionalversorgern in Summe.

Netzelemente der Ausgangsmodellnetze

Das Transportnetz besteht im Wesentlichen aus folgenden fünf Netzelementen: Leitungen, Prozessgaschromatograph (PGC), Gasdruckregler, Gasvolumenstrommesser und Verdichterstationen.

Leitungen

Die Gasfernleitungsnetze in Deutschland haben eine Gesamtröhrlängung von rund 33.000 km. Basierend auf dem Durchmesser hat die Bundesnetzagentur die Transportgasleitungen in 7 Klassen unterteilt. Diese Klassen mit den entsprechenden Durchmesserbereichen sind in der Tabelle 40 aufgeführt. In Deutschland beträgt der Durchmesser von unterirdischen Rohrleitungen bis zu 140 cm und die Rohrleitungen werden mit einem Druck von bis zu 100 bar betrieben.

Tabelle 40: Leitungsdurchmesserklassen

Leitungsdurchmesserklassen	A	B	C	D	E	F	G
DN [mm]	≥ 1000	700 - < 1000	500 - < 700	350 - < 500	225 - < 350	110 - < 225	< 110

Prozessgaschromatograph (PGC)

Prozessgaschromatographen (PGCs) werden in allen Erdgasleitungsnetzen installiert, um das strömende Gas zu analysieren und die brenntechnischen Eigenschaften zu berechnen, die wiederum für die Strömungsberechnung und die eichpflichtige Abrechnung verwendet werden. Prozessgaschromatographen benötigen in der Regel eine mit 50 bis 100 Litern pro Stunde nur eine geringe Menge an Gas.

Gasdruckregler

Das Transportnetz ist über Gasübernahmestation mit den Verteilnetzen verbunden. In den Gasübernahmestationen sind Gasdruckregler eingesetzt, die den Druck vom Transportnetzdruckniveau auf das Verteilernetzdruckniveau reduzieren. Die Gasdruckregler in den Übernahmestationen werden bereits in der Verteilnetzanalyse betrachtet und daher hier nicht mehr berücksichtigt.

Gasvolumenstrommesser

Im Gasnetz werden Gasvolumenstrommesser installiert, um die an bestimmten Stellen fließende Gasmenge zu messen. Im betrachteten Transportnetzabschnitt sind Volumenstrommessgeräte für alle Nutzergruppen installiert. Dazu gehören Industrie, Kraftwerke, Erdgasspeicher und das Verteilnetz mit Wohngebiet, Gewerbegebiet und Verkehr. Zusätzlich werden Volumenstrommesser zur Bestimmung des Durchflusses, der zwischen anderen Ländern fließt, installiert. Die Volumenstrommesser für das Verteilnetz werden bereits auf der Verteilnetzebene (s. Kapitel 5.2.2) berücksichtigt und daher hier nicht einbezogen. Tabelle 41 zeigt den maximalen und minimalen Gasdurchfluss für jeden Abnehmer und die Auswahl der entsprechenden Volumenstrommesser zur Messung des Durchflusses für das Ausgangsmodellnetz TA1. Die Gasdurchflüsse und Volumenstrommesser in den weiteren Ausgangsmodellnetzen stimmen überein, soweit die Abnehmer im jeweiligen Ausgangsmodellnetz enthalten sind. Anzumerken ist hierbei, dass für die Auswahl von Volumenstrommessern bei Kraftwerken nur der maximale Gasfluss betrachtet werden muss. Der minimale Gasfluss ist Null, wenn das Kraftwerk keinen Strom erzeugen muss. Der maximale Gasfluss entspricht dem Volllastbetrieb des Kraftwerks.

Tabelle 41: Maximaler und minimaler Gasdurchfluss für jeden Anwendungssektor und der Messbereich eines entsprechend gewählten Volumenstrommessers für das Modellnetz TA1

Abnehmer	Berechneter Zufluss in m ³ /h		Ausgewählter Volumenstrommesser	Betriebsbereich des Volumenstrommessers in m ³ /h	
	Schwachlastfall	Starklastfall		Min.	Max.
Stadtwerk	s. Verteilnetz				
Regionaler Versorger	s. Verteilnetz				
Großindustrie 1	1.538	1.538	Honeywell, Elster SM-RI-X G1600, DN 300,	50	2.500
Großindustrie 2	184	1.956	Honezwell, Elster SM-RI-X G1600, DN 300,	50	2.500
Kraftwerk	0	9.999	Honezwell, Elster SM-RI-X G10000, DN 500	320	16.000
Speicher	0	7.913	Honezwell, Elster SM-RI-X G6500, DN 500,	200	10.000
Durchfluss	541	2.959	Honeywell, Elster SM-RI-X G2500, DN 400	80	4.000

Kompressorstationen

Gas fließt mit sehr hohem Druck durch das Transportleitungsnetz. Damit der Gasfluss durch die Leitung unter Druck bleibt, ist eine periodische Verdichtung dieses Gases entlang der Leitung erforderlich. Dies wird durch Verdichterstationen erreicht. In Deutschland gibt es bilanziell ca. pro 560 km Transportleitung eine Verdichterstation. Das liegt daran, dass Deutschland ein stark vermaschtes Transportnetz hat. Dies bedeutet, dass eine Verdichterstation eine Hauptleitung und mehrere abzweigende Leitungen bedient. Real betrachtet liegen die Verdichterstationen ca. 150 km auseinander. Die Größe der Station und die Anzahl der Kompressoren variieren je nach Rohrdurchmesser und zu transportierendem Gasvolumen. Typische Druckniveaus für große Übertragungssysteme liegen im Bereich von 50 bis 100 bar.

Die Verdichter werden für jede spezifische Anwendung angepasst. Daher ist die Auswahl von realen Kompressoren für unsere Netzvarianten nahezu unmöglich. Deshalb wird für diese Studie hier ein Satz von stellvertretenden Verdichtern angenommen. Diese Verdichter können nun über den Ansatz der Mittelwertbetrachtung der Kompressorleistung auf Deutschland hochgerechnet werden.

Da die realen Kompressorstationen im Rahmen des Vorhabens nicht evaluiert werden, werden folgende Zuordnungen von Kompressoren zu den Volumenströmen vorgenommen:

- 18 MW, Nenndurchfluss 0,5 Mio m³/h (NTP), 100 bar maximaler Druck, 70 – 105 % erlaubte Durchflussänderung. (Heute).
- 9 MW, Nenndurchfluss 0,25 Mio m³/h (NTP), 100 bar maximaler Druck, 70 – 105 % erlaubte Durchflussänderung. (Heute).
- 6 MW, Nenndurchfluss 0,167 Mio m³/h (NTP), 100 bar maximaler Druck, 70 – 105 % erlaubte Durchflussänderung. (Heute und Zukunft, 2050).

- 3 MW, Nenndurchfluss 0,0833 Mio m³/h (NTP), 100 bar maximaler Druck, 70 – 105 % erlaubte Durchflussänderung. (Zukunft, 2050).
- 1 MW, Nenndurchfluss 0,027 Mio m³/h (NTP), 100 bar maximaler Druck, 70 – 105 % erlaubte Durchflussänderung. (Zukunft, 2050).

Tabelle 42 zeigt die Simulationsergebnisse für die heutige maximale und minimale Last für alle betrachteten Ausgangsmodellnetze. Die maximalen und minimalen Ergebnisse werden als Volumenstrom des Gases unter Normalbedingungen angegeben. Tabelle 42 zeigt zudem die Verdichterkombinationen, für die in den Ausgangsmodellnetzen installierten Verdichterstationen.

Tabelle 42: Volumenstrom in Maximal- und Minimallastsituationen und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen in den betrachteten Ausgangsmodellnetzen

Min. oder max. Fluss	Ausgangsmodellnetz 1 (TA1)	Ausgangsmodellnetz 2 (TA2)	Ausgangsmodellnetz 3 (TA3)	Ausgangsmodellnetz 4 (TA4)
Volumenstrom in (m³/h)				
Min. Fluss	260.082	357.157	192.637	187.682
Max. Fluss	1.983.600	1.661.523	1.656.024	1.474.340
Kompressorkombination				
Min. Fluss	1 X 9 MW	1 X 18 MW	1 X 9 MW	1 X 9 MW
Max. Fluss	2 X 9 MW 3 X 18 MW	1 X 9 MW 3 X 18 MW	1 X 9 MW 3 X 18 MW	2 X 9 MW 2 X 18 MW

5.2.3.2 Konzeption der Zukunftsmodellnetze für 2050

Netzstruktur der Zukunftsmodellnetze

Für den zukünftigen Gastransport im Jahr 2050 werden in den Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ dieselben vier Abnehmerstrukturen berücksichtigt wie bei der Betrachtung des heutigen Transportnetzes. Damit haben diese Zukunftsmodellnetze (TZ1 – TZ4) die gleichen Abnehmer wie die entsprechenden Ausgangsmodellnetze von heute (TA1 – TA4). In der Realität werden die Gastransportnetzstrukturen entsprechend den räumlichen und zeitlichen Veränderungen des Gasbedarfs weiterentwickelt und weit vor der eigentlichen physischen Umsetzung der Änderungen in der Netzstruktur geplant. Diesbezüglich wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Standort der Abnehmer unverändert bleibt und sich nur der Gasbedarf der Abnehmer ändert.

Im Szenario „95%-H₂“ unterscheidet sich die Betrachtung für das Jahr 2050 von den anderen Szenarien. In diesem Szenario fungiert das Transportnetz Deutschlands nur als Brücke zwischen den Nachbarländern. In Deutschland selbst sind in diesem Extremfall keine Abnehmer mehr an das Transportnetz angeschlossen. Somit bleiben nur die Durchleitungen in Betrieb und die Transportleitungen werden stillgelegt oder können bei Bedarf als Wasserstofftransportleitungen umgenutzt werden. Zu beachten ist, dass eine Umnutzung der Leitungen erst möglich ist, wenn kein methanhaltiges Gas mehr transportiert wird. Tabelle 43 zeigt die Abnehmer in den Zukunftsmodellnetzen.

Tabelle 43: Abnehmer in den verschiedenen Zukunftsmodellnetzen der Transportnetzebene

Abnehmer	Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“				Szenario „95%-H2“	
	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ1	TZ2-4
Stadtwerk	X	X		X		
Regionaler Versorger	X	X	X			
Großindustrie 1	X	X	X	X		
Großindustrie 2	X	X	X	X		
Kraftwerk	X	X	X	X		
Speicher		X				
Durchfluss	X				X	

Gasbedarf in den Zukunftsmodellnetzen

Für den betrachteten Transportleitungsabschnitt wird auf Basis der Kernannahmen der definierten Szenarien der Transformationsbedarf bestimmt. Die jährlichen Lasten für verschiedene Sektoren im Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“ und das Szenario „95%-E-Methan“ in Tabelle 58 bzw. Tabelle 59 angegeben. Für das Szenario „95%-H2“ wird gemäß dem Szenariorahmen davon ausgegangen, dass das Transportnetz nur noch zur Durchleitung des verbleibenden Transitgasbedarfs genutzt wird. Die Last durch die Durchleitung im Jahr 2050 ist in der Tabelle 22 dargestellt. Die Werte in diesen Tabellen zeigen den Gasbedarf für ganz Deutschland. Diese Werte werden so angepasst, dass sie die Last durch den hier betrachteten Transportnetzabschnitt repräsentieren, der einen bestimmten Bevölkerungsanteil mit Gas versorgt. Aus den Lasten in diesen Tabellen werden für jedes Szenario die maximale und minimale Last für die verschiedenen Anwendungsbereiche errechnet.

Die Höchst- und Mindestlast für Kraftwerke im Jahr 2050 wird nach dem gleichen Ansatz berechnet, der auch für die Berechnung der heutigen Gaslast verwendet wird. Deshalb wird für die Kraftwerke im Jahr 2050 eine Mindestlast von Null angenommen. Die maximale Belastung wird aus der Anzahl der Volllaststunden pro Jahr von Gaskraftwerken gemittelt. Für 2050 werden Volllaststunden von 3.500 h/a angenommen im Vergleich zu 2380 h/a in den Ausgangsmodellnetzen. Der Grund für diese höhere Anzahl an Volllaststunden pro Jahr liegt darin, dass im Jahr 2050 Kohle- und Kernkraftwerke als stillgelegt angenommen sind und somit Gaskraftwerke, z. B. betrieben mit Biogas oder E-Methan, als Ausgleich für Zeiten geringer regenerativer Stromerzeugung benötigt werden.

Die Berechnungen der Gaslast des Stadtwerks und des regionalen Versorgers durch das Transportnetz im Jahr 2050 für die Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ sind sehr ähnlich zu den Berechnungen der Gaslast der Ausgangsmodellnetze, die in Kapitel 5.2.3.1 geschildert wurden. Dafür wird vereinfachend der Bedarf des Verteilmodellnetzes VZ2b angesetzt, das den Durchschnitt widerspiegelt (s. Tabelle 28 und Tabelle 29). VZ2b enthält in beiden Szenarien, „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“, Wohngebiete, Gewerbegebiete und Tankstellen. Die Industrie wird hier nur durch die Industrie, die an die Transportnetze angeschlossen ist, repräsentiert. Ähnlich wie bei der Betrachtung der Ausgangsmodellnetze wird im Jahr 2050 die Last für die Industrie zu gleichen Teilen in Last der Großindustrie 1 (gleichmäßige Last während des Tages) und Last der Großindustrie 2 (minimale Grundlast mit sprunghaftem Anstieg der Last) aufgeteilt. Die Variation des Gasstroms während des Tages wird mit den gleichen industriellen Lastprofilen berechnet, die auch in den Ausgangsnetzrechnungen verwendet wurden. Beide Profile sind in der Abbildung 65 im Anhang dargestellt.

Für Untertagespeicher liegen heute noch keine prognostizierten Betriebsdaten für das Jahr 2050 vor. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass Untertagespeicher auch im Jahr 2050 einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Gasen leisten werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass aufgrund des jahreszeitlichen Wechsels und der Volatilität erneuerbarer Energieträger das Betriebsprofil der Untergrundspeicher dem heutigen Betriebsprofil ähnlich bleiben wird (s. Abbildung 43). Um dieses Betriebsprofil im Jahr 2050 nutzen zu können, wird es linear an die Gaslast im Jahr 2050 angepasst. Der Maximal- und Minimalwert des Gasvolumenstroms im Jahr 2050 wird nach der gleichen Methode berechnet, die auch bei den Berechnungen des heutigen Netzes verwendet wurde.

5.2.3.3 Ergebnisse der Simulationen der Zukunftsmodellnetze und resultierende Austauschbedarfe der Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“

Leitungen

Für die Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ wird das gesamte Ausgangsmodellnetz von heute auch im Jahr 2050 funktionsfähig bleiben. Im Szenario „95%-H2“ wird wie oben erläutert davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur die Durchleitungen in Betrieb bleiben. Sollen Teile der Transportleitungen auf einen Transport von Wasserstoff umgestellt werden, so muss vorher eine mögliche Wasserstoffversprödung berücksichtigt werden. Denn diese kann zu vorzeitigem Ausfall führen, was den sichere Betrieb des Netzes gefährdet. Die Wasserstoffversprödung ist jedoch nicht Gegenstand dieses Projektes und wird hier nicht weiter diskutiert.

Prozessgaschromatographen (PGC)

Ein Austausch der Prozessgaschromatographen ist nicht erforderlich. Das liegt daran, dass Prozessgaschromatographen, wie in Kapitel 5.2.3.1 erwähnt, nur ca. 50 - 100 Liter (d.h. weniger als 1 Kubikmeter) Gas pro Stunde benötigen. Dies ist ein sehr geringer Bedarf an Gas, der in allen Szenarien im Wesentlichen überall im Transportnetz vorhanden ist.

Gasdruckregler

Wie in Kapitel 5.2.3.1 erläutert werden die Gasdruckregler in den Übernahmestationen bereits in der Verteilnetzanalyse betrachtet und daher hier nicht berücksichtigt.

Gasvolumenstrommesser

Die Simulationsergebnisse für 2050 für die Szenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“ sind in Tabelle 44, Tabelle 45 bzw. Tabelle 46 dargestellt. Die im Ausgangsmodellnetz verwendeten Volumenstrommesser sind auch mit ihrem entsprechenden Messbereich angegeben. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass alle heute verwendeten Volumenstrommesser auch im Jahr 2050 für alle drei Szenarien eingesetzt werden können.

Tabelle 44: Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „80%-Gasmix“

Szenario „80%-Gasmix“	Messbereich des Volumenstrommessers in m ³ /h		Berechneter Gasfluss in m ³ /h	
	Min.	Max.	Schwachlastfall	Starklastfall
Großindustrie 1	50	2.500	543	543
Großindustrie 2	50	2.500	65	691
Kraftwerk	320	16.000	0	1780
Speicher	200	10.000	586	4541
Stadtwerk	s. Verteilnetz			
Regionaler Versorger	s. Verteilnetz			

Tabelle 45: Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „95%-E-Methan“

Szenario „95%-E-Methan“	Messbereich des Volumenstrommessers in m ³ /h		Berechneter Gasfluss in m ³ /h	
	Min.	Max.	Schwachlastfall	Starklastfall
Großindustrie 1	50	2.500	1302	1302
Großindustrie 2	50	2.500	156	1654
Kraftwerk	320	16.000	0	2288
Speicher	200	10.000	799	6192
Stadtwerk	s. Verteilnetz			
Regionaler Versorger	s. Verteilnetz			

Tabelle 46 Maximaler und minimaler Gasfluss für alle Abnehmer im Jahr 2050 im Vergleich zum Betriebsbereich des heutigen Volumenstrommessers für das Szenario „95%-H2“

Szenario „95%-H2“	Messbereich des Volumenstrommessers in m ³ /h		Berechneter Gasfluss in m ³ /h	
	Min.	Max.	Schwachlastfall	Starklastfall
Durchfluss	80	4.000	263	659

Kompressorstationen

Die Tabelle 47 zeigt die Simulationsergebnisse für die maximale und minimale Belastung aller Zukunftsmodellnetze für das Szenario „80%-Gasmix“. Die maximalen und minimalen Ergebnisse werden als Volumen von Erdgas unter normalen Bedingungen angegeben. Tabelle 47 zeigt auch, wie viele der derzeit in einer Verdichterstation installierten Verdichtereinheiten im Jahr 2050 außer Betrieb gehen und wie viele neue Verdichter installiert werden müssen, um den Durchflussanforderungen gerecht zu werden. Tabelle 47 zeigt, dass der Leistungsbedarf der Kompressoren für alle Zukunftsmodellnetze in 2050 aufgrund des geringeren Gasbedarfs wesentlich geringer ist als der heutige Leistungsbedarf. Die Anzahl der stillgelegten Verdichter in den Zukunftsmodellnetzen TZ1 – TZ4 ist gleich. In allen Zukunftsmodellnetzen werden drei Kompressoren stillgelegt.

Tabelle 47: Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten im Jahr 2050 für das Szenario „80%-Gasmix“

Szenario „80%-Gasmix“	TZ 1	TZ 2	TZ 3	TZ 4
	Volumenstrom in (m³/h) (NTP)			
Min Fluss Heute	260.082	347.157	192.637	187.682
Max Fluss Heute	1.983.600	1.661.523	1.656.024	1.474.340
Min Fluss 2050	170.422	131.778	67.962	66.244
Max Fluss 2050	767.494	431.875	428.912	331.034
	Kompressorkombination 2050			
Benötigte Kompressoren für minimale Last	1 X 6 MW	1 X 6 MW	1 X 3 MW	1 X 3 MW

Szenario „80%-Gasmix“	TZ 1	TZ 2	TZ 3	TZ 4
Benötigte Kompressoren für maximale Last	1 X 9 MW 1 X 18 MW	1 X 18 MW	1 X 18 MW	1 X 3 MW 1 X 9 MW
Installierte Kompressoren heute	3 X 18 MW 2 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	2 X 18 MW 2 X 9 MW
Außerbetriebgehende installierte Kompressoren	2 X 18 MW 1 X 9 MW			
Verbleibende installierte Kompressoren	1 X 9 MW 1 X 18 MW	1 X 18 MW	1 X 18 MW	1 X 9 MW
Neuinstallation von Kompressoren	1 X 6 MW	1 X 6 MW	1 X 3 MW	1 X 3 MW

Die Tabelle 48 zeigt die Simulationsergebnisse für die maximale und minimale Belastung aller Varianten im Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“. Tabelle 48 zeigt, dass für das Zukunftsmodellnetz 2 kein neuer Kompressor installiert werden muss. In diesen Fällen werden einige der Kompressoren stillgelegt. In den Zukunftsmodellnetz 1 werden vier und in den Transportnetzen 3 und 4 jeweils drei Kompressoren abgeschaltet.

Tabelle 48: Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-E-Methan“

Szenario „95%-E-Methan“	TZ 1	TZ 2	TZ 3	TZ 4
	Volumenstrom in (m³/h) (NTP)			
Min Fluss Heute	260.082	347.157	192.637	187.682
Max Fluss Heute	1.983.600	1.661.523	1.656.024	1.474.340
Min Fluss 2050	188.426	246.659	159.697	158.806
Max Fluss 2050	688.425	616.669	615.369	572.425
	Kompressorkombination 2050			
Benötigte Kompressoren für minimale Last	1 X 9 MW	1 X 9 MW	1 X 6 MW	1 X 6 MW
Benötigte Kompressoren für maximale Last	1 X 9 MW 1 X 18 MW	1 X 9 MW 1 X 18 MW	1 X 6 MW 1 X 18 MW	1 X 6 MW 1 X 18 MW
Installierte Kompressoren heute	3 X 18 MW 2 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	2 X 18 MW 2 X 9 MW
Außerbetriebgehende Kompressoren	2 X 18 MW 1 X 9 MW	2 X 18 MW	2 X 18 MW 1 X 9 MW	1 X 18 MW 2 X 9 MW
Verbleibende Kompressoren	1 X 18 MW 1 X 9 MW	1 X 18 MW 1 X 9 MW	1 X 18 MW	1 X 18 MW s

Szenario „95%-E-Methan“	TZ 1	TZ 2	TZ 3	TZ 4
Neuinstallation von Kompressoren	Keine	Keine	1 X 6 MW	1 X 6 MW

Die Tabelle 49 zeigt die Simulationsergebnisse für die maximale und minimale Belastung im Jahr 2050 für das Szenario „95%-H2“. Da die Transportleitung in diesem Szenario im Jahr 2050 nicht in Betrieb sein wird, werden alle für Transportleitungen installierten Verdichter abgeschaltet. In der Durchleitung wird zusätzlich ein Verdichter abgeschaltet, der die Reduzierung der Gasbelastung widerspiegelt.

Tabelle 49: Maximale und minimale Last und die Verdichterkombinationen für die Verdichterstationen für alle Varianten in dem Jahr 2050 für das Szenario „95%-H2“

Szenario „95%-H2“	TZ 1	TZ 2	TZ 3	TZ 4
	Volumenstrom in (m³/h) (NTP)			
Min Fluss heute	260.082	347.157	192.637	187.682
Max Fluss heute	1.983.600	1.661.523	1.656.024	1.474.340
Min Fluss 2050	28.701	0	0	0
Max Fluss 2050	71.756	0	0	0
	Kompressorkombination 2050			
Benötigte Kompressoren für minimale Last	1 X 1 MW	Keine	Keine	Keine
Benötigte Kompressoren für maximale Last	1 X 3 MW	Keine	Keine	Keine
Installierte Kompressoren heute	3 X 18 MW 2 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	2 X 18 MW 2 X 9 MW
Außerbetriebgehende Kompressoren	3 X 18 MW 2 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	3 X 18 MW 1 X 9 MW	2 X 18 MW 2 X 9 MW
Verbleibende Kompressoren	Keine	Keine	Keine	Keine
Neuinstallation von Kompressoren	1 X 1 MW 1 X 3 MW	Keine	Keine	Keine

5.2.3.4 Diskussion des ermittelten Austauschbedarfs

Zusammenfassend kann für die Gassektorszenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ festgestellt werden, dass der Austauschbedarf bzw. Stilllegung sich auf die Transportkompressoren beschränkt und die Volumenstrommessung sowie die Verdichterstationen erhalten bleiben. Da in den Verdichterstationen die heutige Verdichterkapazität kaskadiert ist, also mehrere Kompressoren parallel zum Transport des Gases betrieben werden, und vor dem Hintergrund der Lebensdauer- und Wartungs/Instandsetzungszeiten, müssen die Verdichter für die meisten Varianten der Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ erst ab dem Jahr 2030 ausgetauscht werden, da zu diesem Zeitpunkt der Gasbedarf für alle Szenarien entsprechend stark gesunken ist (s. Tabelle 58 und Tabelle 59 im Anhang). Eine zeitliche Abstimmung mit Instandhaltungsmaßnahmen wurde in diesem Projekt nicht

durchgeführt, sodass diese Angabe den maximalen Austauschbedarf darstellt. Für das Szenario „95%-H2“ gilt, dass nur die Leitungen, die Gas durch Deutschland transportieren, weiter betrieben werden. Alle anderen Leitungen und die dazugehörigen Verdichterstationen werden stillgelegt. Bei den Durchleitungsleitungen werden wie in den anderen Szenarien keine Verdichterstationen stillgelegt, sondern nur Kompressoren innerhalb der Stationen bzw. diese gegen kleinere ausgetauscht.

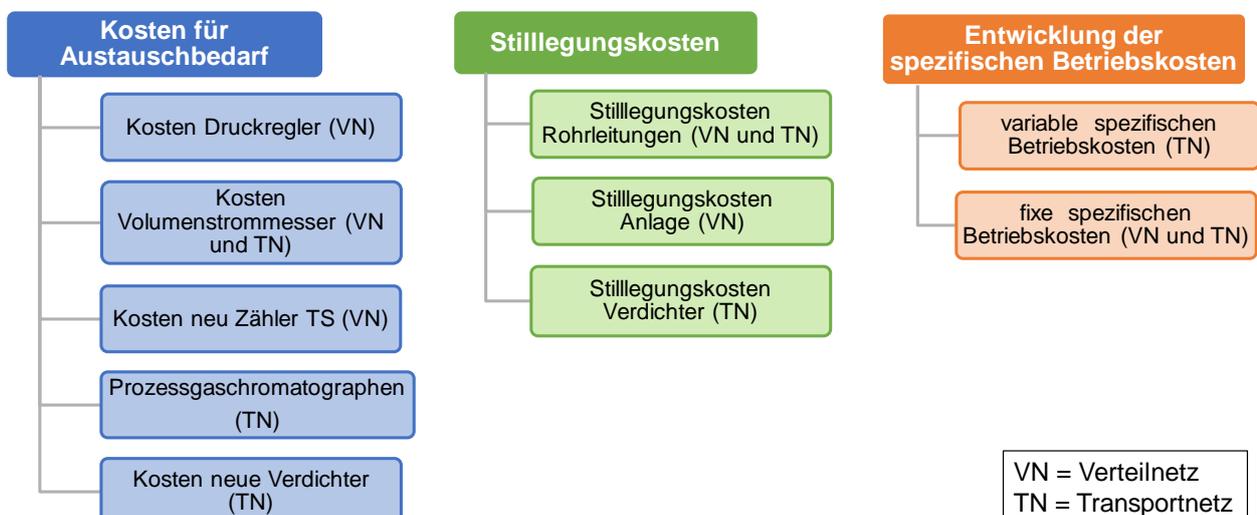
Tabelle 50: Übersicht über die Anpassungsbedarfe in Verdichterstationen für die Gassektorszenarien

Szenario	Min. oder max. Fluss	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4
80%-Gasmix	Außerbetriebgehende Kompressoren	3/5	3/4	3/4	3/4
	Neuinstallation von Kompressoren	1	1	1	1
95%-E-Methan	Außerbetriebgehende Kompressoren	3/5	2/4	3/4	3/4
	Neuinstallation von Kompressoren	0	0	1	1
95%-H2	Außerbetriebgehende Kompressoren	5/5	4/4	4/4	4/4
	Neuinstallation von Kompressoren	2	0	0	0

5.3 Kosten der infrastrukturellen Anpassungsbedarfe

In diesem Kapitel erfolgt eine Abschätzung der in den verschiedenen Gassektorszenarien bis zum Jahr 2050 entstehenden Kosten für den ermittelten technischen Austauschbedarf und die Stilllegung von Teilnetzen. Außerdem wird untersucht, wie sich die Betriebskosten durch die geänderten Netzlängen und Gasbedarfe entwickeln. Abbildung 44 zeigt die verschiedenen Teilkosten, die in den Austauschbedarfskosten, Stilllegungskosten und Betriebskosten berücksichtigt werden.

Abbildung 44: Komponenten der Austauschkosten, der Stilllegungskosten und der Betriebskosten



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Das Vorgehen ist dabei jeweils wie folgt: Auf Basis von Expertenbefragungen und Literaturrecherche werden die Kosten für Austausch, Rückbau und Stilllegung der verschiedenen Netzelemente und der Netze ermittelt. Diese Kosten werden auf Basis von Statistiken zu Struktur und Komponenten der heutigen deutschen Gasnetze auf Gesamtdeutschland hochgerechnet. Dieses Vorgehen erfolgt für alle betrachteten Zukunftsmodellnetze, so dass die sich aus den unterschiedlichen Entwicklungen ergebende Bandbreite an möglichen Kosten aufgezeigt wird. So kann auch aufgezeigt werden, ob bzw. das sich die Kostenentwicklung in verschiedenen Teilnetzen unterschiedlich gestalten.

Die so für Deutschland ermittelte Bandbreite ist als grobe Abschätzung zu verstehen, mit der die Dimension der entstehenden Herausforderung aufgezeigt werden soll. Da die verschiedenen Modellnetze jeweils nur einen Teil der Netzinfrastruktur abbilden, sind die Extremwerte der Spannweiten als nicht wahrscheinlich anzusehen. Eine detailliertere Abschätzung der hochgradig räumlich diversifizierten Ausgestaltung der Gasnetze ist im Rahmen dieser Analyse nicht möglich.

5.3.1 Verteilnetzebene

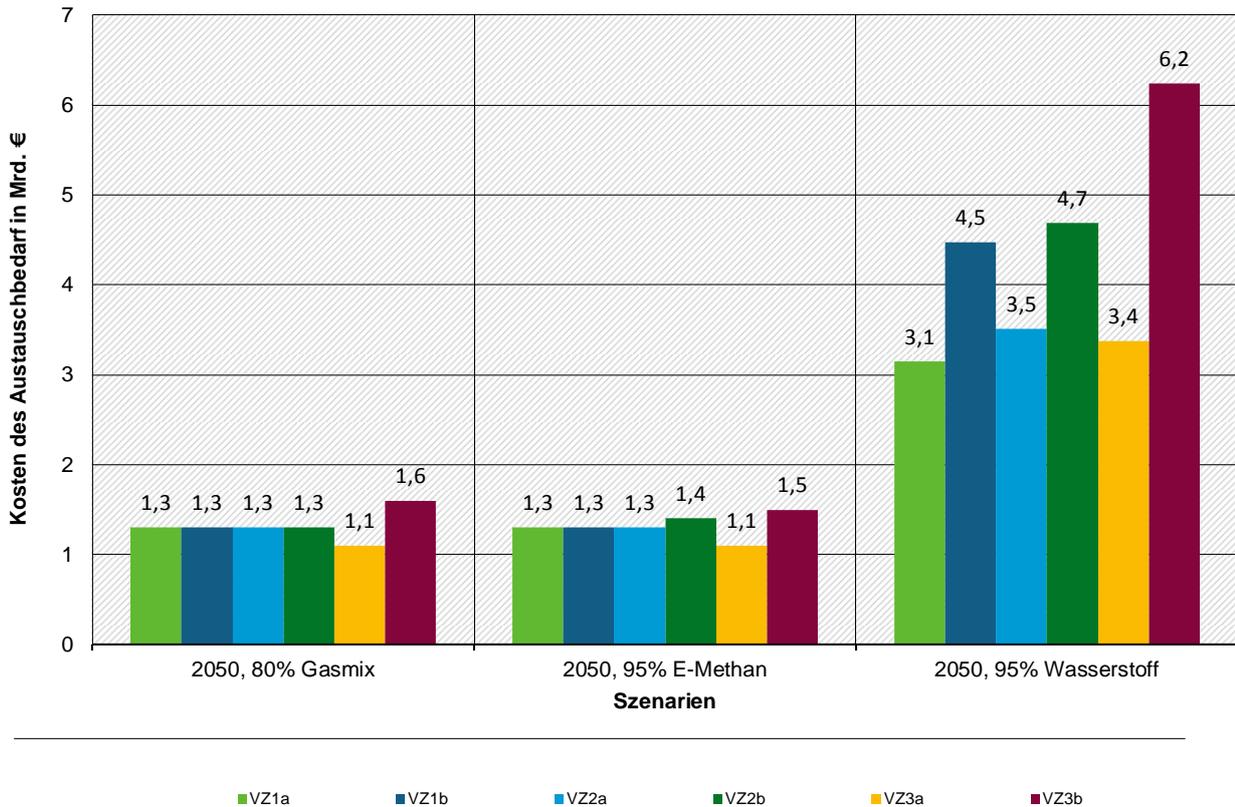
5.3.1.1 Kosten für den entstehenden Austauschbedarf

Derzeit sind in Deutschland 22.521 Volumenstrommesser und 40.257 Gasdruckregler in Verteilnetzen installiert. Die Rückbaukosten für eine Einheit des Volumenstrommessers und des Druckreglers werden als 10.000 € angesetzt. Für den Einsatz im Verteilnetz werden die durchschnittlichen Kosten einer neuen Volumenstrommesseinheit auf 31.000 € geschätzt. Die gleichen Kosten werden für die Volumenstrommessgeräte für Tankstellen verwendet. Bei Druckreglern kostet eine neue Einheit für die Übergabestation 30.000 € und ein neuer Bezirksregler kostet 20.000 €.

In Kapitel 5.2.2 wurden die entstehenden Austauschbedarfe in den Zukunftsmodellnetzen im Jahr 2050 für die Gassektorszenarien „80%-Gasmix“, „95%-E-Methan“ und „95%-H2“ ermittelt (vgl. Tabelle 32 und Tabelle 33) sowie der jeweilige Umfang an Netzstilllegungen (vgl. Abbildung 40). Zur Abschätzung der Kosten des Austausches von Netzelementen wird davon ausgegangen, dass in den gesamten nicht-stillgelegten Netzteilen der ermittelte Austauschbedarf anfällt. Abbildung 45 zeigt die daraus resultierenden Gesamtkosten des Austauschbedarfs, die für die verschiedenen Zukunftsmodellnetze im Jahr 2050 in den drei Gassektorszenarien anfallen. Für das Szenario „80%-Gasmix“ variieren die Gesamtkosten für verschiedene Zukunftsmodellnetze zwischen ca. 1,1 Mrd. € und 1,6 Mrd. €. Ähnlich variieren die Gesamtkosten im Szenario „95%-E-Methan“ für die verschiedenen Zukunftsmodellnetze zwischen ca. 1,1 Mrd. € und 1,5 Mrd. €. Für beide Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ treten die minimalen Gesamtkosten für das Zukunftsmodellnetz VZ3a (mit Abnahme von industriellen Abnehmern) und die maximalen Gesamtkosten für das Zukunftsmodellnetz VZ3b (mit konstanten industriellen Abnehmern und hinzukommenden Tankstellen) auf. Eine Aufschlüsselung der Kosten nach Zählern und Reglern ist in Tabelle 60 im Anhang zu finden.

Im Szenario „95%-H2“ wird davon ausgegangen, dass die gleichen Netze wie im Szenario „95%-E-Methan“ in Betrieb bleiben. Im Szenario „95%-H2“ müssen alle Betriebsmittel ausgetauscht werden. Daher sind die Kosten der Druckregler im Szenario „95%-H2“ höher als die Kosten der Druckregler im Szenario „95%-E-Methan“. Im Szenario „95%-H2“ fallen neben den Austauschkosten für Volumenstromänderung zusätzliche Kosten für die Wasserstoffanpassung an und werden in Abbildung 45 als Teil der Gesamtkosten angegeben. Diese zusätzlichen Kosten für die Wasserstoffanpassung entstehen, weil jedes im Wasserstoffnetz verwendete Netzelement mehr kostet als die im bestehenden Gasnetz verwendeten Netzelemente. Im laufenden DVGW-Projekt „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“ wird gezeigt, dass diese Anpassungskosten für das gesamte Verteilnetz in Deutschland 7 Milliarden Euro betragen. Diese Kosten werden linear an die Länge des in Betrieb bleibenden Netzes angepasst, um die entsprechenden Anpassungskosten für die verschiedenen Zukunftsmodellnetze zu erhalten. Daraus ergibt sich eine Spannbreite von 3,8 bis 6,8 Mrd. Euro.

Abbildung 45: Hochrechnung der Kosten des Austauschbedarfs in Verteilnetzen im Jahr 2050 auf ganz Deutschland mittels der Zukunftsmodellnetze für die drei Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

5.3.1.2 Kosten der Stilllegung von Verteilnetzen für die Gassektorszenarien

Der modulare Ansatz des Verteilnetzes führt dazu, dass Teile des Verteilnetzes aufgrund des geringeren Gasbedarfs im Jahr 2050 stillgelegt werden. Kapitel 5.2.2.2 zeigt, dass in allen Gassektorszenarien das Verteilnetz für alle Zukunftsmodellnetze teilweise stillgelegt wird, wobei im Szenario „95%-H2“ entweder eine Umnutzung der verbleibenden Netze erfolgt oder das gesamte Verteilnetz stillgelegt wird. Die entsprechenden Prozentsätze der Stilllegungslängen für alle Zukunftsmodellnetze in den drei Gassektorszenarien sind in Abbildung 40 angegeben. Abhängig von verschiedenen Faktoren wie dem Leitungsquerschnitt, Durchmesser und der räumlichen Verortung der Leitung sind Maßnahmen zum sicheren Stilllegen der Rohrleitungen einzuhalten. Mögliche Maßnahmen für eine Stilllegung sind:

- **Rückbau:** Die im Erdboden verlegte Gasleitung wird nach Aufforderung durch den Grundstückseigentümer ausgebaut und das Grundstück in den ursprünglichen Zustand zurückversetzt. Grundbuchliche Leitungssicherungsansprüche werden zurückgegeben. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
- **Verdämmung und Versiegelung:** Die Erdgasleitung verbleibt im Erdboden, die Leitung werden inertisiert und mit Füllstoffen (wie Betonit) verfüllt. Der Leitungshohlraum wird geschlossen. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
- **Versiegelung:** Die Erdgasleitungen werden inertisiert und verbleiben als Hohlraum im Boden. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.

Für Deutschland werden die Annahmen für die Anteile des Verteilnetzes, für welche die jeweilige Rückbaumaßnahme notwendig ist, und ihre spezifischen Kosten wie in der Tabelle 51 dargestellt aus

Frontier Economics et al. (2017) übernommen. Auf Basis dieser Annahmen können die mittleren Stilllegungskosten für einen Kilometer Verteilnetz auf 48.000 € veranschlagt werden. In Frontier Economics et al. (2017) wird von einem Verdämmungsanteil von 30 % ausgegangen, jedoch auf die hohen Unsicherheiten diesbezüglich hingewiesen. Der Durchmesser der Rohre im Gasverteilnetz liegt zu deutlich über 90 % unter 400 mm (Dietzsch et al. 2016), was nach Expertenaussage in der Regel als untere Grenze für die Notwendigkeit einer Verdämmung angesehen wird. Daher sind die ermittelten Rückbaukosten im Verteilnetze eher als oberer Schätzwert anzusehen, weswegen ein entsprechend geringerer Anteil an Verdämmung in der weiteren Sensitivitätsanalyse S3 untersucht wird.

Tabelle 51: Angenommene Verteilung und Kosten von Stilligungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene

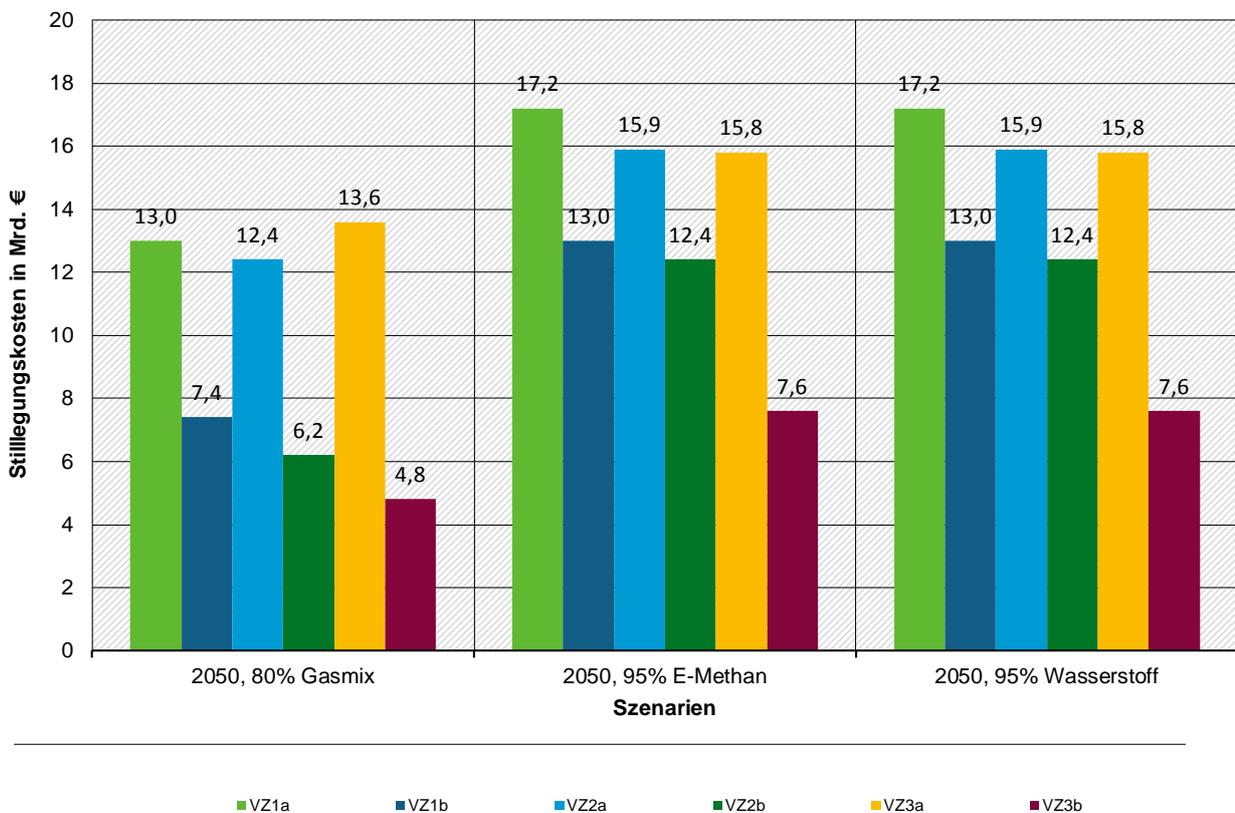
Stilligungsmaßnahme	Anteil in %	Kosten pro Einheit in Tsd. €/Km
Rückbau	5	280
Verdämmung und Versiegelung	30	70*
Versiegelung	65	20

Quelle: Frontier Economics et al. (2017)

* In Frontier Economics et al. (2017) ist an dieser Stelle ein Wert von 200 angegeben. Aus den dortigen Ergebnissen und dem Begleittext ergibt sich jedoch, dass mit 70 gerechnet wurde (35 % von 200).

Abhängig von den angenommenen Gassektorszenarien (s. Tabelle 28, Tabelle 29, Tabelle 30 und Tabelle 31) werden Verteilnetzgebiete stillgelegt und mit Kosten belegt. Die Stilllegungskosten hochgerechnet auf Deutschland sind in Abbildung 46 für alle drei Gassektorszenarien angegeben.

