

Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem

Bastian Gillessen

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 502

ISBN 978-3-95806-487-4

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem

Bastian Gillessen

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 502

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-487-4

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

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2020

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 502

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2019)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-487-4

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand vornehmlich während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) des Forschungszentrums Jülich. Danke sagen möchte ich an die Herren Jürgen-Friedrich Hake und Dr. Wilhelm Kuckshinrichs als Institutsleiter für die vollumfängliche Unterstützung und die Freiräume zur Erstellung dieser Dissertation.

Mein außerordentlicher Dank gilt auch Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Hans-Josef Allelein, Leiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-6) des Forschungszentrums Jülich und Universitätsprofessor an der RWTH Aachen, für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit und ein stets offenes Ohr.

In besonderer Weise danke ich auch Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing Detlef Stolten, Leiter des Lehrstuhls für Brennstoffzellen an der RWTH Aachen und Leiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich, für die Übernahme des Koreferats und das Interesse an den Ergebnissen dieser Arbeit. In gleicher Weise möchte ich auch Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer, Leiter des Lehrstuhls für Energie- und Ressourcenmanagement an der Technischen Universität Berlin, danken. Durch das Bereitstellen von Daten zur Validierung des von mir entwickelten Modells haben er und Steven Hotopp diese Arbeit wesentlich unterstützt. Nicht zuletzt danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Ghaleb Natour, Leiter des Lehrstuhls und des Instituts für Schweißtechnik und Füge-technik an der RWTH Aachen für die kurzfristige Übernahme des Vorsitzes des Promotionsausschusses.

Für die vielen spannenden und lehrreichen Diskussionen, aber auch das wohlwollende und unterstützende Arbeitsumfeld möchte ich mich bei allen aktuellen und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen am Forschungszentrum Jülich und an der RWTH Aachen herzlich bedanken. Nennen möchte ich insbesondere Frau Dr.- Ing. Heidi Heinrichs für die fachliche Betreuung und die Studierenden Victoria Sosna, Timo Kannengießer und Sebastian Bohn, die ihre Masterarbeiten unter meiner Betreuung erfolgreich abgeschlossen und derart auch zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Nicht zuletzt gilt mein Dank meiner Freundin Nora und meinen Eltern. Ohne euer Verständnis und eure Unterstützung wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen.

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der langfristigen Ziele der Energiewende und der deutschen Ratifizierung des Klimaschutzabkommens von Paris sind sowohl die Substitution fossiler Energieträger wie Erdgas durch erneuerbare Energien als auch eine Steigerung der Energieeffizienz im Energiesystem unabdinglich. Dies erfordert eine radikale Transformation des Energie- inklusive des Gassystems mit einhergehenden Risiken für die beteiligten Akteure. Politische und wirtschaftliche Entscheidungsträger benötigen daher Informationen über den zukünftigen Erdgasbedarf im deutschen Energiemix, um den Ausbau der kapitalintensiven Gastransportinfrastruktur adäquat zu planen. Ausbauprojekte besitzen häufig Amortisationszeiten von bis zu mehreren Jahrzehnten. In der Praxis erfolgt die Netzausbauplanung heute regelmäßig unter besonderer Berücksichtigung der Importabhängigkeit und der Versorgungssicherheit mit Hilfe von Netzentwicklungsplänen der verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber. Die angenommene Entwicklung der Gasnachfrage im Netzentwicklungsplan 2016 berücksichtigt jedoch nicht die Ziele der Energiewende.

Diese Arbeit entwickelt eine Methodik, um die deutlich über diese zehn Jahre hinausgehenden, bis 2050 definierten Ziele der Energiewende in eine Bewertung des deutschen Gastransportsystems mit einzubeziehen. Dazu erfolgt aufbauend auf einer detaillierten Betrachtung der heutigen Situation des Gastransportsystems eine Szenarioanalyse, um plausible Gasnachfrageentwicklungen bis 2050 zu erhalten. Daraus werden relevante Netznutzungsfälle für das Gastransportnetz abgeleitet und mittels des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten, hochflexiblen Lastflussmodells GASOPT untersucht. Die Eignung von GASOPT zur Lastflussberechnung wird durch eine Backtesting-Rechnung der Spitzenlastsituation 2015 qualitativ sowie durch eine anschließende Verifizierung quantitativ aufgezeigt.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass das Gastransportnetz bei Erreichung der Ziele der Energiewende durch einen Nachfragerückgang von über 50 % langfristig nur noch gering ausgelastet ist. Die Kompensation mehrerer ausfallender Importrouten z. B. in Osteuropa oder gar vollständig entleerter Erdgasspeicher bei gleichzeitigem Volllastabruf von Gaskraftwerken wird technisch möglich. Auch die vollständige Substitution fossilen Erdgases durch klimaneutral erzeugtes Methan aus „Power-to-Gas“-Technologien ist netzseitig beherrschbar.

Mit Blick auf den deutlich sinkenden Gastransportbedarf sind die langfristige Wirtschaftlichkeit gering ausgelasteter Netzabschnitte und deren Umwidmung auf alternative Energieträger wie Wasserstoff zu prüfen. Die Betrachtung von Konsequenzen für die am Gastransportsystem beteiligten Akteure zeigt darüber hinaus, dass insbesondere das Geschäftsmodell von Betreibern großer Untergrundspeicher langfristig gefährdet ist, da die Importkapazitäten die benötigten Gasauspeisungen in der Zukunft übersteigen.