Abbildung 46: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für die Varianten in den Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Abbildung 46 zeigt, dass die Stilllegungskosten die Kosten für den Austauschbedarf der Bauteile (siehe Abbildung 45) deutlich übersteigen. Abbildung 46 zeigt darüber hinaus, dass die Rückbaukosten im Szenario „95%-E-Methan“ um ca. 50 % höher sind als die Kosten im Szenario „80%-Gasmix“. Dies liegt daran, dass die Gasbedarfe im Szenario „95%-E-Methan“ stärker sinken und damit die Anzahl der stillgelegten Teilgebiete höher ist als die Anzahl der Teilgebiete im Szenario „80%-Gasmix“. Außerdem zeigen die Kostenberechnungen für beide Szenarien, dass die Rückbaukosten für das Netz VZ3b (mit Industrie und Tankstellen) wegen der geringsten Stilllegung von Rohrleitungen am niedrigsten und die Rückbaukosten für das Netz VZ1a (nur rückläufige Anzahl an Wohngebieten) wegen der umfangreichsten Stilllegung von Rohrleitungen am höchsten sind.

Die Stilllegungskosten für verschiedene Verteilnetze sind für die Szenarien „95%-H2“ und „95%-E-Methan“ gleich. Grund hierfür ist, dass im Szenario „95%-H2“ die gleichen Gebiete wie im Szenario „95%-E-Methan“ stillgelegt werden. Wird alternativ zum Szenario „95%-H2“ angenommen, dass an Stelle einer Umwidmung der Gasnetze ein separates Wasserstoffnetz aufgebaut und somit das gesamte Verteilnetz stillgelegt wird, wäre die Stilllegung sogar mit Kosten von 23,1 Mrd. Euro verbunden.

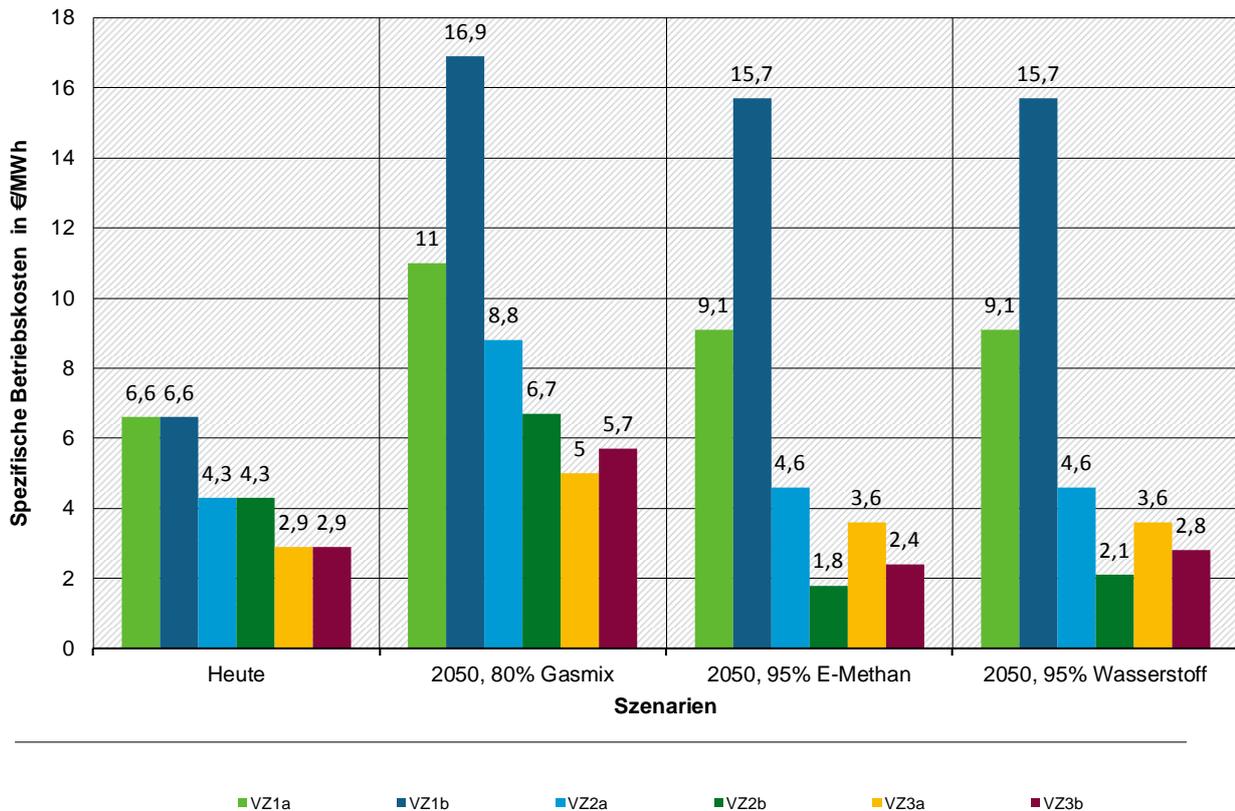
5.3.1.3 Entwicklung der Betriebskosten

Auf der Verteilnetzebene fallen Betriebskosten u.a. für Leckageprüfungen, Odorierung, Dispatching, Vorwärmung oder Wartung/Instandhaltung von Anlagenteilen an. Diese Kosten teilen sich auf in fixe und variable Betriebskosten. Fixe Betriebskosten sind in erster Näherung abhängig von der Länge des Gasverteilnetzes. Die variablen Betriebskosten sind in erster Näherung abhängig von der Menge des transportierten Gases. Im Verteilnetz überwiegen jedoch die fixen Betriebskosten so stark, dass die variablen vernachlässigt werden können.

Die Schätzung der heutigen fixen Betriebskosten auf der Verteilnetzebene, inklusive der Investitionen in Erhalt und Erneuerung von Netzen, werden auf Basis von BNetzA (2017) und Frontier Economics et al. (2017) auf ca. 3.300 €/km geschätzt. Abbildung 47 zeigt den Vergleich der spezifischen Betriebskosten zwischen heute und allen drei Gassektorszenarien im Jahr 2050.

Im Szenario „80%-Gasmix“ sind die spezifischen Betriebskosten für alle Zukunftsmodellnetze im Jahr 2050 höher als heute. Der Grund für diesen Anstieg der spezifischen Betriebskosten liegt darin, dass der Gasbedarf im Laufe der Jahre im Vergleich zur Netzlänge stärker sinkt. Der Anstieg ist dabei in den Netzen VZ1a und VZ1b mit ausschließlich Wohngebieten am höchsten, weil dort der Verbrauchsrückgang am höchsten ausfällt. Im Szenario „95%-E-Methan“ sind die spezifischen Betriebskosten im Jahr 2050 für die Zukunftsmodellnetze VZ1a, VZ1b, VZ2a und VZ3a aus demselben Grund ebenfalls höher als heute. Bei den Zukunftsmodellnetzen VZ2b und VZ3b, also bei Unterstellung eines hohen Anteils an Gasfahrzeugen und entsprechender Tankinfrastruktur, sind die spezifischen Betriebskosten im Jahr 2050 hingegen niedriger als heute. Der Grund dafür ist, dass im Jahr 2050 im Szenario „95%-E-Methan“ ein sehr hoher Gasbedarf für den Verkehr besteht, welcher die spezifischen Netzkosten deutlich reduziert. Im Szenario „95%-H2“ ist der Gasbedarf für den Verkehr ebenfalls hoch, allerdings etwas geringer als der Gasbedarf für den Verkehr im Szenario „95%-E-Methan“.

Abbildung 47: Entwicklung von fixen Betriebskosten für verschiedene zukünftige Netze für alle Gassektorszenarien



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

5.3.1.4 Sensitivitätsbetrachtung zu Kostenentwicklungen der Verteilnetze auf Basis der Szenarien

Wie eingangs ausgeführt wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um zum einen die Auswirkungen zu beschreiben, wenn die in den Szenarien unterstellten Maßnahmen nicht voll greifen und daher ein höherer Gasfluss auch zukünftig zu erwarten ist. Zum anderen sollen die Sensitivitätsanalysen eine mögliche Spannweite der Stilllegungskosten beleuchten.

In der **Sensitivitätsanalyse S1** wird im Jahr 2050 der Gasbedarf für dem Gebäudesektor entsprechend dem Szenario „Eff + PtX“ aus Agora (2018b) um ca. 50% des heutigen Gasbedarfs reduziert. Diese Verringerung ist deutlich niedriger als die Verringerung im 95% E-Methan-Szenarios, bei dem durch deutliche Effizienzsteigerungen der Gasbedarf im Gebäudesektor um rund 87% sinkt. In Sensitivitätsanalyse S1 wird der Überlegung Rechnung getragen, dass die Effizienzmaßnahmen zur Wärmebedarfsminderung nicht voll zum Tragen kommen, was mit den heutigen Beobachtungen z.B. der Sanierungsraten begründet werden kann. Darüberhinaus wird unterstellt, dass dies durch erhöhten Einsatz von E-Methan kompensiert wird. Alle weiteren Gasbedarfe entsprechen weiterhin dem Szenario 95%-E-Methan.

In der **Sensitivitätsanalyse S2** werden trotz Gasbedarfsminderung entsprechend der Szenarien keine Verteilnetze stillgelegt. Hintergrund ist die Überlegung, dass innerhalb der Verteilnetze weiterhin Gasabnehmer existieren, die mit Gas versorgt werden müssen. Untersucht werden die Betriebskosten, die in direktem Zusammenhang mit den Betriebslängen des Verteilernetzes und der Gasmenge stehen. In dieser Sensitivitätsanalyse werden die gegensätzlichen Effekte bzgl. Stilllegungskosten und spezifischen Betriebskosten evaluiert.

Mit der **Sensitivitätsanalyse S3** werden die Auswirkungen auf die Kosten beobachtet, wenn angenommen wird, dass bei Stilllegungen im Verteilungsnetz ein geringerer Aufwand hinsichtlich Verdämmung und Versiegelung angenommen wird. Die Gasabnahme entspricht weiterhin den Szenarien. Tabelle 52 zeigt den jeweiligen angenommenen Anteil der einzelnen Stilllegungsmaßnahmen für die Sensitivitätsanalyse S3, der sich beim Rückbau und der Verdämmung/Versiegelung im Vergleich zu vorher (s. Tabelle 51) um den Faktor 10 in Anlehnung an die Anteile von Verteilnetzleitungen mit Querschnitt >DN400 (vgl. Dietzsch et al. 2016) verringert.

Tabelle 52: Angenommene Verteilung und Kosten von Stilllegungsmaßnahmen auf Verteilnetzebene für die Sensitivitätsanalyse S3

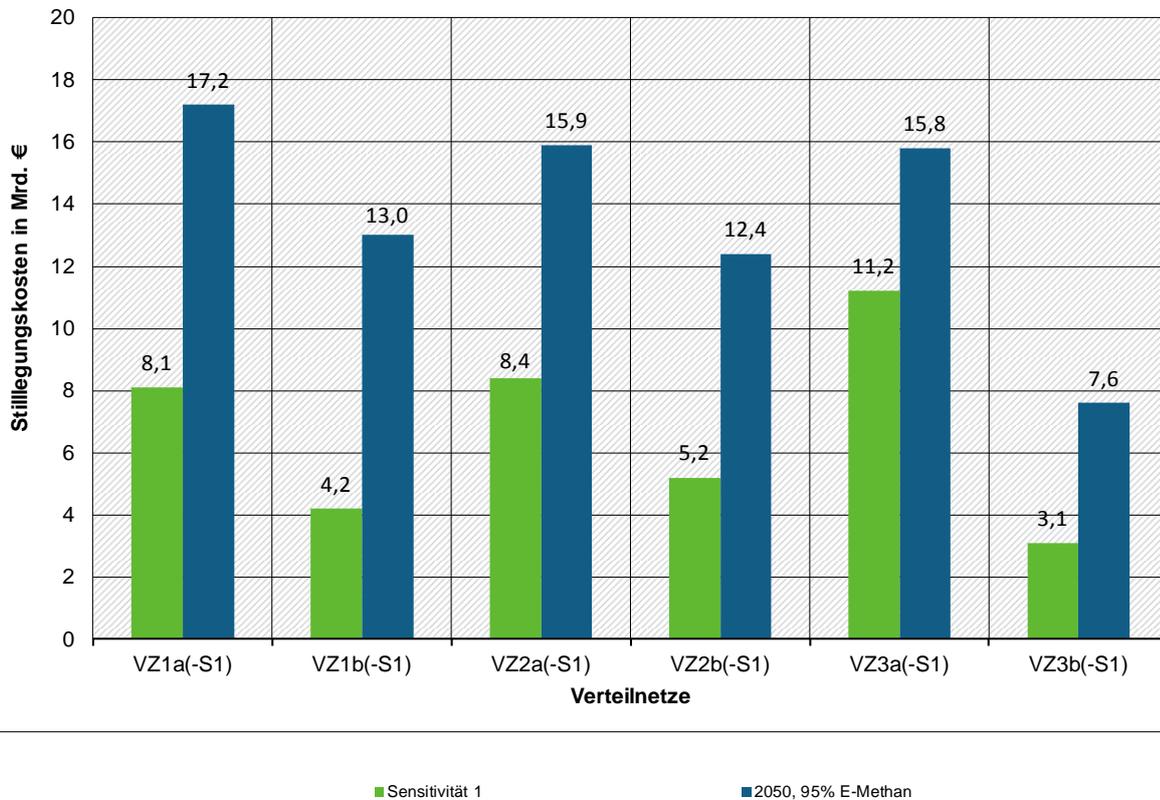
Stilllegungsmaßnahme	Anteil in %	Kosten pro Einheit in Tsd. €/Km
Rückbau	0,5	280
Verdämmung und Versiegelung	3	70*
Versiegelung	96,5	20

Quelle: Frontier Economics et al. (2017) und eigene Berechnungen

Stilllegungskosten von Verteilnetzen

Für die Stilllegungskosten werden Sensitivitätsanalyse S1 und S3 berücksichtigt. In S2 bleibt das gesamte Verteilungsnetz in Betrieb und es entstehen somit keine Stilllegungskosten. Zum Vergleich zeigt Abbildung 48 die Stilllegungskosten für alle Modellnetzvarianten für S1 zusammen mit den Stilllegungskosten für alle Modellnetzvarianten für die Grundbetrachtungen des Gassektorszenarios 95%-E-Methan. Hierbei zeigt sich, dass um ca. 29 – 68 % geringere Stilllegungskosten im Vergleich mit den Stilllegungskosten des Szenarios 95%-E-Methan verursacht würden. Dies bedeutet, dass ein erhöhter Gasfluss im Wärmebereich zu geringeren Stilllegungen (s. Abbildung 41) und somit zu deutlich geringeren Stilllegungskosten führen.

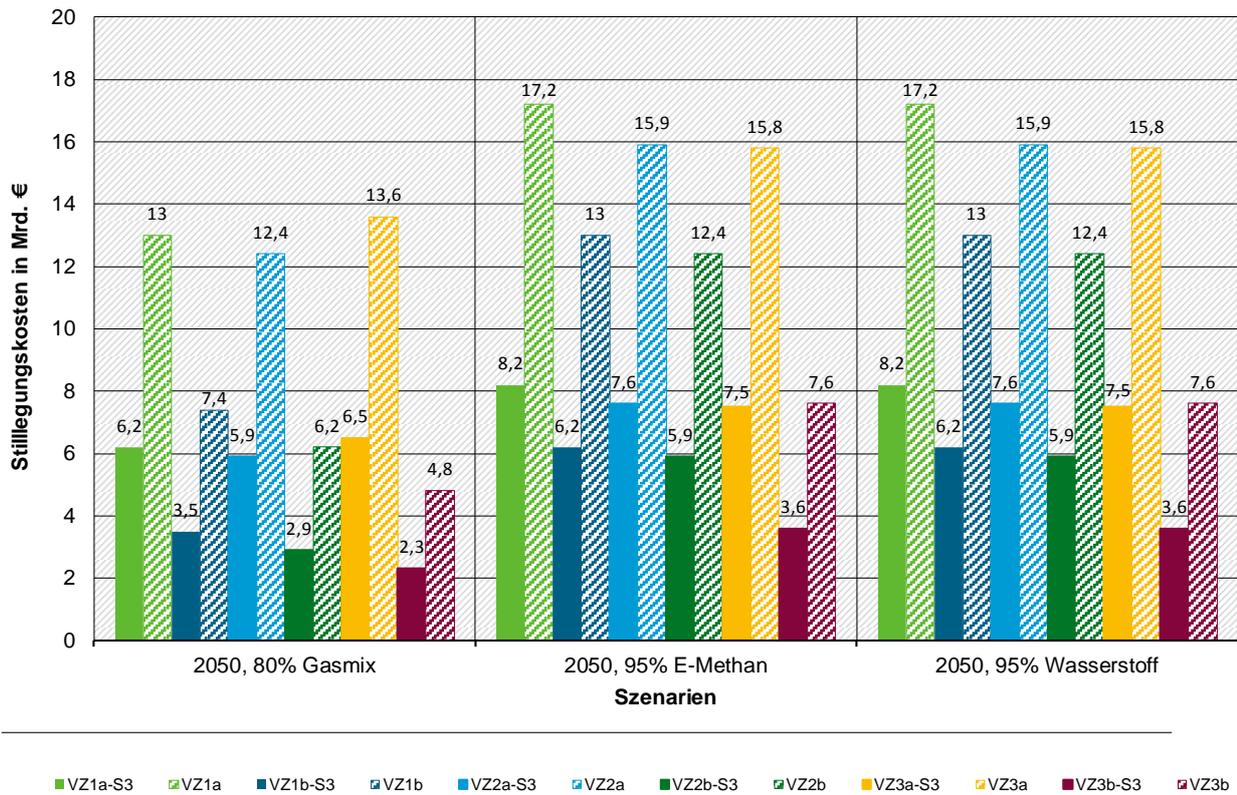
Abbildung 48: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für die Modellnetzvarianten des Szenarios „95%-E-Methan“ für die Sensitivitätsanalyse S1 und für das Gassektorszenario 95%-E-Methan



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Die Stilllegungskosten für Sensitivitätsanalyse S3 für alle Varianten und Szenarien zusammen mit die Stilllegungskosten für alle Varianten und Szenarien für die Grundbetrachtungen sind in Abbildung 49 dargestellt. Da die mittleren spezifischen Stilllegungskosten in Sensitivität 3 mit 22.800 €/km (s. Kapitel 5.3.1.4) um ca. 52,5 % niedriger sind als vorher (s. Kapitel 5.3.1.2), fallen die gesamten Stilllegungskosten für alle Varianten entsprechend geringer aus.

Abbildung 49: Stilllegungskosten auf Verteilnetzebene für alle Gassektorszenarien für die Sensitivitätsanalyse S3 und für die Grundbetrachtungen



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

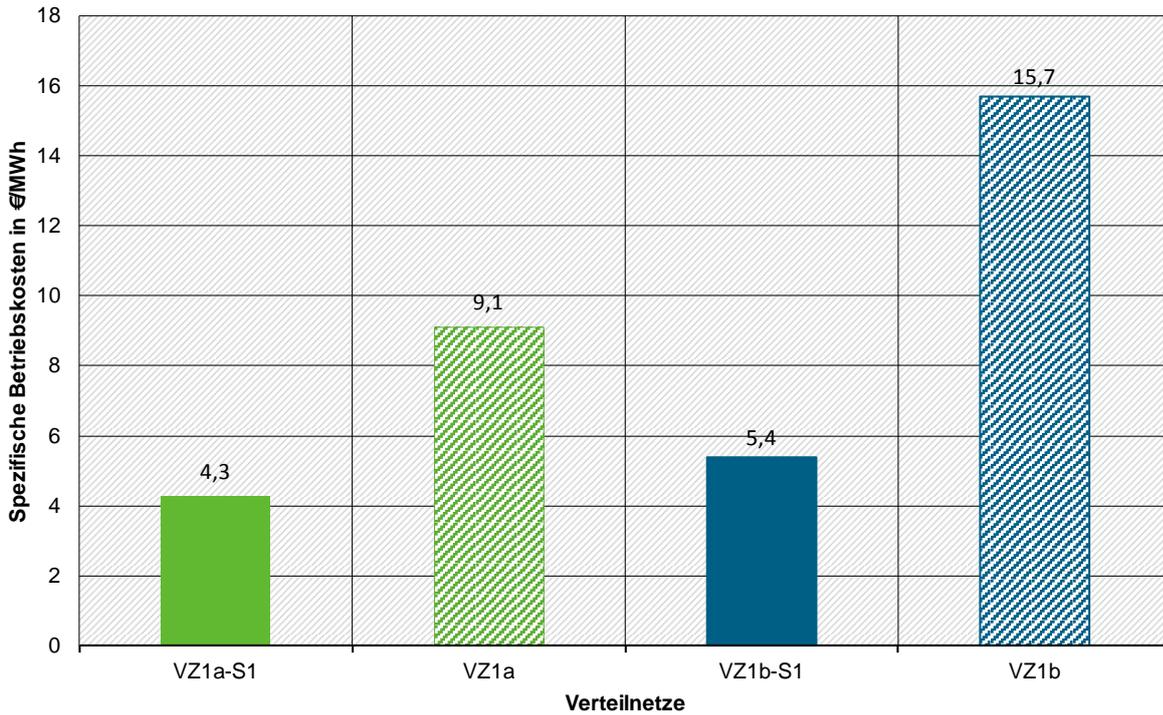
Kosten für den entstehenden Austauschbedarf

Bei den Austauschbedarfskosten wird keine der Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Bei den S1 und S2 können die Änderungen der Austauschkosten im Vergleich zu vorher vernachlässigt werden und werden daher nicht weiter betrachtet. Die Sensitivitätsanalyse S3 bezieht sich auf die stillgelegten Längen der Rohrleitungen und hat daher keinen Einfluss auf die Kosten des Austauschbedarfs.

Entwicklung der Betriebskosten

Da in der Sensitivitätsanalyse S1 der Wärmebedarf von privaten Haushalten erhöht ist, werden nur die Netze berücksichtigt, die hauptsächlich Wohngebäude aufweisen (VZ1a und VZ1b). Abbildung 50 zeigt, dass die spezifischen Betriebskosten für die Verteilernetze VZ1a-S1 und VZ1b-S1 im Jahr 2050 für die Sensitivität 1 etwa 2,5- bis 3-mal niedriger sind als die spezifischen Betriebskosten der Verteilernetze VZ1a und VZ1b für das Szenario 95%-E-Methan im Jahr 2050. Obwohl die Netzlängen in Sensitivität S1 höher sind als die Netzlängen in den 80%- und 95%-Szenarien, sind die Betriebskosten in Sensitivität S1 dennoch niedriger, aufgrund der höheren zu transportierenden Gasmengen bzw. des höheren Energiebedarfs. Die Auswirkungen sind überproportional in den Netzen VZ1a und VZ1b zu erkennen, da in diesen Netzen nur Wohngebiete enthalten sind und somit keine Kompensation des Gasbedarfs durch Mobilität, Industrie oder Gewerbe stattfindet.

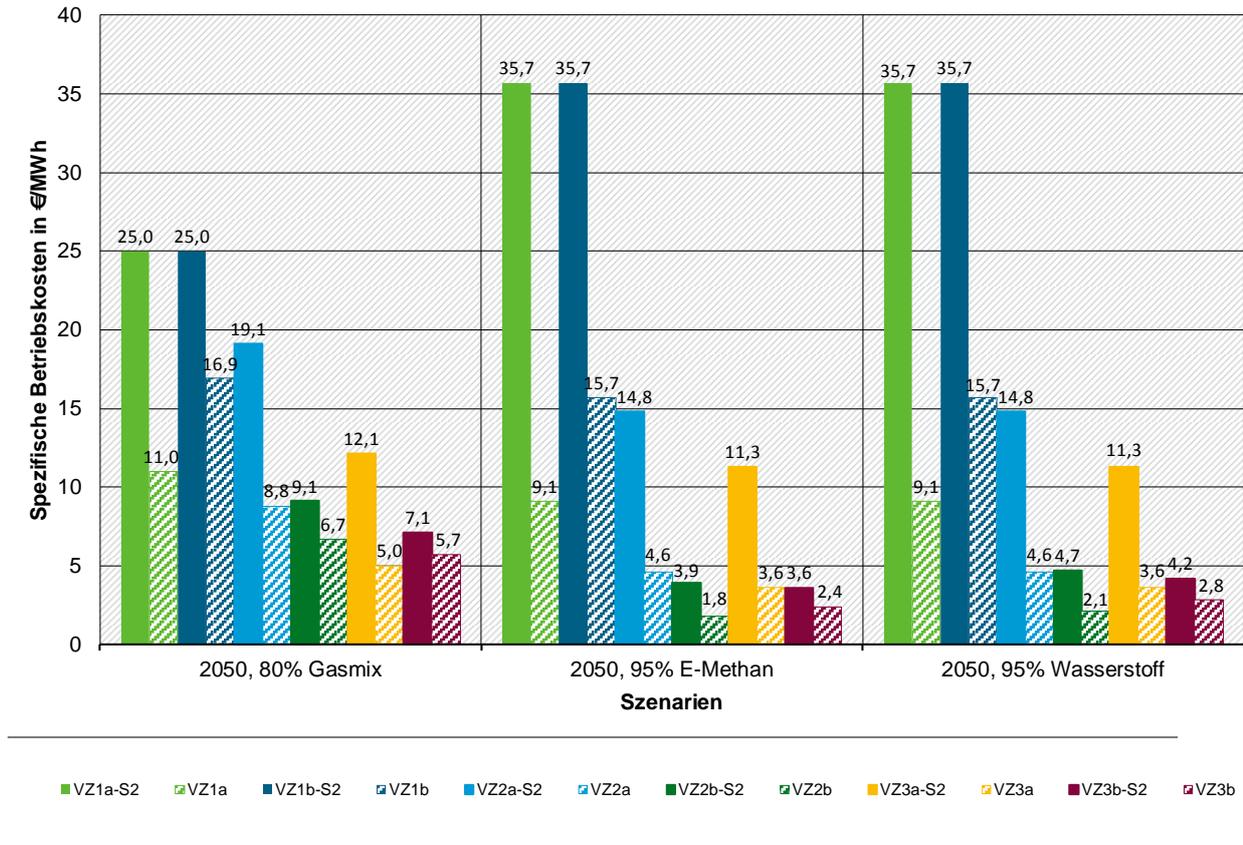
Abbildung 50: Entwicklung der fixen Betriebskosten für die Sensitivitätsanalyse S1 und für das Szenario 95%-E-Methan



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Abbildung 51 zeigt die Entwicklung der spezifischen Betriebskosten für alle Verteilnetze in allen Gassektorszenarien für Sensitivitätsanalyse S2. Abbildung 51 stellt dem auch die Entwicklung der spezifischen Betriebskosten in allen Gassektorszenarien für Grundbetrachtungen gegenüber. Für die Sensitivitätsanalyse S2 sind die Betriebskosten um ca. 25 – 292 % höher als die spezifischen Betriebskosten des äquivalenten Szenarios. Die Ursache ist, dass bei geringem Gasfluss das gesamte Verteilnetz in Betrieb bleibt und sich somit die längespezifischen Fixkosten auf die verteilte Energiemenge verteilen.

Abbildung 51: Entwicklung der fixen Betriebskosten für verschiedene zukünftige Netze für die Sensitivitätsanalyse S2 und für die Grundbetrachtungen der Gassektorszenarien



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Zusammenfassend zeigen die abweichenden Annahmen beim Gasbedarf zur Raumwärmeversorgung in Wohngebäuden in den Sensitivitätsanalysen, dass bei heute zu beachtender Umsetzung von Effizienzmaßnahmen und Kompensation dieser durch regenerativ erzeugtes E-Methan, um die Klimaschutzziele dennoch zu erreichen, die Stilllegungen und die Betriebskosten der Verteilnetze niedriger sind. Festzuhalten ist jedoch auch, dass die Nutzung von E-Methan im Vergleich zu anderen regenerativen Energien (bspw. der direkten Stromnutzung, Umweltwärme) teurer ist. Im Vergleich zu den Grundbetrachtungen sind die Stilllegungskosten der Verteilnetze sowohl für die Sensitivitätsanalyse S1 als auch für die Sensitivitätsanalyse S3 weitestgehend niedriger. In Sensitivitätsanalyse S1 ist der Grund die geringere Länge der stillgelegten Netzgebiete, während in Sensitivitätsanalyse S3 die niedrigeren durchschnittlichen spezifischen Kosten für die Stilllegung der Rohrleitungen der Grund dafür sind. Die Betriebskosten sind in S1 im Vergleich zu den Grundbetrachtungen der Gassektorszenarien deutlich geringer, auf Grund der höheren zu transportierenden Gasmengen bzw. dem höheren Energiebedarf in Form von Gas für die Netzgebiete. Die Betriebskosten sind in S2 im Vergleich zu den Szenarien weitestgehend höher, da in der Sensitivitätsanalyse S2 das gesamte Netz in Betrieb bleibt und die zu transportierende Gasmenge entsprechend den Szenarien abnimmt.

5.3.2 Transportnetzebene

5.3.2.1 Kosten für den entstehenden Anpassungsbedarf auf der Transportnetzebene

Wie bereits erwähnt, sind für den Betrieb des Transportnetzes fünf Arten von Netzelementen im Netz vorhanden. Dazu gehören Leitungen, Prozessgaschromatographen, Volumenstrommesser, Gasdruckregler und Kompressoren. Die Kostenschätzung auf der Transportnetzebene umfasst die Kosten aller zu

ersetzenden Netzelemente und soweit relevant die Stilllegungskosten von nicht mehr genutzten Rohrleitungen und die Kosten für stillgelegte Kompressorstationen.

Die Kosten von Druckreglern werden bereits in der Verteilnetzebene berücksichtigt und die Prozessgaschromatographen müssen nicht ersetzt werden, da sie sehr wenig Gas für die Probenahme benötigen (in der Größenordnung von 50-100 Liter/Stunde). Die Simulationsergebnisse für das Jahr 2050 für alle drei Gassektorszenarien sind im Kapitel 5.2.3.2 dargestellt. Diese zeigen, dass in allen drei Szenarien kein Volumenstrommesser ausgetauscht werden muss. So entstehen auf der Transportnetzebene keine Kosten aufgrund von Volumenstrommessern und Prozessgaschromatographen. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus, wie viele Kompressoren in den Gassektorszenarien stillgelegt und wie viele Kompressoren mit geringerer Leistung installiert werden müssen. In Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ bleibt das gesamte Transportnetz in Betrieb. Daher fallen in diesen Szenarien keine Stilllegungskosten für die Rohrleitungen an. Für das Szenario „95%-H2“ wird nur die Transportleitungen stillgelegt und die Durchleitungen bleiben in Betrieb. In die Berechnung der dabei anfallenden Stilllegungskosten werden die Stilllegungskosten der Transportleitungen und die Stilllegungskosten der in diesem Transportnetz installierten Verdichterstationen einbezogen.

Die Annahmen zu spezifischen Rückbaukosten der Rohrleitungen für die Berechnung sind wiederum wie in Tabelle 53 dargestellt an Frontier Economics et al. (2017) angelehnt. Auf Basis dieser Annahmen können die Stilllegungskosten für 1 km Transportnetz vereinfachend im Mittel mit ca. 113.000 Euro veranschlagt werden. Die durchschnittlichen Stilllegungskosten pro Kompressoreinheit in einer Verdichterstation, werden auf 5,5 Mio. Euro geschätzt. Die durchschnittliche Kosten einer neuen Verdichtereinheit werden auf im Mittel 22 Mio. Euro geschätzt.

Tabelle 53: Rückbaumaßnahmen und ihre spezifischen Kosten in Transportnetz

Rückbaumaßnahme	Rückbaumaßnahme anteilig in %	Kosten pro Einheit in Tsd. €/Km
Rückbau	5	800
Verdämmung und Versiegelung	30	200
Versiegelung	65	20

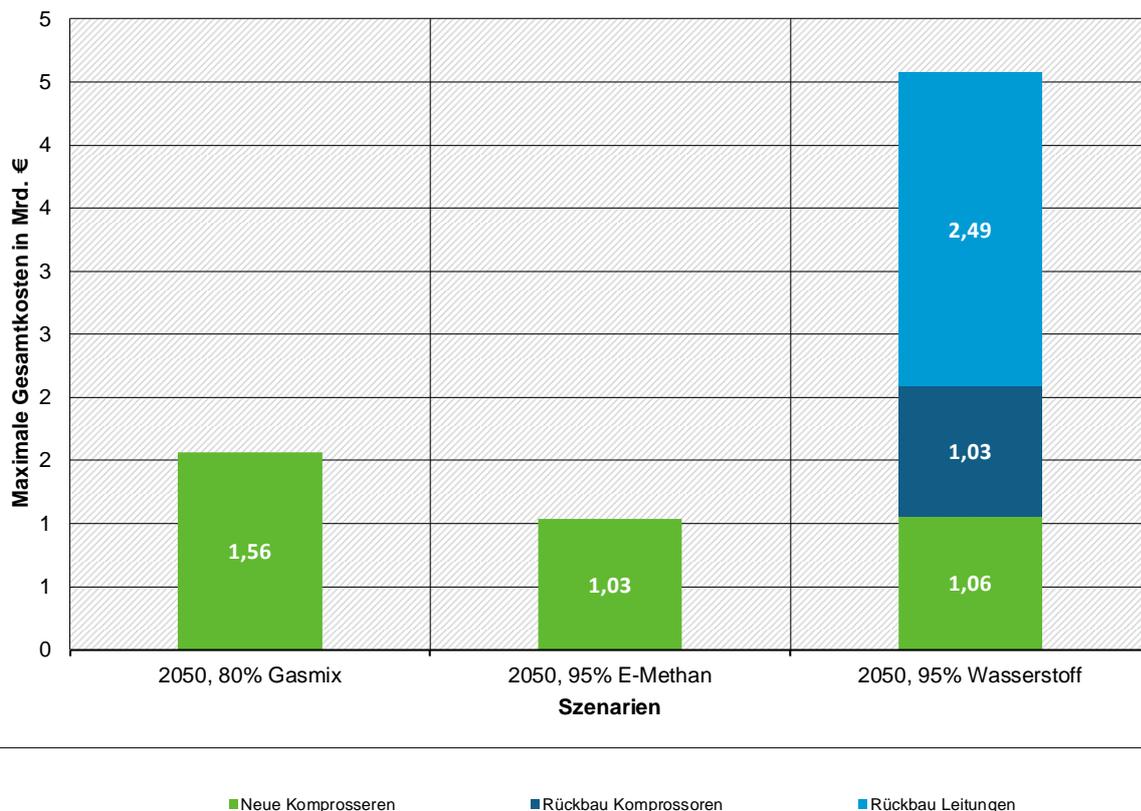
Quelle: Frontier Economics et al. 2017

Im Transportnetz in Deutschland gibt es 71 Verdichterstationen. Diese Verdichterstationen sind auf 22.000 km Transportnetz (ohne Durchleitung) und 11.000 km Transitnetz (mit Durchleitung) verteilt (vgl. Frontier Economics et al. 2017). Wegen des homogenen Verdichtungsbedarfs ist davon auszugehen, dass diese relativ gleichverteilt sind. Somit befinden sich näherungsweise 24 Verdichterstationen im Transitnetz und 47 Verdichterstationen im Transportnetz. Das modellnetz TZ1 bezieht sich auf einen Netzabschnitt mit einer Verdichterstation einer Transitleitung, TZ2 – TZ4 auf einen Netzabschnitt mit einer Verdichterstation einer Transportleitung. Zur Hochrechnung der Kosten auf ganz Deutschland werden die Ergebnisse für ZTM1 und die Spannbreiten der Ergebnisse für ZTM2 bis ZTM4 mit der jeweiligen Anzahl an Verdichterstationen gewichtet und dann summiert.

Abbildung 52 zeigt die hochgerechneten maximalen Kosten der Installation neuer Verdichter in den Verdichterstationen im Jahr 2050 in den Gassektorszenarien für die zukünftigen Transportmodellnetzvarianten. Im Szenario „80%-Gasmix“ ergeben sich Gesamtkosten von ca. 1,6 Mrd. EUR. Im Szenario „95%-E-Methan“ fallen nur in bestimmten der betrachteten Fälle Kosten an, wodurch die Gesamtkosten in der Spannbreite von 0 bis ca. 1 Mrd. EUR liegen. In der Abbildung 52 ist jedoch nur der Maximalwert angegeben. Für das Szenario „Produktion von Wasserstoff (95 %)“ ergeben sich Gesamtkosten von ca. 1 Mrd EUR, allein für den Teil des Fernleitungsnetzes zur Durchleitung.

Abbildung 52 zeigt auch die Kosten für die Stilllegung von Transportleitungen und für die Stilllegung von Verdichterstationen. Da in den Szenarien „80%-Gasmix“ und „95%-E-Methan“ im Fernleitungsnetz keine Stilllegungen erfolgen, sind in den Gesamtkosten auf der Transportnetzebene nur die Kosten für neue Verdichtereinheiten enthalten. Für das Szenario „95%-H2“ wird nur das Transitgasnetz erhalten und das sonstige Transportnetz von ca. 22.000 km Länge, das Gas an die Nutzer innerhalb Deutschlands liefert, stillgelegt. In die Berechnung der dabei anfallenden Stilllegungskosten werden auch die Stilllegungskosten der in diesem Transportnetz installierten Verdichterstationen einbezogen. Im das Szenario „95%-H2“ entstehen dadurch ca. 54 % der Gesamtkosten auf Transportnetzebene durch die Stilllegung von Rohrleitungen. Tabelle 61 im Anhang zeigt die Gesamtkosten mit einigen weiteren Informationen.

Abbildung 52: Maximale Gesamtkosten für die Gassektorszenarien auf der Transportnetzebene



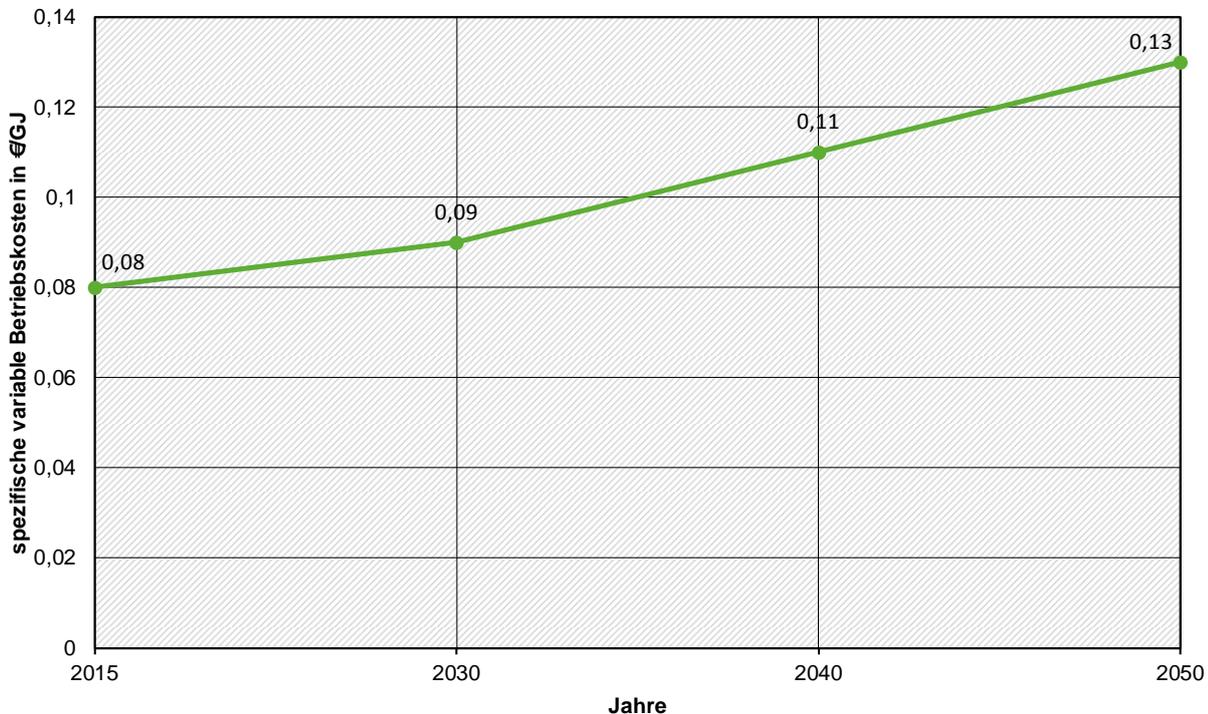
Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

5.3.2.2 Entwicklung der Betriebskosten

Auf Transportnetzebene wird Energie zum Betrieb der Transportkompressoren benötigt. Daher muss auch im Transportnetz eine Aufteilung auf fixe und variable Betriebskosten durchgeführt werden. Die Transportkompressoren werden in der Regel von Gasturbinen angetrieben, die Erdgas als Brennstoff nutzen, welches aus den Transportleitungen entnommen wird. Die dabei entstehenden Brennstoffkosten werden mit Hilfe des spezifischen Energiebedarfs (Brennstoffbedarf) für den Transport des Erdgases und dem Brennstoffpreis berechnet. Der spezifische Energiebedarf des Gastransports wird auf 2,7 kWh Erdgas für den Transport einer MWh Erdgas gemittelt. Die Entwicklung des Brennstoffpreises von Erdgas wird aus Fraunhofer ISI et al. (2015) entnommen. Die Entwicklung der spezifischen vari-

Die Entwicklung der spezifischen variable Betriebskosten des Transportnetzes von heute bis 2050 ist in der Abbildung 53 enthalten. Die Entwicklung der entsprechenden Brennstoffpreise Gas, aus denen die spezifischen Betriebskosten ermittelt werden, sind im Anhang in der Tabelle 62 angegeben.

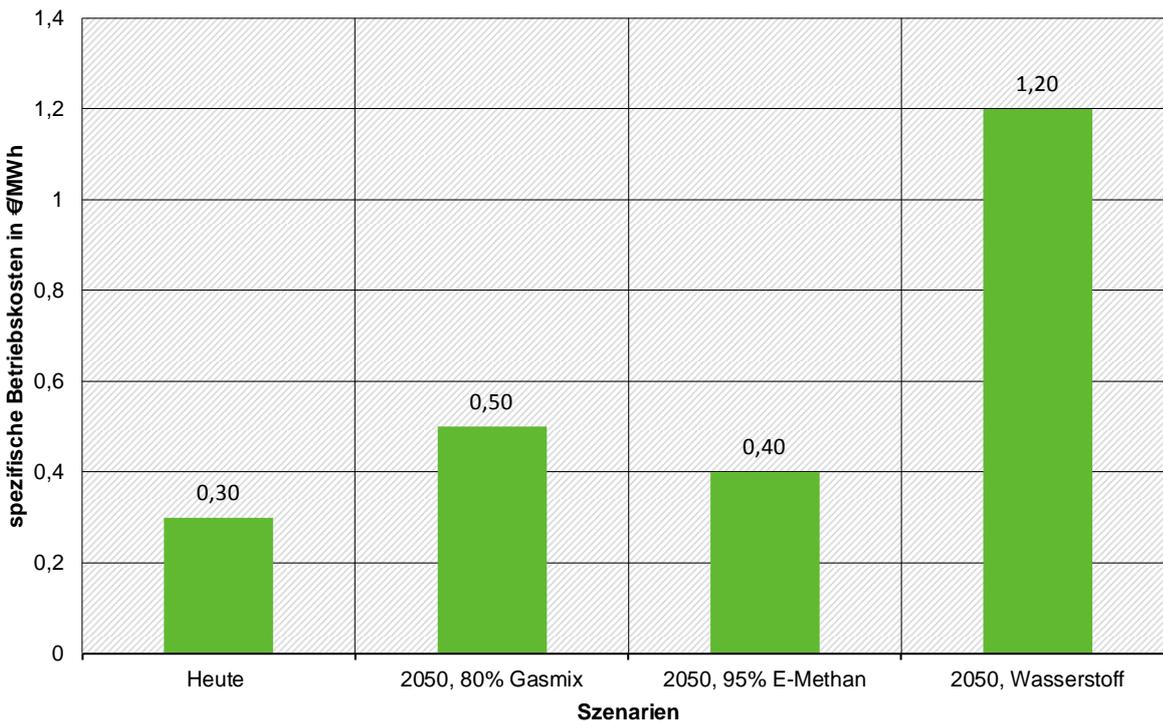
Abbildung 53: Spezifische variable Betriebskosten des Transportnetzes



Quelle: eigene Abschätzung (DVGW-EBI) auf Basis der Gaspreisentwicklung in Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015
*Brennstoffpreis Gas ist im Anhang angegeben

Die fixen Betriebskosten des Transportnetzes pro Kilometer sind abhängig von der Betriebslänge des Netzes. Sie wurden auf Basis von Expertenbefragungen auf im Mittel 9.080 €/km geschätzt. Darüber hinaus richtet sich die Kostenentwicklung nach der Anzahl der in Betrieb stehenden Kompressoren. Abbildung 54 zeigen die Entwicklung der spezifischen Betriebskosten für das Transportnetz, wenn die variablen und die verschiedenen fixen Betriebskosten zusammenbetrachtet werden. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Transportnetzen sind in allen Gassektorszenarien äußerst gering. Deshalb wird für jedes Szenario nur ein Wert angegeben. Für das Szenario „80%-Gasmix“ steigen sie um ca. zwei Drittel, während sie für das Szenario „95%-E-Methan“ nur um ca. ein Drittel steigen. Eine deutlich stärkere Erhöhung ergibt sich für das Szenario „95%-H2“, mit einem Anstieg von 0,3 EUR/MWh auf 1,2 EUR/MWh (mit Durchleitung von Transitgas). Die Entwicklung der gesamten fixen Betriebskosten für das Transportnetz ist im Anhang in der Tabelle 63 angegeben.

Abbildung 54: Spezifische Betriebskosten des Transportnetzes in den Gassektorszenarien



Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

*Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Transportmodellnetzen sind in allen Gassektorszenarien äußerst gering. Deshalb wird für jedes Szenario nur ein Wert angegeben.

5.3.3 Exkurs: Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

Im Szenario "95%-H₂" wird die Umwidmung des bestehenden Gasnetzes zum Transport von Wasserstoff untersucht. Als Vergleichsfall dazu ist auch die Frage des Aufbaus einer separaten Infrastruktur für H₂ im Szenario "95%-H₂" von energiewirtschaftlicher Relevanz. In diesem Kapitel wird der Aufbau einer separaten Wasserstoffversorgung diskutiert mit dem Hintergrund eine Datenbasis zu erarbeiten, auf deren Basis man analysieren kann, welche Rolle die Umrüstung von Gasnetzen zum Wasserstofftransport künftig spielen kann. Ein solcher Infrastrukturaufbau erfolgt ggfs. getrennt für die Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft, weil jeder dieser Sektoren besondere Anforderungen stellt.

Wasserstoff wird aktuell vor allem von der Industrie in vielen verschiedenen Prozessen benötigt. Die häufigste Verwendung ist dabei meist entweder die Nutzung als Ausgangsstoff für eine Reduktion oder die direkte stoffliche Nutzung (Hydrierung). Hauptverbraucher sind dabei die Erdölraffinerie, die Ammoniaksynthese und die Methanolsynthese (alle drei Hauptverbraucher liegen bei derzeit bei ca. 20 % des Wasserstoffverbrauches in Deutschland, siehe Töpler et al. 2014). Künftig wird auch ein hohes Einsatzpotenzial von Wasserstoff im Stahlsektor gesehen (siehe Umweltbundesamt 2017, Wietzel et al. 2018). Die Stahlindustrie ist die Industriebranche in Deutschland mit dem größten Endenergieverbrauch und trägt dadurch auch maßgeblich zu den Treibhausgasemissionen bei. Bei der Herstellung von Stahl über die Oxygenstahlroute besteht die Möglichkeit über Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff als Reduktionsmittel Rohstahl herzustellen. Ein weiteres wichtiges mögliches Einsatzgebiet von Wasserstoff besteht in der Methanherstellung.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie findet heute somit überwiegend an großen Industriestandorten mit wenigen Anlagenstandorten in Deutschland statt. Bei einer Umstellung wird oftmals

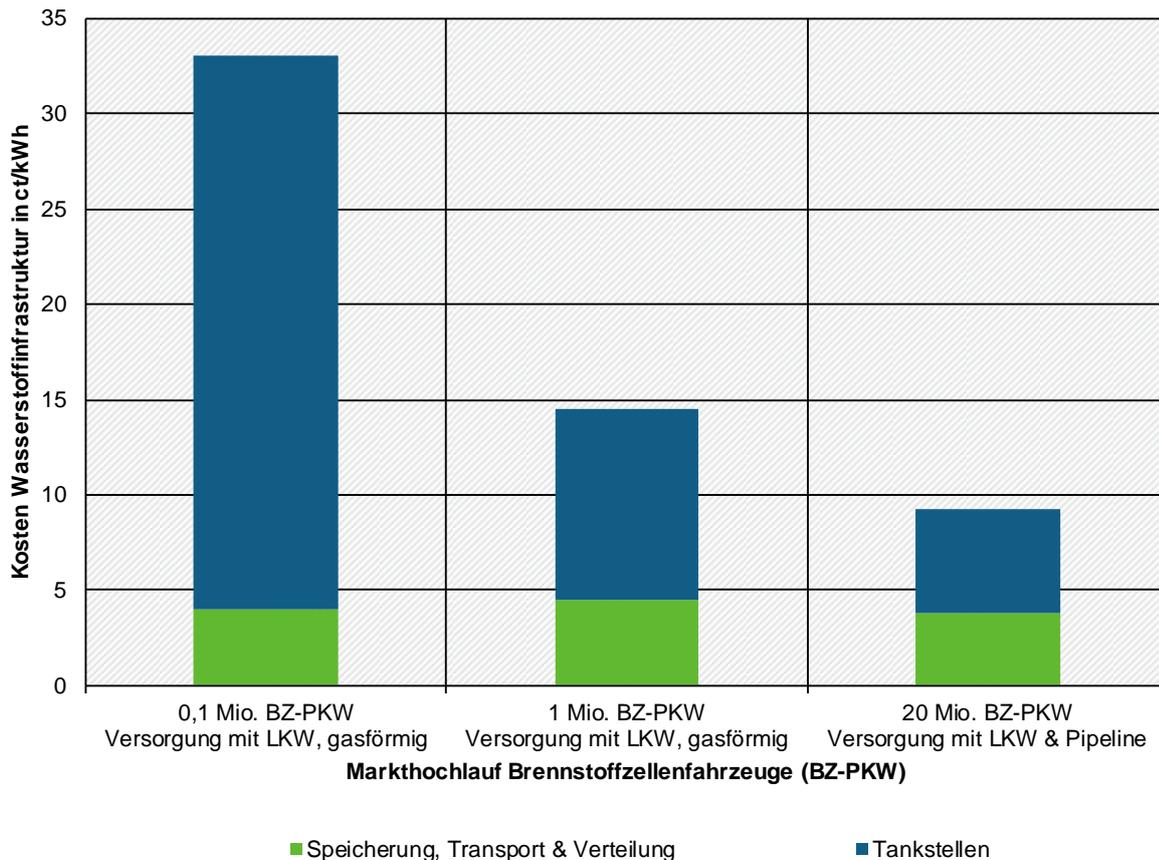
eine große Menge an Wasserstoff benötigt. So gibt es in Deutschland nur sechs Hochofenstahlstandorte mit einer hohen Konzentration im Ruhrgebiet (siehe Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017). Für ein Hochofenstahlwerk mit einer Kapazität von 5 Mio. t/a errechnet sich ein jährlicher Wasserstoffbedarf von ca. 14 TWh H₂. Weiterhin gibt es in Deutschland wenige große Raffineriestandorte, die i.d.R. räumlich eng verknüpft mit Standorten der chemischen Industrie sind (Mineralölwirtschaftsverband 2017). Bei räumlich kurzen Distanzen mit einer hohen Wasserstoffmenge rechnet sich die Errichtung von Wasserstoffpipelines (siehe Seydel 2008, Robinius et al. 2018). Es existieren in Deutschland bereits zwei H₂-Pipelinenetze mit einer Gesamtlänge von 320 km (Baufumé et al. 2013): eins im Ruhrgebiet und eins bei Leuna-Bitterfeld; beides Standorte mit relevanten Chemie-, Raffinerie- und/oder Hochofenstandorten. Diese sind bereits ans bestehende Wasserstoffnetz angeschlossen bzw. die Ausdehnung des bestehenden Netzes lässt sich entsprechend verwirklichen. Bei der Versorgung der Industrie mit Wasserstoff wird daher als zentrale Annahme unterstellt, dass in diesem Szenario Zentrale On-Site-Anlagen sowie die Versorgung über Wasserstoff-Pipelines, mit einem Ausbau bestehender Pipelinenetze plus der Errichtung neuer, dominieren werden.

In der Energiewirtschaft wird Wasserstoff ein Potenzial zur Speicherung von Strom über mehrere Tage und Wochen (sogenannte saisonale Speicher) zugesprochen (siehe z.B. Stolzenburg et al. 2014, Michaelis et al. 2015). Der gespeicherte Wasserstoff wird dann wieder zurückverstromt, beispielsweise in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Die Speicherung von Wasserstoff in diesen Mengen erfolgt i.d.R. unterirdisch in entsolten Salzkavernen. Diese befinden sich weit überwiegend in Norddeutschland (siehe Stolzenburg et al. 2014). Aufgrund der dort installierten hohen Kapazität an Windkraftanlagen und bestehenden Netzengpässen nach Mittel- und Süddeutschland treten dort auch in Deutschland Situationen mit Überschussstrom auf, der nicht von Netz abgenommen werden kann. Damit bietet es sich an, die räumliche Nähe von Windparks und Salzkavernen in Norddeutschland zu nutzen, um Wasserstoff dort zu speichern. Eine aufwendige Wasserstofftransportinfrastruktur wird dafür wahrscheinlich weniger benötigt (es wird eher der Strom transportiert).

In verschiedenen Studien wurde der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland für den Verkehrssektor ausführlich analysiert (siehe Seydel 2008, Robinius et al. 2018, Joest 2009, McKinsey 2010). In diesen Studien wird zu Beginn angenommen, dass komprimierter gasförmiger Wasserstoff in Lkws zu Tankstellen mit geringer Wasserstoffkapazität transportiert. Die Herkunft des Wasserstoffs wird überwiegend aus Quellen wie der Chlor-Alkalie-Elektrolyse kommen, wo Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt, oder aus derzeit unterausgelasteten Wasserstoffproduktionsanlagen kommen. Bei einer deutlich gestiegenen Nachfrage können dann auch Wasserstoff-Pipelines errichtet werden oder der Wasserstoff an den Tankstellen durch Elektrolyse vor Ort erzeugt werden. Die Energiequelle wird dann aller Voraussicht nach Strom, überwiegend aus erneuerbaren Quellen, sein, um die Ziele zur Minderung von Treibhausgasen erreichen zu können.

Die Kosten für ein derartiges Szenario des Aufbaues einer eigenständigen Wasserstoffversorgung des Verkehrs werden aus der Studie Robinius et al. 2018 abgeleitet und sind in Abbildung 55 dargestellt.

Abbildung 55: Wasserstoffinfrastrukturkosten abhängig vom Markthochlauf von Brennstoffzellen-PKW



Quelle: eigene Darstellung von Daten aus Robinius et al. (2018)

Für eine Versorgung von Gebäuden mit Wasserstoff kann dann davon ausgegangen werden, dass für diese zumindest teilweise die Versorgungsinfrastruktur des Verkehrssektors mit genutzt werden kann. In Anbetracht der geringen Mengen von 160 PJ Wasserstoff im Gebäudebereich im Gassektor-szenario „95%-H2“ scheint auf jeden Fall ein Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für den Gebäudebereich allein nicht sinnvoll darstellbar.

Des Weiteren ist auch zu berücksichtigen, dass sich durch eine Umstellung auf wasserstoffbasierte Endverbrauchsanwendungen die Verbrauchsmengen ändern können, wenn sich die Effizienz dieser Anwendungen von den erdgasbasierten Anwendungen unterscheidet. In dem Szenario „95%-H2“ ist außerdem zu beachten, dass sich bei einer Beimischung von Wasserstoff bzw. einer vollständigen Substitution von Erdgas durch Wasserstoff Auswirkungen auf die Transportkapazität im Erdgasnetz ergeben. Wasserstoff hat eine geringere volumetrische Energiedichte als Erdgas, so dass sich bei gleichem Druck die Transportmengen verringern. Je nach Druckniveau unterscheidet sich die Energiedichte um den Faktor drei (Normaldruck) oder fünf (200 bar), siehe Tabelle 54. Im Erdgasnetz sind die Drücke in den Netzabschnitten unterschiedlich, so dass sich der Faktor je nach Abschnitt unterscheidet. Insgesamt wird aber bei gleichem Volumenstrom durch die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz weniger Energie transportiert.

Tabelle 54 Energiedichten für Wasserstoff und Erdgas

	Einheit	Normdruck	200 bar
Wasserstoff	kWh/m ³	3,00	566,0
Erdgas	kWh/m ³	8,8 - 10,4	2800,0

Quellen: Feck (2009), Linde AG (2018)

In Müller-Syring et al. (2013) wird der Einfluss einer 10%- und 100%-igen Wasserstoffeinspeisung auf die Transportkapazität in Abhängigkeit drei verschiedener Erdgasarten (aus Russland, Holland und der Nordsee) untersucht. Durch den Wasserstoffanteil reduziert sich die Transportkapazität bei einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff um 5 bis 6 %. Dabei ist interessant, dass die Transportkapazitäten der drei Erdgasarten untereinander um bis zu 15 % voneinander abweichen. Somit ist der Verlust an Transportkapazität durch die Wasserstoffeinspeisung teils geringer als der Verlust, der durch die Nutzung einer anderen Erdgasquelle entsteht. Soll die Transportkapazität bei der Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff gleichbleiben, muss ein stärkerer Druckgradient auf den betroffenen Leitungsabschnitten umgesetzt werden. Dazu muss die Verdichterleistung je nach Erdgasart um 25 bis 32 % erhöht werden (siehe Müller-Syring et al. 2013, S. 290 ff.). Wird ein Teil der Erdgasinfrastruktur komplett auf Wasserstoff umgestellt, ergibt sich bei gleichem Druck rein rechnerisch eine geringere Transportkapazität von 10 bis 25 %, je nachdem welche Erdgasart als Vergleich gewählt wird (siehe Müller-Syring et al. 2013, S. 290 ff.).

Im Szenario „95%-H₂“ wird allerdings grundsätzlich davon ausgegangen, dass keine eigene Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut wird, sondern dass sukzessive bestehende Gasverteilnetze zu Wasserstoffnetzen umgerüstet werden können (in örtlich separierten regionalen Gasnetzen). In diesem Szenario beträgt der Energiefluss von Wasserstoff im Jahr 2050 im Verteilnetz 821 PJ (vgl. Kapitel 5.2.2.4). Für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff fallen je nach Modellnetz Gesamtanpassungskosten in Höhe von 3,5 bis 6.8 Mrd. € an, d.h. umgelegt auf den Energiefluss entstehen Kosten in Höhe von 10 bis 19 €/MWh_{H₂}. Zum Vergleich kann man die Kosten für den Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur heranziehen. Diese belaufen sich laut Robinius et al. (2018) auf etwa 38 €/MWh_{H₂}, wobei hier Speicherung, Transport und Verteilung von Wasserstoff per Lkw und Pipeline berücksichtigt sind, d.h. die Werte sind nicht direkt mit den Kosten der Umrüstung vergleichbar. Sie lassen aber vermuten, dass die Umrüstung kostengünstiger ist, da bei einem Neubau einer Wasserstoffinfrastruktur voraussichtlich zusätzlich Teile des Erdgasnetzes stillgelegt werden müssten, was wiederum mit Kosten verbunden ist. Somit sprechen die Ergebnisse Kostenüberlegungen tendenziell dafür, bei einem entsprechenden Wasserstoffbedarf die Erdgasnetze umzuwidmen. Demgegenüber steht jedoch bei der Umwidmung nicht-redundanter Gasleitungen ein hoher logistische Aufwand. Denn eine Umwidmung erfordert eine völlige Entleerung der Leitungen, was mit einer Versorgungsunterbrechungen von Wochen verbunden ist, sowie das zeitgleiche Umstellen vieler Verbraucher. Auch mit müssen ggfs. die verbleibenden Erdgasanwender auf andere Weise versorgt werden, was ebenfalls Kosten nach sich zieht, welche jedoch im Fall eines Rückgangs der Restanwender längerfristig nicht ins Gewicht fallen.

5.3.4 Exkurs: Implikationen für die technoökonomische Entwicklung gasförmiger Energieträger

Der Einsatz der gasförmigen Energieträger ist abhängig von den Rahmenbedingungen und somit in den drei Rahmenszenarien unterschiedlich ausgestaltet. Daher wird im Folgenden auf ökonomische Fragen zu Erdgas/Biomethan im Kontext des Gassektorszenarios "80%-Gasmix", zu E-Methan im Kontext des Szenarios "95%-E-Methan" und zu Wasserstoff im Kontext des Szenarios "95%-H₂" eingegangen. Es werden die Bereitstellungskosten für die genannten Energieträger ermittelt und diskutiert, welche Auswirkungen sich zudem durch die unterschiedliche Auslastung der Gasinfrastruktur ergeben können.

5.3.4.1 Ökonomische Betrachtung der gasförmigen Energieträger in den Gassektorszenarien

Im Gassektorszenario "80%-Gasmix" sind sowohl die Fernleitungs- als auch die Verteilnetze für Gas in Deutschland insgesamt mit einer deutlich geringeren Auslastung konfrontiert. Folglich werden Kosten für die Infrastruktur auf eine niedrigere transportierte Gasmenge umverteilt, so dass die Endverbraucher dadurch stärker belastet werden. Des Weiteren können vereinzelte Netzabschnitte von der Stilllegung betroffen sein, was für die Endverbraucher bedeuten würde, dass sie entweder eigene Erdgastanks anschaffen müssen, um die eigene Gasversorgung zu gewährleisten, oder auf andere Versorgungseinheiten und Energieträger und wie z.B. strombasierte Wärmepumpen umsteigen müssen. Bei einer Eigenversorgung mit Erdgas bietet sich die Anschaffung eines Flüssiggastanks an, der im Freien aufgestellt wird und per Tankwagen befüllt wird. Rechtlich gesehen ist diese Art der Eigenversorgung möglich, wenn verschiedene Vorschriften eingehalten werden. So muss Flüssiggas gemäß DIN 51622 einen Propan-/Propen-Anteil von mindestens 95 Prozent aufweisen. Gewässerschutzauflagen sind im Gegensatz zum Einsatz von Erdöltanks nicht zu berücksichtigen, dafür ist aufgrund der Brennbarkeit des Gases jedoch z.B. eine Lagerung im Keller nicht erlaubt, da dies ein zu großes Sicherheitsrisiko darstellen würde (siehe DAA 2018). Weitere Informationen hierzu finden sich im DVGW-Regelwerk „Gas“. Um aufzuzeigen, welche Wärmegestehungskosten mit den unterschiedlichen Versorgungsoptionen anfallen würden, ist in Tabelle 55 berechnet, wie hoch sie in einem neugebauten Einfamilienhaus ausfallen würden. Da sich nahezu jede Erdgasheizung auf Flüssiggas umstellen lässt (siehe DAA 2018), ist die Investition für den Erdgasbrennwertkessel in einer ähnlichen Größenordnung wie bei einer Eigenversorgung mit Flüssiggas, bei der allerdings noch zusätzlich der Flüssiggastank berücksichtigt werden muss. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen in Tabelle 55 ist der Erdgasbrennwertkessel die kostengünstigste Option. Sollten die Gasnetze lokal nicht weiter betrieben werden, wäre unter den getroffenen Annahmen die Eigenversorgung mit Flüssiggas günstiger als die Luft/Wasserwärmepumpe, die hier beispielhaft als strombasierte Vergleichsoption angeführt ist. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Flüssiggastank in der Regel zwischen 2.700 und 6.400 Litern fasst und dieser Platz vorhanden sein muss (siehe DAA 2018). Die gasnetzgebundene Heizungsanlage und die Wärmepumpe haben einen deutlich niedrigeren Platzverbrauch.

Tabelle 55 Vergleich von Wärmegestehungskosten alternativer Versorgungsmöglichkeiten im Einfamilienhaus inkl. Steuern ohne Förderung

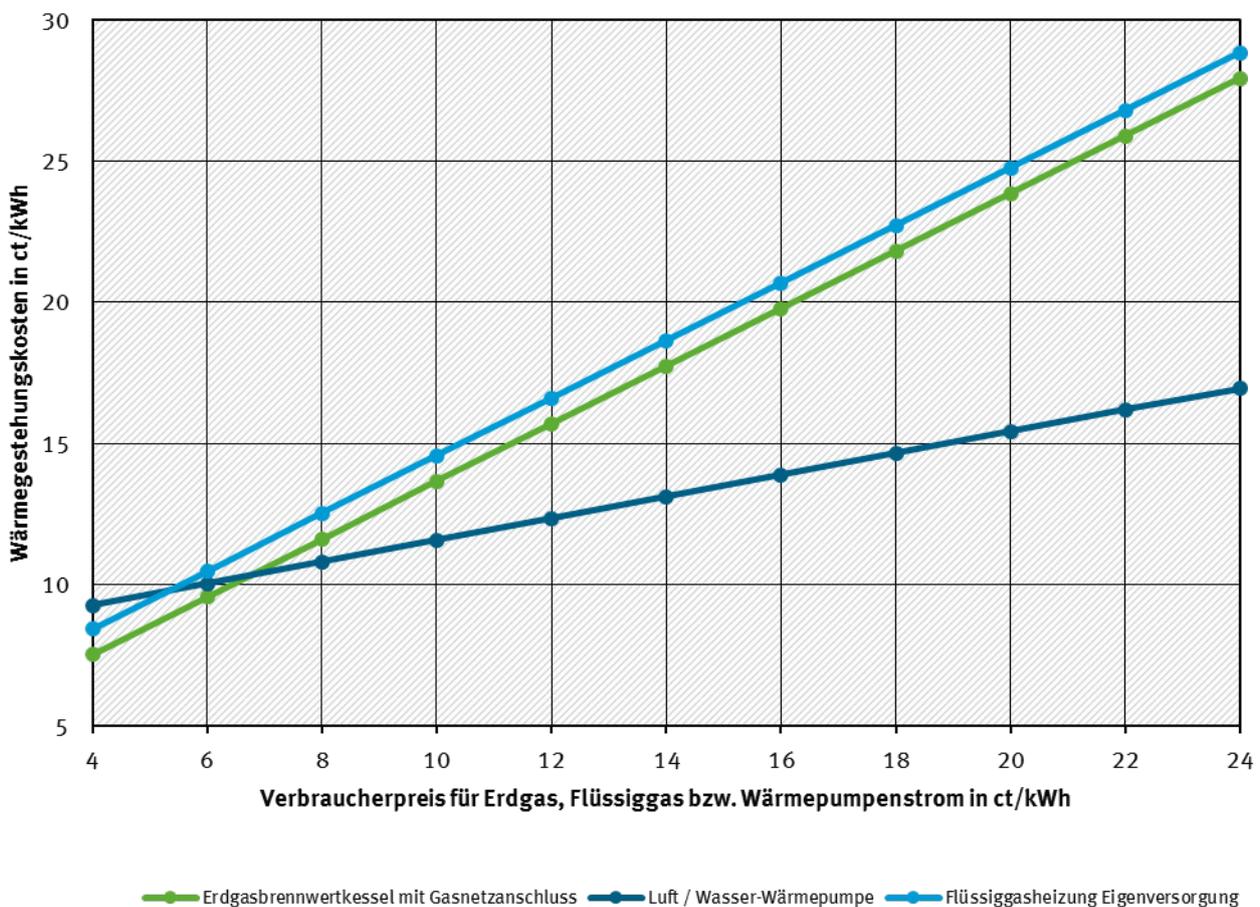
	Einheit	Erdgasbrennwertkessel mit Gasnetzanschluss	Luft / Wasserwärmepumpe	Eigenversorgung mit Flüssiggas und Speicher
Wärmekapazität	kW	10	10	10
Wirkungsgrad / Effizienz	-	0,98	2,6	0,98
Spezifische Investition	€/kW	385	1.000	535
Gas-/Strompreis (Endverbraucher)	ct/kWh	6,15	21,65	7,28
Wärmegestehungskosten	ct/kWh	9,72	16,05	11,78

Annahmen Neubau, Wärmebedarf: 10.000 kWh/a (Heizungsanlage), 4.400 kWh/a (Trinkwasseranlage), Nutzungsdauer 20 a, Zinssatz 6% (Daten aus DAA (2018), Verivox (2018), BNetzA (2017))

Wie sich die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Endverbraucherpreise ändern, ist in Abbildung 56 für die drei ausgewählten Anwendungen dargestellt. Sind die Bereitstellungskosten für Erdgas sowie die Verbraucherpreise für Flüssiggas und Wärmepumpenstrom bekannt, kann hieran abge-

lesen werden, wie hoch die weiteren Preisbestandteile für Erdgas sein dürfen, um Parität mit der Nutzung von Flüssiggas oder Strom zu erhalten. Nimmt man den aktuellen Flüssiggaspreis von etwa 7 ct/kWh, ergeben sich Wärmegestehungskosten i.H.v. etwa 12 ct/kWh. Sollen diese mit Erdgas bereitgestellt werden, dürfte der Endverbraucherpreis bei nur knapp über 8 ct/kWh liegen. Die in dem Szenariorahmen festgelegten Rohstoffpreise für Erdgas sehen eine Steigerung von 8 €/GJ (2,88 ct/kWh) im Jahr 2020 auf 14 €/GJ (5,04 ct/kWh) in 2050 vor. Das hieße, dass die Netzentgelte in diesem Beispiel in etwa 5 ct/kWh (2020) und 3 ct/kWh (2050) betragen dürften (vorausgesetzt, die hinterlegten Investitionsaufwendungen bleiben gleich). Die Spannbreite der Betriebskosten im Verteilnetz beträgt 0,49 bis 1,97 ct/kWh (siehe Abbildung 47). Die Betriebskosten im Transportnetz sind vergleichsweise gering und können unberücksichtigt bleiben (siehe Abbildung 54). Damit ist in diesem Fall der Erdgasbrennwertkessel mit Gasnetzanschluss die kostengünstigere Alternative gegenüber der Eigenversorgung mit Flüssiggas. Zur Vollständigkeit ist als stromgeführte Anwendung die Luft/Wasser-Wärmepumpe als Vergleichsoption angeführt, die die Wärmegestehungskosten von 12 ct/kWh nur bei einem niedrigen Wärmepumpen-Strompreistarif von etwa 11 ct/kWh erreichen würde. Ab einem Verbraucherpreis für Erdgas von über 7 ct/kWh bzw. einem Flüssiggaspreis von 6 ct/kWh, lohnt sich der Einsatz einer Wärmepumpe, die dann die niedrigsten Wärmegestehungskosten aufweist (bei einem Wärmepumpen-Strompreistarif von 21,65 ct/kWh). Zum detaillierteren Vergleich von strom- und gasgeführten Anwendungen zur Wärmebereitstellung sei auf das Projekt „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“ (Wietzel et al. 2018) verwiesen.

Abbildung 56 Wärmegestehungskosten verschiedener Anwendungen in Abhängigkeit der Endverbraucherpreise



Im Szenario „95%-E-Methan“ wird verstärkt E-Methan außerhalb der strombasierten Anwendungen und zur Übertragung regenerativer Energie durch die Gasinfrastruktur genutzt. Durch den zunehmenden Einsatz von E-Methan im Verkehr bei gleichzeitigem Rückgang der Gasnutzung in Gebäuden sind in diesem Szenario die Fernleitungen für Gas insgesamt mit einer bis 2030 sinkenden und dann wieder in die Nähe des früheren Niveaus ansteigenden Auslastung konfrontiert, während die Auslastung der Verteilnetze kontinuierlich zurückgeht. Langfristig ist somit aus Nutzerperspektive sowohl relevant, wie sich die Verteilnetzkosten entwickeln, als auch wie stark sich die Gesteungskosten von E-Methan von den Grenzübergangspreisen von Erdgas unterscheiden.

In der folgenden Analyse von Bereitstellungsoptionen für E-Methan auf Basis von erneuerbarem Strom werden zunächst transparente Annahmen getroffen, um dann die Gesteungskosten für E-Methan für verschiedene Optionen zu abzuschätzen. Konkret werden die Kosten abgeschätzt, die entstehen, wenn E-Methan in Deutschland mit importiertem Strom aus beispielsweise der MENA-Region (Mittlerer Osten + Nordafrika) und dem Nordseeraum produziert wird, gegenüber einer E-Methan-Produktion im Ausland mit anschließendem Gastransport nach Deutschland. Bei letzterer Option wird zudem unterschieden, ob der verwendete EE-Strom zur lokalen Produktion von E-Methan in der MENA-Region oder über einen Stromverbund in Südeuropa dort zur zentralen E-Methan-Erzeugung genutzt wird. Dazu werden zunächst Quellen für die Strom- und Gastransportkosten angeführt und anschließend die Bereitstellungskosten für E-Methan berechnet. Für den direkten Transport von der MENA-Region nach Deutschland wird sowohl für die Variante mit Stromimport als auch für die Variante mit Gasimport von einer durchschnittlichen Länge des Transportwegs von 4.000 km ausgegangen. Bei der Variante mit E-Methan-Erzeugung in Südeuropa wird für den Stromtransport nach Südeuropa eine durchschnittliche Weglänge von 3.000 km und für den Weitertransport des dort produzierten E-Methans nach Deutschland eine durchschnittliche Weglänge von 1.500 km angesetzt. Die Annahmen zu Leitungsverlusten und Transportkosten für Strom und Gas wurden aus UBA (2016) und Quaschnig (2015) übernommen. Für die langfristige Entwicklung der Wirkungsgrade sowie der Investitionsausgaben und Wartungskosten von Elektrolyse und Methanisierung bis zum Jahr 2050 werden die Annahmen aus dem Projekt „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“ übernommen (Wietschel et al. 2018). Annahmen zu Strombereitstellungskosten und Volllaststunden sind Tabelle 56 zu entnehmen.

Unter den getroffenen Annahmen unterscheiden sich die Bereitstellungskosten für E-Methan bei allen drei Varianten nur geringfügig, mit einer Präferenz hin zu einer Produktion des E-Methans außerhalb von Deutschland und anschließendem Import des E-Methans (siehe Tabelle 56). In den ähnlichen Kosten spiegelt sich wieder, dass die höheren Volllaststunden einer E-Methan-Produktion in Deutschland durch höhere Transportverluste und -kosten von Strom im Vergleich zu Gas aufgewogen werden.

Die Studie FSEV (Öko-Institut et al. 2016) kommt für die Erzeugung von E-Methan im Nordseeraum und der Türkei zu etwas höheren, jedoch größenordnungsmäßig ähnlichen Bereitstellungskosten. Die Studie von Agora (2018) kommt hingegen zu geringeren Kosten bis hin zu knapp unter 10 ct/kWh im Jahr 2050, da teilweise ambitioniertere Annahmen getroffen sind, u.a. in Bezug auf die Kosten der Bereitstellung von CO₂ und die Entwicklung der Investition in die Elektrolyse und Methanisierung. Zudem sind die fixen Betriebskosten geringer angenommen als in der vorliegenden Berechnung. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass auf Grund der nur geringen Unterschiede die Reihung der Varianten nach Kosten teils sehr sensitiv gegenüber den Annahmen ist. So lässt sich durch Variation der Volllaststunden, der Transportweglängen und der spezifischen Leitungsverluste jede Reihung herstellen. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Unsicherheiten so weit reduzieren lassen, dass eine völlig robuste Reihung der Varianten möglich ist.

Tabelle 56 Vergleich der E-Methan-Bereitstellungskosten und der zu Grunde liegenden Annahmen für drei verschiedene Varianten der Bereitstellung

	Einheit	Variante 1: Stromimport aus MENA-Region und E-Methan- Erzeugung in Deutschland	Variante 2: Lokale E-Methan- Erzeugung in MENA-Region + E-Methan-Import	Variante 3: Stromimport aus MENA-Region, E- Methan-Erzeugung Südeuropa + Import
Volllaststunden Elektrolyse + Methanisierung	h	4.000 (2030) 4.500 (2050)	3.000 (2030) 3.500 (2050)	3.500 (2030) 4.000 (2050)
Strombezugskosten (inkl. Transport nach Deutsch- land ohne Leitungsverluste)	ct/kWh	5,0 (2030) 3,5 (2050)	4,0 (2030) 2,5 (2050)	4,75 (2030) 3,25 (2050)
Bereitstellungskosten E-Methan	ct/kWh	24,0 (2030) 15,2 (2050)	22,2 (2030) 13,4 (2050)	23,4 (2030) 14,8 (2050)

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Sowohl die ermittelten Bereitstellungskosten für den Import von E-Methan aus der MENA-Region in Höhe von 14,8 bis 15,2 ct/kWh als auch die Werte von knapp unter 10 ct/kWh im Jahr 2050 aus Agora (2018) bedeuten eine deutliche Preissteigerung, zudem bei diesen Preisen noch keine Steuern, Umlagen und Abgaben berücksichtigt sind. Vergleicht man die ermittelten Preise für E-Methan aus der Tabelle 56 für das Jahr 2050 mit den im Szenario hinterlegten Erdgaspreisen von 14 €/GJ (5,04 ct/kWh) in 2050, dürften die Netzentgelte auf bis zu 9,76 bis 10,16 ct/kWh steigen, ohne dass die Endverbraucherpreise von Erdgas die von E-Methan übersteigen würden. Vergleicht man dies mit den ermittelten Betriebskosten im Verteilnetz in Abbildung 47, belaufen sich diese im Jahr 2050 auf 0,17 bis 4,51 ct/kWh und lägen damit deutlich unter den Endverbraucherpreisen bei der Nutzung von E-Methan. Allerdings gilt zu berücksichtigen, dass die hinterlegte Preisentwicklung für Erdgas unsicher ist und bei einem höheren Erdgaspreis E-Methan die günstigere Alternative werden könnte. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass eine Anpassung bezüglich der Internalisierung der Umwelt- und Klimakosten für die Sicherstellung der Klimaschutzziele zu deutlich anderen Endkundenpreisen für Erdgas führen würde.

Im Szenario „95%-H2“ wird regional produzierter E-Wasserstoff als Brenn- und Treibstoff eingesetzt. Die Verteilnetze werden sukzessive auf den Transport von E-Wasserstoff umgestellt. Analog zur Berechnung der E-Methan Bereitstellungskosten wird im Folgenden auf die Bereitstellungskosten für E-Wasserstoff eingegangen. Für die langfristige Entwicklung der Wirkungsgrade sowie der Investitionsausgaben und Wartungskosten der Elektrolyse bis zum Jahr 2050 werden die Annahmen aus dem Projekt „Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen“ übernommen (Wietschel et al. 2018). Die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien orientieren sich an Kost et al. (2018), wonach bis zum Jahr 2035 die Stromgestehungskosten für PV auf 2 bis 4 ct/kWh und für Wind onshore auf 3,5 bis 7 ct/kWh sinken. Für die Berechnung werden für das Jahr 2030 5 ct/kWh zzgl. 2 ct/kWh Stromnetzentgelte bei 3.000 Volllaststunden angesetzt. Hiermit ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten von 14,0 ct/kWh. Sinken bis zum Jahr 2050 die Stromkosten auf 4 ct/kWh zzgl. 2 ct/kWh Stromnetzentgelte und steigen die Volllaststunden auf 3.500 Stunden an, werden Wasserstoffgestehungskosten von 10,8 ct/kWh erzielt. Wird der Wasserstoff anschließend durch die Erdgasinfrastruktur transportiert, fallen Transportkosten von etwa 1,0 bis 3,8 ct/kWh an (siehe Kapitel 5.3.3). Damit werden im Jahr 2030 E-Wasserstoffbereitstellungskosten von etwa 15 bis 17,3 ct/kWh erzielt und im Jahr 2050 von etwa 11,8 bis 14,1 ct/kWh. Gegenüber den heutigen Endverbraucherpreisen für Erdgas ist somit auch in diesem Szenario

mit deutlichen Preissteigerungen zu rechnen, zudem Umlagen, Abgaben und Steuern noch hinzukommen.

5.3.4.2 Implikationen für den technischen Entwicklungsbedarf bei E-Gasen

Damit es zu einem stärkeren Einsatz von erneuerbaren Gasen wie E-Methan und E-Wasserstoff im Energiesystem kommt, sind Weiterentwicklungen der Techniken unumgänglich. Dabei können die Techniken unterschieden werden nach Anlagen zur Herstellung der Gase, Transport- und Verteilungstechniken und Endanwendungen.

Techniken, die zur Herstellung der erneuerbaren Gase genutzt werden, sind die Elektrolyse und die Methanisierung. Da bei der Herstellung von E-Methan CO_2 benötigt wird, haben Weiterentwicklungen der Techniken zur CO_2 -Abscheidung direkten Einfluss auf die Bereitstellung von E-Methan und werden ebenfalls diskutiert. Bei den genannten Techniken spielt die Wirtschaftlichkeit eine große Rolle, da für den breiten Einsatz von erneuerbaren Gasen die Gesteungskosten im Vergleich zu heute stark gesenkt werden müssen. Diese werden größtenteils von der Investition und den Strombezugskosten und damit von der bezogenen Strommenge beeinflusst. Die Senkung der Herstellungskosten, u.a. durch Kostensenkung bei den eingesetzten Materialien, und die Erhöhung des Wirkungsgrads ist damit ein zentraler Punkt bei der Weiterentwicklung der Elektrolyse. Studien weisen heute große Spannbreiten für die spezifische Investition der Elektrolyse auf von etwa 800 bis 4000 €/kW_{el} (siehe Agora (2018)). Die großen Unterschiede sind zum einen darauf zurückzuführen, dass die verschiedenen Elektrolysearten unterschiedlich weit entwickelt sind und zum anderen bei den Studien teilweise nur die Elektrolyse oder auch die gesamte Peripherie mit Netzanschluss, Speicher etc. betrachtet ist. Zukünftig sollen die Investitionen auf unter 500 €/kW_{el} gesenkt werden. Analog dazu sollen die Wirkungsgrade von 60 bis 75% heute langfristig auf über 80 bis 90% erhöht werden. Ähnliches gilt für die Methanisierung, für die heute Investitionen etwa 500 bis 2700 €/kW_{Methan} ermittelt wurden (siehe Agora (2018)), die langfristig auf unter 500 €/kW_{Methan} sinken sollen. Beim Wirkungsgrad, der aktuell bei etwa 80% liegt, sind keine starken Verbesserungen zu erwarten (siehe Agora (2018)).

Im Zusammenhang mit dem steigenden fluktuierenden Stromangebot aus erneuerbaren Energien gilt es außerdem, das Teillastverhalten und die Systemdynamik zu verbessern. Auch die Skalierung auf größere Anschlussleistungen ist essentiell, wenn zentrale Großanlagen zum Einsatz kommen sollen (siehe EnArgus (2018)). Die Elektrolyse ist im Vergleich zur Methanisierung besser erforscht und weiter entwickelt. Die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse in kleinen Leistungsklassen werden heute bereits kommerziell eingesetzt. Die Skalierung der PEM-Elektrolyse auf größere Auslegungen ist Gegenstand der aktuellen F&E-Aktivitäten. Dazu müssen die erreichten Leistungswerte und Lebensdauern auf große Leistungsbereiche übertragen werden (siehe EnArgus (2018)). Daneben wird die Hochtemperaturelektrolyse intensiv erforscht, da sie höhere Wirkungsgrade verspricht. Im Fokus steht hierbei die Verbesserung der eingesetzten Materialien. Auch ist zu prüfen, wie gut regelbar die Anlage ist. Aktuell werden die Anlagen in der Regel im Dauerbetrieb gefahren, so dass eine Kombination mit fluktuierenden EE-Quellen schwierig sein könnte (siehe EnArgus (2018)). Der Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse eignet sich insbesondere bei Prozessen, bei denen Abwärme anfällt, die der Elektrolyse zugeführt werden kann. Da z.B. bei der Methanisierung oder der Fischer-Tropsch-Synthese Wärme als Nebenprodukt entsteht, ist hier eine Kopplung mit der Hochtemperaturelektrolyse sinnvoll. Die Abwärmennutzung ist allerdings auch bei der Abscheidung von CO_2 aus der Luft möglich, so dass hier ggf. Nutzungskonkurrenzen entstehen (siehe Agora (2018)). Bei der Methanisierung gilt es, die Verfahren vom Forschungs- und Demonstrationsstatus weiterzuentwickeln hin zur kommerziellen Anwendung. Dabei werden mit Festbett-, Wirbelschicht- und Blasensäulenreaktoren verschiedene Prozesse erforscht (siehe Michaelis und Genoese (2015)). Ein höherer Wirkungsgrad soll durch eine bessere Abwärmennutzung erreicht werden. Da dies bei dem Blasensäulenreaktor leichter möglich ist, verspricht diese Anwendung tendenziell die höchsten Wirkungsgrade. Auch bietet diese Technik

den Vorteil, dass sie besser in Teillast gefahren werden kann als die anderen Reaktoren (siehe Michaelis und Genoese (2015)).

Für die CO₂-Abscheidung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung bzw. sind Gegenstand der Forschung. Bereits umgesetzt ist die CO₂-Abscheidung aus Rauchgas aus Kohlekraftwerken bzw. Synthesegas aus Vergasungsanlagen. Noch in der Demonstrationsphase ist die CO₂-Abscheidung aus der Luft. Der große Unterschied liegt darin, dass die CO₂-Konzentration in den Gasströmen fossiler Kraftwerks- und Vergasungsprozesse höher ist und somit mehr CO₂ pro Volumen gewonnen werden kann als bei der Abscheidung aus der Luft. Kurz- bis mittelfristig, d.h. solange fossile Kraftwerke und Vergasungsprozesse in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, kann die Rauch- bzw. Synthesegaswäsche genutzt werden, um CO₂ vergleichsweise kostengünstig abzutrennen, für etwa 30 bis 65 €/t CO₂ (siehe Bongartz et al. (2015)). Langfristig wird vor dem Hintergrund steigender CO₂-Bedarfe z.B. für die Herstellung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe und gleichzeitig sinkender fossiler/konventioneller Kraftwerkskapazität jedoch die Abscheidung aus der Luft nötig sein. Die Kostenangaben für die CO₂-Abscheidung aus der Luft sind deutlich höher, aber auch wesentlich unsicherer. Studien weisen aktuell Spannbreiten bis zu 1000 €/t CO₂ auf, wobei langfristig eine Senkung auf unter 300 oder sogar 100 €/t CO₂ anvisiert wird (vgl. Wietschel et al. (2018)).

Bei der CO₂-Abscheidung aus der Luft bestehen aktuell noch große Unsicherheiten, sowohl hinsichtlich der technischen Machbarkeit als auch im Hinblick auf die Kosten. Somit steht der Bau und Betrieb erster Demonstrationsanlagen und die Skalierung auf großindustrielle Anlagen im Fokus (siehe Clime-works (2018)). Langfristig soll atmosphärisch gewonnenes CO₂ die CO₂-Abscheidung aus Rauch- und Synthesegas ersetzen.

Generell sind zunächst noch technische Entwicklungen wie die Erhöhung von Wirkungsgrad und Lebensdauer für die neuen Techniken nötig, bevor diese kommerziell verfügbar sind und die ökonomischen Kriterien wie die spezifische Investition größere Relevanz gewinnen. Auch sind Aspekte wie die Regelbarkeit zwar bereits heute wichtig, gewinnen aber v.a. auf mittel- bis langfristige Sicht an Relevanz, wenn der EE-Anteil im Stromsystem eine höhere Flexibilität der Prozesse erfordert. Bei der CO₂-Abscheidung wird deutlich, dass kurz- bis mittelfristig die Rauch- und Synthesegaswäsche eine Option darstellen, bevor die CO₂-Gewinnung aus der Atmosphäre eine Rolle spielt.

5.3.5 Zusammenfassende Darstellung der Transformationsbedarfe und Herausforderungen für die Gasnetzinfrastrukturen

Die beim Verfolgen eines ambitionierten Klimaschutzpfades entstehenden Transformationsbedarfe bei der Gasnetzinfrastruktur (Fernleitungs- und Verteilnetze) sind mittels Modellnetzen und dreier Gassektorszenarien, welche die gesamte Breite der möglichen Entwicklungen abdecken, untersucht worden. In einem Exkurs wurde zudem der Aufbau separater Wasserstoffnetze und die ökonomischen Implikationen betrachtet. Durch die Analysen hat sich ein komplexes Bild ergeben.

So entstehen in allen drei Gassektorszenarien eine Reihe von Herausforderungen, welche jedoch je nach konkreter Netzstruktur und verfolgtem Klimaschutzpfad recht unterschiedlich ausfallen:

- Auf Verteilnetzebene muss in allen Gassektorszenarien der weit überwiegende Anteil an Gasmesseinrichtungen und Gasdruckregelanlagen ausgetauscht werden. Die Anpassungen sind technisch gesehen unproblematisch und die Kosten dafür sind im Vergleich zu den weiteren Herausforderungen als eher gering anzusehen (1,1 – 1,6 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050). Falls Verteilnetze für den Betrieb mit reinem Wasserstoff umgewidmet werden, fallen jedoch deutlich höhere Kosten in einer Größenordnung von 3,1 – 6,2 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050 an.
- In den untersuchten Gassektorszenarien ist der Verbrauchsrückgang im Gebäudebereich so hoch, dass auf Verteilnetzebene eine Stilllegung eines nicht unwesentlichen Teils an Netzen der untersten Druckstufen in Betracht kommt. Dies betrifft insbesondere durch Wohnen und Ge-

werbe geprägte Netzgebiete, in denen ein Umstieg auf andere erneuerbare Energieträger erfolgt. Der Stilllegungsumfang hängt jedoch stark vom Effizienzfortschritt und der räumlichen Verteilung des Energieträgerwechsels ab. Die Kosten dafür können vergleichsweise hoch ausfallen, wobei Aussagen zu den Stilllegungskosten mit größeren Unsicherheiten verbunden sind (von 2,3 – 13,6 Mrd. EUR im Szenario „80%-Gasmix“ bzw. 3,1 – 17,2 Mrd. EUR in den Szenarien „95%-E-Methan“ und „95%-H2“).

- Eine große Herausforderung in den Verteilnetzen ist, dass die spezifischen Betriebskosten je nach regionaler Netzstruktur massiv ansteigen können, vor allem in Verteilnetzen in Wohn- und Gewerbegebieten (bis hin zum 2,5-fachen). Ein solcher Anstieg kann bei Umlage auf den Endverbraucher wiederum dazu führen, dass der Bedarf noch weiter zurückgeht und die spezifischen Kosten daher noch stärker steigen. Kompensiert wird dies zumindest teilweise, wenn im Verkehrsbereich auf eine umfangreiche Nutzung von Gas gesetzt wird, was die Auslastung der Netze verbessern würde.
- Auf der Transportnetzebene entstehen Anpassungsbedarfe bei den Kompressorstationen. Es ist in allen Gassektorszenarien eine Reduktion der Verdichterleistungen erforderlich, wozu auch neue Kompressoreinheiten mit geringerer Leistung installiert werden müssen. Der Aufwand dafür ist jedoch moderat, so lange nicht ein Pfad mit starkem Fokus auf Wasserstoff verfolgt wird, in welchem die Transportbedarfe stärker zurückgehen. So lange kein Rückbau von Kompressorstationen notwendig wird, sind auch hier die Kosten als im Vergleich gering anzusehen (0 – 1,6 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050).
- Im Transportnetz ergeben sich Stilllegungsbedarfe einzig im Fall eines extremen Wasserstoffpfades und nur für Leitungsabschnitte, über die kein Gastransit in benachbarte Länder erfolgt. Wird ein solcher Leitungsabschnitt stillgelegt, sind auch die Kompressorstationen zurückzubauen, woraus sich in der Summe mit den Kosten für neue Kompressoren in den verbleibenden Leitungsabschnitten Kosten in Höhe von ca. 4,6 Mrd. EUR bis 2050 ergeben.
- Auf der Transportnetzebene stellt sich die Problematik der Betriebskosten geringer dar. Zum einen weil der Bedarf dort weniger stark abnimmt und zum anderen weil hier im Gegensatz zur Verteilnetzebene auch die variablen Betriebskosten durch den Betrieb der Kompressorstationen eine nicht unwesentliche Rolle spielen. Selbst im Szenario „95%-H2“ ist der absolute Anstieg mit 0,9 EUR /MWh beherrschbar.
- Für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff fallen je nach Modellnetz spezifische Kosten in Höhe von 10 bis 19 €/MWh_{H2} an, während die Transportkosten in extra aufgebauten Wasserstoffnetzen tendenziell doppelt so hoch sind. Demnach sprechen Kostenüberlegungen tendenziell dafür, bei einem entsprechenden Wasserstoffbedarf die Erdgasnetze umzuwidmen. Demgegenüber steht jedoch ein hoher logistischer Aufwand der Umwidmung, welcher im größerem Umfang nur bei redundant verlegten Gasleitungen, welche in den untersten Netzebenen nur selten vorliegen, leistbar scheint. Außerdem sind hier keine Kosten für die Umrüstung von Nutzern eingerechnet. Diese kämen auf der Anwenderseite hinzu.

Mit Blick voraus auf die Beschreibung einer Roadmap für den Gassektor in Kapitel 6 lässt sich folgendes Bild zeichnen:

- Die identifizierten Transformationsbedarfe entstehen zuerst auf den untersten Netzebenen, wenn der Bedarf privater Haushalte und im Gewerbe im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Zielen deutlich zurückgeht. Der Austausch der Betriebsmittel kann im Rahmen der üblichen Zyklen erfolgen. Im Fall, dass in bestimmten Netzabschnitten die Bedarfe auf ein Minimum sinken, stellt das Stilllegen dieser Netzzweige kein grundsätzliches Problem für die vorgelagerten Netze dar. Zu klären ist aber, wie ggfs. verbleibende Verbraucher versorgt werden.

- Bei zunehmender Bedarfsrückgang kann sich auf mittleren Netzebenen die Problematik ergeben, dass die verbleibenden Verbraucher mit stark steigenden Netzentgelten konfrontiert sind. In Bereichen, wo neue Verbraucher (Verkehr) hinzukommen oder größere Verbraucher (Industrie) auf erneuerbare Gase umsteigen, ist ein Weiterbetrieb hingegen nur begrenzten Zusatzkosten verbunden.
- Eine Umwidmung von Gasnetzen zu Wasserstoff ist grundsätzlich ein komplexes Unterfangen, kann aber an sich lokal da erfolgen, wo es sich auf Basis der Netzstruktur anbietet. Alternativ kann bei entsprechenden Gegebenheiten auch der Aufbau einer separaten regionalen Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll sein.
- Auf Transportnetzebene werden rückläufige Bedarfe wenn überhaupt erst langfristig eine Herausforderung. Hier besteht daher zeitlicher Spielraum abzuwarten, bis sich klarer abzeichnet, welche Nutzungspfade sich in den verschiedenen Sektoren einstellen. Allerdings ist umgekehrt ein Ausbau der Transportnetzebene über die bestehenden Planungen hinaus kritisch zu überprüfen, weil ein solcher sowohl aus deutscher als auch europäischer Sicht nicht im Einklang mit den Bedarfsentwicklungen sind, welche mit den langfristigen Klimaschutzziele verbunden sind.

Die hier zusammengefassten Herausforderungen werden in Kapitel 6 noch näher betrachtet, um Leitplanken für die künftige Gestaltung der Gasinfrastruktur herauszuarbeiten.

5.4 Herausforderungen für den wirtschaftlichen Betrieb der Netze aus gesamtdeutscher Sicht

In der jüngeren Vergangenheit ist die Rolle der Gasinfrastruktur in Bezug auf die Energiewende und das kosteneffiziente Erreichen der deutschen Klimaziele zunehmend in den Blick weiterer Studien geraten. So sind im Lauf des Jahre 2017 eine Reihe von Akteuren aus dem Umfeld des Gassektors in Auftrag gegebenen Energiesystemanalysen erschienen, die u.a. Aussagen zur Entwicklung der Gasnetzbedarfe und –kosten je nach eingeschlagenem Entwicklungspfad enthalten. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse von Kapitel 5.3 in den gesamtdeutschen Kontext erfolgt hier eine Kurzanalyse dieser Studien bezüglich der künftigen Entwicklung des Deutschen Gasnetzes. Bei diesen Kernstudien der Kurzanalyse handelt es sich im Einzelnen um:

- Frontier Economics et al. (2017) „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“
- EWI (2017) „Energiesystem 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“
- Enervis (2017) „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“

Im Vordergrund der Analysen dieser Studien steht es, ein Verständnis zu erlangen, wie die darin erhaltenen Entwicklungen von Netzlängen, Netzinvestitionen und Netzentgelten zu Stande kommen. Dazu werden die Resultate zu Netzlängen/-kapazitäten, –investitionen und –entgelten bis 2030/2050 erhoben, sofern möglich nach Regionen und Netzebenen differenziert. Darüber hinaus werden weitere Parameter erfasst, deren Entwicklung große Auswirkungen auf die betrachteten Gasnetzkenzahlen haben. Insbesondere werden ausgewertet:

- Netzlängen und -kapazitäten bis 2030/2050,
- Netzinvestitionen und –entgelte bis 2030/2050
- Entwicklung gesamten Gasnachfrage bis 2030/2050
- Annahmen und Ergebnisse zu Bereitstellungskosten von E-Gasen (inkl. CO₂-Bereitstellung)
- Annahmen und Ergebnisse zu den Kosten der Außerbetriebnahme von Leitungen

Schließlich werden auch sonstige für das angestrebte Verständnis relevante Annahmen und Erkenntnisse in den Studien ermittelt. Um eine Einordnung der Annahmen in Bezug auf diese zentralen Parameter zu ermöglichen, werden des Weiteren die Ergebnisse ausgewählter Studien dazu herangezogen. Diese Nebenstudien der Kurzanalyse sind:

- Netzinvestitionen: BNetzA (2017) „Monitoringbericht 2017“ und FNB Gas (2017) „Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026“
- Brennstoffkosten: Agora (2018a) „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“
- Europäischer Kontext: WWF (2017) „EU gas infrastructure and EFSI: time for change“ und Dodds & McDowall (2013) „The future of the UK gas network“

Die Auswertungen der Kernstudien in Bezug auf die genannten Kriterien und die Auswertung der Nebenstudien in Bezug auf ausgewählte Aspekte sind im Anhang dieses Berichts zu finden. Basierend auf diesen Auswertungen wird hier diskutiert, welche Aussagen über die Studien hinweg robust sind und wo es differierende Aspekte gibt. Weiterhin wird aufgezeigt, welche Fragen bisher noch kaum oder gar nicht adressiert wurden. Schließlich werden Konsequenzen für die Einordnung der Analysen in die Formulierung einer Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors gezogen.

Grundsätzlich ist der Rahmen der drei ausgewerteten Kernstudien ähnlich; alle betrachten hauptsächlich zwei Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen um 95 % ggü. 1990, von denen jeweils eins auf eine weitestgehende Elektrifizierung setzt, während das jeweils andere einen breiteren Mix an Energieträgern zulässt (siehe Abbildung 57). Im Gegensatz zu den anderen bezieht Frontier Economics et al. (2017) auch eine umfangreiche Nutzung von Wasserstoff im Jahr 2050 ein. EWI (2017) sticht durch eine Betrachtung der Netzentgeltentwicklung heraus, lässt allerdings den Verkehrssektor komplett außen vor. Enervis (2017) betrachtet als einziges eine Regionalisierung der Gasflüsse in Deutschland, ist dabei jedoch mit den Einschränkungen versehen, dass weder für Strom noch für erneuerbare Gase Verteilnetze und Energieimporte betrachtet werden.

Bei der Einordnung der Ergebnisse der ausgewerteten Kernstudien gilt es auch die jeweiligen Auftraggeber kritisch zu reflektieren. Zu beachten ist, dass alle drei Studien von der Privatwirtschaft in Auftrag gegeben wurden und insbesondere Akteure aus dem Gassektor unter den Auftraggebern waren. Wegen der bestehenden Partikularinteressen ist davon auszugehen, dass diese Akteure durch entsprechende Rahmensetzungen die Art der Studienergebnisse beeinflusst haben. Wesentliche Hebel hierfür sind eine in gewissen Aspekten extreme Wahl des Vergleichsszenarios mit hoher Elektrifizierung und Annahmen zu ambitionierten Kostenreduktionen bei erneuerbaren Gasen (siehe unten).

Abbildung 57: Übersicht über Gemeinsamkeiten und Unterschiede der ausgewerteten Kernstudien

	Kernstudien der Kurzanalyse		
	Frontier Economics (2017)	EWI (2017)	Enervis (2017)
Szenario - Strom	„Strom & Gasspeicher“	„Revolution“	„Max. Elektrifizierung“
Szenario - Gas	„Strom & Grünes Gas“	„Evolution“	„Optimiertes System“
Klimaschutzziel	THG - 95 % ggü. 1990	THG - 95 % ggü. 1990	THG - 95 % ggü. 1990
Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrachtung von Fernleitungs- & Verteilnetz ▪ Betrachtung von Stilllegungskosten ▪ Hoher Wasserstoffanteil im Jahr 2050 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrachtung von Fernleitungs- & Verteilnetz ▪ Betrachtung von Stilllegungskosten und der Entwicklung von Netzentgelten ▪ Keine Betrachtung des Verkehrssektors 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrachtung nur von Fernleitungsnetzen ▪ Keine Energieimporte und -exporte im Jahr 2050 ▪ Regionalisierte Modellierung der Gasflüsse

Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer ISI

5.4.1 Robuste Aussagen und differierende Aspekte in den ausgewerteten Kernstudien

Um die Reduktion der THG-Emissionen um 95% zu erreichen, werden in allen Studien in beiden Szenarien synthetische Brenn- und Kraftstoffe benötigt. Auch in den Szenarien mit weitest gehender Elektrifizierung ist dies für den Ausgleich von saisonalen Angebots- und Nachfrageschwankungen der Fall. Ein hoher Grad der direkten Stromnutzung erhöht dabei den Bedarf an Backup-Gaskraftwerken, wobei Szenarien mit viel direkter Stromnutzung übereinstimmend eine Erweiterung der Kapazität von 30 GW heute auf 110 GW im Jahr 2050 vorhersehen, Szenarien mit wenig direkter Stromnutzung jedoch breit gestreute Kapazitäten zwischen 10 GW und 75 GW sehen. Alternativen zur Nutzung von Gaskraftwerken werden jedoch nicht umfassend analysiert. Hier ist zu beachten, dass die hohen Backup-Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien mit Stromfokus durch die im Vergleich zu anderen Studien extreme Ausgestaltung dieser Szenarien zu Stande kommt. So werden im 95%-Szenario der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015), welches einen hohen Grad an Elektrifizierung aber auch Restbedarfe an Gas aufweist, maximal 40 GW an Back-Up-Leistung benötigt, welche auch noch andere Flexibilitätsoptionen wie regelbare Lasten umfassen.

Je nach Grad der direkten Stromnutzung fallen die Gasbedarfe, die 2050 vollständig durch erneuerbare Gase gedeckt werden, sehr unterschiedlich aus. In den Szenarien mit einem niedrigem Grad der direkten Stromnutzung liegen die Gasbedarfe zwischen 52 % und 265 % höher als in Szenarien mit Fokus auf eine direkte Stromnutzung. Dabei ist das Verhältnis zwischen den Energieträgern E-Methan, Biogas und Wasserstoff unterschiedlich. In den betrachteten Studien variiert insbesondere der energetische Anteil von Wasserstoff zwischen 0 % und 50 %. Ebenso werden erneuerbare Gase je nach Studie vollständig importiert oder national hergestellt. Ob nationale Potenziale dafür ausreichend vorhanden sind, wird im letzteren Fall nicht explizit adressiert. Der Gesamtgasbedarf variiert bei viel und wenig direkter Stromnutzung. Bei Ausgleich von fluktuierender Stromerzeugung auch über europäische Nachbarländer liegt der Gasbedarf für einen hohen Grad der direkten Stromnutzung in den Studien zwischen 880 PJ und 902 PJ, für einen niedrigen zwischen 1.602 PJ und 2.320 PJ. Im Extremfall, dass keinerlei Energieimporte nach Deutschland erfolgen, hingegen liegt der Gasbedarf bei 2.203 – 3.352 PJ.

In Bezug auf Entwicklung der Netzlängen/-kapazitäten sehen Frontier Economics et al. (2017) und EWI (2017) im Fall eines Weiterbetriebs der Gasnetze ein Fortbestehen der Gasnetze in einer Dimension, welche dem aktuellem Netzentwicklungsplan (FNG 2017) entspricht. Enervis (2017) findet auf Basis der Regionalisierung einen deutlichen Anstieg der notwendigen Netzkapazitäten von 24 – 39 GWh/h, insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland. Diesbezüglich ist jedoch zu beachten, dass dies primär durch den Ausschluss von Gasimporten in dieser Studie bedingt ist, woraus sich eine massive Verschiebung der Gasflüsse ergibt. Auf europäischer Ebene gesehen kommt WWF (2018) auf Basis von Energy Union Choices (2016) zu dem Schluss, dass die bestehenden Netzausbauvorhaben den Bedarf im Fall eines Erreichens der längerfristigen Klimaschutzziele deutlich übertreffen.

Die Betriebskosten des Gasnetzes werden in aller Studien durch Fixkosten dominiert, wobei der Anteil der Betriebskosten unterschiedlich ist und teilweise von den heutigen in BNetzA (2017) dokumentierten deutlich abweicht. Nichtsdestotrotz steigen in allen Szenarien mit starker direkter Stromnutzung durch den sinkenden Gasfluss die spezifischen Gasnetzkosten um ein Vielfaches an. Die Aufwendungen für Netzausbau und -instandhaltung im Fall einer Weiternutzung der Gasnetze variieren hierbei deutlich zwischen 2,1 und 5,4 Mrd. EUR pro Jahr für einen hohen Grad der direkten Stromnutzung und zwischen 3,8 und 16,6 Mrd. EUR / Jahr für einen niedrigen.

Den Studien unterliegen unterschiedliche Annahmen zu Kosten und Umgang mit der Außerbetriebnahme von Netzsegmenten. Die Ersteller der Studien sehen selbst große Unsicherheiten hinsichtlich der Stilllegungskosten von Gasnetzen. Teilweise wird deshalb von einer Betrachtung von Stilllegungskosten abgesehen. V.a. die Notwendigkeit der Verdämmung stellt dabei einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor dar. So wird von keiner Studie detailliert untersucht, in welchem Umfang eine Verdämmung von Teilen der Gasnetze bei einer Stilllegung notwendig ist. In Frontier Economics et al. (2017)

ist dies der wesentliche Kostentreiber bei einer Außerbetriebnahme. Es wird dabei für die Fernleitungsnetze und die Verteilnetze jeweils von einem Anteil von 30 % ausgegangen. Da eine Verdämmung in erster Linie für Leitungen größerer Querschnitte relevant ist und bei einer nur teilweisen Außerbetriebnahme eher Leitungen mit geringeren Querschnitten betrifft, könnte sich der Bedarf bei genauerer Betrachtung hier als deutlich geringer herausstellen.

Einen Überblick über robuste und unsichere Aussagen über die betrachteten Kernstudien hinweg gibt Abbildung 58.

Abbildung 58: Zusammenfassung der Aussagen der Kernstudien gemäß Ihrer Robustheit

		Kernstudien der Kurzanalyse		
		Frontier Economics (2017)	EWI (2017)	Enervis(2017)
	Szenario - Strom	„Strom & Gasspeicher“	„Revolution“	„Max. Elektrifizierung“
	Szenario - Gas	„Strom & GrünesGas“	„Evolution“	„Optimiertes System“
Unsicherheit	Bedarf an synth. Brenn- und Kraftstoffen	In Szenarien mit 95%-THG-Reduktion werden synthetische Brenn- und Kraftstoffe benötigt; zumindest für den Ausgleich von saisonalen Angebots- und Nachfrageschwankungen		
	Weiterbetrieb der Gasnetze	Kosten für Weiterbetrieb gering ggü. Systemkosten (Stromnetz- und EE-Ausbau,...); Weiterbetrieb daher insgesamt ökonomisch sinnvoll, gegebenenfalls mit Stilllegung einzelner Netzabschnitte		
	Bedarf an Backup-Gaskraftwerken	Ein hoher Grad der direkten Stromnutzung erhöht Bedarf an Backup-Gaskraftwerken; deutliche Unterschiede bestehen in Bezug auf absolute Größenordnung und Differenz zwischen Szenarien mit viel und wenig direkter Stromnutzung		
	Entwicklung Gasnetz	Bei Fortbestand des Gasnetzes Entwicklung gemäß Netzentwicklungsplan; Unterschiedliche Annahmen bzgl. Import von Erdgas und synthetischen Gasen	Ausbaubedarf Netzkapazität 24-39 GWh/h (Annahme: kein Import)	
	Kosten Gasnetz	spezifische Gasnetzkosten steigen, Fixkosten dominieren Aufwendungen für Netzausbau und -instandhaltung variieren (2,1 - 5,4 Mrd. EUR bei hoher dir. Stromnutzung 3,8 - 16,6 Mrd EUR bei niedriger dir. Stromnutzung)		
	Gasbedarf	Szenarien mit viel direkter Stromnutzung: 878 - 2203 PJ erneuerbare Gase in 2050; Szenarien mit wenig dir. Stromnutzung: 1654 - 3352 PJ erneuerbare Gase in 2050; Verhältnis zwischen E-Methan, Biogas und Wasserstoff sehr unterschiedlich		
	Stilllegungskosten von Gasnetzen	große Unsicherheiten über Umfang und Kosten, vor allem bezüglich der Notwendigkeit einer Verdämmung zusätzlich zu einer Versiegelung		

Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer ISI

Übereinstimmend kommen die Studien zum dem Ergebnis, dass die Kosten für den Weiterbetrieb der Gasnetze im Vergleich zu den anderen relevanten Systemkosten wie Stromnetzausbau, Installation von erneuerbarer Stromerzeugung und von Back-Up-Kapazitäten und Bereitstellung synthetischer Energieträger gering sind. Unter den in den Studien getroffenen Annahmen ist der Weiterbetrieb der Gasnetze wegen dieser also vergleichsweise geringen Betriebskosten einerseits und ihres Flexibilitäts-

und Speicherangebots andererseits in der Summe ökonomisch sinnvoll. Dies schließt nicht grundsätzlich aus, dass sich dies in bestimmten Netzabschnitten anders gestaltet. Dabei muss bedacht werden, dass ein Vergleich der gesamten Energiesystemkosten erfolgt und das Ergebnis entsprechend der vergleichsweise geringen Kosten für das Netz in erster Linie durch die optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Bereitstellungskosten für E-Gase und die ermittelten vergleichsweise hohen Bedarfe an Back-Up-Kraftwerkskapazitäten getrieben sind. Auch sind Dodds & McDowall (2013) für Großbritannien zum Ergebnis gekommen, dass ein Weiterbetrieb nicht ökonomisch effizient ist, wobei hier unterschiedliche Annahmen und Methoden, aber auch regionale Unterschiede eine Rolle spielen können.

5.4.2 Bisher wenig adressierte Fragen und damit verbundene Unsicherheiten

In den ausgewerteten Kernstudien nicht betrachtet wurde die Frage, welche technischen Austauschbedarfe es in den Gasnetzen bei einer rückläufigen Bedarfsentwicklung oder einer Umstellung auf Wasserstoff gibt. So ist zu erwarten, dass ein nicht unerheblicher Teil der Betriebsmittel anders ausgelegt oder sogar ganz ersetzt werden muss. Ob sich negativ auf einen Weiterbetrieb auswirkt, hängt stark von der verbleibenden Auslastung ab. In Bezug auf diese Frage werden die Analysen im Rahmen des Vorhaben Roadmap Gas einen wesentlichen Erkenntnisfortschritt liefern.

Abgesehen von der Aufteilung des deutschen Netzes in vier Zonen in Enervis (2017) ist in keiner der Studie eine regionale Disaggregation erfolgt. Dabei ist sowohl beim Rückgang des Bedarfs als auch bei der Bereitstellung von erneuerbaren Gasen zu erwarten, dass es zu regionalen Verschiebungen kommt. Wichtige Fragen diesbezüglich sind, welche abweichenden Resultate eine räumliche Modellierung der Gasflüsse im deutschen Fernleitungsnetz liefern würde und wo Bedarfe für Netzausbau und –stilllegung geografisch zu verorten sind. Enervis (2017) liefert dazu erste Erkenntnisse für den Fall einer Herstellung von erneuerbaren Gasen in Deutschland. Für den Fall des Imports von erneuerbaren Gasen ist den Studien hingegen nichts zu entnehmen.

Auch der zeitliche Verlauf bleibt weitgehend unadressiert. So stellt sich die Frage, zu welchem Zeitpunkt es Bedarfe für Netzzückbau oder den Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur gibt. Frontier Economics et al. (2017) geht im Szenario mit starker Elektrifizierung davon aus, dass eine Außerbetriebnahme von Netzen erst nach 2030 starten würde und dann in relativ kurzer Zeit ablaufen müsste. Wie im Alternativszenario die Umstellung auf Wasserstoff zeitlich ablaufen würde, wird nicht adressiert.

Weitere Fragen in Bezug auf eine Umstellung auf Wasserstoff sind, ob die Netzkapazität trotz der geringeren Energiedichte des Wasserstoffs ausreichend und welche Teile der Gasnetze sich tatsächlich in sinnvoller Weise auf Wasserstoff umstellen lassen. Frontier Economics et al. (2017) äußert hierzu, dass eine Umstellung an vielen Stellen wegen redundanter Leitungsauslegung unproblematisch ist, insbesondere auf den höheren Netzebenen, wo Kraftwerke und große Industrieverbraucher angeschlossen sind. Auf unteren Netzebenen ist die Redundanz hingegen meistens nicht gegeben, was bei einer sehr umfangreichen Nutzung von Wasserstoff, z.B. auch im Individualverkehr, relevant werden kann. Bei einem energetischen Wasserstoffanteil von 50 % wie in Frontier Economics (2017) ist unabhängig davon genauer zu prüfen, ob Effizienzgewinne und höhere Fließgeschwindigkeiten auf Grund der Wasserstoffnutzung ausreichen, um die geringere Energiedichte von Wasserstoff so weit auszugleichen, dass die bestehenden Leitungskapazitäten ausreichen (vgl. Ball et al. 2009). Schließlich stellt sich in Bezug auf eine Außerbetriebnahme von Gasnetzen die Frage, welche anderen Nutzungsformen obsoleter Gasnetze denkbar und im zeitlichen Verlauf sinnvoll umsetzbar sind. Denn der Raum für das Verlegen von Leitungen ist gerade im städtischen Umfeld begrenzt, während mit dem Ausbau von Glasfasernetzen und Stromnetzen bereits aktuell neue Bedarfe entstehen. Im Fall einer zukünftig stärkeren stofflichen Nutzung von Kohlendioxid, z.B. zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe kann auch dafür ein Bedarf an einem Leitungssystem entstehen (Trinomics 2018). Dies könnte zeitlich mit einer Außerbetriebnahme von Gasnetzen zusammenfallen.

5.4.3 Konsequenzen für die Einordnung der Transformationsbedarfe und die Ausgestaltung der Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors

Aus den Ergebnissen der Studienauswertung lassen sich eine Reihe von Rückschlüssen für die Einordnung der Transformationsbedarfe und die Ausgestaltung der Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors ziehen:

- Die ausgewerteten Studien sind überwiegend über Top-Down-Ansätze zu Abschätzungen in Bezug auf die Entwicklung der Aufwendungen für die Gasinfrastruktur gekommen. Die Analysen im Rahmen von Kapitel 5.2 und 5.3 ermitteln die technischen Austauschbedarfe in Gasnetzen hingegen über einen Bottom-Up-Ansatz. Die Hochrechnung der Bottom-Up-Ergebnisse über Statistiken zur Netzstruktur in Deutschland komplementieren damit die Ergebnissen der ausgewerteten Studien. Für ein ausgewogenes Bild sollten beide Arten von Ergebnissen zusammen betrachtet werden.
- Im Fokus dieser Studie steht die Analyse der Investitionsbedarfe in die Gasinfrastruktur beim Verfolgen eines ambitionierten Klimaschutzpfades. Auf Grund der in den ausgewerteten Studien erkennbaren Unterschiede bei den spezifischen Netzkosten sind soweit leistbar auch die Auswirkungen der im Projekt ermittelten Investitionsbedarfe auf die spezifischen Netzkosten untersucht worden, sodass auch in dieser Hinsicht ein breiteres Bild entsteht.
- Bei der Auswertung der Studien haben sich große Unsicherheiten über den Umfang und die Kosten einer Stilllegung von Gasnetzen sowie die Potenziale einer Umnutzung gezeigt. Daher wurde im Rahmen einer Abfrage bei Netzbetreibern auch die Frage der Anforderungen an die Stilllegung von Netzsegmenten und der Eignung bestehender Netze für eine Wasserstoff-Umwidmung und alternative Nutzungsformen adressiert. Die Unsicherheit darüber bleibt im Wesentlichen bestehen. Es konnte jedoch aufgezeigt werden, dass sich die vermeintlich hohen Kosten auf der Verteilnetzebene wegen eines geringeren Bedarfs zur Verdämmung von Leitungen eher nicht realisieren.
- Im vorangegangenen Unterkapitel wurde eine Reihe von für die künftige Rolle der Gasinfrastruktur wichtigen Fragen identifiziert, welche von den ausgewerteten Studien nicht, nur bedingt oder unterschiedlich beantwortet wurden und deren Beantwortung auch über den Rahmen dieses Vorhabens hinausgeht. Diese offenen Fragen sind als verbleibender Forschungsbedarf im Rahmen der Roadmap für den Gassektor zu benennen und die dort gewählten Leitplanken in Bezug auf die bestehenden Unsicherheiten zu kontextualisieren.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Rolle der Gasinfrastruktur zwar zuletzt verstärkt in den Fokus von Studien geraten ist, die vorliegenden Erkenntnisse jedoch noch keine eindeutige Aussage über die Rolle der Gasinfrastruktur in der Energiewende erlauben, weswegen eine Roadmap für den Gassektor insbesondere auch die Breite der möglichen Entwicklungen abdecken sollte.

6 Eine Roadmap für einen nachhaltigen Klimabeitrag des Gassektors

In diesem Kapitel werden primär mit Blick auf die Akteure im politischen Raum Leitplanken und wichtige Einflussfaktoren für den Gassektor und die Gasinfrastrukturen aufgezeigt. Weiterhin wird gezeigt, wie der Gassektor im Rahmen der Energiewende einen nachhaltigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele im Jahr 2050 erbringen kann. Die Roadmap gibt dazu einen Überblick über Herausforderungen, Handlungsleitplanken und politische Stellschrauben, mit denen Transformationspfade im Gassektor und ihre dynamische Entwicklung analytisch beschrieben und die jeweiligen Phasen sowie kritischen Phasenübergänge frühzeitig identifiziert und bewertet werden können. Die wesentlichen Ziele der Roadmap sind zusammengefasst:

- ein besseres und tieferes Verständnis des komplex vernetzten Systems Gasmarkt und Gasinfrastruktur zu erzielen,
- auf der Basis dieses wissenschaftlichen Verständnisses politische Handlungsoptionen aufzuzeigen, wie der Gassektor unter Berücksichtigung der energie- und klimapolitischen Ziele und weiterer Randbedingungen zukünftig systemisch weiterentwickelt werden kann.

Zunächst werden dafür Rahmenannahmen und die inhaltliche Abgrenzung spezifiziert sowie treibende Entwicklungen des Gassektors im Kontext der Energiewende und das Vorgehen bei der Roadmap-Entwicklung beschrieben. Anschließend folgt die Darstellung der eigentlichen Roadmap.

6.1 Rahmenannahmen und inhaltliche Abgrenzung

Unter dem Gassektor wird hier die Versorgung mit gasförmigen Energieträgern von der Herstellung bis zur Übergabe an den Endkunden verstanden. Der Fokus der Betrachtung ist die Rolle der Gasinfrastruktur, wobei Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite miteinbezogen werden. Es handelt sich jedoch nicht um eine Analyse des gesamten Energiesystems.

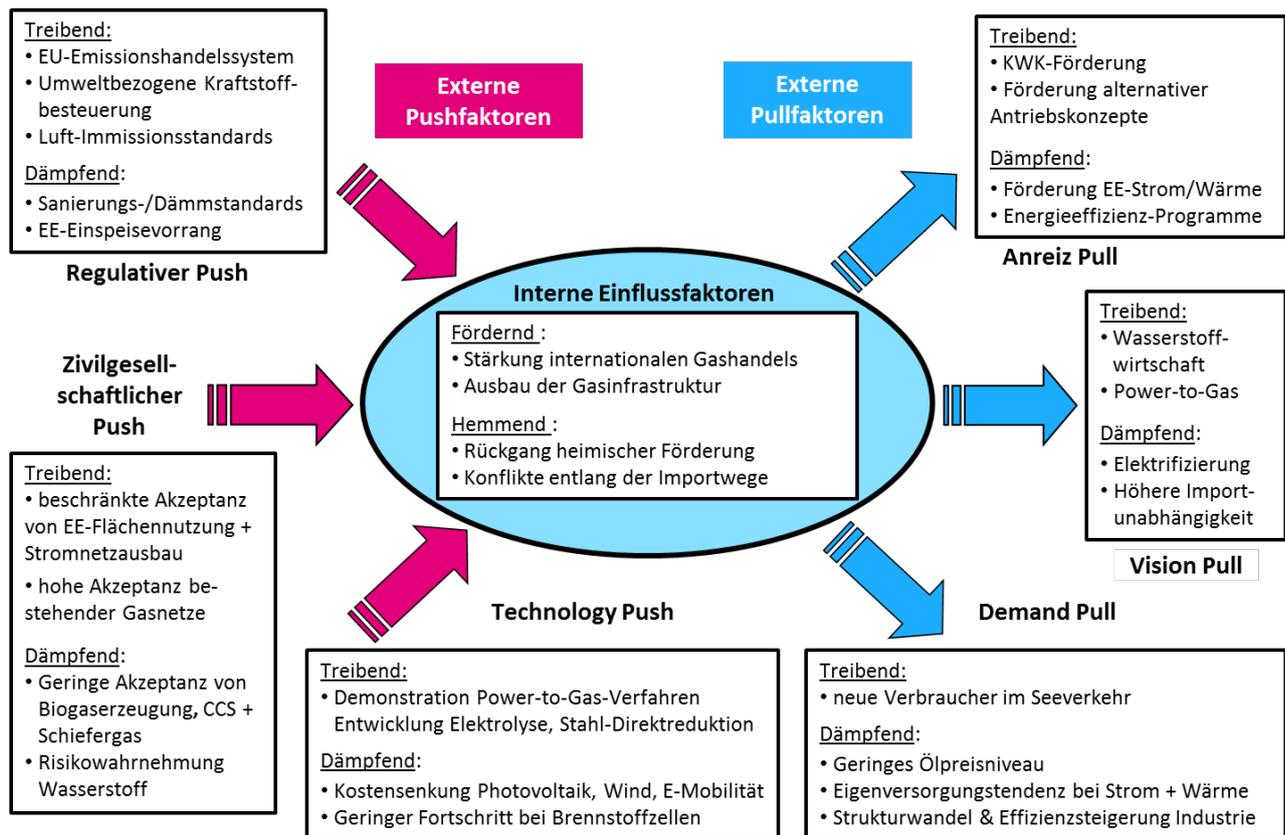
Unter gasförmigen Energieträgern werden hier Erdgas (einschließlich weiterer Naturgase), Biogas (einschließlich weiterer biogener Gase), auf Basis von Strom synthetisch hergestelltes Methan (E-Methan) sowie Wasserstoff verstanden, welcher sowohl ebenfalls durch Elektrolyse auf Basis von Strom produziert werden kann (E-Wasserstoff) als auch durch Reformation von Erdgas. Nicht in die Betrachtung eingeschlossen sind jegliche Industriegase.

Grundannahme für alle Überlegungen ist, dass ein Umsteuern hin zu einem Pfad erfolgt, welcher zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis hin zum Jahr 2050 führt. Dabei wird differenziert, welches langfristige Ambitionsniveau zur Treibhausgasreduzierung (80% oder 95% bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990) avisiert wird. Grundsätzlich wird auch unterstellt, dass die im Energiekonzept der Bundesregierung und in der Gebäude-Effizienzstrategie festgehaltenen Ziele erreicht werden, so wie es in den ausgewerteten Szenarien der Fall ist. Dies beinhaltet auch, dass der Stromnetzausbau so schnell vorangeht, dass die jeweiligen EE-Strommengen von den Netzen weitestgehend aufgenommen und transportiert werden können.

6.2 Treiber des Gassektors im Kontext der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende stellt sich die Frage, ob der Gasbedarf künftig eher zunimmt oder zurückgeht. Denn es gibt sowohl auf techno-ökonomischer, als auch auf gesellschaftlicher und auf politischer Ebene eine Reihe von gegenläufigen Treibern. Diese sind in Abbildung 59 gemäß des Multi-Impuls-Modells für Innovationssysteme (vgl. Hemmelskamp 1999) nach sogenannten Push- und Pullfaktoren strukturiert. Pushfaktoren sorgen dabei tendenziell dafür, dass sich der Status Quo verändert, während Pullfaktoren eher beeinflussen, in welche Richtung die Veränderungen streben.

Abbildung 59: Generelle Treiber der Gasnachfrage in Deutschland im Kontext der Klimaschutzanstrengungen



Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an das Multi-Impuls-Modell von Hemmelskamp 1999

Die wichtigsten Treiber sind folgende:

- Wichtige, die Nutzung von Gas gegenüber Kohle und Öl fördernde Pushfaktoren auf politischer Ebene können eine umweltbezogene Besteuerung von Kraftstoffen und Luft-Immissionsstandards sein. Hohe Dämm- und Sanierungsstandards für Gebäude und der Einspeisevorrang für erneuerbaren Strom aus können zu einer strukturellen Reduktion des Gasbedarfes führen.
- Die Nutzung von Gas fördernde Pullfaktoren bzw. Pullfaktoren, die mit einer steigenden Gasnachfrage verbunden sind, sind u.a. die Förderung der KWK und von alternativen Antriebskonzepten. Eine hemmende Wirkung auf die Gasnachfrage haben die Förderinstrumente für Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Strom- und Wärmebereich.
- Auf gesellschaftlicher Ebene sind die teilweise begrenzte Akzeptanz des Stromnetzausbaus und des Flächenverbrauchs durch erneuerbare Energien und der Wunsch nach Weiternutzung der bestehenden Gasnetze relevante Pushfaktoren für die Nutzung von Gas. Hemmende Faktoren stellen die begrenzte Akzeptanz von Biogas, Schiefergas und CCS (für Erreichung hoher Klimaschutzambitionen) sowie Sorgen vor Risiken einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff dar.
- Wichtige, den Gasbedarf fördernde Pullfaktoren sind die von bestimmten Akteuren propagierten Leitbilder einer Wasserstoffwirtschaft und des Power-to-Gas-Konzepts. Der Trend zur Elektrifizierung und die mit dem Leitbild der Energiesicherheit Verringerung der Importabhängigkeit wirken hingegen hemmend auf eine Ausweitung der Gasnachfrage.
- Wesentliche Pushfaktoren für die Nutzung von Gas auf techno-ökonomischer Ebene sind die großskalige Demonstration von Power-to-Gas-Technologien und die Weiterentwicklung von

Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren sowie Direktreduktionsverfahren zur Stahlherstellung. Fortschreitende Kostensenkungen bei Photovoltaik, Windkraft und Elektromobilität sowie die fehlende Marktreife von Brennstoffzellenfahrzeugen haben hingegen eine hemmende Wirkung auf die Gasnutzung.

- Relevanter Pullfaktor für eine Nutzung von Gas ist die steigende Nachfrage nach Gas im Schiffsverkehr. Eine hemmende Wirkung weisen das relativ geringe Ölpreisniveau, die zunehmende Tendenz zur Eigenversorgung bei Strom und Wärme sowie der Strukturwandel und die Effizienzsteigerung der Industrie auf.
- Intrinsisch getrieben ist der Gasbedarf durch den fortschreitenden Gasnetzausbau und die Stärkung des internationalen Gashandels. Hemmend wirken sich Konflikte entlang der Importrouten von Erdgas und die rückläufige heimische Förderung aus.

6.3 Vorgehen zur Entwicklung der Roadmap Gas

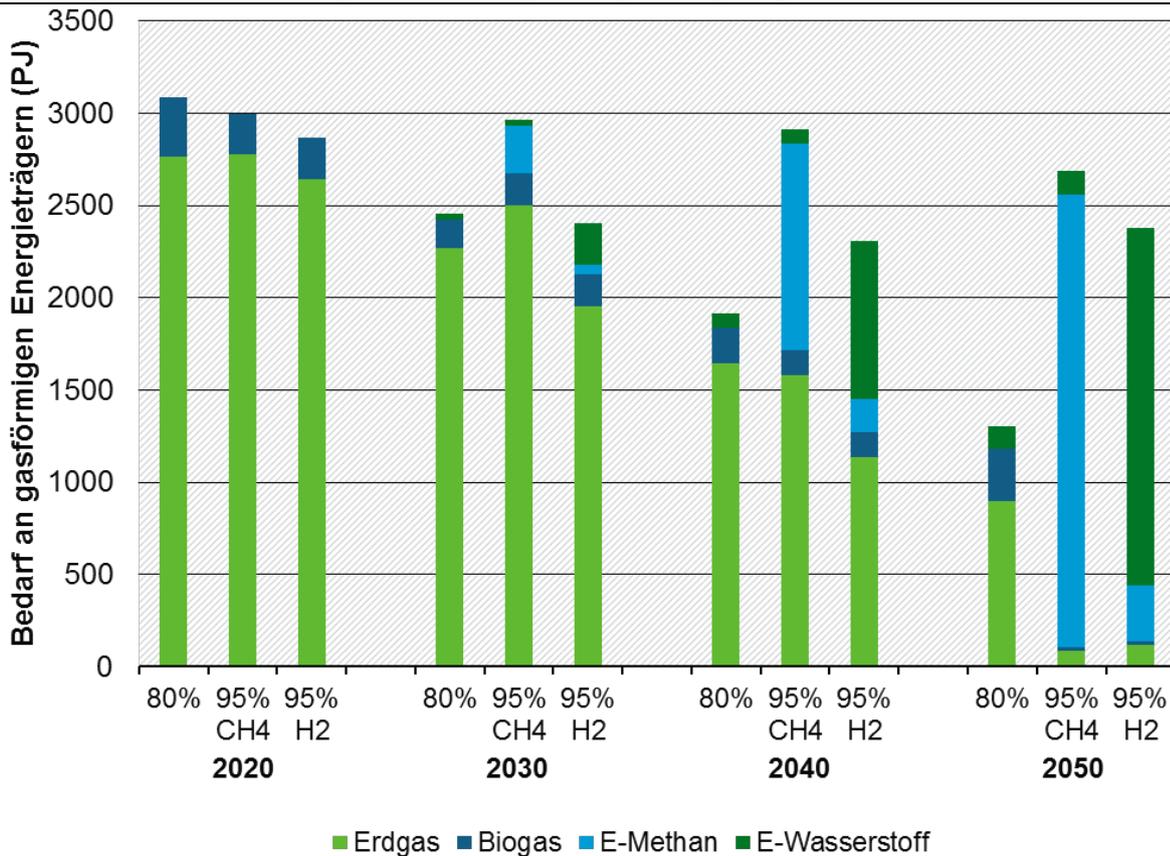
Grundlage der Roadmap-Entwicklung waren eine Reihe von Analysen, insbesondere Szenarioauswertungen und Modellnetzrechnungen. Zunächst wurden die bestehenden mit den Klimaschutzzielen verträglichen Szenarien von BMU, BMWi und UBA hinsichtlich der Entwicklung der Bedarfe an den unterschiedlichen gasförmigen Energieträgern in den verschiedenen Sektoren ausgewertet (s. Kapitel 2). Ergänzt wurde dies um eine Analyse der dahinterliegenden Treiber sowie der mit dem Gaseinsatz verbundenen THG-Einsparungen (s. Kapitel 3 und 4). Auf Basis dieser Analysen wurde ein Set an drei Gasnachfrageszenarien entwickelt, welches die denkbaren Entwicklungen möglichst in voller Breite abbildet (s. Kapitel 5.1):

- Ein Szenario mit einer Reduktion der THG um 80% bis 2050, bei dem der Gasbedarf besonders nach 2030 deutlich sinkt, jedoch in allen Sektoren signifikante Restbedarfe verbleiben; wesentlicher gasförmige Energieträger sind Erdgas und Biogas;
- Zwei Szenarien mit einer Reduktion der THG um 95% bis 2050, bei dem der Gasbedarf bis 2050 nur moderat zurückgeht, es jedoch zu einer starken Verschiebung vom Gebäudebereich in den Verkehr kommt. In einem der beiden Szenarien wird dabei primär auf den Import von E-Methan gesetzt, im anderen primär auf eine lokale Produktion von E-Wasserstoff.

Nicht mit abgebildet wurde, ein 95%-THG-Minderungsszenario in dem in allen Bereichen im erheblichen Maße auf gasförmige Energieträger verzichtet wurde, weil die infrastrukturellen Auswirkungen abgesehen vom Wegfall einer Umwidmung in Wasserstoffnetze sehr ähnlich zu denen im betrachteten Wasserstoff-Szenario wären.

Die Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den drei betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 ist in Abbildung 60 dargestellt.

Abbildung 60: Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in den drei betrachteten Szenarien



Quelle: eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Dieses Set an Szenarien wurde für die Modellierung exemplarischer Modellnetzabschnitte von Fernleitungs- und Verteilnetz zu Grunde gelegt (Kapitel 5.2 und 5.3), welche eine weitere wichtige Grundlage der Roadmap-Entwicklung darstellen. Für die Modellnetzabschnitte wurde ausgewertet, welche Anpassungsbedarfe durch die sich ändernde Gasnachfrage im Jahr 2050 entstehen. Anschließend wurden die Anpassungsbedarfe den heute bestehenden Gasinfrastrukturen und absehbaren Entwicklungen gegenübergestellt und der finanzielle Aufwand der Transformation abgeschätzt. Dabei wurden statistische Daten zur Gasnetzinfrastruktur in Deutschland mit den verschiedenen Modellnetzabschnitten kombiniert, woraus sich die Spannbreite des Aufwands ergibt. Schließlich wurden die Modellnetzergebnisse genutzt, um die Auswirkungen auf die Entwicklung der spezifischen Netzkosten und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungsoptionen zu ermitteln.

Die Roadmap selbst setzt sich aus einer Reihe von Leitplanken für die politischen Rahmensetzungen zusammen, welche die Entwicklungsoptionen des Gassektors innerhalb des durch die Klimaschutzziele vorgegebenen Rahmens aufzeigen. Diese Leitplanken stellen Gestaltungsoptionen in Bezug auf die Herausforderungen dar, die sich aus den Ergebnissen der Szenarien- und Modellnetzauswertungen ableiten. Die Roadmap ist dabei in drei Teile untergliedert:

- *Roadmap Gasmärkte*: Leitplanken für die Nutzung gasförmiger Energieträger in den verschiedenen Sektoren (Industrie, Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr) basierend auf der Auswertung von Energie- und Klimaszenarien des Bundes in Kapitel 2 bis 4 unter Berücksichtigung der Modellnetzergebnisse in Kapitel 0;

- *Roadmap Gasinfrastruktur*: Leitplanken für die Gestaltung der Gasinfrastrukturen (Fernleitungsnetze, Verteilnetze, Wasserstoffnetze, Speicher) basierend auf der Untersuchung von Modellnetzen und deren Aggregation in Kapitel 5.2 und 5.3 unter Berücksichtigung des Szenariorahmens in Kapitel 5.1;
- *Roadmap Gasversorgung*: Leitplanken für die Entwicklung der gasförmigen Energieträger (Erdgas, Biogas/-methan, E-Methan, E-Wasserstoff) basierend auf der Auswertung von Energie- und Klimaszenarien des Bundes in Kapitel 2 bis 4 unter Berücksichtigung der Modellnetzerggebnisse Kapitel 5.

Der Identifikation der Leitplanken liegen dabei die folgenden Leitfragen zu Grunde:

- Wodurch werden der Gasmarkt und der Gasbedarf beeinflusst? Wie ist Entwicklung der einzelnen gasförmigen Energieträger aus ökonomischer Sicht zu bewerten?
- Wie verhalten sich der Beitrag zum Klimaschutz und die Entwicklung der verschiedenen gasförmigen Energieträger? Wie ist die Entwicklung des Gasmarktes aus ganzheitlicher Klimaschutzperspektive zu bewerten und zu gestalten?
- Wie ist die derzeitige Planung zur Entwicklung der Gasnetze im Kontext der langfristigen Klimaschutzziele zu bewerten? Welche infrastrukturellen Anpassungen sind notwendig oder hilfreich, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen und zu welchem Zeitpunkt?
- Welche Kosten sind damit verbunden? Was folgt daraus für eine Priorisierung?
- Welche Technikentwicklungen sind notwendig und zu welchem Zeitpunkt? Wie kann das unterstützt werden?

Die so identifizierten Leitplanken werden je nach ihrer Rolle für den Transformationspfad des Gassektors und dessen politische Beeinflussung in folgende vier Kategorien eingeteilt:

- *No-Regret-Leitplanken*: Diese zeigen Gestaltungsoptionen in Bezug auf Handlungsbedarfe auf, die in allen Szenarien für den Klimaschutzbeitrag des Gassektors relevant sind.
- *No-Lockin-Leitplanken*: Diese beinhalten Gestaltungsoptionen, die die Flexibilität für die Steigerung des Ambitionsniveaus von Klimaschutzpfaden gewährleisten.
- *Wegweiser-Leitplanken*: Diese beschreiben Pfadentscheidungsoptionen, welche die Realisierung einer bestimmten Entwicklung unterstützen.
- *Game-Changer-Leitplanken*: Diese beinhalten Anpassungsoptionen, die nur bei der Realisierung bestimmter Entwicklungen relevant werden.

Darüber werden die Unterschiede und Gemeinsamkeiten für die verschiedenen Ambitionsniveaus langfristiger Klimaschutzziele herausgearbeitet, so dass sowohl vom Ambitionsniveau unabhängige Schlüsselmaßnahmen als auch pfadabhängige Anpassungsbedarfe identifiziert werden, was jeweils unterschiedliche politische Handlungsspielräume nach sich zieht. So ist ein politisches Handeln bei No-Regret-Leitplanken in jeden Fall angeraten, während bei No-Lockin-Leitplanken der Bedarf zur Aufrechterhaltung der Pfadoptioen mit den volkswirtschaftlichen Kosten abzuwägen ist.

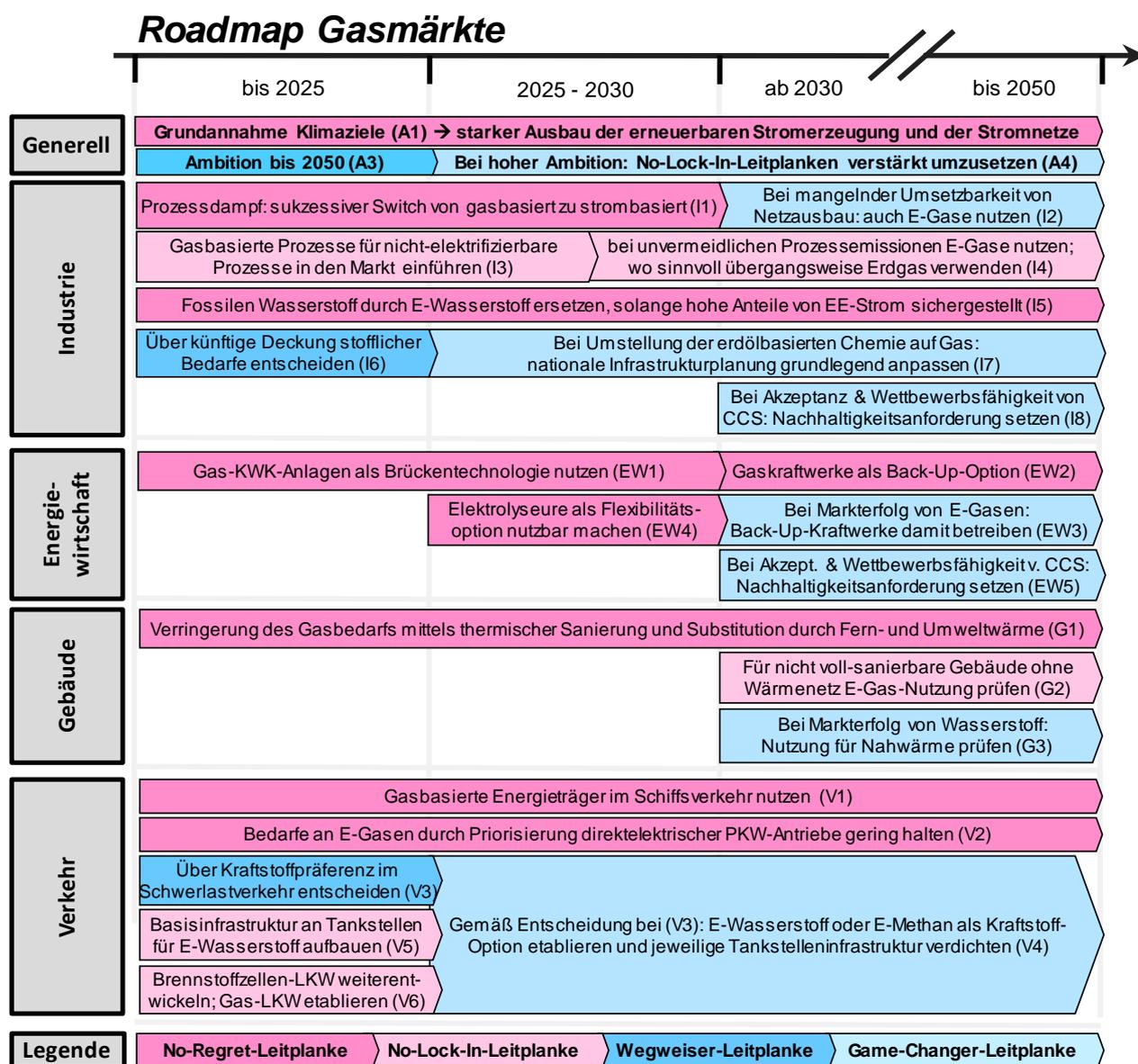
Der zeitliche Rahmen der Roadmap erstreckt sich bis zum Jahr 2050 und unterteilt die Zeitachse dabei in kurzfristige (2018 – 2025), mittelfristige (2025 – 2030) und langfristige (> 2030) Entwicklungen. Der zeitliche Verlauf spiegelt sich auch in der Klassifizierung der Leitplanken wider. So ist der Start von No-Regret-Leitplanken und Wegweiser-Leitplanken zeitlich eher kurzfristig einzuordnen, weil sie

entweder nicht von der weiteren Entwicklung abhängen oder zur Beeinflussung dieser beitragen sollen. Zudem sind diese Leitplanken häufig bereits für heutige Rahmensetzungen relevant. No-Lock-In-Leitplanken kommen eher kurz- bis mittelfristig zum Tragen, weil es darum geht, sich bestimmte Entwicklungspfade offen zu halten. Game-Changer-Leitplanken spielen hingegen eher langfristig eine Rolle, weil sie Anpassungen auf heute unabsehbare Entwicklungen beinhalten.

6.4 Roadmap Gasmärkte

Die Roadmap Gasmärkte ist unterteilt in die vier Nachfragesektoren Industrie, Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr. Die identifizierten Leitplanken und ihre Klassifizierung sind in Abbildung 61 zusammengefasst und werden in der Folge unter Verweis auf die zu Grunde liegenden Analysen einzeln erläutert.

Abbildung 61: Marktbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors



6.1.1 Leitplanken für die Gasnutzung in der Industrie

In der Industrie stellen gasförmige Energieträger, insbesondere Erdgas, aktuell in einigen Anwendungen den zentralen Energieträger dar, vor allem bei der Prozessdampferzeugung in Kesseln und für einige Hochtemperatur-Öfen. Hinzu kommt, dass in der Grundstoffchemie eine stoffliche Nutzung von Erdgas stattfindet. Um die langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, muss die Nutzung fossiler Energieträger soweit wie möglich vermieden werden. Dabei hat eine Nutzung von Strom gegenüber E-Gasen den Vorteil, dass der Primärenergieaufwand beim Umstieg auf erneuerbare Energien geringer ist (siehe Kapitel 4.2.3). Eine **direkte Stromnutzung ist für die Erzeugung von Prozessdampf** überwiegend möglich und in diesem Fall **gegenüber der Nutzung von Gas zu bevorzugen (Leitplanke I1)**. Ein sukzessiver Umstieg im Rahmen des Neubaus und der Revision von Dampfkesseln wird durch die aktuell relativ hohe Belastung von Strom mit Abgaben behindert. Für die Durchdringung dieser Klimaschutztechniken bedarf es einer stärker umweltbezogenen Besteuerung von Energieträgern. Um den mittelfristigen Beitrag zum Klimaschutz in diesem Bereich heben zu können, bedarf es voraussichtlich weiterer Anreize. Voraussetzung für eine weitreichende Elektrifizierung der Industrie ist ein entsprechend weitreichender Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze. Zeichnet sich ab, dass sich auch bei großen Anstrengungen der nötige **Stromnetzausbau nicht in ausreichendem Maß realisiert, ist alternativ der Einsatz von E-Methan/-Wasserstoff (je nach Prozess) zur Prozessdampferzeugung voranzutreiben (I2)**. Hierfür ist jedoch parallel ein intensiver Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich.

Jenseits der Prozessdampferzeugung gibt es jedoch Prozesse in der energieintensiven Industrie, welche unvermeidliche Prozessemissionen bedingen und bei denen sich die heutigen Verfahren kaum auf erneuerbare Energieträger umstellen lassen. Dies betrifft insbesondere die Zementherstellung sowie die chemische Industrie. In anderen Bereichen, beispielsweise der Stahlindustrie gibt es technische Lösungen auf erneuerbare Energien umzustellen und die prozessbedingten Emissionen auf ein technisches Minimum zu reduzieren. Hier befinden sich alternative Verfahren in der Entwicklung, welche eine Vermeidung der Emissionen durch Umstellung auf erneuerbare Gase ermöglichen (vgl. Kapitel 4.1.5). Um langfristig auf einen Pfad mit 95%-THG-Reduktion einschwenken zu können, müssen mittelfristig diese **innovativen gasbasierten Prozesse in den Markt eingeführt (I3)** werden. Kurzfristig unterstützt wird dies durch das Vorantreiben von Forschung und Entwicklung und entsprechender Demonstrationsvorhaben. Für einen sektorweiten Einsatz bedarf es dann einer Rahmensetzung, welche die Vermeidung der Emissionen ausreichend einpreist. Es macht dabei aus Klimaschutzsicht Sinn, **zur Reduzierung der prozessbedingten Emissionen regenerative Gase einzusetzen und bei ausgewählten Prozessen im Rahmen der Entwicklung übergangsweise auch Erdgas zu verwenden (I4)**. Letzteres ist z.B. für die Stahlherstellung über Direktreduktion der Fall, nach aktuellem Stand der Technik hingegen nicht für die Substitution der erdölbasierten Chemie auf gasbasierte Prozesse, weil der Primärenergieaufwand deutlich höher als bei den etablierten Verfahren ist (vgl. Kapitel 4.1.5).

In der chemischen Industrie genutzter Wasserstoff, wird heutzutage durch Reformation von Erdgas oder Raffinerie-Abfallprodukten bereitgestellt. Zur Vermeidung der Emissionen kann hier eine Substitution durch E-Wasserstoff erfolgen. Die **Substitution von fossilem Wasserstoff durch Elektrolyse-Wasserstoff ist dabei aus Klimaschutzperspektive sinnvoll, solange dafür zu hohen Anteilen erneuerbarer Strom verwendet (I4)** wird (vgl. Kapitel 4.1.5). Dafür bedarf es geeigneter regulatorischer Rahmensetzungen und einer stärker umweltbezogene Besteuerung der Energieträger.

Falls längerfristig ein Klimaschutzpfad eingeschlagen wird, bei dem die stoffliche Nutzung von Rohöl durch erneuerbaren Gasen ersetzt wird („C1-Chemie“), steigen sowohl die benötigten Gasmengen als auch die Netzkapazität an den entsprechenden Standorten der Grundstoffchemie deutlich an. . Auf Grund weiterer weitreichender Konsequenzen einer solchen Umstellung, wie ein nach heutiger Erwartung steigender Primärenergieaufwand, ist es sinnvoll, in den nächsten Jahren über F&E-Aktivitäten

eine **Richtungsentscheidung bezüglich der künftigen Abdeckung stofflicher Bedarfe vorzubereiten (I6)**. Der stoffliche Primärenergiebedarf bei Rohöl beträgt aktuell ca. 1.000 PJ pro Jahr (AGEB 2017), was im Mittel über 30 GW Ausspeiseleistung entspricht. Selbst bei der teilweise in den ausgewerteten Szenarien vorgesehenen Verringerung der Produktionsmengen in der Grundstoffchemie ist noch von erheblichen Zusatzbedarfen auszugehen, während Erdölpipelines teils nicht mehr benötigt werden. **Bei Umstellung der erdölbasierten Chemie auf regenerative Gas ist daher die nationale Infrastrukturplanung grundlegend anzupassen (I7)**. Um Engpässe zu vermeiden, sind frühzeitig entsprechende Nachfrageszenarien bei der Infrastrukturplanung zu adressieren

In den ausgewerteten Szenarien wird neben der Umstellung auf neue Prozesse kombiniert mit regenerativen Energien auch ein Weg aufgezeigt, der von weniger Prozessinnovationen und dem Einsatz von CCS ausgeht. **Falls CCS wettbewerbsfähig wird und ein solcher Pfad die notwendige Akzeptanz in der Gesellschaft findet**, böte dies die Möglichkeit, Erdgas auch in anderen industriellen Anwendungen weiter zu nutzen. Wegen begrenzter Speicherkapazitäten und unter weiteren Nachhaltigkeitskriterien sind aber soweit möglich andere Optionen vorzuziehen. Es ist daher dafür zu sorgen, dass **eine Weiternutzung von Erdgas auf Basis von Nachhaltigkeitskriterien beschränkt (I8)** wird. Dies kann insbesondere durch die Ausgestaltung von Genehmigungsverfahren beeinflusst werden.

6.1.2 Leitplanken für die Gasnutzung in der Energiewirtschaft

In der Energiewirtschaft hat die Nutzung gasförmiger Energieträger in den letzten Jahren relativ hohen Schwankungen unterlegen und hat dabei nach rückläufiger Tendenz seit 2015 wieder zugenommen (BMW 2018a). In den ausgewerteten Szenarien, die mit den Klimazielen der Bundesregierung bis 2050 verträglich sind, setzt sich dies für einen Übergangszeitraum fort, weil bei steigenden CO₂-Preisen bestehende und zugebaute Gas-KWK-Anlagen zeitweise wirtschaftlicher als Kohlekraftwerke werden und diese verdrängen, bevor sie selbst weitgehend von erneuerbarer Erzeugung verdrängt werden. Eine **übergangsweise verstärkte Nutzung von Gas-KWK-Anlagen (EW1)** erbringt dabei mit bis zu 40 Mt CO₂/a einen substantiellen Beitrag zur Emissionsminderung und unterstützt einen Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung (siehe Kapitel 4.1.3). Bestimmt wird der Einsatz in erster Linie durch die Entwicklung der CO₂-Bepreisung sowie der Förderung von KWK-Anlagen. Eine weitere Stellschraube sind ordnungsrechtliche Vorgaben, die zur Stilllegung bestimmter Kraftwerkstypen führen.

Beim Erreichen einer weitgehend erneuerbaren Stromerzeugung besteht ein Bedarf an flexiblen **Back-Up-Kraftwerken zur Kompensation der fluktuierenden Erzeugung (EW2)**. Dafür stellen Gaskraftwerke (Turbinen und BHKW) eine kostengünstige Option dar. Die Kraftwerke können ihr Gas über das Fernleitungsnetz beziehen, welches in allen untersuchten Gasnachfrageszenarien weiter zu betreiben ist (siehe Kapitel 5.3.1.4). Als Leitplanke bedarf es diesbezüglich politischer Vorgaben für Reservekraftwerke. Dabei kann unter bestimmten Bedingungen und wegen der verbleibenden, sehr geringen Volllaststundenanzahl eine Nutzung von Erdgas erfolgen, ohne dass dies das Erreichen der Klimaschutzziele für 2050 grundsätzlich in Frage stellt. Aus Klimaschutzsicht ist die Nutzung von abfall- und reststoffbasiertem Biogas vorteilhaft (siehe Kapitel 4.2.1). Bei hohem Ambitionsniveau wäre es aus Klimaschutzsicht vorteilhaft, diese auch mit gasförmigen Energieträgern auf Basis von erneuerbarem Strom zu betreiben. Eine **mögliche Umstellung des Betriebs von Back-Up-Kraftwerken auf E-Gase** ist nur dann sinnvoll, **wenn E-Gase auch viel in anderen Sektoren zum Einsatz kommen (EW3)** und damit ohnehin eine gewisse Menge in Deutschland vorgehalten werden muss. Beeinflusst wird der genutzte Energieträger durch eine umweltbezogene Besteuerung und Kosten der Brennstoffe.

Mit steigender fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung kommt es mittelfristig vermehrt zu einem temporären Überangebot an erneuerbarem Strom. In Abhängigkeit der Erschließung anderer Stromflexibilitätspotentiale, wie Großverbraucher (auch Elektrolyseure) in der Industrie und Kleinverbraucher im Bereich der Elektromobilität, können **Elektrolyseure** verstärkt zur Aufnahme dieser Strommengen eingesetzt und so **als Flexibilitätsoption genutzt (EW4)** werden. Der erzeugte Wasserstoff kann anschließend in relevanten Anwendungen genutzt, zu E-Methan weiterverarbeitet oder

zur Rückverstromung genutzt werden. Eine wichtige politische Rahmensetzung ist hier, ein technologieoffener Marktzugang für Flexibilitätsoptionen zu gestalten.

Eine längerfristige umfangreiche Nutzung von Erdgas zur Strom- und Fernwärmeerzeugung wäre nur in Kombination mit CCS mit den Klimaschutzziele verträglich. In den ausgewerteten Szenarien spielt diese Option für Deutschland in der Energiewirtschaft keine Rolle (siehe Kapitel 2.1). **Falls CCS dennoch wettbewerbsfähig wird und ein solcher Pfad die notwendige Akzeptanz in der Gesellschaft findet**, wäre in der Industrie (vgl. (I8)) **eine Weiternutzung von Erdgas auf Basis von Nachhaltigkeitskriterien zu beschränken (EW5)**.

6.1.3 Leitplanken für die Gasnutzung in Gebäuden

Im Gebäudebereich (Haushalte und GHD) spielt die Nutzung von Erdgas, vor allem zum Heizen und für Warmwasser, aber auch für Prozesswärme aktuell eine dominierende Rolle. In den ausgewerteten Szenarien wird die Nutzung von Erdgas aber auch von regenerativen Gasen insbesondere in diesem Bereich langfristig stark reduziert. Dabei werden in den Szenarien aufgrund der höheren Effizienz überwiegend Alternativen zu gasförmigen Energieträgern genutzt werden (siehe Kapitel 3.1.2). Es lassen sich diesbezüglich die folgenden Leitplanken formulieren.

Energieeffizienzmaßnahmen und eine verstärkte Nutzung von erneuerbarer Wärme leisten im Gebäudebereich aus Klimaschutzsicht einen positiven Beitrag unabhängig davon, welcher fossile Energieträger substituiert wird. Bereits in den Szenarien mit 80%-THG-Reduktion werden einzelne Gasnetzabschnitte auf den untersten Ebenen auf Grund eines sehr starken Umstiegs auf andere Energieträger unwirtschaftlich (vgl. Kapitel 5.3.1). Die Außerbetriebnahme dieser Netzabschnitte ist technisch unproblematisch und auch kostenseitig beherrschbar, weil auf diesen Ebenen im Normalfall nur eine Versiegelung erfolgt. Ein Weiterbetrieb der Gasnetze spricht somit nicht gegen das aus Klimaschutzsicht heute und in Zukunft wichtige **Vorantreiben der Energieeffizienzanstrengungen und des Ausbaus von Fern- und Umweltwärme (G1)**, wofür sowohl ordnungsrechtliche als auch anreizende Instrumente wesentliche Stellschrauben sind.

Aufgrund diverser Herausforderungen und Hemmnisse im Gebäudebereich, wie bspw. bedingt sanierbare, insbesondere denkmalgeschützte Gebäude, lokalen Gegebenheiten zur Versorgung mit regenerativen Wärmequellen und Fernwärme, Festhalten an bestehenden Techniken etc. wäre **eine Versorgung mit E-Gasen zu prüfen (G2)**. Da bisher nicht abgesehen werden kann, inwieweit sich die ambitionierten Energieeffizienzziele der Bundesregierung im Gebäudebereich langfristig realisieren lassen.¹⁰ Kann nicht ausgeschlossen werden, dass im Gebäudebereich gasförmige Energieträger doch weiter in stärkerem Umfang benötigt werden. Bei hoher Klimaschutzambition müssten sofern kein Umstieg auf andere regenerative Energieträger möglich auch dafür vermutlich kostenintensivere E-Gase genutzt werden. Die damit übergreifenden Herausforderungen, wie höherer Bedarf an erneuerbarer Netztrommerzeugung und höherer Rohstoff- sowie Flächenbedarf sind in einem solchen Pfad zu bedenken.

Für Wärmenetze wird in den ausgewerteten Szenarien (vgl. Kapitel 3.1.2) durch eine Kombination von Abwärmeströmen, Umweltwärme, Solarthermie und Power-to-Heat genutzt. **Im Fall eines weitreichenden Markterfolgs von Wasserstoff als Energieträger wäre zudem der Einsatz von Wasserstoff zur Feuerung von Nahwärmenetzen in Betracht zu ziehen (G3)**. Diesbezüglich gilt es, die Weiterentwicklung stationärer Brennstoffzellen unterstützend zu begleiten. Je nach Gegebenheiten

¹⁰ Für 2020 zeichnet sich ab, dass die Ziele nicht vollständig erreicht werden (BMW 2018b).

sind auch eine Umwidmung der bestehenden Gasnetze als auch der Aufbau einer separaten Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung denkbar (siehe Kapitel 5.3 und die unten stehende Roadmap für die Gasinfrastrukturen).

6.1.4 Leitplanken für die Gasnutzung im Verkehr

Im Verkehrssektor bieten gasförmige Energieträger insbesondere für diejenigen Verkehrsträger eine Alternative, für die eine direktelektrische Verwendung von Strom aufgrund technischer Restriktionen nicht möglich ist. Um einen Klimaschutzbeitrag von Gas im Verkehr zu ermöglichen, ist es schon von heute an und gemäß den mit den Klimazielen verträglichen Szenarien auch längerfristig sinnvoll, **gasförmige Energieträger im Schiffsverkehr (V1)** einzusetzen. Durch die Nutzung von Erdgas anstelle von Schweröl können die Emissionen gesenkt werden. Mittel- bis langfristig kann dann Erdgas durch erneuerbare Gase in Form von E-Wasserstoff oder E-Methan substituiert werden. Begünstigt würde die Verwendung von Gas durch eine umweltgerechte Besteuerung von Kraftstoffen. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass auch PtL-Kraftstoffe eine Option im Schiffsverkehr sind und eine höhere Energiedichte haben, aktuell jedoch deutlich höhere Kosten aufweisen.

Soll langfristig ein ambitioniertes Klimaschutzziel von deutlich über 80% THG-Reduktion bis 2050 erreicht werden, müssen die THG-Emissionen im Verkehr nahezu vollständig vermieden werden. Die ausgewerteten Szenarien, welche mit den Klimazielen der Bundesregierung verträglich sind, sehen im Individualverkehr mittelfristig übereinstimmend batterieelektrische Fahrzeuge als die dominierende Antriebsart an (auch bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung). Es verbleibt jedoch ein kleineres Segment im Pkw-Fernverkehr, in welchem unterschiedliche Lösungen vorstellbar sind, so auch Gasfahrzeuge und mit E-Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Bisher ist im Straßenverkehr der Kauf und Betrieb von Diesel- und Benzinfahrzeugen kostengünstiger als die Investition in gasbetriebene Antriebe. Wenn **im Pkw-Fernverkehr E-Wasserstoff und E-Methan als Kraftstoff etabliert (V2)** werden sollen, bedarf es zusätzlicher Anreize. Beispielsweise eine Besteuerung der Kraftstoffe in Abhängigkeit ihrer Klimawirkung oder eine finanzielle Förderung beim Kauf von Fahrzeugen mit emissionsarmen Antrieben.

Auch im Güterverkehr ist es unumgänglich, fossile Kraftstoffe durch Kraftstoffe auf Basis erneuerbare Energiequellen zu ersetzen. Potenziale für Gas sind im Fernstrecken- und Schwerlastverkehr gegeben, aber auch Lösungen mit Oberleitungen und/oder PtL-Kraftstoffen sind hierfür denkbar. Aktuell sind die Konzepte noch in der F&E- bzw. Demonstrationsphase und eine Entscheidung für einen der Energieträger oder eine Kombination daraus ist noch nicht gefallen. Da die Errichtung und der Betrieb paralleler Infrastrukturen aufwändig und kostenintensiv sind, gilt es, bis spätestens Mitte des kommenden Jahrzehnts eine wegweisende **Entscheidung für eine aus heutiger Sicht zu präferierende Option im Schwerlastverkehr (V3)** zu treffen. In Abhängigkeit hiervon ist die weitere Ausgestaltung der Gasinfrastruktur für den Verkehrsbereich zu gewährleisten. Politisch unterstützt werden kann die notwendige Richtungsentscheidung aktuell durch eine weitere Förderung der F&E-Arbeit in diesem Themenfeld.

Aus heutiger Sicht ist gemäß der mit den Klimazielen verträglichen Szenarien zu erwarten, dass sich im Verkehrssektor überwiegend direktelektrische Verkehrsmittel durchsetzen, da sowohl die Effizienz als auch die Kosten aktuell dafürsprechen. Wenn sich jedoch der Markterfolg elektrischer Antriebe nicht einstellt, da z.B. die technische Weiterentwicklung der Batterietechnologie und der batterieelektrischen Fahrzeuge nicht wie angenommen stattfinden und auch eine Umstellung auf PtL-Kraftstoffe nicht realisierbar ist, ist ein verstärkter Einsatz von E-Wasserstoff- und E-Methan-Fahrzeugen als Substitution der Fahrzeuge mit fossilen Kraftstoffen für das Erreichen der Klimaschutzziele unumgänglich. Um in diesem Fall die Bereitstellung von E-Methan bzw. E-Wasserstoff sicherzustellen, wäre ab Mitte der 2020er-Jahre die **Bedarfsplanung entsprechend anzupassen und eine Verdichtung**

der jeweilige Tankstellen-Infrastruktur vorzunehmen (V4). Für Wasserstoff sind dabei sowohl eine Umwidmung der Gasnetze als auch der Aufbau einer separaten Wasserstoffinfrastruktur möglich.

Da die Möglichkeit besteht, dass erneuerbare gasförmige Energieträger im Verkehrsbereich relevant werden, muss zur Vermeidung eines Lock-Ins der **Aufbau einer rudimentären Basisinfrastruktur an Tankstellen für E-Wasserstoff (V5)** erfolgen, die bei Bedarf erweitert werden kann, um eine breite Diffusion der Fahrzeuge zu ermöglichen. Hierfür sind schon aktuell die entsprechenden Vorgaben zum Infrastrukturaufbau der Richtlinie 2014/94/EU einzuhalten. Falls sich ein entsprechender Handlungsbedarf abzeichnet, kann auf nationaler Ebene auch entschieden werden, diese zu übertreffen. Voraussetzung für einen möglichen breiten Markteinsatz von E-Wasserstoff bzw. E.Methan im Schwerlastverkehr (vgl. V3) ist die **Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Lkw und die Etablierung von Gas-Lkw am Markt (V6).** Dies wäre bereits heute zu erfolgen, um ein attraktives Fahrzeugangebot sicherzustellen. Im Fokus stehen Kostensenkungen, eine bessere Regelbarkeit und Effizienz sowie eine längere Lebensdauer. Da Brennstoffzellen auch im stationären Bereich Potenzial aufweisen, ergeben sich bei der F&E-Aktivität Synergien mit diesem Anwendungsgebiet.

6.2 Roadmap Gasinfrastrukturen

Die Gasinfrastruktur kann grundsätzlich in die Verteilnetze und Fernleitungsnetze unterteilt werden. Das Fernleitungsnetz umfasst die Leitungen für die Durchleitung von Gasen über die Ländergrenzen hinweg und die innerdeutschen Transportleitungen für die Versorgung der Regionen. In den Regionen erfolgt über die Verteilnetze die Gasversorgung. Üblicherweise sind in den Verteilnetzen dezentrale Einspeisern wie z.B. Biogasanlagen und PtG-Anlagen angeschlossen. Hinzu kommen für den Transport von ausschließlich Wasserstoff vorgesehene Netze, welche heute nur in einigen regionalen Industrieclustern bestehen, in ambitionierten Klimaschutzpfaden aber eine größere Rolle spielen können. Im Folgenden werden die Leitplanken der Roadmap für die Gasinfrastruktur entsprechend unterteilt in die Bereiche Fernleitungsnetze, Verteilnetze sowie Wasserstoffnetze und Speicher beschrieben. Diese sind in Abbildung 62 zusammenfassend dargestellt.

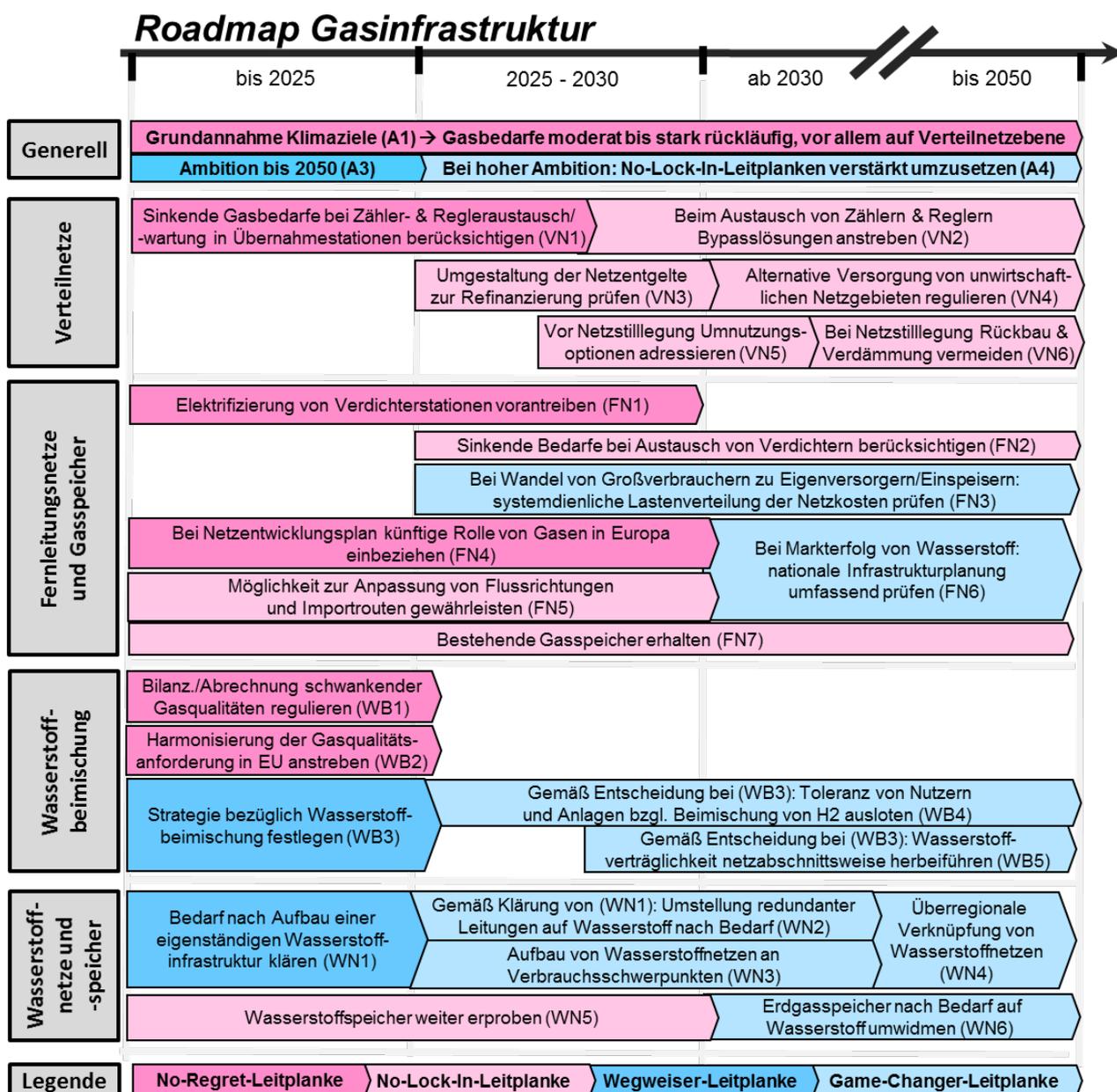
6.2.1 Leitplanken für die Verteilnetze

Die Verteilnetze werden durch die Fernleitungsnetze mit Gas beliefert und sind häufig sehr engmaschig aufgebaut. Zudem sind an diesen Netzen eine große Anzahl an Gasnutzern wie z.B. Wohngebäude, Gewerbe und kleinere Industrien angesiedelt. Auch ist hier die Abrechnung der Energie mit insbesondere den Privatpersonen über Gesetze und Regelwerke stark reguliert.

Eine Reduktion der THG-Emissionen im Einklang mit den deutschen Klimaschutzziele zieht in den ausgewerteten Szenarien einen massiven Rückgang der Gasbedarfe nach sich, insbesondere in privaten Haushalten und im GHD-Sektor. Dadurch kommt es regional sehr unterschiedlich zu deutlich sinkenden Auslastungen der Verteilnetzebenen. Dies wird zum einen eine Anpassung bis hin zum Austausch von Reglern und Zählern in den Gasübernahmestationen erfordern. Dieser Austausch ist für die Gesamtheit aller Gasübernahmestationen mit beherrschbaren Kosten von 1,4 – 2,3 Mrd. EUR verbunden (vgl. Kapitel 5.3.1). Die Kosten können durch eine **Berücksichtigung der sich ändernden Bedarfe bei der turnusmäßigen Wartung bzw. des Austauschs von Zählern und Reglern (VN1)** noch verringert werden. Soll auch die Wasserstoffverträglichkeit von Zählern und Reglern hergestellt werden, fallen je nach Umfang des betroffenen Netzgebietes Kosten von bis zu 7 Mrd. Euro an. Zum anderen müssen die Änderungen bei der regionalen Netzplanung beachtet werden. Um ein vorausschauendes Handeln der Gasnetzbetreiber in Abhängigkeit von der Gasbedarfsentwicklung zu ermöglichen, ist die Unterstützung des regionalen Austausch zur Wärmebedarfsplanung zwischen Kommunen notwendig.

Im Laufe des Transformationspfades sind zum Teil größer werdende Spannweiten zwischen den minimalen und den maximalen Lasten zu erwarten. In diesem Fall kann es sein, dass diese nicht mehr von einzelnen Bauteilen/Anlagen abgedeckt werden können, so dass zwei Bauteile/Anlagen (Bypasslösung) für unterschiedliche Durchflussbereiche parallel betrieben werden müssen (vgl. Kapitel 5.2.2). Auf Grund der unsicheren Bedarfsentwicklungen macht es generell Sinn, **Bypasslösungen bei Anpassung von Zählern und Reglern anzustreben (VN2)**. Denn solche Lösungen haben zudem den Vorteil, dass sie im Fall, dass es langfristig auf einen ambitionierteren Pfad mit Nutzung von E-Gasen eingeschwenkt wird, auch die Tauglichkeit für höhere Lasten erhalten, während die Kosten nur geringfügig höher sind. Eine regulatorische Stellschraube diesbezüglich ist die Wälzbarkeit der Kosten.

Abbildung 62: Infrastrukturbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors



Auf dem Weg zu einer THG-Reduktion um 95 % ggü. 1990 ist längerfristig ein sehr starker Rückgang der Gasverbräuche im Gebäudebereich um über 90 % denkbar (vgl. Kapitel 2.2.5). Die regionale Refinanzierung über die Umlage auf die Gasverbräuche kann wegen der sinkenden Bedarfe schon im Fall eines 80%-Pfades zu einer Verdoppelung der spezifischen Gasnetzkosten führen (vgl. Kapitel 5.3.1). In

diesem Fall wird mittel- bis langfristig der Betrieb der unteren Druckebenen des Verteilnetzes für die wenigen verbleibenden Verbraucher unwirtschaftlich gegenüber einer Eigenversorgung der Nutzer (z.B. mit Flüssiggastanks) oder einen Umstieg auf alternative Versorgungsoptionen z.B. mit Strom. Daher ist es in diesem Fall sinnvoll, eine **andere Art der Refinanzierung, z.B. über eine Umgestaltung der Netzentgelte, zu prüfen (VN3)**. Eine Umsetzung würde jedoch erst die Schaffung entsprechender regulatorischer Rahmenbedingungen erfordern. Nichtsdestotrotz kann es bei stark rückläufigen Bedarfen nach 2030 zu einer umfangreichen Stilllegung von Netzabschnitten kommen (siehe Kapitel 5.2.2), so dass ggfs. eine Alternativversorgung verbleibender Verbraucher, z.B. über Flüssiggastanks, vorzunehmen ist. Diesbezüglich ist eine **alternative Versorgung der verbleibenden Nutzer in unwirtschaftlichen Netzgebieten regulatorisch sicherzustellen (VN4)**, was bisher nicht der Fall ist. Diesbezüglich ist es notwendig Rahmenbedingungen zu schaffen, welche finanzielle Nachteile bei den Endanwendern ausgleichen (vgl. Kapitel 5.3.4).

Ist eine Stilllegung nicht abwendbar, sind **vor einer Stilllegung Umnutzungsoptionen zu adressieren (VN5)**, z.B. eine Nutzung für den Transport von Wasserstoff oder von abgeschiedenem und stofflich genutztem CO₂. Hierfür kann es durch Entflechtung des Netzbetriebs regulatorische Hürden geben, die es durch eine geeignete Rahmensetzung zu beseitigen oder zumindest zu verringern gilt. Für eine Stilllegung von Gasnetzen sind je nach Leitung und räumlicher Lage eine einfache Versiegelung, eine Verdämmung/Verfüllung und ein vollständiger Rückbau der Leitungen denkbar. Verdämmungs- und Rückbaumaßnahmen sind mit hohen Kosten verbunden und irreversibel und betreffen primär die Verteilnetzebenen mit größeren Leitungsquerschnitten, welche die nachgelagerten Netzabschnitte (kleiner 1 bar) versorgen. (vgl. Kapitel 5.3.1). Jedoch wären diese Netzebenen in einem Szenario mit später einsetzender intensiver regenerativer Gasnutzung zwingend notwendig und somit trotz Stilllegungen weiter zu betreiben. Daher sind **Verdämmung und Rückbau von Leitungen insbesondere auf mittleren Netzebenen zu vermeiden (VN6)**. Aus regulatorischer Sicht ist es hierfür wichtig, bestehende Vorgaben zur Stilllegung von Leitungen zu prüfen und bei Bedarf anzupassen.

6.2.2 Leitplanken für die Fernleitungsnetze und Gasspeicher

Die Kompressoren zum Betrieb der Fernleitungsnetze werden heutzutage mit Erdgas betrieben. Technisch gesehen ist auch ein Betrieb mit Strom problemlos möglich, was aus Klimaschutzperspektive insbesondere bei Nutzung von erneuerbarem Strom vorteilhaft ist (vgl. DVGW-EBI & Fraunhofer ISI 2018). Daher ist innerhalb der üblichen Wartungs- und Austauschzyklen eine **Elektrifizierung von Verdichterstationen voranzutreiben (FN1)**. Dabei kann in einer Übergangszeit auch eine bivalente Auslegung, welche die Nutzung sowohl von Strom als auch Gas erlaubt sinnvoll sein. Um die Elektrifizierung zu ermöglichen, muss der regulatorische Rahmen das Umlegen der damit verbundenen Kosten für den Fall, dass die Sinnhaftigkeit im konkreten Fall nachweislich gegeben ist, ermöglichen.

Beim Verfolgen eines ambitionierten Klimaschutzpfades ist davon auszugehen, dass im Zeitverlauf zumindest ein Teil der Gaskraftwerke außer Betrieb geht und industrielle Großverbraucher von Erdgas auf direktelektrische Verfahren umstellen. Dadurch und durch die geringeren Abnahmen in den Verteilnetzen kommt es teilweise zu substantiellen Rückgängen bei der Auslastung auch der Fernleitungsnetze (vgl. Kapitel 5.2.3). **Diese Änderungen des Gasbedarfes führen zu einer Anpassung bzw. einem Austausch von Gasturbinen in Kompressorstationen (FN2)**. Diese sollten gleichfalls mit den turnusmäßigen Wartungs- und Erneuerungsaktivitäten verknüpft werden, so dass ein späteres zusätzliches Austauschen aufgrund vermindertem Gasbedarf ab ca. 2030 vermieden werden kann. Insgesamt sind die Kosten im Vergleich mit anderen Maßnahmen in anderen Sektoren als eher gering zu betrachten. Für die Anpassung des Fernleitungsnetzes lassen sich die Kosten bei einem Klimaschutzpfad mit Fokus auf E-Methan zu ca. 1,5 Mrd. Euro und für einen Wasserstoffpfad wegen des stärkeren Rückgangs der Auslastung der Fernleitungsnetze zu ca. 4,8 Mrd. Euro abschätzen (vgl. Kapitel 5.3.1.4). Un-

terstützt werden kann ein proaktives Vorgehen, indem Planungsverfahren wie der Netzentwicklungsplan auch Szenarien mit entsprechend rückläufigen Bedarfen und die Stromnetzentwicklung einbeziehen.

Großverbraucher können teilweise dazu übergehen, E-Gase für den eigenen Bedarf und darüber hinaus selbst vor Ort herzustellen. Es ist sogar denkbar, dass dadurch Großverbraucher/Teilnetze aus der Netzversorgung aussteigen und/oder zum Einspeiser werden. Diesbezüglich sollte **eine sinnvolle Lastenverteilung bei der Refinanzierung der Fernleitungsnetze mit Blick auf das Gesamtenergiesystem** prüfen werden (FN3). Dazu bedarf es entsprechender Abstimmungsprozesse zwischen den betroffenen Akteuren, Netzbetreibern und Regulierungsbehörden.

Die Fernleitungsnetze werden auch zur Durchleitung von Gas in die Nachbarstaaten Deutschlands genutzt. Die Netzauslastung ist daher auch von der Rolle von Gas in den Strategien zur Vermeidung von CO₂-Emissionen in diesen Ländern abhängig. Falls diese Strategien den Gaseinsatz vermeiden oder Gas über eigene Terminals importieren, kann die Durchleitung unwirtschaftlich werden. Dies wiederum bedeutet, dass die Gasnetzplanung auch zukünftig europäisch abgestimmt werden muss und die Rolle von Gas in den **Klimaschutzstrategien weiterer europäischer Länder**, die an das europäische Gasnetz angeschlossen sind, **beim Erstellen des Gasnetzentwicklungsplans zu beachten sind** (FN4).

Für die Erzeugung der im Fall eines E-Methan-fokussierten Klimaschutzpfad benötigten E-Gas-Mengen würde eine zusätzliche Strommenge von über 1.000 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen benötigt (vgl. Leitplanke M4). Die ausgewerteten Szenarien zeigen, vor dem Hintergrund der begrenzten Potentiale zur kostengünstigen Erzeugung von regenerativem Strom, dass ein (Groß-)Teil des E-Gasbedarfes nicht in Deutschland produziert wird. Vielmehr wird von einem erheblichen Import zur Deckung dieser Gasbedarfe ausgegangen. Das kann zum einen über vorhandene Pipelines gasförmig oder über Terminals für kryogenes Methan oder für kryogenen Wasserstoff erfolgen. Diese Terminals liegen an den Küsten oder an Flüssen, so dass **zum Weitertransport ins Landesinnere** Pipelines genutzt werden können, aber eventuell eine **Änderung der Transportrichtung zu ermöglichen ist** (FN5). Dies ist mit einem überschaubarem Aufwand verbunden und wird teils heute schon zur Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb der EU vorangetrieben. Diese Prozesse sind entsprechend fortzusetzen und als wälzbare Kosten anerkannt werden.

Aktuell ist nicht absehbar, ob und in welchem Umfang künftig Wasserstofftechnologien an Stelle von anderen gasbasierten Technologien zum Einsatz kommen. **Bei einem weitreichenden Markterfolg von Wasserstofftechnologien in Deutschland und Europa** würden sich die über das Fernleitungsnetz zu transportierenden Gasmengen massiv ändern, so dass unter gewissen Umständen auch Teile des Fernleitungsnetzes obsolet werden könnten (vgl. Kapitel 5.2.3). Zeichnet sich eine solche Entwicklung ab, ist daher **frühzeitig die nationale Gasinfrastrukturplanung grundsätzlich auf den Prüfstand zu stellen** (FN6). Dazu bedarf es einer regelmäßigen Bewertung der Entwicklungen in Deutschland und Europa und möglicher Folgeentwicklungen. Ein Ansatzpunkt wäre es, dies in den europäischen Mechanismen zur Unterstützung und finanziellen Absicherung von Infrastrukturprojekten (Projects of Common Interest, Connecting Europe Facility) geeignet zu integrieren und darüber eine Balance zwischen planbaren Rahmenbedingungen für langfristige Abschreibungen und der Vermeidung von Inflexibilitäten durch Lock-Ins zu schaffen.

Zum Erreichen eines ambitionierten Klimaschutzziels ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien nötig, der durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen begleitet werden muss, um die schwankende Einspeisung auszugleichen. Eine Möglichkeit, ein temporär auftretendes Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen, besteht darin, Strom in E-Wasserstoff oder E-Methan umzuwandeln und zwischenspeichern. Dabei kann auch die Gasinfrastruktur selber als Speichermöglichkeit genutzt werden. Diesbezüglich empfiehlt es sich, **die bestehenden Gasspeicher großteils zu erhalten**, um längerfristig genügend Speichervolumina für eine Zwischenspeicherung von erneuerbaren

Gasen vorzuhalten **(FN7)**. Ein Ansatzpunkt für den Erhalt der Speicher ist es, diese nicht rein marktwirtschaftlich, sondern in gewissem Umfang auch als Basis einer strategischen Reserve für die Versorgung zu behandeln.

6.2.3 Leitplanken für die Beimischung von Wasserstoff

Erdgas sowie E-Methan stellen nur geringe Anpassungsanforderungen an das Leitungsnetz, die vernachlässigbar sind. Methanhaltige biogene Gase (z.B. Biogas) müssen lediglich durch Entfernung von Nicht-Methananteilen aufbereitet werden. Wasserstoff ist dagegen ein Gas, das deutliche Unterschiede in den brenntechnischen Kennwerten gegenüber Methan bzw. Erdgas aufweist und somit im Fall einer Beimischung unter Umständen Anpassungen im Gasnetz erfordert. Insbesondere die an das Gasnetz angeschlossenen Nutzer sind auf eine bestimmte Gasqualität angewiesen. Um den sicheren Betrieb der brenntechnischen Anlagen wie z.B. Gasturbinen (zwischen 1 – 5 Vol.-% H₂), Industriebrenner und Gasfahrzeugen (max. 2 Vol.-% H₂) zu gewährleisten, kann Wasserstoff wie auch andere Gase zum heutigen Zeitpunkt Erdgas nur bedingt beigemischt werden. Die Höhe der Beimischung ist wiederum durch die Verträglichkeit der Nutzer bzgl. der beigemischten Gase und eingesetzten Anlagenteile bestimmt.

Bei einer Einspeisung von z.B. schwankenden Gasqualitäten mit unterschiedlichen Anteilen von Wasserstoff ist eine Abrechnung sehr schwierig, da heute üblicherweise nur integrale Mengen bei kleineren Abnehmern aufgenommen werden. Hier besteht der Bedarf die **Bilanzierung und Abrechnung schwankender Gasqualitäten**, wie sie bei der Einspeisung von E-Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom aus fluktuierenden Quellen zu erwarten sind, **zu regulieren (WB1)**. Möglichkeiten sind die mit den Eichbehörden standardisierte Einführung von Brennwertrekonstruktionssystemen oder die Einführung von Smart Metern an zentralen Stellen.

Ferner sind bei grenzüberschreitenden Gaslieferungen die Richtlinien der jeweiligen Empfängerländer zu beachten. Die heutigen Richtlinien verschiedener europäischer Länder lassen einen Wasserstoffgehalt im Erdgas von 0,1 – 12 Vol.-% zu. Daher ist eine **europäische Harmonisierung der Gasqualitätsanforderungen und hier insbesondere von den Wasserstoffgehalten anzustreben (WB2)**, da diese für eine umfangreiche Beimischung von Wasserstoff zwingend notwendig ist. Dazu bedarf es einer entsprechenden EU-Richtlinie und vorbereitend dazu eines Dialogs der europäischen Fernleitungs-, Verteilnetzbetreiber und der nationalen Regulierungsbehörden.

Soll eine Beimischung von Wasserstoff über die benannten Beschränkungen erfolgen, sind umfangreiche technische Anpassungen mit hohem Transformationsaufwand erforderlich. Ein solcher Schritt sollte daher bezüglich Kosten und Nutzen eingehend geprüft werden. Dafür ist kurzfristig eine **umfassende Strategie bezüglich der künftig angestrebten Wasserstoffbeimischung festzulegen (WB3)**, welche die Anpassung der Rahmenbedingungen und die damit einhergehenden Umstellungsprozesse transparent vorzeichnet und darüber eine Richtungsentscheidung herbeiführt. Auch hierfür ist Dialogs der europäischen Fernleitungs-, Verteilnetzbetreiber und der nationalen Regulierungsbehörden erforderlich. Um im Fall einer entsprechenden Richtungsentscheidung E-Wasserstoff aus dem In- und Ausland in großem Maßstab in das europäische Netz beimischen zu können, ist **bei einer unzureichenden Wasserstoffverträglichkeit ein Austausch oder eine Anpassung von Anlagenteilen und den angeschlossenen Nutzern durchzuführen (WB4)**. Bei den Fernleitungsnetzen sind das im Wesentlichen die Gasturbinen im Netz und zumindest in einer Übergangszeit bei den Kraftwerken die Speicher und die Messeinrichtungen. Um die hierbei anfallenden Kosten zu minimieren, sollten möglichst die Austauschzyklen eingehalten werden. Ein Ansatzpunkt für eine schnelle Verbesserung der Wasserstoffverträglichkeit wäre, die Kosten zumindest eines Teils der entsprechenden Maßnahmen wälzbar zu machen.

Auch ein Hemmnis der Einspeisung von regenerativem Wasserstoff ist die Umrüstung der brenntechnischen Anlagen, die durch ihre Zahl, Alter (bis über 25 Jahren) und Ausrüstung sich deutlich unterscheiden. Die Umrüstung würde flächendeckend einen hohen zeitlichen Aufwand von wahrscheinlich

mehreren Jahrzehnten bedeuten. Dies bedeutet wiederum, dass **im Fall einer Entscheidung für eine großflächige Nutzung von Wasserstoff** (vgl. WB3) wahrscheinlich zuerst Inseln aus den Netzen herausgelöst werden und **diese Netzabschnitte nach Herbeiführen der Verträglichkeit bei den Endanwendern (WB5)** separat mit z.B. Wasserstoff versorgt werden würden (vgl. Kapitel 5.3.3).

6.2.4 Leitplanken für einen möglichen Aufbau von Wasserstoffnetzen

Wasserstoffnetze können in einem ambitionierten Klimaschutzszenario verschiedene Funktionen erfüllen. Mit ihnen kann die Flexibilität in der Gasinfrastruktur erhöht werden, da v.a. in den Speichern aber auch teils in den Netzen Gasmengen vorgehalten und bei Bedarf genutzt werden können. Eine Wasserstoffinfrastruktur macht dann Sinn, wenn die Wasserstoffbedarfe hoch sind und die Versorgung gewährleistet werden muss.

Generell besteht noch hohe Unsicherheit, in welchem Umfang die Nutzung von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren künftig erfolgen wird. Bei einer umfangreichen Nutzung ist es kosteneffizient eine möglichst weiträumig vernetzte Struktur von Wasserstoffnetzen zu schaffen. Dies kann durch den Aufbau separater Netze, die Umwidmung bestehender Netze oder eine Kombination daraus erfolgen. Auf Grund des Aufwands, sowohl logistisch als auch des eigentlichen Aufbaus, kann sich ein großflächiger Aufbau über Jahrzehnte hinziehen. Deshalb ist die Frage nach dem **Bedarf an einer eigenständigen öffentlichen Wasserstoffinfrastruktur frühzeitig zu klären (WN1)** und anschließend ggfs. durch eine zielgerichtete Infrastrukturplanung und -förderung zu steuern. Eine solche Richtungsentscheidung kann über einen Konsultationsprozess vorbereitet werden, der ein möglichst breites Spektrum von Akteuren aus Anwendern, Forschern, Netzbetreibern und weiteren Experten einbezieht. Falls eine Klärung nicht in den nächsten fünf bis zehn Jahren erfolgt, ist nicht zu erwarten, dass Wasserstoffnetze zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele für das Jahr 2050 substantiell beitragen.

Ist der Bedarf an Wasserstoffnetzen geklärt, können als eine Option bestehende Gasverteilnetze, die nicht mehr voll ausgelastet sind oder bei denen mehrere Gasleitungen parallel verlaufen, teilweise für die Nutzung von Wasserstoff umgewidmet werden. Die damit verbundenen Umwidmungskosten von 10 bis 19 € pro MWh_{H2} sind tendenziell geringer als die des Aufbaus eines separaten Wasserstoffnetzes, insbesondere wenn durch die Umwidmung Stilllegungskosten vermieden werden (vgl. Kapitel 5.3.3). Demgegenüber steht jedoch bei nicht-redundanten Leitungen der hohe logistische Aufwand einer Umwidmung auf Grund temporärer Versorgungsunterbrechungen und dem zeitgleichen Umstellen vieler Verbraucher. Daher ist eine **Umstellung von Leitungen auf den Transport von Wasserstoff primär da** angeraten, **wo bereits redundante Leitungen vorhanden sind (WN2)**.

Wird E-Wasserstoff verstärkt neben Verkehr und Industrie auch im Gebäudebereich und der Energiewirtschaft genutzt, ist davon auszugehen, dass die Bedarfe so stark steigen, dass es sinnvoll ist, **an Verbrauchsschwerpunkten lokale Wasserstoffnetze aufzubauen (WN3)**, welche mit lokal erzeugtem E-Wasserstoff gespeist werden. Denn bei hoher Auslastung sind die Transportkosten für Wasserstoff über Netze geringer als bei einer Anlieferung bspw. mit Trailern (vgl. Kapitel 5.3.3). Hier ist eine Steuerung durch eine gezielte Infrastrukturförderung möglich. Heute bestehen bereits Wasserstoffnetze, z.B. zwischen Abnehmern in den Niederlanden, Belgien und Nordfrankreich sowie im Ruhrgebiet und bei Bitterfeld. Dadurch werden Standorte der chemischen Industrie miteinander verknüpft und Synergien genutzt. Bei fortschreitender Zunahme der Nutzung von Wasserstoff lohnt es sich längerfristig, **lokale und regionale Wasserstoffnetze zu überregionalen Wasserstoffinfrastrukturen zu vernetzen (WN4)**. In diesem Stadium bietet es sich an, zu einem nationalen Netzentwicklungsplan für die Wasserstoffinfrastruktur überzugehen.

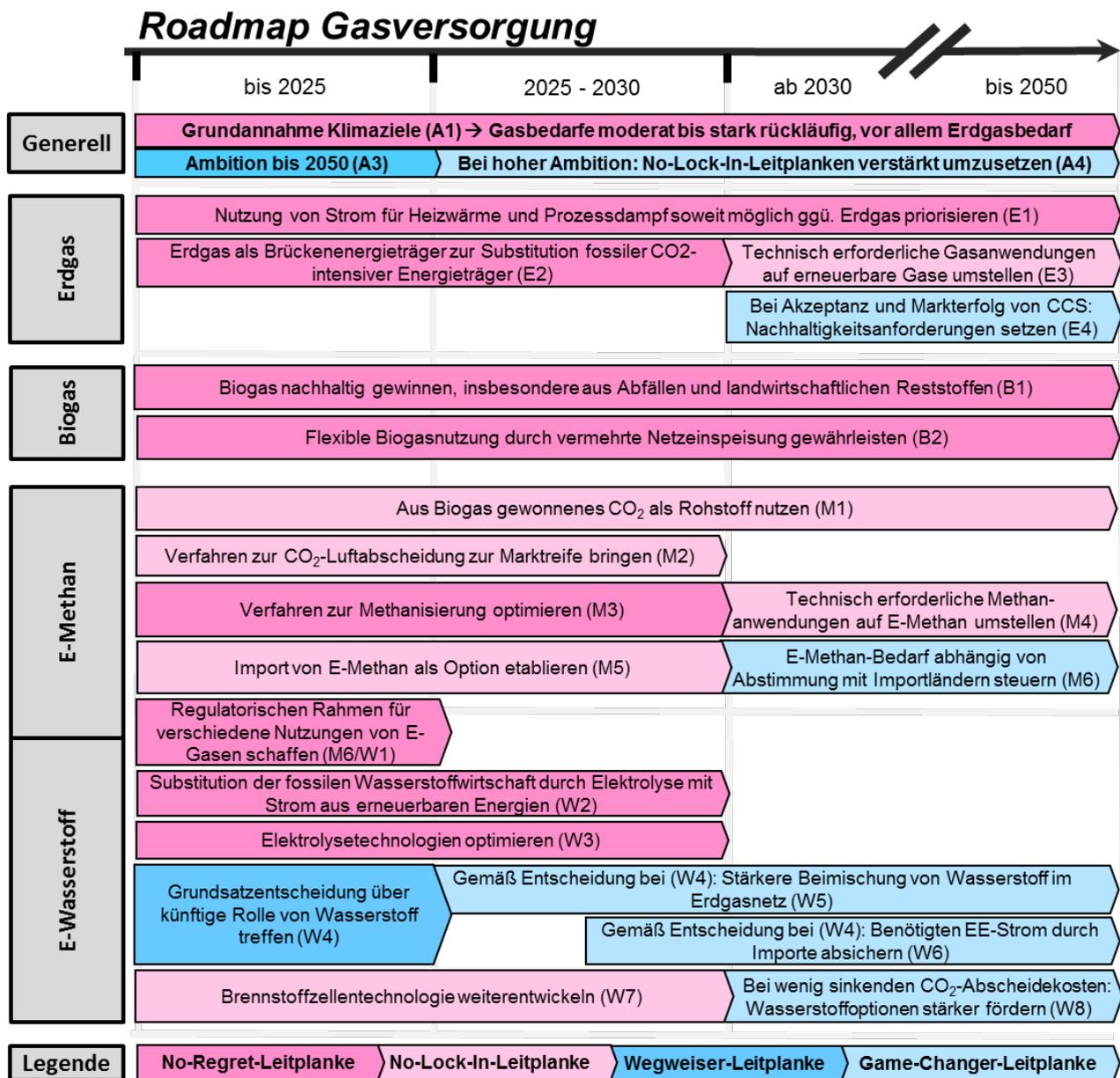
Für die Speicherung von E-Wasserstoff gelten andere Voraussetzung als für Erdgas bzw. E-Methan. Der Wasserstoff soll bei der Speicherung nicht verunreinigt werden, so dass in der Speicherstätte Verbindungen mit anderen chemischen Stoffen vermieden werden müssen. Salzkavernen sind eine denkbare Option zur Wasserstoffspeicherung, deren Nutzung bereits großtechnisch betrieben wird. Eine

Möglichkeit der Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern ist hingegen wegen technischer und biochemischer Restriktionen bisher nicht absehbar. Es gilt daher, die Möglichkeiten zur **Wasserstoffspeicherung weiter zu erproben (WN5)**, um bei einem verstärkten Einsatz von E-Wasserstoff ausreichende und kostengünstige Speichervolumina bereitstellen zu können. Dies kann durch eine entsprechende Ausgestaltung der F&E-Förderung unterstützt werden. **Falls sich bei den Anwendern die Nutzung von E-Wasserstoff gegenüber E-Methan durchsetzt, sind dann auch derzeitige Gasspeicher für die Vorhaltung von Wasserstoff nutzbar zu machen (WN6)**, so dass auch hier eine Umwidmung von Erdgas zu Wasserstoff erfolgt. Auch hier ist eine Steuerung durch eine gezielte Infrastrukturförderung möglich.

6.3 Roadmap Gasversorgung

Zum Erreichen der Klimaschutzziele kann der Einsatz der verschiedenen hier betrachteten gasförmigen Energieträger Erdgas, Biogas/-methan, E-Methan und E-Wasserstoff in unterschiedlichem Maß und in unterschiedlicher Form beitragen. Je nach Klimaschutzziel ergeben sich folgende Leitplanken für die unterschiedlichen gasförmigen Energieträger. Die identifizierten Leitplanken und ihre Klassifizierung sind in Abbildung 61 zusammengefasst und werden in der Folge unter Verweis auf die zu Grunde liegenden Analysen einzeln erläutert.

Abbildung 63: Versorgungsbezogene Leitplanken für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors



6.3.1 Leitplanken für die Nutzung von Erdgas

In Generell ist die Rolle von Erdgas für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors zweigeteilt. Aus Sicht der Klimaschutzziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 muss Erdgas längerfristig eine deutlich geringere Rolle als heute spielen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn das ambitioniertere Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen um 95 % angestrebt wird, was eine nahezu vollständige Vermeidung fossiler Brennstoffe bedeutet, aber auch schon bei einer Reduktion um 80% (siehe Kapitel 2.2.4). Darüber hinaus wird eine Reduzierung des Primärenergieeinsatzes angestrebt, so dass die Nutzung von regenerativen Brennstoffen auf die technischen Anwendungen eingeschränkt werden, wo keine energetisch effizienten regenerativen Alternativen zur Verfügung stehen. Daher gilt es, **in den heutigen Hauptanwendungen von Erdgas, insbesondere bei der Bereitstellung von Raumwärme in Gebäuden und industrieller Prozesswärme, die Nutzung von Strom soweit mög-**

lich zu priorisieren (E1). Diese weitreichende Transformation kann durch das Setzen entsprechender Anreize in Förderinstrumenten vorangetrieben werden, wird aber mittelfristig auch entweder eine sehr starke CO₂-Bepreisung oder ordnungsrechtliche Ansätze erfordern.

In ausgewählten Anwendungsfeldern kann entsprechend den ausgewerteten Szenarien Erdgas jedoch mittelfristig Beiträge zum Klimaschutz erbringen, die anderweitig kaum zu realisieren sind. Dies betrifft beispielsweise den Schiffs- und Schwerlastverkehr sowie die zentrale Strom- und Wärmeerzeugung (vgl. Kapitel 4.2.1). In diesen Bereichen kann Erdgas **durch die Substitution fossiler CO₂-intensiver Energieträger für eine frühzeitige Emissionsreduktion sorgen (E2)** und so eine Brückenfunktion erfüllen, solange bis eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien möglich ist. Positiver Nebeneffekt ist die Verringerung der Immission weiterer Schadstoffe in Luft und Wasser. Unterstützt werden kann dies durch ordnungsrechtliche Vorgaben zum Immissionsschutz und eine adäquate CO₂-Bepreisung, z.B. durch eine umweltbezogene Besteuerung von Energieträgern.

Soll langfristig ein höheres Ambitionsniveau erreicht werden, so dass auch die Emissionen, die durch die Verbrennung von Erdgas freigesetzt werden, eingespart werden müssen, ist das **Erdgas in den verbleibenden Anwendungen, wo die Nutzung von Gasen technisch erforderlich ist, durch Gas aus erneuerbaren Quellen zu ersetzen (E3)**, d.h. Biogas, E-Methan oder E-Wasserstoff (vgl. Kapitel 4.2.2). Allerdings muss hierbei die Konkurrenz zu zusätzlichen direktelektrischen Anwendungen (z.B. Oberleitungs-Lkw) und erneuerbaren Flüssigkraftstoffen beachtet werden, die bei breitem Einsatz das Anwendungsgebiet für die gasbasierten Technologien schmälern (siehe Kapitel 7.2.3.1.6). Eine politische Stellschraube ist hierbei wiederum die umweltbezogene Besteuerung von Energieträgern.

Die Rolle von Erdgas grundlegend verändern könnte entsprechend den ausgewerteten Szenarien eine beschleunigte technologische Entwicklung und Akzeptanz von CCS zur Abtrennung und Speicherung von CO₂ (siehe Kapitel 3.1.4 & 3.1.5). Dies würde ermöglichen, dass fossile Quellen länger genutzt werden könnten, ohne dass CO₂ in die Atmosphäre entlassen wird. Damit wäre es möglich, Erdgas weiterhin aber dennoch zeitlich begrenzt als Energieträger zu nutzen. Diese technisch mögliche Lösung wäre aber wegen der Speicherproblematik und weiteren Nachhaltigkeitsaspekten keine anzustrebende, langfristige Lösung. **Falls CCS wettbewerbsfähig wird und ein solcher Pfad die notwendige Akzeptanz in der Gesellschaft findet**, wäre daher dafür Sorge zu tragen, dass **eine mit CCS verbundene Weiternutzung von Erdgas auf der Basis von Nachhaltigkeitskriterien beschränkt wird (E4)**. Dies kann insbesondere durch die Ausgestaltung von Genehmigungsverfahren beeinflusst werden.

6.3.2 Leitplanken für die Nutzung von Biogas/-methan

Die Nutzung von Biogas und weiterer biogener Gase (Deponiegas, Klärgas) ist mit deutlich geringeren direkten CO₂-Emissionen verbunden als die Nutzung von Erdgas. Allerdings steht die Produktion von Biogas aus Anbaubiomasse in starker Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und bringt weitere Herausforderungen bei einer nachhaltigen Bereitstellung. Daher sollte nur **nachhaltiges Biogas und Biogas aus Abfällen und landwirtschaftlichen Reststoffen** genutzt werden (**B1**), woraus sich eine Beschränkung des Potenzials ergibt (auf ca. 150 PJ vgl. (Umweltbundesamt 2015)). Beeinflussen lässt sich dies über eine entsprechende Ausgestaltung der Förderbedingungen, wie aktuell bereits im EEG der Fall.

Wichtig für die längerfristige Nutzung von Biogas ist es, dass dieses flexibel für verschiedene Gasanwendungen genutzt werden kann. Denn insbesondere auf Pfaden mit THG-Reduktion um 95% verbleiben unter Umständen nur wenige Gasanwendungen. Dies bedeutet, dass zukünftig **Biogas vermehrt in die Gasnetze eingespeist und flexibel genutzt (B2)** werden sollte, wozu es einer Aufbereitung zu Bio-Methan bedarf. Stellschrauben hierfür stellen die Regulierung des Gasnetzzugangs und die Ausgestaltung der Anrechenbarkeit der Beimischung von grünem Gas dar.

6.3.3 Leitplanken für die Nutzung von E-Methan

Bei der Aufbereitung zu Bio-Methan wird CO₂ abgetrennt. Durch seinen biogenen Ursprung ist das **aus Biogas gewonnene CO₂ klimaneutral und daher eine sinnvolle Quelle für die Weiternutzung als Rohstoff (M1)**, z.B. für die Produktion von E-Methan oder eine stoffliche Nutzung in der Industrie (vgl. Kapitel 5.3.4). Dies lässt sich auch in Form der biogenen Methanisierung, bei der aus Biogas und Wasserstoff Methan gewonnen wird, kombinieren. Unterstützt werden können diese Optionen der CO₂-Nutzung durch ein Vorantreiben zugehöriger F&E-Maßnahmen.

Die Herstellung und Nutzung von E-Methan bietet das Potenzial, einen Energieträger mit ähnlichen Eigenschaften wie Erdgas einzusetzen, der aus erneuerbaren Quellen stammt. Um die **Methanisierung zu vollständiger Marktreife zu bringen** bedarf es einer Beibehaltung und ggfs. Ausweitung der F&E-Aktivitäten (**M2**). Ziele sind die Senkung der Kosten, eine bessere Regelbarkeit, die Skalierung auf größere Leistungsklassen und langfristig die Etablierung kommerzieller Anwendungen. Gefördert werden kann dies durch die organisatorische und finanzielle Unterstützung von Forschung und Entwicklung (vgl. Kapitel 5.3.4).

Da für die Herstellung von E-Methan CO₂ benötigt wird und die CO₂-Quellen bei zunehmender Nutzung erneuerbarer Energieträger zurückgehen, sind die **Verfahren, die eine CO₂-Abscheidung aus der Luft** ermöglichen, weiterzuentwickeln und mittelfristig zur Marktreife zu bringen (**M3**). Aktuell herrscht große Unsicherheit bzgl. der möglichen Kostenentwicklung und bei neuen Verfahren zum Teil auch der technischen Machbarkeit dieser Prozesse (vgl. Kapitel 5.3.4), so dass zunächst die Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden sollten, um dann in großskaligen Projekten Kostensenkungspotenziale bzw. bei neuen Verfahren zunächst die Realisierbarkeit unter Beweis zu stellen.

Ist **bei Anwendungen** heute bereits absehbar, dass sie sich **nicht elektrifizieren** lassen, da sie beispielsweise den Kohlenstoff als Rohstoff benötigen wie in der Chemieindustrie (vgl. Kapitel 4.1.4), muss ein **Umstieg auf E-Gase (M4)** erfolgen. Des Weiteren lassen sich fossile Brennstoffe in Hochtemperatur-Prozessen teils nicht durch Strom ersetzen, so dass auch hier eine Lösung mit E-Methan zur Senkung der Emissionen beitragen kann. Ggf. kann Erdgas als Brücke eingesetzt werden, solange E-Methan noch nicht bzw. nur zu sehr hohen Kosten verfügbar ist. Der Umstieg auf emissionsärmere Brennstoffe kann durch eine umweltbezogene Besteuerung der Kraftstoffe angereizt werden.

Soll ein ambitionierteres Klimaschutzziel erreicht werden und wird hierzu wie in einigen der ausgewerteten Szenarien auf den Einsatz von E-Methan gesetzt (vgl. Kapitel 2.2.4), stellt sich die Frage, ob dieses im Inland hergestellt oder importiert wird. In einem Szenario mit umfangreicher Nutzung von E-Methan (vgl. Kapitel 5.1.3) ergibt sich im Jahr 2050 ein Bedarf an E-Methan von bis zu 2.500 PJ, d.h. rund 695 TWh. Durch Verluste bei der Umwandlung von Strom in E-Methan und den Transport würde in diesem Fall selbst bei einer langfristigen Steigerung des durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrads auf 63% für die E-Methanherstellung inkl. Import (vgl. Tabelle 6) hierfür eine Strommenge in Höhe von ca. 1.100 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen benötigt, zusätzlich zum direktelektrischen Endenergieverbrauch. Vor dem Hintergrund von im Vergleich zu Deutschland kostengünstigerer europäischer und internationaler Standorte zur erneuerbaren Stromproduktion ist der **Import von E-Methan als Option zu etablieren (M4)**. Durch einen frühzeitigen Aufbau von Kooperationen mit möglichen Importländern, z.B. in der MENA-Region, könnten die Weichen für eine spätere E-Methanversorgung gestellt werden. Eine gezielte Förderung von Projekten in diesen Ländern könnte die Kooperation begleiten und den Aufbau eines E-Methan-Handels begünstigen.

Grundlegend ist bei der Bereitstellung von E-Methan zu berücksichtigen, dass aktuell noch Unsicherheiten bzgl. der Kosten bestehen. Insbesondere die Gewinnung des benötigten CO₂ zu geringen Kosten wird eine große Herausforderung in einer zunehmend dekarbonisierten Welt und kann ggf. dazu führen, dass sich E-Methan nicht durchsetzt, **wenn die E-Methan-Produktion dadurch zu teuer** bleibt (vgl. Kapitel 3.1.7). Zeichnet sich ab, dass eine Nutzung von CO₂ in großem Umfang nicht möglich oder

nicht wirtschaftlich wird, müssen die **CO₂-freien Alternativen stärker vorangetrieben werden (M5)**. Somit wären die direktelektrischen Optionen und E-Wasserstoff in allen Anwendungsgebieten soweit wie möglich einzusetzen. Die F&E-Förderung von CO₂-Abscheidungsverfahren muss somit eng begleitet werden und bei längerfristigem Ausbleiben des Erfolges sollte eine stärkere Fokussierung auf CO₂-freie Optionen erfolgen.

Auch ist vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Lage noch nicht abzusehen, ob ein E-Methan-Import aus anderen Ländern in großem Umfang realisierbar ist. Somit besteht eine große Unsicherheit bzgl. der Option, E-Methan zu importieren. Hier gilt es, in **Abhängigkeit der Abstimmungen mit möglichen Importländern den E-Methan-Bedarf zu steuern (M6)**. In Anwendungen, in denen andere alternative Optionen nutzbar sind, ist der E-Methan Bedarf gering zu halten, um die Unsicherheit bezüglich der Versorgung zu reduzieren.

E-Methan ist ein vielseitig nutzbare Energieträger, was auf regulatorischer Seite die Herausforderung mit sich bringt, eine klare Einordnung bzgl. Umlagen, Abgaben und Entgelten zu schaffen. Bspw. kann in Zeiten eines Überangebots an Strom aus erneuerbaren Energien E-Wasserstoff bzw. E-Methan gewonnen, zwischengespeichert und später stofflich oder im Verkehr genutzt oder rückverstromt werden. Aktuell liegt im EEG der Fokus auf Speichergas, das wieder rückverstromt wird. Diesbezüglich ist in den nächsten Jahren ein **regulatorischer Rahmen für die verschiedenen Nutzungen von E-Methan zu schaffen (M6)** und so Planungssicherheit für die Anwendungskonzepte in der Industrie, im Verkehr und in der Energiewirtschaft zu geben.

6.3.4 Leitplanken für die Nutzung von E-Wasserstoff

Analog zu E-Methan (vgl. M6) gibt es auch für E-Wasserstoff sehr unterschiedliche Anwendungskonzepte über die verschiedenen Sektoren hinweg, so dass auch hier in absehbarer Zeit ein **regulatorischer Rahmen für die verschiedenen Nutzungen von E-Wasserstoff zu schaffen (W1)** ist.

In Deutschland wird heute eine Wasserstoffmenge von etwa 19 – 22 Mrd. Nm³ verbraucht, was einem Energiegehalt von rund 57 – 66 TWh entspricht (vgl. Ball et al. 2009, Öko-Institut 2014). Ein nicht unerheblicher Teil hiervon fällt als Neben- oder Koppelprodukt in der chemischen Industrie an, meist unter Einsatz fossiler Rohstoffe. Wird Wasserstoff extra produziert, geschieht dies überwiegend mittels Erdgasreformierung, so dass bei einer **Substitution der fossilen Herstellungsarten von Wasserstoff durch die Elektrolyse, überwiegend betrieben mit Strom aus erneuerbaren Energien**, die Emissionen gesenkt werden können (**W2**). Allein durch die Substitution in der Ammoniak- und Methanolherstellung lassen sich bis zu 6 Mt CO₂/a einsparen. Ähnliche Potenziale gibt es bei Raffinerieprozessen, wobei sich diese bei rückläufiger Auslastung von Raffinerien entsprechend verringern. Der Einsatz von Elektrolyse-Wasserstoff würde jedoch die Gestehungskosten erhöhen, denn die Elektrolyse ist heute noch eine vergleichsweise kostenintensive Technologie. Ein Anreiz zum Umstieg auf eine umweltfreundlichere Wasserstoffherstellung könnte aber durch eine umweltbezogene Besteuerung der Energieträger oder auch ein stärkeres Emissionshandelssystem geschaffen werden.

Darüber hinaus ergeben sich im Rahmen von Klimaschutzanstrengungen potenzielle neue Anwendungsfelder in der Industrie, im Verkehr und in der Energiewirtschaft. Voraussetzung für einen stärkeren Einsatz von Wasserstoff ist die **Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie (W3)**. Die wesentlichen Herausforderungen sind die Senkung der Kosten, eine bessere Regelbarkeit und Effizienz, eine längere Lebensdauer sowie insbesondere bei der Hochtemperaturelektrolyse die Skalierung auf größere Leistungsklassen (vgl. Kapitel 5.3.4). Unterstützt werden können diese Entwicklungen durch eine Förderung der F&E-Aktivitäten zur Elektrolyse.

Wie in Bezug auf den Aufbau von Wasserstoffnetzen diskutiert (vgl. WN1) besteht noch hohe Unsicherheit, in welchem Umfang die Nutzung von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren künftig er-

folgen wird. Soll Wasserstoff eine wesentliche Rolle spielen, sind umfangreiche technische Anpassungen mit hohem Transformationsaufwand erforderlich, welche sich über Jahrzehnte hinziehen. Ein solcher Schritt sollte daher bezüglich Kosten und Nutzen eingehend geprüft werden. Diesbezüglich ist in den nächsten Jahren eine **Grundsatzentscheidung über künftige Rolle von Wasserstoff zu treffen (W4)**. Hierfür bedarf es eines Konsultationsprozess vorbereitet werden, der ein breites Spektrum von Akteuren aus Anwendern, Forschern, Netzbetreibern und weiteren Experten einbezieht.

Falls bei der Grundsatzentscheidung über Wasserstoff (vgl. W4) eine höhere Beimischung im Erdgasnetz angestrebt wird (W5), sind dafür die Voraussetzungen zu schaffen (vgl. WB4, WB5). Bei einer Grundsatzentscheidung für eine umfangreiche Nutzung von Wasserstoff ist zudem davon auszugehen, dass die Wasserstoffproduktion ausschließlich mit heimischer Stromerzeugung im europäischen und internationalen Vergleich nicht kostengünstig möglich ist. Dann wäre alternativ Wasserstoff oder der zur Herstellung benötigte erneuerbare Strom zu importieren. Allerdings ist der Wasserstofftransport vergleichsweise mit ca. 3 ct/kWh teuer (vgl. Kapitel 5.3.4). Daher sollte in diesem Fall angestrebt werden, den **zur Produktion benötigten erneuerbaren Strom durch Importe abzusichern (W6)**. Eine Absicherung kann beispielsweise über eine entsprechende Zertifizierung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen (vgl. Agora 2018). Der nötige Ausbau der Stromnetze stellt größere Herausforderungen bei Akzeptanz und länderübergreifender Planung. Somit müssen Beziehungen zu möglichen Importländern und ggf. weiteren Staaten aufgenommen und Importrouten z.B. in Form Stromnetzen abgestimmt werden.

Grundvoraussetzung für einen potenziellen breiten Einsatz von Wasserstoff ist die **Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie**, die eine effizientere Umwandlung von Wasserstoff in Nutzenergie ermöglicht (**W7**). Neben Anwendungen im Verkehr sind auch Einsatzgebiete im stationären Bereich vorhanden. Bei der Weiterentwicklung stehen Kostensenkungen, eine bessere Regelbarkeit und Effizienz sowie eine längere Lebensdauer im Fokus, was durch eine entsprechende F&E-Förderung unterstützt werden kann.

Von grundlegender Bedeutung für die künftige Rolle von Wasserstoff ist die Konkurrenz zu verschiedenen alternativen Versorgungsoptionen im Straßenverkehr. So ist der **Einsatz von Wasserstoff davon abhängig, wie sich batterieelektrische Antriebe oder PtL-Anwendungen durchsetzen**. Ob E-Wasserstoff eher als E-Methan oder PtL breit genutzt werden könnte, ist auch davon abhängig, ob die Bereitstellungskosten von CO₂ sinken werden (vgl. Kapitel 3.1.8 und Kapitel 5.3.4). **Bei wenig sinkenden CO₂-Abscheidungskosten** ist daher der **Einsatz von Wasserstoffoptionen stärker zu fördern (W8)**. Insbesondere würde dies erfordern, dass die Schaffung geeigneter infrastruktureller Rahmenbedingungen für E-Wasserstoff mit höherer Priorität voranzutreiben ist (vgl. Leitplanken WB4, WB5, WN2-WN4).

6.4 Schlussfolgerung zur Rolle des Gassektors in der Energiewende

Die Entwicklung der Roadmap für einen nachhaltigen Klimaschutzbeitrag des Gassektors im Rahmen der Energiewende hat aufgezeigt, dass es neben einigen klar absehbaren Entwicklungen noch viele Bereiche gibt, in denen die künftige Rolle von gasförmigen Energieträgern mit größeren Unsicherheiten behaftet ist bzw. in naher Zukunft richtungsweisender Entscheidungen bedarf. Dadurch entstehen besondere Herausforderungen, gerade auch für die Gasinfrastrukturen. Zusammenfassend lassen sich folgende zentrale Herausforderungen für einen nachhaltigen Beitrag des Gassektors zur Energiewende benennen:

- Gasmärkte: Die Nutzung von Gasen in den heutigen Hauptanwendungsfeldern (Heizenergie, Prozessdampf, Stromerzeugung) ist bei konsequenter Verfolgung der langfristigen Energie- und Klimaschutzziele und der Gebäude-Effizienzstrategie der Bundesregierung voraussichtlich längerfristig stark rückläufig (vgl. Kapitel 2.2). Andererseits entstehen bei sehr ambitionierten

Klimaschutzanstrengungen potenziell neue wichtige Anwendungsfelder für gasförmige Energieträger. Besonders hoch kann der Bedarf im Schwerlastverkehr und als Feedstock in der Grundstoffchemie ausfallen. Hier bedarf es auf Ebene der Politik in absehbarer Zeit einer Klärung, ob gasförmiger Energieträger künftig eine größere Rolle spielen sollen (vgl. Kapitel 6.4)

- Verteilnetze: Die technischen Herausforderungen, welche sich aus den potenziell stark rückläufigen Bedarfen insbesondere im Gebäudebereich ergeben, sind beherrschbar und die absoluten Kosten für den notwendigen Austausch von Zählern und Gasdruckreglern vergleichsweise gering. Es ist jedoch eine starke Steigerung der spezifische Kosten, stark bis moderat ausfallen kann, zu erwarten (vgl. Kapitel 5.3.1). Die Abnahme des Gasbedarfs kann in bestimmten Gebieten dazu führen, dass ein Netzbetrieb nicht mehr wirtschaftlich ist. Daher sind mittelfristig regulatorisch die Fragen zu klären, ob und wie die Refinanzierung der Netze umzugestalten ist, beispielsweise in Bezug auf die regionalen Unterschiede, und wie mit der Stilllegung von Netzen und den dann noch angeschlossenen Nutzern regulatorisch umzugehen ist (vgl. Kapitel 6.2.1). Dabei ist eine reversible Versiegelung gegenüber einem Rückbau oder einer Verdämmung vorteilhaft, um eine eventuelle Wiedernutzung zu ermöglichen und die Stilllegungskosten gering zu halten.
- Fernleitungsnetze: Die Gas-Fernleitungsnetze werden abgesehen vom extremen Fall eines vollständigen Switch zu Wasserstoff langfristig in vollem Umfang benötigt. Nichtsdestotrotz ist bei Einhaltung der Energie- und Klimaziele auch hier ein Rückgang der Auslastung erwartbar. Weiterhin werden sich bei einem Schwenk hin zu E-Methan die Importrouten voraussichtlich ändern. Solche Entwicklungen müssen auf Grund der langen Planungs- und Abschreibungszeiträume der Fernleitungsnetze in den relevanten Planungsprozessen, insbesondere im Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber, frühzeitig adressiert und für eine zugleich robuste und anpassungsfähige Netzplanung gesorgt werden (vgl. Kapitel 6.2.2).
- Wasserstoffnetze und -beimischung: Welche Rolle Wasserstoff künftig im Gesamtsystem spielen soll, ist noch weitgehend unklar. Weder ist geklärt, inwieweit eine erhöhte Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Gasnetze angestrebt werden soll, noch ob und in welchem Umfang Wasserstoffnetze durch Neuaufbau oder Umwidmung bestehender Netze benötigt werden (vgl. Kapitel 5.3.3). Da sowohl eine erhöhte Beimischung als auch Neuaufbau und Umwidmung von Netzen in substantiellem Umfang enorme Transformationsbedarfe mit sich bringen, ziehen sie sich potenziell über Jahrzehnte hin. Diesbezüglich ist auf politischer Ebene die Entwicklung einer Wasserstoffstrategie bzgl. Beimischung und Netzaufbau von Nöten, welche insbesondere klare Leitplanken für die angestrebte Form der Wasserstoffnutzung vorgibt (vgl. Kapitel 6.3.4).
- Erneuerbare Gase: Bei sehr ambitionierten Klimaschutzpfaden (> 90 % THG-Minderung) werden in bestimmten Anwendungsfeldern erneuerbare Gase (E-Methan und/oder E-Wasserstoff) benötigt (vgl. Kapitel 2.2). Sollen diese in großem Umfang eingesetzt werden, tritt bei E-Methan das Problem auf, dass CO₂ aus biogenen und nicht vermeidbaren industriellen Quellen nicht ausreichend zur Verfügung steht. Daher ist es diesbezüglich wichtig, die CO₂-Bereitstellung aus der Luft zur vollständigen Marktreife unterstützend zu begleiten. Weiterhin stellt sich generell, dass Problem, dass für die Herstellung von erneuerbaren Gasen enorme Mengen an EE-Strom benötigt werden, welche heimisch kaum in akzeptabler Weise zu decken sind. Entsprechend sind mittelfristig Importwege für erneuerbare Gase und/oder EE-Strom zu erschließen, was es auch politisch vorzubereiten gilt (vgl. Kapitel 6.3).

Insgesamt ergibt sich aus der hohen Unsicherheit und den zeitnahen erforderlichen politischen Entscheidungen zur künftigen Rolle der verschiedenen regenerativen Gase, für eine Übergangszeit eine flexible und anpassungsfähige Gestaltung der Gasinfrastruktur. Weitere Einzelheiten sind den detaillierten Roadmaps für die Entwicklung von Gasmärkten, Gasinfrastrukturen und der Gasversorgung zu

entnehmen. Die Klassifikation der Handlungsoptionen in Form von vier Arten von Leitplanken macht dabei den unterschiedlichen Charakter der zugehörigen Handlungsbedarfe deutlich:

- Die Berücksichtigung der No-Regret-Leitplanken für die Gestaltung der Rahmenbedingungen für den Gassektor ist von hoher Wichtigkeit, weil die zugehörigen Handlungsbedarfe unabhängig von einer Präzisierung des Ambitionsniveaus und den sozio-technischen Rahmenentwicklungen sind. Zugleich besteht hier eine geringe Unsicherheit über den Bedarf, wie z.B. eine Anpassung von Zählern und Reglern an sinkende Bedarfe in den Verteilnetzen.
- Game-Changer-Leitplanken stellen Reaktionen auf eintretende oder sich abzeichnende Pfadentwicklungen dar. Sind diese einmal zu Stande gekommen, ist die Unsicherheit über den Bedarf wiederum eher gering, so dass eine Umsetzung ohne Bedauern erfolgen kann. Kann beispielsweise CO₂ zur Herstellung von E-Methan nicht kostengünstig zur Verfügung gestellt werden, sind für nicht-elektrifizierbare Anwendungen wasserstoffbasierte Lösungen zu forcieren.
- No-Lockin-Leitplanken sorgen dafür, dass die Flexibilität des Gassektors zur Anpassung an Rahmenentwicklungen und zur Unterstützung eines Klimaschutzpfads mit 95 % THG-Reduktionsminderung bis 2050 ggü. 1990 erhalten bleibt. Dies ist jedoch im Normalfall mit zusätzlichem Aufwand, auch finanzieller Art, verbunden, so dass eine Umsetzung der No-Lockin-Leitplanken wohl überlegt sein muss. Die No-Lockin-Leitplanken sind daher nach Möglichkeit entsprechend vorsichtig formuliert worden, um hohe Zusatzaufwände möglichst zu vermeiden. Dies betrifft zum Beispiel eine Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von Endanwendern.
- In viererlei Hinsicht sind mehrere Klimaschutzpfade vorstellbar, mit unterschiedlichen Konsequenzen für den Gassektor. Die Wegweiser-Leitplanken zeigen diesbezüglich auf, an welchen Stellen es für den Klimaschutzbeitrag von Gasen wichtig ist, Pfadentscheidungen aktiv anzugehen und den Pfad anschließend in die gewählte Richtung hin zu beeinflussen. So muss die Frage nach dem Bedarf an einer separaten Wasserstoffinfrastruktur frühzeitig geklärt werden, weil ein großflächiger Aufbau sich über Jahrzehnte hinziehen kann.

In gewisser Hinsicht sind daher die No-Lockin-Leitplanken und die Wegweiser-Leitplanken von besonderer politischer Tragweite. Denn aus diesen ergibt sich ein Bedarf zu einer intensiveren Abwägung. Es ist daher angeraten, sich mit diesen in weiteren Analysen detaillierter auseinander zu setzen, als dies im Rahmen dieser breit angelegten Studie möglich ist. Nichtsdestotrotz sollte dies nicht dazu führen, dass dadurch das Adressieren der teilweise drängenden No-Regret-Leitplanken nicht oder nur verzögert erfolgt, so wie auch generell auf jeden Fall dafür Sorge getragen werden sollte, dass der eingeschlagene Pfad möglichst frühzeitig wieder mit den hier als Grundvoraussetzung angenommenen Klimaschutzzielen der Bundesregierung verträglich ist.

7 Quellenverzeichnis

- AGEB (2017): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Online verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>, zuletzt geprüft am 10.11.2017.
- Agora (2018a): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Agora (2018b): Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung, November 2018 Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/wert-der-effizienz-im-gebaeudesektor-in-zeiten-der-sektorenkopplung/>, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- Ball, M.; Weindorf, W.; Bünger, U. (2009): Hydrogen distribution, erschienen in M. Ball & M. Wietschel (Ed.) "The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges", Cambridge University Press, Juni 2009.
- Ball, M.; Wietschel, M. (2009): The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges. Cambridge University Press, Juni 2009.
- Baufumé, S.; Grüge, F.; Grube, Th; Krieg, D.; Linssen, J.; Weber, M.;-Hake, J-F.; Stolten, D. (2013): GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy Volume 38, Issue 10, 1 April 2013, Pages 3813-3829.
- BDEW (2015): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) „BDEW/VKU/GEODELeitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“. Berlin, 2015.
- BDEW (2016): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) „Gasnetzentwicklung in Deutschland!. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20B74458D73839D1C12579C9004D61C0/\\$file/Erdgas-netz%20in%20Deutschland%20Entwicklung%2010Jahre_o_online_jaehrlich_Ki_26042016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20B74458D73839D1C12579C9004D61C0/$file/Erdgas-netz%20in%20Deutschland%20Entwicklung%2010Jahre_o_online_jaehrlich_Ki_26042016.pdf), zuletzt geprüft am 10.11.2017.
- BDEW (2017): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) „Erdgasmobilität. Erdgastankstellen in Deutschland“. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/23C3F45DF3F19005C1258084004327C9/\\$file/Erdgas-tankstellen%20in%20D%202016%20o_online_jaehrlich_Ki%2029032017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/23C3F45DF3F19005C1258084004327C9/$file/Erdgas-tankstellen%20in%20D%202016%20o_online_jaehrlich_Ki%2029032017.pdf), zuletzt geprüft am 10.11.2017.
- BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group, Prognos. Studie im Auftrag des BDI.
- Blanck, R.; Kasten, P.; Hacker, F.; Mottschall, M. (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario der zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr, Sachverständigengutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.
- BMWi (2018a): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=85, zuletzt geprüft am 20.09.2018.
- BMWi (2018b): Sechster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>, zuletzt geprüft am 20.09.2018.
- BNetzA (2017): Monitoringbericht 2017, Bonn, November 2017. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 03.05.2018.
- Bongartz, R.; Markewitz, P.; Biß, K. (2015): CO₂-Abscheidung. In: Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.): Innovative Energietechnologien für die Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, S. 77 - 92.
- Cerbe, Günter (1999): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 5., vollständig neubearbeitete Auflage. München, Wien: Carl Hanser Verlag.
- Climeworks (2018): Capturing CO₂ from the air. Online verfügbar: <http://www.climeworks.com>, zuletzt geprüft am 22.06.2018.
- DAA (2018): Deutsche Auftragsagentur GmbH „Heizungsfinder Homepage“. Online verfügbar unter <https://www.heizungsfinder.de/gasheizung/fluessiggas/tank>, zuletzt geprüft am 19.06.2018.

- DBI (2019): Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: DBI GAS- und Umwelttechnik GmbH, Bergische Universität Wuppertal, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (Das Projekt ist noch nicht abgeschlossen).
- Dietzsch, F.; Lange, R.; Schmidinger, J.; Steiner, M. (2016): Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014. Abrufbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/bestands-ereignisdatenerfassung-gas-1601dietzsch.pdf>, zuletzt geprüft am 18.12.2018.
- Dodds & McDowall (2013): The future of the UK gas network. *Energy Policy*, 60 (2013), 305–316.
- Dornauf, H. (1995): Gasdruckregelung. Funktionsweise, Sicherheitseinrichtungen, Auswahlkriterien: verlag moderne industrie (Die Bibliothek der Technik, Band 120).
- DVGW (Hg.) (2006): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hg.) „Gasabrechnung - ganz genau“. Online verfügbar unter http://www.gwbs.de/fileadmin/user_upload/online_service/umrechnungsfaktor/Umrechnungsfaktor.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- DVGW (2011): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hg.) „Weißdruck Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“.
- DVGW (2015): Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hg.) „Blaubuch ErdGas: Zur Rolle des Gases in zukünftigen Energiesystemen“.
- DWV (2017): Wasserstoffproduktion in Deutschland. Stand der Erkenntnis: 2015. Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, Berlin. Online verfügbar unter http://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2015/07/Wasserstoffproduktion-in-Deutschland_JAN2015.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- EC JRC (2012): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, European IPPC Bureau, Sevilla.
- Elster GmbH (Hg.): RVG und RVG-ST Drehkolbengaszähler. RVG DE03 Datenblatt. Online verfügbar unter <http://docuthek.kromschroeder.com/documents/download.php?lang=fr&doc=14695>, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- Elster Handel GmbH (Hg.) (2007): Axial Flow Valve. Hochdruck-Regelgerät PN16/ ANSI 150, ANSI 300, ANSI 600. Online verfügbar unter <http://docuthek.kromschroeder.com/documents/download.php?lang=de&doc=11683>, zuletzt aktualisiert am 16.11.2007, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- Elster GmbH (Hg.) (2014): TRZ2. Turbinenradgaszähler DN 50 - 150 für die eichfähige Gasmessung. TRZ2 DE04 Datenblatt. Online verfügbar unter <http://www.gwf.ch/fileadmin/download/Versorgung/Prospekte/Gas/TRZ2.pdf>, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- Elster GmbH (Hg.) (2015): Handbuch Gasdruckregelgeräte. Erläuterungen zu Einbau und Betrieb. Online verfügbar unter <https://docuthek.kromschroeder.com/documents/download.php?lang=de&doc=48245>, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- Energy Union Choices (2016): A Perspective on Infrastructure and Energy Security in the Transition. Abrufbar unter: http://www.energyunionchoices.eu/wp-content/uploads/2017/08/EUC_Report_Web.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2018.
- Enervis (2017): Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende. Abrufbar unter: http://erdgasspeicher.de/files/20171212_studie_erneuerbare_gase.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- EnArgus (2018): Internet-Portal zum Thema "Energieforschung". Online verfügbar unter: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi?op=enargus.eps2>, zuletzt geprüft am 22.06.2018.
- Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, SIGNON Deutschland GmbH, TÜV SÜD Rail GmbH, Becker Büttner Held, IFOK GmbH (2016): Ergebnisbericht Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene.
- E3MLab & IIASA (2016): Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios. Corrected version, 27.01.2017. Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Feck, T. (2009). Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust. Forschungszentrum Jülich GmbH.

- EWI (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung. Abrufbar unter: http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Fleiter, T. et al. (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Herausgeber: Tobias Fleiter, Barbara Schlomann, Wolfgang Eichhammer. ISI-Schriftenreihe »Innovationspotenziale«. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.
- FNB Gas (2015): Netzentwicklungsplan Gas 2014. Berlin.
- FNB Gas (2017): Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Abrufbar unter https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Fraunhofer ISI et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie erstellt von Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Fraunhofer ISI & DVGW EBI (2017): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Endbericht. UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2. Studie im Auftrag des BMUB durchgeführt von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Veröffentlichung geplant.
- Fraunhofer ISI et al. (2016): Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). Work package 2: Assessment of the technologies for the year 2012- Final report, März 2016. Prepared for: European Commission under contract N°ENER/C2/2014-641. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Report_WP1.pdf, zuletzt aufgerufen am 15.02.2017.
- Frontier Economics et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas-wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.
- Goldbach, Daniel (2015): Entwicklung eines stochastischen Modells zur Bedarfsprognose von Schnellladepunkten für batterieelektrische Fahrzeuge auf Basis von Fahrprofilen. Bachelor-Thesis. Karlsruhe Institut für Technologie, Karlsruhe. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) und Fraunhofer ISI.
- Hemmelskamp, J. (1999): Umweltpolitik und technischer Fortschritt. Eine theoretische und empirische Untersuchung der Determinanten von Umweltinnovationen. Heidelberg.
- Honeywell Process Solutions, RMG Regel + Messtechnik GmbH (Hg.) (2006): Gas-Druckregelgerät RMG 408. Produktinformation. Online verfügbar unter http://sds-service.com/files/9314/0087/4375/RMG_408_00_DE_2006_01.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2017.
- Joest, S.; Wietschel, M. et al. (2009): GermanHY – „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Dena: Berlin
- Kost, Ch.; Shammugam, Sh.; Jülch, V.; Nguyen, H.-T.; Schlegl, Th. (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Hrsg. Fraunhofer ISE: Freiburg.
- Lewa GmbH (Hg.) (2017a): LEWA Odoriersysteme. Für Erd-, Bio- und Flüssiggas. Online verfügbar unter http://www.lewa.de/fileadmin/0_downloadcenter/2_product_information/D6-180_LEWA_Odoriersysteme_de.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2017.
- Lewa GmbH (2017b): Auslegungs-Untergrenze Gasvolumenstrom bei Odorieranlagen, 07.11.2017. Telefonat.
- Linde AG (2018): Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle. Online verfügbar unter www.linde-gas.at/inter-net.lg.lg.aut/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110550_169419.pdf?v=1.0, zuletzt geprüft am 21.06.2018,

- McKinsey (2010): A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis – The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. Online verfügbar unter http://www.eesi.org/files/europe_vehicles.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2017.
- Michaelis, J.; Helms, H.; Noeren, D.; Dallmer-Zerbe, K.; Gnann, T.; Haendel, M. et al. (2015): Energie und Umwelt. Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030. Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg. Abschlussbericht. Hg. v. emobil BW GmbH. Stuttgart.
- Michaelis, J.; Genoese, F. (2015): Power-to-Gas. In: Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Hg.): Innovative Energietechnologien für die Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Aufl. 2015. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, S. 229–244.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) (2017): Erwartungen an die neue Bundesregierung: Raffinerie- und Chemiestandort Deutschland stärken. Pressemeldung vom 9. November 2017. Online verfügbar unter <https://www.mwv.de/presse/raffinerie-und-chemiestandort-deutschland-staerken/>, zuletzt geprüft am 28.05.2018.
- Müller-Syring, G., Henel, M., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., und Höcher, T. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V..
- NGVA (2017): Greenhouse gas intensity of natural gas. Report version 1.1, 05.05.2017. Online verfügbar unter: https://www.zukunft-erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer_Rahmen/ghg-intensity-of-natural-gas-report.pdf, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Noack, C., Burggraf, F., Schwan, S., Hosseiny, P., Lettenmeier, S., St. Belz, Kollo, J., Friedrich, A., Pregger, T., Kiên Cao, K., Heide, D., Naegeler, T., Borggreffe, F., Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., Voglstätter, C., Smolinka, T., Crotogino, F., Donadei, S., Horvath, P.-L., und Schneider, G.-S. (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart.
- OECD & IEA (2015): World Energy Outlook 2015: OECD Publishing. Online verfügbar unter: <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>, zuletzt geprüft am 15.11.2017.
- Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Der 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf, zuletzt aufgerufen am 15.02.2017.
- Öko-Institut et al. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, durchgeführt von Kasten, P.; Mottschall, M., Köppel, W.; Degünther, Ch.; Schmied, M.; Wüthrich, Ph. Öko-Institut e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), INFRAS. Berlin: Öko-Institut
- Plötz, Patrick; Gnann, Till; Kühn, André; Wietschel, Martin (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Studie im Auftrag der acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.
- Quaschnig, V. (2015): Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation, Carl Hanser Verlag München, S. 176.
- Ren T., Patel, M. K., Blok, K. (2008): Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO2 emissions and production costs, Energy 33 (2008) 817–833. DOI: 10.1016/j.energy.2008.01.002.
- Robinius, M.; Linßen, J.; Grube, Th; Reuß, M.; Stenzel, P.; Syranidis, K.; Kuckertz, P.; Stolten, D. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Energie & Umwelt / Energy & Environment. Band / Volume 408. Forschungszentrum Jülich.
- Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (2017): Mindestvolumenstrom bei Gas-Druckregelgeräten, 08.11.2017. Telefonat.

- Seydel, Ph. (2008): Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells. Dissertation ETH. ETH: Zürich.
- Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese, F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Mieke, A.; Krause, S.; Sponholz, C.; Donadei, S.; Crotogino, F.; Acht, A.; Horvath, P.-L. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht 31. März 2014, Studie für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) durchgeführt von PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH.
- Töpler, J.; Lehmann, J. (Hg.) (2014): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Trauth, R. (2014): Gaswirtschaft im Wandel. DVGW Gaskurs 2014. Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH. DVGW - Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Karlsruhe, 01.04.2014.
- Trinomics (2018): Study on Bringing TEN-E and The CEF In Line with Our COP-21 Climate Goals. Abrufbar unter: <http://www.trinomics.eu/wp-content/uploads/2018/04/Final-report-Gas-study-SD-Group-EP-22-02-2018.pdf>, zuletzt geprüft am 03.05.2018.
- Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. ISSN 1862-4359, Dessau-Roßlau, April 2014
- Umweltbundesamt (2015): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: eine verkehrstraegerübergreifende Bewertung. ISSN 1862-4804 Dessau-Roßlau, April 2015
- Umweltbundesamt (2016a): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/integration-von-power-to-gaspower-to-liquid-in-den>, zuletzt geprüft am 15.02.2017.
- Umweltbundesamt (2016b): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Climate Change 08/2016. ISSN 1862-4359, Dessau-Roßlau, Februar 2016
- Umweltbundesamt (2017): Den Weg in ein treibhausgasneutrales Deutschland ressourcenschonend gestalten. Dessau-Roßlau, Oktober 2017. Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/den-weg-zu-einem-treibhausgas-neutralen-deutschland>, zuletzt geprüft am 15.06.2018.
- Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 129. 2013 (11), S. 378-388, zuletzt geprüft am 26.02.2014.
- Verivox (2018): Verivox-Verbraucherpreisindex Gas. Online verfügbar unter <https://www.verivox.de/verbraucherpreisindex-gas/>, zuletzt geprüft am 19.06.2018.
- Wang, Hewu; Zhou, Xin; Ouyang, Minggao (2016): Efficiency analysis of novel Liquid Organic Hydrogen Carrier technology and comparison with high pressure storage pathway.
- Wietschel, M.; Haendel, M.; Schubert, G.; Köppel, W.; Degünther, Ch. (2018): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung - Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UFOPLAN 2014 – FZK 3714 41 107 2). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI und DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Karlsruhe: Fraunhofer ISI – Veröffentlichung in Vorbereitung.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2017): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017. Wirtschaftsvereinigung Stahl: Düsseldorf.
- WWF (2018): EU gas infrastructure and EFSI: time for change. Abrufbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas-wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2018.

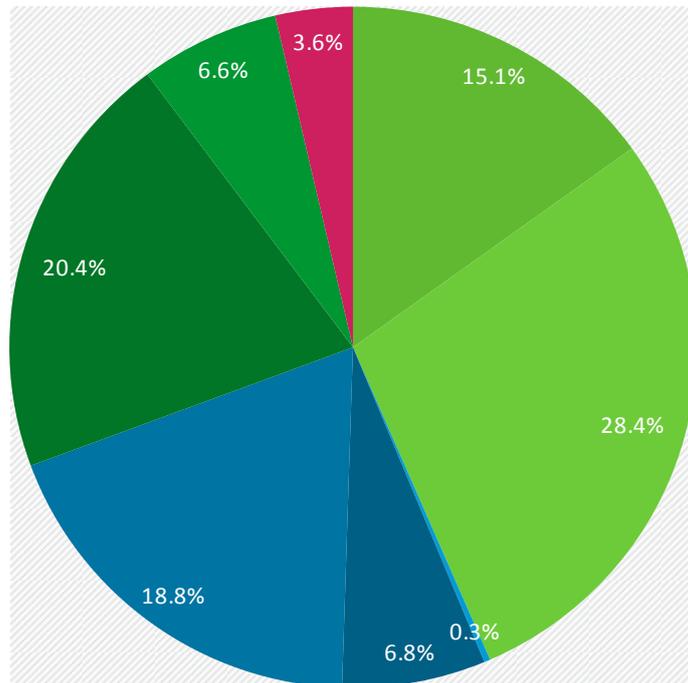
Anhang 1: Entwicklung der Gasbedarfe in den ausgewerteten Szenarien

Tabelle 57: Inländischer Verbrauch an Naturgasen und biogenen Gasen im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen (* inkl. Kochen und GHD-Prozesswärme exkl. Raumwärme Industrie).

Inländischer Verbrauch an biogenen und Naturgasen im Jahr 2014	Einheit	Erdgas, Erdölgas	Biogas, Klärgas	Summe
Gebäude*	PJ	1270	57	1327
- davon GHD-Sektor	PJ	409	52	460
- davon private Haushalte	PJ	861	5	867
Verkehr	PJ	7	1	9
- davon Straßenverkehr	PJ	7	1	9
- davon Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr	PJ	0	0	0
Energiewirtschaft	PJ	582	243	825
- davon Stromerzeugung inkl. KWK	PJ	392	232	624
- davon ungekoppelte Wärmeerzeugung	PJ	190	10	201
Industrie	PJ	779	3	782
- davon Chemische Industrie	PJ	206	0	206
- davon Sonstige Industrien	PJ	573	2	575
Energetischer Gasverbrauch	PJ	2638	304	2942
Nicht-energetischer Gasverbrauch	PJ	111	0	111
Inländischer Primärenergieverbrauch	PJ	2749	304	3053

Quelle: AG Energiebilanzen (2017)

Abbildung 64: Anteile verschiedener Anwendungsfelder am gesamten inländischen Verbrauch an Naturgasen und biogenen Gasen im Jahr 2015 gemäß AG Energiebilanzen



- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Private Haushalte
- Straßen- & Schienenverkehr
- Chemische Industrie
- Sonstige Industrien
- Stromerzeugung (inkl. Industrie-KWK)
- Ungekoppelte Wärmeerzeugung
- Nicht-energetischer Gasverbrauch

Quelle: AG Energiebilanzen 2017

Tabelle 58: Spannbreiten des inländischen Bedarfs an Gasen (Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff) in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von 80 – 85 % von 1990 bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Gasbedarf Gebäude*	Basis	1.492	1.205	700	350
- private Haushalte	Basis	1.064	886	542	279
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Basis	428	319	159	72
Gasbedarf Gebäude*	KS80	1.302	929	543	300
- private Haushalte	KS80	876	625	393	228
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	KS80	426	304	150	71
Gasbedarf Verkehr	KS80	25	91	244	357
- Straßenverkehr	KS80	25	76	219	329
- Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr	KS80	0	15	25	28
Gasbedarf Verkehr	Basis	32	124	154	160
- Straßenverkehr	Basis	22	104	124	120
- Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr	Basis	10	20	30	40
Gasbedarf Energiewirtschaft	Basis	732	950	722	467
- Stromerzeugung inkl. KWK	Basis	618	838	643	375
- Ungekoppelte Wärmeerzeugung	Basis	114	112	79	92
Gasbedarf Energiewirtschaft	KS80	1.116	906	670	207
- Stromerzeugung inkl. KWK	KS80	961	767	536	89
- Ungekoppelte Wärmeerzeugung	KS80	155	139	134	118
Gasbedarf Industrie	Basis	688	498	498	586
- Chemische Industrie	Basis	199	170	200	206
- Sonstige Industrien	Basis	489	328	298	380
Gasbedarf Industrie	KS80	515	391	305	275
- Chemische Industrie	KS80	152	146	145	145
- Sonstige Industrien	KS80	363	245	160	130
Gasbedarf stofflich	Basis/ KS80	127	139	154	163

* inkl. Kochen und GHD-Prozesswärme exkl. Raumwärme Industrie

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015 und Fraunhofer ISI et al. 2017

Tabelle 59: Spannbreiten des inländischen Bedarfs an Gasen (Erdgas, Biogas, E-Methan, E-Wasserstoff) in Szenarien mit einer Reduktion der THG-Emissionen von über 90 % von 1990 bis 2050

	Szenario	2020	2030	2040	2050
Gasbedarf Gebäude*	THGND	N/A	N/A	N/A	385
- private Haushalte	THGND	N/A	N/A	N/A	160
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	THGND	N/A	N/A	N/A	225
Gasbedarf Gebäude*	KS95	1.157	600	204	74
- private Haushalte	KS95	778	425	156	59
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	KS95	379	175	48	15
Gasbedarf Verkehr	THGND CH4+	146	716	1.217	1.377
- Straßenverkehr	THGND CH4+	121	598	1.002	1.072
- Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr	THGND CH4+	25	119	213	306
Gasbedarf Verkehr	KS95	8	19	23	21
- Straßenverkehr	KS95	8	6	2	0
- Schiffs-, Flug- und Schienenverkehr	KS95	0	13	21	21
Gasbedarf Energiewirtschaft	KS95	1.210	1.214	843	266
- Stromerzeugung inkl. KWK	KS95	1'008	1'031	684	141
- Ungekoppelte Wärmeerzeugung	KS95	202	183	159	125
Gasbedarf Energiewirtschaft	THGND	N/A	N/A	N/A	143
- Stromerzeugung inkl. KWK	THGND	N/A	N/A	N/A	143
- Ungekoppelte Wärmeerzeugung	THGND	N/A	N/A	N/A	0
Gasbedarf Industrie	THGND	N/A	N/A	N/A	716
- Chemische Industrie	THGND	N/A	N/A	N/A	220
- Sonstige Industrien	THGND	N/A	N/A	N/A	496
Gasbedarf Industrie	KS95	359	198	162	168
- Chemische Industrie	KS95	121	121	116	110
- Sonstige Industrien	KS95	238	77	46	58
Gasbedarf stofflich	THGND	N/A	N/A	N/A	1.015
Gasbedarf stofflich	KS95	128	140	160	167

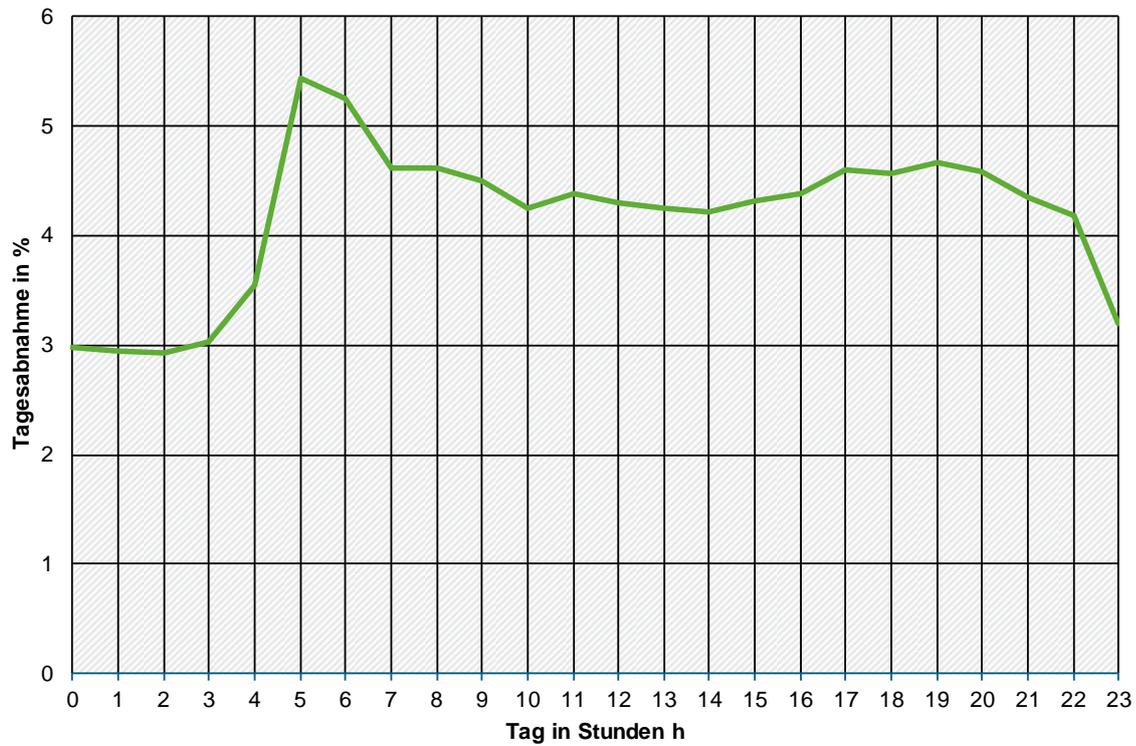
* inkl. Kochen und GHD-Prozesswärme exkl. Raumwärme Industrie

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, UBA 2014, Öko-Institut et. al 2016

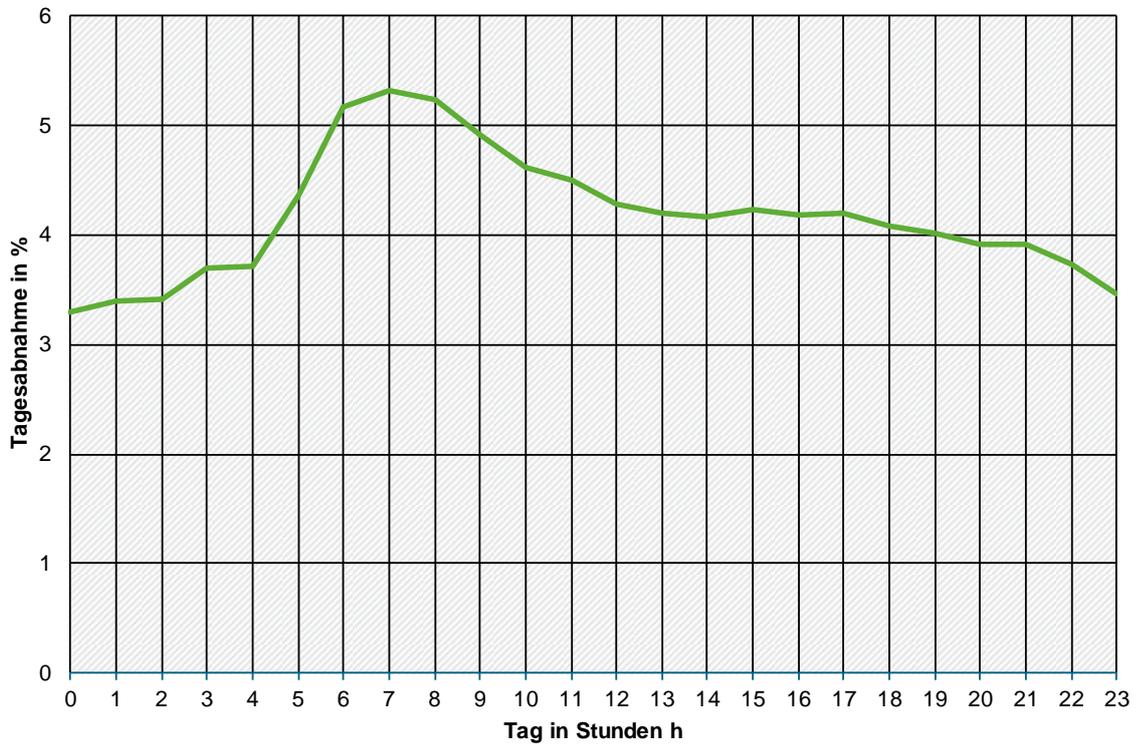
Anhang 2: Zusatzinformationen zu den Modellnetzsimulationen

Abbildung 65: Typische Ganglinien der verschiedenen Abnehmertypen (4 Sektoren)

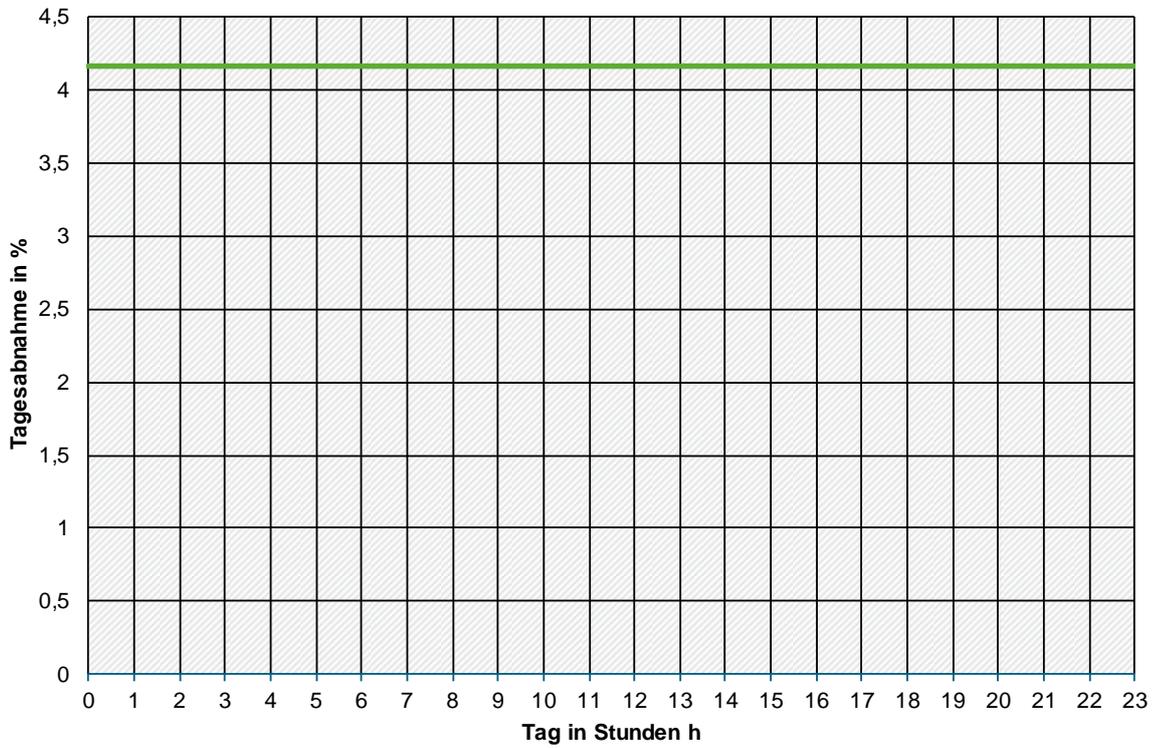
Ganglinie Wohnen (-12,5 °C)



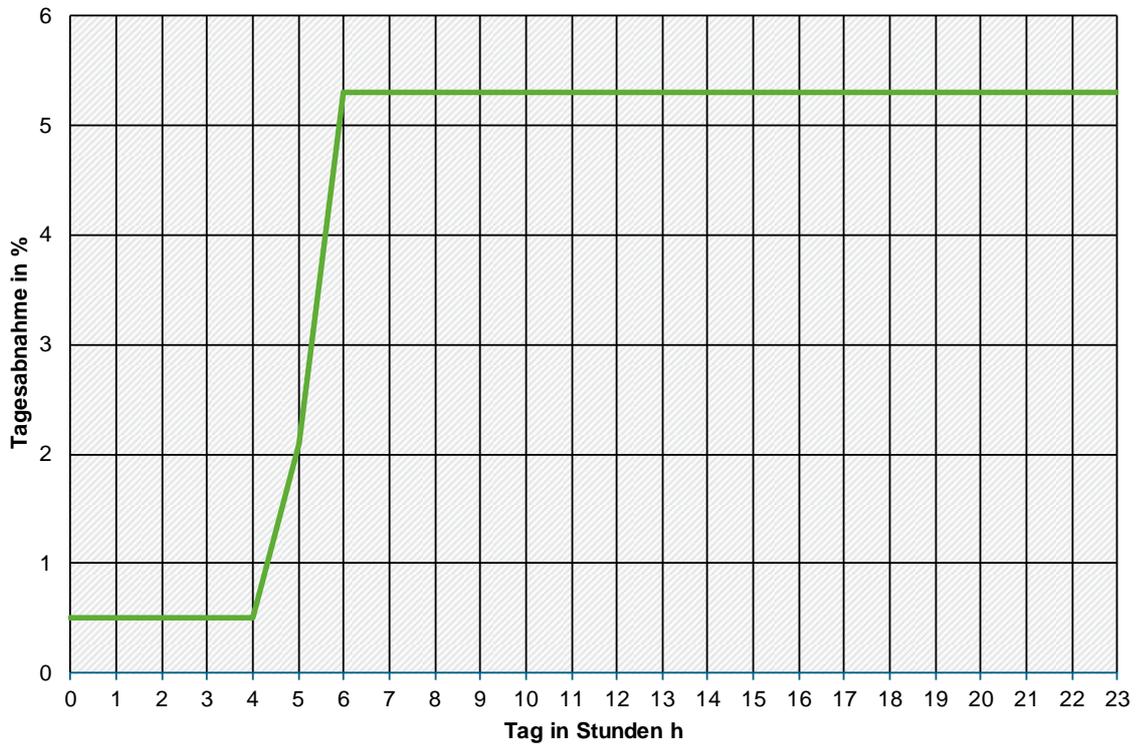
Ganglinie Gewerbe (-12,5 °C)



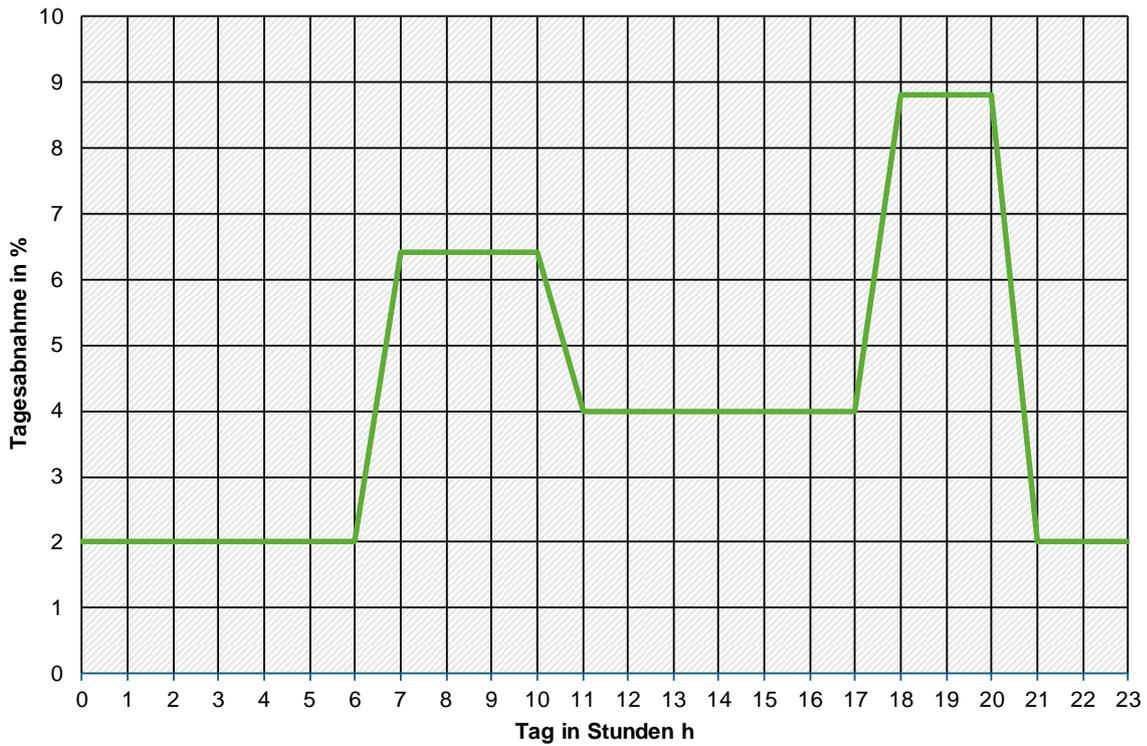
Ganglinie Großindustrie 1



Ganglinie Großindustrie 2

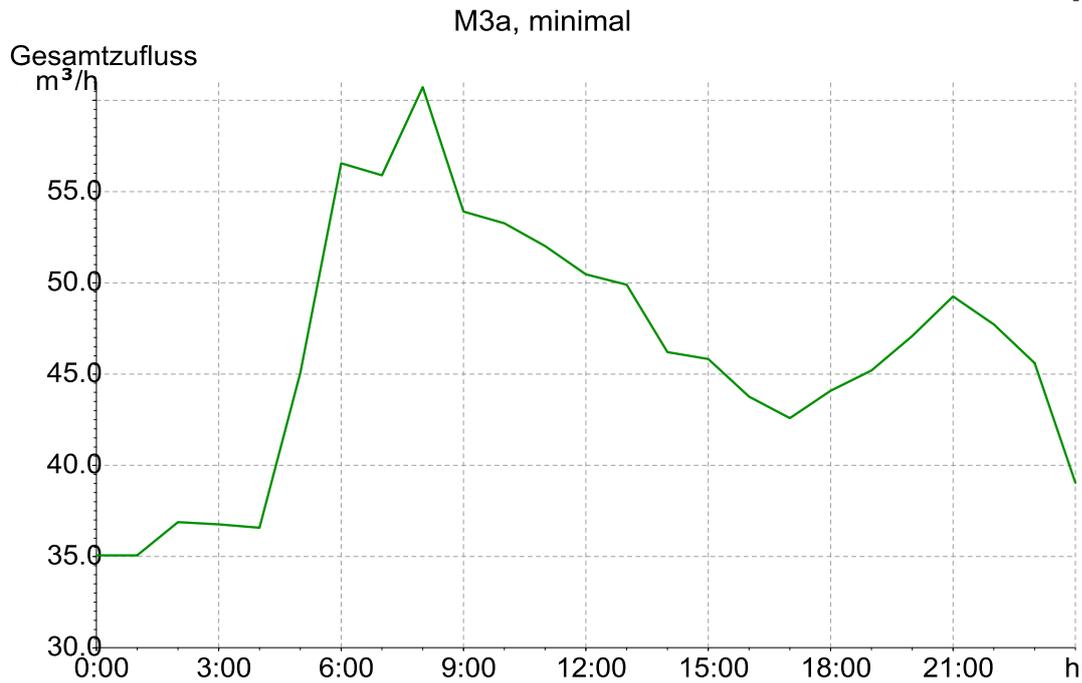


Ganglinie Tankstelle



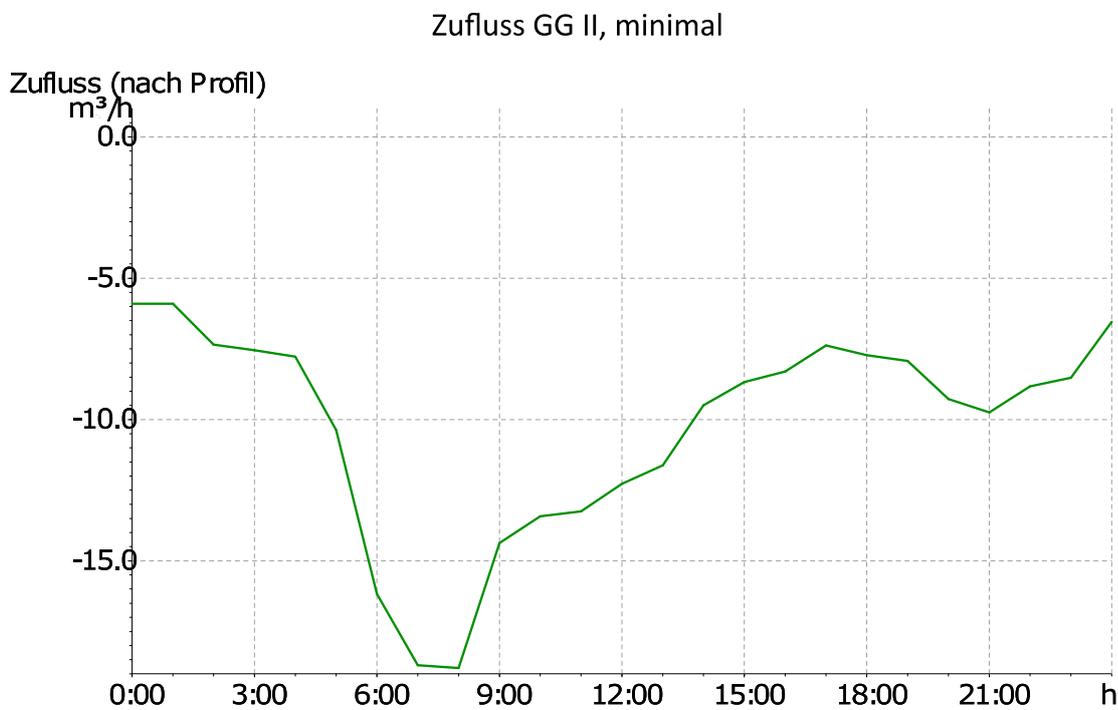
Quelle: Eigene Darstellung, DVGW-EBI

Abbildung 66: Simulierte minimale Tageslast und die Gasbedarfsdeckung des Gewerbegebiets II für das Szenario „95%-E-Methan“ im Zukunftsmodellnetz VZ3a



Simulierter Gesamtzufluss ins Zukunftsmodellnetz Z3a, Situation minimaler Last(+25° C) im Jahr 2050 im Szenario „Import von E-Methan (95%)“

Erläuterung: Gesamtzufluss ins Netz is positiv.



Simulierte Abnahme des Gewerbegebiets GGII, Situation minimaler Last(+25° C) im Jahr 2050 im Szenario „Import von E- Methan (95%)“

Erläuterung: Zufluss ist negativ

Tabelle 60: Kosten des Austauschbedarfs in Verteilnetzen im Jahr 2050 in ganz Deutschland aufgeschlüsselt nach Zählern und Reglern für die drei Gassektorszenarien

Zukunftsmodell-netze	80%-Gasmix			95%-E-Methan			95%-H2			
	ZK in Mio. €	RK in Mio. €	GK in Mio. €	ZK in Mio. €	RK in Mio. €	GK in Mio. €	ZK in Mio. €	RK in Mio. €	AK in Mio. €	GK in Mio. €
VZ1a	698	604	1.302	698	556	1.254	698	657	1.790	3.145
VZ1b	698	604	1.302	698	604	1.302	698	705	3.072	4.475
VZ2a	698	604	1.302	698	564	1.262	698	644	2.166	3.508
VZ2b	780	483	1.263	780	604	1.384	780	684	3.230	4.694
VZ3a	509	604	1.113	509	564	1.073	509	644	2.222	3.375
VZ3b	861	684	1.546	861	604	1.465	861	684	4.697	6.243

ZK = Zählerkosten, RK = Reglerkosten, AK = Anpassungskosten, GK = Gesamtkosten für Deutschland

Anmerkung: Die Gesamtkosten sind nicht summierbar, sondern als Spannbreite zu lesen.

Tabelle 61: Maximale Gesamtkosten für die Gassektorszenarien auf der Transportnetzebene

	80% Gasmix	95 E-Methan	95% Wasserstoff
Stillgelegte Leitungen in km	0	0	22.000
Stillgelegte Verdichterstationen	0	0	47
Gesamt Rückbaukosten der Leitungen in Mio. €	0	0	2.486
Gesamt Rückbaukosten der Verdichter in Mio. €	0	0	1.034
qsssGesamtkosten für neue Kompressoren in Mio. €	1.562	1.034	1.056
Gesamtkosten für das Szenario in Mio. €	1.562	1.034	4.676

Tabelle 62: Entwicklung des Brennstoffpreises Gas

	2015	2030	2040	2050
Brennstoffpreis Gas in €/GJ	8	9	11	14

Quelle: Gaspreisentwicklung in Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015

Tabelle 63: Entwicklung der gesamten fixen betriebskosten der Transportnetze

Zukünftiges Transportmodellnetz	Gesamtbetriebskosten in Mio. €			
	Heute	80% Gasmix	95% E-Methan	95% Wasserstoff
TZ 1	330	310	309	101
TZ 2	330	308	312	0
TZ 3	330	308	312	0
TZ 4	330	308	312	0
Spannbreite	330-330	308-310	309-312	0-101

Anhang 3: Auswertung von Studien zur Entwicklung der Gasinfrastruktur in Deutschland

In diesem Abschnitt erfolgt die Kurzanalyse der in Kapitel 5.4 benannten Studien in Bezug auf die Ergebnisse zur Entwicklung der Gasnetzkapazitäten und -kosten in Deutschland und weiterer oben benannten Parameter.

A.1 Frontier Economics et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland

Die Studie „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ wurde von der Vereinigung der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in Auftrag gegeben und von einem durch Frontier Economics geführten Konsortium erstellt.

Ziel der Studie ist es, die volkswirtschaftlichen Implikationen des Weiterbetriebs der Gasinfrastruktur in Deutschland im Kontext der Realisierung ambitionierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 zu ermitteln. Dazu vergleicht die Studie primär zwei Szenarien: „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und grünes Gas“. Beide Szenarien setzen für 2050 eine Reduktion der deutschen THG-Emissionen um 95 % ggü. 1990 an, woraus sich ein grundsätzlicher Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen in der energieintensiven Industrie und zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung ergibt. Das erste Szenario geht dabei davon aus, dass die Endenergieverbraucher weitestgehend elektrifiziert und erneuerbare Gase lokal produziert werden, die Gasnetze jedoch außer Betrieb genommen werden. Das zweite Szenario hingegen geht von einer Nutzung von erneuerbaren Gasen in allen Sektoren und einem Transport über die weiterbetriebenen Gasnetze aus.

Im Szenario „Strom und Gasspeicher“ wird entsprechend davon ausgegangen, dass die gesamten **Gasverteilnetze** von ca. 480 Tsd. km Länge außer Betrieb genommen werden und dass nur die transitrelevanten Fernleitungsnetze weiterbetrieben werden, welche ca. ein Drittel der aktuell ca. 33 Tsd. km **Fernleitungsnetz** ausmachen. Dennoch werden ca. 880 PJ an erneuerbaren Gasen für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung genutzt. Für das Szenario „Strom und grünes Gas“ geht die Studie davon aus, dass ca. 2.320 PJ an erneuerbaren Gasen über die Gasnetze transportiert werden und daher sowohl die Fernleitungs- als auch die Verteilnetze in ihrer heutigen Ausdehnung bestehen bleiben. Die synthetisch erzeugten Gase werden hier zu 50 % in Form von Wasserstoff und zu 50 % in Form von Methan eingespeist.¹¹ Nicht adressiert wird hierbei, dass bei einem näherungsweise gleichbleibenden Gesamtbedarf an Gas die bestehenden Gasnetzkapazitäten auf Grund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff unter Umständen nicht ausreichen (vgl. Ball et al. 2009). In beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Bedarf an erneuerbarem Strom übers Jahr durch Erzeugung innerhalb Deutschlands gedeckt wird, wobei zum Austausch mit den Nachbarländern die Interkonnektorkapazitäten bis zum Jahr 2050 verdoppelt werden. Zur Entwicklung von Gasimporten und -exporten werden für keines der Szenarien spezifische Angaben gemacht.

Zur **wirtschaftlichen Bewertung** werden in der Studie die Systemkosten der beiden Szenarien einschließlich der Kosten für die Strom- und Gasnetzinfrastruktur miteinander verglichen. Im Ergebnis kommt die Studie zu einer Kostendifferenz von 12 Mrd. Euro im Jahr 2050 zu Gunsten des Weiterbetriebs der Gasnetze. Für die Gasnetze selbst sind die jährlichen Kosten des Weiterbetriebs nur um ca. 0,1 Mrd. Euro höher als die der Außerbetriebnahme, was einem weniger als halb so hohen spezifischen Aufwand pro Gasverbrauch entspricht. Von zentraler Bedeutung dafür sind die getroffenen Annahmen

¹¹ Laut der Studie sind in weiten Teilen der Netze redundante Leitungen vorhanden, so dass vergleichsweise einfach ein Parallelnetz zur Versorgung von Industrie und Kraftwerken mit Wasserstoff aufgebaut werden kann.

zu den Kosten der Außerbetriebnahme der Netze, welche im Szenario „Strom & Gasspeicher“ ca. 1,9 Mrd. EUR pro Jahr umfassen, wobei die Annuisierung über 15 Jahre angesetzt wurde. Dabei ist der Hauptkostenpunkt durch eine angenommene Verdämmung von 30 % der Verteilnetze gegeben, während für 5 % ein Rückbau und für 65 % eine Versiegelung angesetzt werden. Die Autoren weisen dabei daraufhin, dass der Anteil der Netze, für den neben einer Versiegelung auch eine Verdämmung nötig ist, großen Unsicherheiten unterliegt. Zusätzlich wird für die Wartung und Instandhaltung der Fernleitungsnetze eine Kostenreduktion von ca. 50 % ggü. 2015 erwartet, während im Verteilnetz Kosten für die Betreuung der stillgelegten Netze in Höhe von 10 % der Wartungskosten 2015 verbleiben. Demgegenüber bleiben die Kosten des Weiterbetriebs der Netze im Szenario „Strom & Grünes Gas“ durch eine hohe Auslastung auf Grund der umfangreichen Nutzung mittels erneuerbarem Strom produzierten synthetischer Gase gering. Die Zusatzkosten für die Verwendung erneuerbarer Gase an Stelle von Strom belaufen sich auf 4,2 Mrd. Euro im Jahr 2050. Für die Realisierung einer solch geringen Kostendifferenz ist neben einer im Vergleich mit der Bandbreite aktueller Studien ambitionierten Kostensenkung bei der Elektrolyse auf 250 EUR/kW_{el} auch eine kostengünstige Bereitstellung von CO₂ notwendig. Hierbei geht die Studie davon aus, dass die gesamte benötigte CO₂-Menge aus der Biogasproduktion und der Rückgewinnung von CO₂ aus Industrieprozessen bereitgestellt werden kann, wofür Kosten in Höhe von 50 EUR/t angesetzt werden, was für E-Methan ca. 10 EUR/MWh entspricht. Der Bedarf an CO₂ für die angenommene Herstellung von 1.163 PJ E-Methan wird als ca. 67 Mio. t angegeben.

Tabelle 64: Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in FNB Gas/Frontier Economics (2017): „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“

		Einheit	Basisjahr	2030		2050	
			2015	Strom & Gasspeicher	Strom & Grünes Gas	Strom & Gasspeicher	Strom & Grünes Gas
Inländischer Gasbedarf	Gesamt	PJ	3.106*	k.A.	k.A.	878	2.326
	- E-Wasserstoff		0*	k.A.	k.A.	439	1163
	- Biogas/ E-Methan		326*	k.A.	k.A.	439	1163
Netzlänge	Fernleitungen	Tsd.	33	k.A.	k.A.	11	33
	Verteilnetze	km	481	k.A.	k.A.	0	481
Verdichterstationen	Fernleitungen	-	150	k.A.	k.A.	75	150
	Verteilnetze	-	52.800	k.A.	k.A.	0	52.800
Netzinvestitionen	Gesamt	Mrd. EUR/a	1,6	k.A.	k.A.	0,2	1,2
	- Fernleitungen		0,5	k.A.	k.A.	0,2	0,6
	- Verteilnetze		1,1	k.A.	k.A.	0,0	0,6
Betriebskosten	Gesamt	Mrd. EUR/a	1,6	k.A.	k.A.	0,3	1,6
	- Fernleitungen		0,4	k.A.	k.A.	0,2	0,4
	- Verteilnetze		1,2	k.A.	k.A.	0,1	1,2
Außerbetriebnahme	Gesamt	Mrd. EUR/a	0,0	k.A.	k.A.	2,2	0,0
	- Fernleitungen		0,0	k.A.	k.A.	0,3	0,0
	- Verteilnetze		0,0	k.A.	k.A.	1,9	0,0

k.A. keine Angabe; * Natur-, Klär- und Biogas gemäß AGEB-Statistik

Quelle: eigene Darstellung von Frontier Economics et al. (2017)

A.2 EWI (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung

Die Studie „Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“ wurde gemeinsam von der Gelsenwasser AG, Open Grid Europe GmbH und RheinEnergie AG in Auftrag gegeben und von der ewi Energy Research & Scenarios gGmbH erstellt.

Ziel der Studie ist es, den Beitrag bestehender Gas- und Wärmenetze zu einer kostengünstigen Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050 zu analysieren. Dazu vergleicht die Studie primär zwei Szenarien: „Revolution“ und „Evolution“. Dabei schreiben beide Szenarien für 2050 eine Reduktion der deutschen THG-Emissionen um 95 % ggü. 1990 vor. Das Szenario „Revolution“ behandelt den Fall, dass ordnungsrechtlich eine zunehmende Elektrifizierung der Endenergieverbräuche durchgesetzt wird. Daraus folgende sinkende Gasverbräuche führen dazu, dass Gas- und Wärmenetze weitestgehend an Bedeutung verlieren und stillgelegt werden. Das Szenario „Evolution“ hingegen unterlässt ordnungsrechtliche Vorgaben, sodass Entscheidungen anhand der Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologien getroffen werden. Dies ermöglicht theoretisch auch einen Weiterbetrieb bestehender Gas- und Wärmenetze mit E-Gasen.

Im Resultat charakterisieren sich die Szenarien beispielsweise dadurch, dass im Szenario „Revolution“ Wärmepumpen den Wärmemarkt dominieren, wohingegen sich im Szenario „Evolution“ gasbasierte Heizungen mit erneuerbaren Gasen durchsetzen. Dabei spielt Wasserstoff im Vergleich zu E-Methan zur Deckung des **Gasbedarfs** mit einem Beitrag von 187 PJ im Jahr 2050 in beiden Szenarien eine untergeordnete Rolle. Im Jahr 2050 werden hingegen im Szenario „Revolution“ 961 PJ des Gasbedarfs mit E-Methan gedeckt; im technologieoffenen Szenario „Evolution“ sind es 1.602 PJ. Nicht enthalten ist hier der Verkehrssektor, welcher in EWI (2017) grundsätzlich nicht betrachtet wird.

Zur Deckung dieser Bedarfe wird auf Grund begrenzten Potenziale erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland und der EU der Import von synthetischen Brennstoffen zum überwiegenden Teil aus Nicht-EU-Ländern angenommen und damit der dauerhafte Fortbestand der **Gasfernleitungsnetze** als notwendig angesehen. Diese ist insbesondere auch für das Szenario „Revolution“ der Fall. Trotz fallender Gasbedarfsmengen bleibt ein hoher Leistungsbedarf in Gaskraftwerken in Zeiten residualer Spitzenlasten, die über Fernleitungsnetze mit Gas versorgt werden müssen. Im Mittel sind die Fernleitungsnetze jedoch nur wenig ausgelastet.

Im Gegensatz dazu werden **Gasverteilnetze** im Szenario „Revolution“ langfristig obsolet. Durch den steigenden Anteil an Stromanwendungen in den Endenergieverbrauchssektoren ab 2030 und damit sinkender Nachfrage im Gasverteilnetz ergibt sich ein Refinanzierungsproblem der Gasverteilinfrastruktur. Die Erhöhung von Netzentgelten würde nicht die rückläufige Nachfrage kompensieren, sondern der Transition zu Stromanwendungen weiteren Aufwind verleihen. Dadurch wird eine Stilllegung von Teilen der Gasverteilnetzinfrastruktur in diesem Szenario ökonomisch sinnvoll. Im Szenario „Evolution“ können die Gasverteilnetze hingegen mit erneuerbaren Gasen wirtschaftlich betrieben werden.

Diese **Netzentgeldynamik** wird anhand von zwei Beispielveilnetzen dargestellt; eines verfügt über einen hohen Anteil Industriekunden, das andere über einen hohen Anteil Haushaltskunden. Trotz stark sinkender Nachfrage bis 2050 (60 – 80 %) fallen die Kosten im Szenario „Revolution“ in dem gleichen Zeitraum nur leicht (7 – 11 %). Dies liegt an dem hohen Fixkostenanteil der Betriebskosten. Nachfrage- und Kostensteigerung führen daher in beiden Beispielveilnetzen zu einer deutlichen Erhöhung der Netzentgelte. Abhängig von vorherrschenden Verbrauchertypen erhöhen sich die Netzentgelte um 200 – 330% ausgehend von heutigen Netzentgelten in Höhe von 11 EUR / MWh für Haushalte und 6 EUR / MWh für Industriekunden. Der Effekt fällt für das Szenario „Evolution“ deutlich geringer aus, da hier beide Beispielveilnetze auch 2050 noch mit mehr als 70% heutiger Bedarfsmengen betrieben werden.

Insgesamt sieht die Studie im Zeitraum bis zum Jahr 2050 einen kumulativen **kostenseitigen** Vorteil des Szenarios „Evolution“ gegenüber dem Szenario „Revolution“ in Höhe von 139 Mrd. Euro. Der Kern

dieses Kostenvorteils liegt in dem deutlich niedrigeren Bedarf an zusätzlicher Kapazität von Backup-Gaskraftwerken. Dieser Kostenvorteil wird schon ohne den Einbezug möglicher Rückbaukosten der Gasnetze im Szenario „Revolution“ erreicht. Die jährlichen Netzinvestitionen für Gasinfrastruktur bleiben bis 2050 invariant bei 5,4 – 5,6 Mrd. EUR pro Jahr. Ebenso bleiben die Betriebskosten der Fernleitungen nahezu konstant bei 2,0 Mrd. EUR pro Jahr. Die **Stilllegungskosten** nicht mehr benötigter Verteilnetzsegmente im Szenario „Revolution“ werden in der Studie auf Grundlage von Angaben der Netzbetreiber mit 10,6 Mrd. Euro bis 2050 abgeschätzt. Im Szenario „Evolution“ findet hingegen nahezu keine Stilllegung im Verteilnetz statt.

Der Studie unterliegt der **Annahme**, dass signifikante Kostensenkungen für E-Methan von 165 EUR/MWh im Jahr 2030 zu 95 EUR/MWh im Jahr 2050 erreicht werden können. Weiterhin gibt die Studie keine Auskunft darüber, welcher Anteil der Gasverteilnetze zurückgebaut wird oder welche Anpassungen an Betriebsmitteln angesichts der geringeren Auslastung insbesondere der Fernleitungsnetze durchgeführt werden müssen. Import- und Exportmengen sowie etwaige Transitbedarfe, die für die Auswertung des Gasfernleitungsnetzbetriebs von Bedeutung sind, werden nicht explizit aufgeführt. Jedoch wird aus der Studie deutlich, dass variable Betriebskosten in Fernleitungsnetzen eine untergeordnete Rolle unter den Kostenfaktoren einnehmen und Netzkosten eher durch Kapitalkosten, fixe Betriebskosten und gegebenenfalls Rückbaukosten dominiert werden.

Tabelle 65: Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in EWI (2017): „Energemarkt 2030/2050 – Beitrag von Gas- & Wärmeinfrastruktur zur effizienten CO₂-Minderung“

		Einheit	Basisjahr	2030		2050	
			2015	Revolution	Evolution	Revolution	Evolution
Inländischer Gasbedarf*	Gesamt		3.099**	k.A	k.A	1.048	1.789
	- E-Wasserstoff	PJ	0**	0	0	187	187
	- Biogas / E-Methan		326**	25	23	961	1.602
Netzlänge	Fernleitungen	Tsd. km	k.A	k.A	k.A	k.A	k.A
	Verteilnetze		k.A	k.A	k.A	k.A	k.A
Verdichterstationen	Fernleitungen	-	k.A	k.A	k.A	k.A	k.A
	Verteilnetze		k.A	k.A	k.A	k.A	k.A
Netzinvestitionen	Gesamt		2,5	2,7	3,0	2,4	2,6
	- Fernleitungen	Mrd. EUR/a	0,8	0,9	1,0	0,8	0,9
	- Verteilnetze		1,7	1,8	2,0	1,4	1,7
Betriebskosten	Gesamt		2,9	2,9	2,9	2,8	2,9
	- Fernleitungen	Mrd. EUR/a	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	- Verteilnetze		1,8	1,8	1,8	1,7	1,8
Außerbetriebnahme	Gesamt		0	0	0	10,6**	0,2***
	- Fernleitungen	Mrd. EUR	0	0	0	0	0
	- Verteilnetze		0	0	0	10,6**	0,2***

k.A. keine Angabe; * ohne Verkehr; ** Natur-, Klär- und Biogas gemäß AGEB-Statistik; *** kumulierte Aufwendungen zwischen 2030 und 2050

Quelle: eigene Darstellung von EWI (2017)

A.3 Enervis (2017): Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende

Die Studie „Energemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“ wurde gemeinsam von der Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) und dem Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) in Auftrag gegeben und von der enervis energy advisors GmbH erstellt.

Ziel der Studie ist es, Bereiche zu identifizieren, in denen der Einsatz von erneuerbaren Gasen zur Erreichung der Klimaschutzziele bis 2050 unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten sinnvoll ist und hinsichtlich der Energieinfrastruktur abzuschätzen, welche volkswirtschaftlichen Kosten zu erwarten sind. Die Fragestellung wird – ähnlich zu den vorangehenden Studien – anhand zweier Szenarien adressiert. Das Szenario „Maximale Elektrifizierung“ sieht eine weitgehende direkte Stromnutzung im Endenergieverbrauch vor, wohingegen das Szenario „Optimiertes System“ auch die Nutzung anderer Energieträger zulässt.

Eine zentrale Prämisse der Studie ist, dass hinsichtlich der Gasflüsse in Deutschland bis 2050 weder Energieimporte noch –exporte vollzogen werden. Da insbesondere kein internationaler Ausgleich von Stromerzeugung und –verbrauch stattfindet, kommt es zu sehr hohen Bedarfen am Einsatz von Back-Up-Kraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung. Daraus ergibt sich für das Jahr 2050 ein national produzierter **Gasbedarf** (Biomethan und E-Methan) in Höhe von 2.203 PJ im Szenario „Maximale Elektrifizierung“ und 3.352 PJ im Szenario „Optimiertes System“. Dabei stellt die Biomethaneinspeisung in Höhe von 720 PJ im Jahr 2050 in beiden Szenarien einen nicht unerheblichen Anteil. Hervorzuheben ist, dass auch im Szenario „Maximale Elektrifizierung“ bedeutende Mengen erneuerbarer Gase verwendet werden, um saisonale Angebots- und Nachfrageschwankungen auszugleichen.

Unter diesen Umständen ist in beiden Szenarien der Ausbau des **Gasfernleitungsnetzes** notwendig. Dieser beziffert sich auf 24 GWh/h für das Szenario „Maximale Elektrifizierung“ und 39 GWh/h für das Szenario „Optimiertes System“. Letzterer Wert entspricht einem Kapazitätsausbau der Fernleitungsnetze von etwa 20 %. Die Studie zeigt aber auch, dass nur wenige zusätzliche Gasspeicherkapazitäten nötig sind, um den Bedarf an Flexibilität bereitzustellen. Da die Studie lediglich Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetze betrachtet, wird keine Aussage für die Gasverteilnetze getroffen.

Insgesamt sieht die Studie im Zeitraum bis zum Jahr 2050 einen kumulativen **kostenseitigen** Vorteil des Szenarios „Optimiertes System“ gegenüber dem Szenario „Maximale Elektrifizierung“ in Höhe von 155 Mrd. Euro. Der Kern dieses Kostenvorteils liegt unter den getroffenen Annahmen daran, dass weniger Backup-Kraftwerke benötigt werden und Flexibilitätsbedarfe im Energiesystem durch erneuerbare Gase gedeckt werden können, die somit einen Ausbau des Stromübertragungsnetz abwenden. Die weiterführende Nutzung bestehender **Gasnetzinfrastruktur** führt im Vergleich zur direkten Stromnutzung zu einer Vermeidung von Investitionsbedarf im Stromübertragungsnetz, dem ein nur geringer Ausbaubedarf des Gasfernleitungsnetzes gegenübersteht. Es wird davon ausgegangen, dass eine zusätzliche Betrachtung der Verteilnetze für Gas und Strom diese Aussage bestärken würde, da auch hier ein stärkerer Ausbaubedarf der Stromnetze antizipiert wird.

Eine Besonderheit der Studie ist die zonale Betrachtung des Strom- und Gassektors in einer regionalisierten Modellierung von Energieaufkommen und –verwendung. In der Analyse ergibt sich aufgrund der hohen Windenergiepotenziale im Norden und der Bedarfskonzentration im Süden ein bilanzieller Gasüberschuss in Norddeutschland bzw. ein bilanzieller Gasmangel in Süddeutschland. Der Netto-Gastransport auf der Nord-Süd-Achse liegt in der Folge bei etwa 864 PJ. Jeglicher Gasbedarf wird dabei 2050 aus national produziertem E-Methan oder Biomethan gedeckt.

Die Nutzung von Wasserstoff wird in der Studie nicht adressiert. Weiterhin sind keine Informationen zu Netzlängen, Verdichterstationen, Betriebskosten, Außerbetriebnahmekosten und zu den Annahmen in Bezug auf die Bereitstellungskosten für E-Gase enthalten.

Tabelle 66: Physische und ökonomische Entwicklung der Gasinfrastruktur in Enervis (2017): „Erneuerbare Gase – Ein Systemupdate der Energiewende“

		Einheit	Basis-	2030		2050	
			jahr	Maximale	Optimier-	Maximale	Optimier-
			2015	Elektrifizie-	tes System	Elektrifizie-	tes System
				rung		rung	
Inländischer Gasbedarf	Gesamt		2.781*	k.A.	k.A.	2.203	3.352
	- Wasserstoff	PJ	0*	k.A.	k.A.	0	0
	- Biogas / E-Methan		326*	k.A.	k.A.	2.203	3.352
Netzlänge	- Fernleitungen	Tsd.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Verteilnetze	km	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Verdichterstationen	- Fernleitungen		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Verteilnetze	-	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Netzinvestitionen	Gesamt	Mrd. EUR	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Fernleitungen		k.A.	k.A.	k.A.	2,1**	3,8**
	- Verteilnetze		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Betriebskosten	Gesamt	Mrd. EUR/a	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Fernleitungen		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Verteilnetze		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Außerbetriebnahme	Gesamt	Mrd. EUR/a	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Fernleitungen		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	- Verteilnetze		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

k.A. keine Angabe; * gemäß AGEStatistik; ** Kumulierte Aufwendungen Ausbau Gasnetz 2017 – 2050

Quelle: eigene Darstellung von Enervis (2017)

A.4 Einordnung der Auswertungsergebnisse mittels anderer Studien

Um eine Einordnung der Annahmen der betrachteten Kernstudien in Bezug auf diese zentralen Parameter zu ermöglichen, werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse ausgewählter Nebenstudien herangezogen, die zu einzelnen Aspekten eine detailliertere Betrachtung erlauben.

A.4.1 Aktuelle und anstehende Aufwendungen für die deutschen Gasnetze

Zur Einordnung der Höhe der Aufwendungen für die deutschen Gasnetze in den ausgewerteten Studien werden hier die relevanten Informationen aus dem aktuellen Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber kurz zusammengefasst.

BNetzA (2017): Monitoringbericht 2017

In ihrem jährlich erscheinenden Monitoringbericht dokumentiert die Bundesnetzagentur u.a. die Investitionen der Gasnetzbetreiber in die Netze und die Aufwendungen für deren Betrieb sowie die resultierenden Netzentgelte. Im Zeitraum 2013 bis 2017 lagen demnach die Netzentgelte für einen Haushaltskunden in der Grundversorgung (Band II) im Mittel bei 1,44 ct/kWh, für einen Industriekunden bis 116 GWh bei 0,32 ct/kWh. In diesem Zeitraum hatten die Fernleitungsnetzbetreiber jährliche Auf-

wendungen von durchschnittlich ca. 1.057 Mio. EUR. Davon wurden ca. 524 Mio. EUR in Neu- und Ausbau von Netzen und ca. 239 Mio. EUR in Erhalt und Erneuerung von Netzen investiert. Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung lag bei ca. 294 Mio. EUR jährlich, was ca. 28 % der Gesamtaufwendungen entspricht. Die Verteilnetzbetreiber haben im selben Zeitraum im jährlichen Mittel ca. 651 Mio. EUR in Neu- und Ausbau von Netzen und ca. 411 Mio. EUR in Erhalt und Erneuerung von Netzen investiert. Ihr Aufwand für Wartung und Instandhaltung lag durchschnittlich bei ca. 1.107 Mio. EUR jährlich. Dies macht ca. 51 % der jährlichen Gesamtaufwendungen von im Mittel 2.169 Mio. EUR aus. Insgesamt entfielen somit gut zwei Drittel aller Aufwendungen auf die Verteilnetze, ein Drittel auf die Fernleitungsnetze.

Die Höhe der Netzentgelte und Investitionen im Basisjahr der ausgewerteten Kernstudien liegt soweit angegeben jeweils in einer ähnlichen Größenordnung wie im Monitoringbericht. In Bezug auf die Betriebskosten trifft dies für die Frontier Economics et al. (2017) ebenfalls zu. EWI (2017) geht hingegen ohne eine Angabe konkreter Quellen für die Betriebskosten sowohl für die Fernleitungsnetze als auch für die Verteilnetze von 700 bis 800 Mio. EUR höheren Aufwendungen aus. Da es sich bei Betriebskosten zu über 90 % um Fixkosten handelt, führt dies bei rückläufiger Auslastung der Gasnetze zu einem stärkeren Anstieg der spezifischen Gasnetzkosten, als dies die Daten der Bundesnetzagentur erwarten lassen würden. In Enervis (2017) sind keine entsprechenden Angaben enthalten.

FNB Gas (2017): Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 untersuchen die Gasnetzbetreiber den Ausbaubedarf in den Fernleitungsnetzen in Deutschland auf Basis eines Szenariorahmens für die Entwicklung von Gasbedarfen, Gasproduktion und Gasimporten in den nächsten zehn Jahren. Sowohl der Szenariorahmen als auch der Netzentwicklungsplan selbst sind von der Bundesnetzagentur zu genehmigen, welche jeweils eine unabhängige Prüfung vornimmt. Der Szenariorahmen sieht einen Rückgang der Gasbedarfe in Deutschland um ca. 6 % von 2.905 PJ im Jahr 2016 auf 2.740 PJ im Jahr 2027 vor. Der Großteil des Rückgangs betrifft dabei den Haushalts- und den GHD-Sektor und damit auch die unterliegenden Netzebenen, welche jedoch im Netzentwicklungsplan nicht betrachtet werden. Trotz des Rückgangs werden u.a. auf Grund der Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas in Deutschland Netzausbaubedarfe im Umfang von ca. 827 km Leitungslänge identifiziert, was ca. 2,1 % des heutigen Netzes entspricht, sowie ein Ausbaubedarf an Verdichterstationen von 429 MW bis zum Jahr 2027. Dies ist mit zusätzlichen Kosten in Höhe von 3,9 Mrd. EUR verbunden.

Die Annahmen und Ergebnisse zu den Investitionen in Fernleitungsnetze im Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 liegen in den ausgewerteten Kernstudien in einer zu den im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investitionen vergleichbaren Größenordnung mit plausiblen Abweichungen, je nachdem ob ein Pfad mit höherer oder geringerer Gasnutzung verfolgt wird.

A.4.2 Kosten der Bereitstellung erneuerbarer Gase

Zur Einordnung der Höhe der Kosten der Bereitstellung erneuerbarer Gase wird hier eine aktuelle Studie von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende zu diesem Thema herangezogen.

Agora (2018a): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Die Studie „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“ wurde gemeinsam von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende beauftragt und Anfang 2018 von Frontier Economics vorgelegt. Neben allgemeinen Überlegungen zur Rolle synthetischer Brenn- und Kraftstoffe werden darin mögliche Kostenentwicklungen für die Bereitstellung von erneuerbaren Brennstoffen über verschiedene Importwege miteinander verglichen. Am günstigsten ist dabei eine Erzeugung auf Basis geothermischer Energie in Island, welche allerdings begrenzte Potenziale aufweist. Abgesehen davon ist eine Erzeugung über Photovoltaik im Nahen Osten am günstigsten, welche im mittleren Referenzpfad

für Methan inklusive Transport- und Vertriebskosten im Jahr 2030 zu Bereitstellungskosten von ca. 17 ct/kWh und im Jahr 2050 bei ca. 12 ct/kWh führt, während eine Produktion mit Windkraft im Nordseeraum bei ca. 22 ct/kWh und im Jahr 2050 bei ca. 15 ct/kWh liegt. Wichtiger Kostentreiber sind dabei die Gestehungskosten des erneuerbaren Stroms, wohingegen Vertrieb nur mit 2 ct/kWh und die Transportkosten so gut wie nicht ins Gewicht fallen. Auch substantiell zu den Kosten tragen Elektrolyse und Methanisierung bei, wobei für die Bereitstellung des benötigten CO₂ eine Abscheidung aus der Luft angenommen wird. Für diese wird eine ambitionierte Kostendegression von heute mehreren Hundert auf 100 EUR/t CO₂ im Jahr 2050 angenommen, was sich in den Kosten für erneuerbares Methan dann mit nur noch 2 ct/kWh niederschlägt.

EWI (2018) übernimmt in den betrachteten Szenaren die Bereitstellungskosten für erneuerbare Gase explizit aus Agora (2018a) auf der günstigsten Importroute, jedoch ohne die Transport- und Vertriebskosten, wie sie in Importpreisen von Erdgas enthalten sind. Frontier Economics et al. (2017) gibt keine Auskunft über die angesetzten Bereitstellungskosten. Da Frontier Economics auch die entsprechenden Analysen zu Agora (2018a) beigesteuert hat, ist jedoch von ähnlichen Annahmen auszugehen. Ein Unterschied ist allerdings, dass Frontier Economics et al. (2017) davon ausgeht, dass die Herstellung in Deutschland erfolgt und dafür ausschließlich CO₂ aus der Biogasherstellung und Industrieprozessen genutzt wird, was mit deutlich geringeren Kosten als die Abscheidung aus der Luft verbunden ist. Dazu wird dieses CO₂ mehr oder weniger vollständig genutzt, was mit einem hohen logistischen Aufwand für die Bereitstellung des CO₂ verbunden wäre. Die Angaben in Enervis (2017) erlauben keine Aussagen über die dortigen Annahmen.

A.5 Einordnung in den europäischen Kontext

Zur Einordnung in den europäischen Kontext wird hier zum einen ein aktuelles WWF-Papier zur Gasnetzentwicklung aus gesamteuropäischer Sicht zusammengefasst und zum anderen eine zu den deutschen Studien ähnliche Untersuchung für Großbritannien betrachtet.

WWF (2017): EU gas infrastructure and EFSI: time for change

Das WWF-Briefing-Paper "EU gas infrastructure and EFSI: time for change" zielt darauf ab aufzuzeigen, dass die derzeitigen Investitionen in neue Gasinfrastruktur in Europa beim Verfolgen eines mit den Klimaschutzziele kompatiblen Entwicklungspfad unrentabel werden. Dazu wird ein Vergleich der Annahmen zur Entwicklung der Gasbedarfe und Infrastrukturinvestitionen in Infrastrukturentwicklungsplänen mit denen in Klimaschuttszenarien vorgenommen. Zu großen Teilen stützt sich das Papier auf die Analysen im Rahmen von Energy Union Choices (2016) „A Perspective on Infrastructure and Energy Security in the Transition“, die daher hier ebenfalls näher betrachtet werden. Vom WWF-Papier übernommene Kernaussagen von Energy Union Choices (2016) sind:

- Die bestehende Gasinfrastruktur in der EU ist bis zum Jahr 2030 abgesehen von Südosteuropa hinreichend, um auch bei Unterbrechungen von zentralen Versorgungsrouten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- Die Realisierung der Energie- und Klimaziele der EU bis 2030 wird den Gasbedarf in der EU gegenüber einem Weiter-wie-bisher-Pfad um ca. 30 % reduzieren. Bei Einhaltung der 2050-Ziele reduziert sich der Gasbedarf im Vergleich zu 2014 um 72 %.
- Eine Implementierung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, die mit dem Effizienzziel für 2030 konsistent sind, verringert die nötigen Investitionen in die Gasinfrastruktur um 74 %.

Weiterhin stellt das Papier Folgendes heraus:

- Die Projektionen für den Gasbedarf der EU im Jahr 2015 im Referenzszenario der EU-Kommission haben sich von 2003 bis 2013 um 23 % verringert. Auch real ist der Gasverbrauch in der Periode 2010-2013/2014 um 23 % gesunken. Diesbezüglich ist zu beachten, dass es sich um einen relativ kurzen Zeitraum handelt und zudem 2014 klimatisch besonders mild war, weswegen der Gasbedarf in diesem Jahr besonders gering ausgefallen ist.
- Der Gasnetzentwicklungsplan der EU basiert nicht auf Annahmen, die mit dem Einhalten der Klimaziele konsistent sind, sondern geht 30 bis 55 % höheren Gasbedarfen im Jahr 2030 aus. In Bezug auf diese Ergebnisse ist zu beachten, dass die Gasnetzbetreiber einen Versorgungsauftrag haben, der unabhängig vom Erreichen der Klimaziele ist. Nichtsdestotrotz ist die Aussage, dass auch ein entsprechender Rückgang der Gasbedarfe Eingang in die Planung finden sollte, ausreichend begründet.
- Während Energy Union Choices (2016) auf 2,7 Mrd. EUR Investitionsbedarf für eine auf die Klimaziele abgestimmte Entwicklung der Gasinfrastruktur kommt, bedarf die Fertigstellung der von der EU-Kommission als von gemeinsamen Interesse eingestuften Projekte (projects of common interest) 42 Mrd. EUR an Investitionen.

Insgesamt wird gefolgert, dass ein Großteil der in Planung befindlichen Gasinfrastruktur 2050 redundant sein wird und daher sowohl der volkswirtschaftliche Nutzen als auch die betriebswirtschaftliche Rentabilität als fragwürdig anzusehen sind. Für Deutschland ergeben die Analysen in Energy Union Choices (2016), dass bis zum Jahr 2030 zusätzlichen Importkapazitäten im Umfang von 1,1 – 1,2 GW hinreichend für das Verfolgen eines mit den Klimazielen der EU verträglichen Pfads sind, was lediglich 0,3 % der bestehenden Importkapazitäten entspricht. Ein zusätzlicher Bedarf an Exportkapazitäten besteht nicht. Die resultierenden Gasflüsse nach und aus Deutschland heraus im Jahr 2030 hängen deutlich stärker von den Rahmenbedingungen wie Kältewellen und Lieferwegsunterbrechungen ab als vom eingeschlagenen Pfad der Gasnetzentwicklung.

Ein direkter Vergleich mit den Ergebnissen der ausgewerteten Kernstudien für Deutschland ist nicht möglich, da diese keine Aussagen zu den benötigten Import- und Exportkapazitäten treffen.

Dodds & McDowall (2013): The future of the UK gas network

Der Artikel von Dodds und McDowall (2013) betrachtet mögliche künftige Rollen der Gasinfrastruktur in Großbritannien. Dazu wird die Abbildung der Gasnetze einschließlich deren Endanwendern in einem Energiesystemmodell verbessert und Szenarien mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % ggü. 1990 ausgewertet. Es wird u.a. untersucht, wie sich eine Außerbetriebnahme des Gasnetzes sowie eine Umstellung auf den Transport von Wasserstoff im Vergleich zu einem Weiterbetrieb mit Erdgas auf die Energiesystemkosten auswirken. Dabei wird angenommen, dass das gesamte Verteilnetz auf Wasserstoff umgestellt werden kann und die Umstellung mit keinerlei Zusatzkosten verbunden ist. Es werden somit nur ökonomische Vorteile der Umstellung einbezogen, nicht jedoch eventuelle Zusatzkosten.

Die Ergebnisse der modellbasierten Energiesystemanalyse legen nahe, dass ein Weiterbetrieb der Netze mit Erdgas im Vergleich zu den anderen beiden Optionen über den Zeitraum 2000 – 2100 mit zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten von 40 bis 56 Milliarden Pfund einhergeht. Der Vorteil einer Umstellung auf Wasserstoff gegenüber einer Stilllegung von 16 Mrd. Pfund im Vergleich geringer und muss im Kontext der Annahme einer kostenfreien Umstellung der Netze auf Wasserstoffe gesehen werden. Der Artikel kommt auf Basis dieser Ergebnisse zu der Schlussfolgerung, dass sich die laufende Modernisierung der Gasnetze in Großbritannien volkswirtschaftlich negativ auswirken kann und die Möglichkeit einer künftigen Umstellung auf Wasserstoff zu bedenken ist. Damit werden die Ergebnisse früherer Studien mit einer rudimentäreren Betrachtung der Gasnetze bestätigt, welche zu dem Schluss gekommen waren, dass es für die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele ökonomisch gesehen vorteilhaft ist, die Gasnetze außer Betrieb zu nehmen.

Die Ergebnisse von Dodds & McDowall (2013) weichen damit deutlich ab von den Ergebnissen der ausgewerteten Kernstudien, welche alle zu dem Schluss kommen, dass ein Weiterbetrieb der Gasnetze ökonomisch sinnvoll ist. Ob die Gründe für diese Differenz vorwiegend in einer unterschiedlichen Methodik, abweichenden Annahmen oder Unterschieden zwischen der Situation in Deutschland und Großbritannien liegen, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Ein wichtiger Faktor dabei ist jedoch, dass in Großbritannien eine Modernisierung der Gasnetze ansteht.