Abstract

Against the background of the long-term goals of the "Energiewende" and the German ratification of the Paris climate protection agreement, both the substitution of fossil fuels like natural gas by renewable energies as well as an increase in energy efficiency in the energy system are indispensable. This requires a radical transformation of the energy system, including the gas system, with associated risks for the actors involved. Political and gas industry decision-makers therefore need information on the expected future demand for gas in the German energy mix to plan adequately the expansion of the capital-intensive gas transport infrastructure. These investments often have payback periods of up to several decades. In practice, expansion planning today is carried out regularly with special consideration of import dependency and supply security in network development plans of the responsible transmission system operators. The assumed development of gas demand in the 2016 network development plan, however, does not take into account the objectives of energy system transformation.

This thesis develops a methodology to include the "Energiewende" objectives defined well beyond these ten years by 2050 in an assessment of the German gas transport system. Based on a detailed analysis of the current situation of the gas transport system, a scenario analysis is carried out in order to obtain plausible gas demand developments by 2050. From these, relevant grid utilization cases for the gas transport network are derived and investigated using the highly flexible GASOPT load flow model developed within the framework of this work. The suitability of GASOPT for the load flow calculation is demonstrated qualitatively by a backtesting calculation of the peak load situation 2015 and quantitatively by a subsequent verification.

The results of this thesis show that the gas transport network is only slightly utilized in the long term if the goals of the "Energiewende" are achieved due to a reduction in demand of more than 50 %. The compensation of several failing import routes, e.g. in Eastern Europe or even completely depleted natural gas storage facilities with simultaneous full load operation of gas-fired power plants is technically possible. The full substitution of fossil natural gas by methane produced climate-neutrally using "power-to-gas" is also manageable from the grid side.

The long-term economic efficiency of grid sections with low capacity utilization and their re-dedication to alternative energy sources such as hydrogen can be examined in view of the significant reduction in gas transport demand. Furthermore, the analysis of consequences for the actors involved in the gas transport system shows that the business model of operators of large underground storage facilities in particular will be endangered, as import capacities exceed the required gas withdrawals in the future.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Problemstellung.....	2
1.3	Bestehende Lösungsansätze	4
1.4	Zielsetzung und Aufbau der Arbeit.....	7
2	Analyse des Gastransportsystems.....	11
2.1	Systemgrenze.....	11
2.2	Internationaler Gastransport	12
2.3	Elemente der Gastransportinfrastruktur	14
2.3.1	Gas	15
2.3.2	Rohrleitungen.....	16
2.3.3	Verdichterstationen.....	19
2.3.4	Gasdruckregelstationen.....	20
2.3.5	Gasspeicher	20
2.3.6	Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen.....	21
2.4	Gastransportinfrastruktur in Deutschland.....	21
2.4.1	Netztopologie und Topologiemodell	21
2.4.2	Verdichterstationsmodell	25
2.4.3	Netzausbauplanung.....	27
2.5	Inländische Gasauspeisung.....	30
2.5.1	Haushalte	31
2.5.2	Industrie	37
2.5.3	Kraftwerke.....	40
2.5.4	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	45
2.5.5	Nichtenergetischer Verbrauch.....	48

2.5.6	Heizwerke.....	49
2.5.7	Verkehr.....	51
2.5.8	Sonstige.....	53
2.6	Inländische Gaseinspeisung	53
2.6.1	Inländische Förderung	53
2.6.2	Biomethaneinspeisung	55
2.6.3	Power-to-Gas.....	56
2.7	Import und Export.....	57
2.8	Gasspeicherung.....	59
2.9	Zusammenfassung und kritische Würdigung.....	60
2.9.1	Zeitliche Analyse.....	60
2.9.2	Räumliche Analyse.....	63
2.9.3	Topologie- und Verdichterstationsmodell	64
3	Szenarioanalyse der langfristigen Gasnachfrageentwicklung	65
3.1	Die Energiewende.....	65
3.2	Methoden zur Ableitung zukünftiger Energienachfragen.....	67
3.3	Energiesystemmodell IKARUS	69
3.4	Sozioökonomischer Szenariorahmen	70
3.5	Szenariendefinition	77
3.6	Entwicklung des Energiesystems.....	79
3.7	Einordnung der ermittelten Gasnachfrageentwicklung.....	88
3.8	Entwicklung der Gastransite durch Deutschland.....	89
3.9	Interpretation und kritische Würdigung.....	92
4	Verfahren und Modellbildung.....	95
4.1	Ableitung von Netznutzungsfällen	97
4.2	Lastflussberechnung mit GASOPT	98
4.2.1	Mathematische Problemformulierung.....	99
4.2.2	1. Stufe: Fahrwege in Verdichter- und Druckregelstationen	106

4.2.3	2. Stufe: Lastfluss.....	111
4.3	Visualisierung der Ergebnisse.....	113
4.4	Kritische Würdigung.....	113
4.4.1	Backtesting-Rechnung der Spitzenlast 2015	113
4.4.2	Verifizierung der Lastflussrechnung.....	116
4.4.3	Einfluss der Linearisierung.....	119
5	Untersuchungen	121
5.1	Zeitliche Analyse	122
5.2	Räumliche Analyse	126
5.3	Netznutzung.....	128
5.4	Energiesicherheit	132
5.4.1	Importabhängigkeit	134
5.4.2	Versorgungssicherheit	141
5.5	Netzseitiges Power-to-Gas-Potenzial	145
6	Schlussbetrachtung	153
6.1	Abschließende Ergebniswertung.....	153
6.2	Konsequenzen für Akteure.....	155
7	Zusammenfassung und Ausblick	159
	Literaturverzeichnis.....	165
	Abbildungsverzeichnis.....	177
	Tabellenverzeichnis.....	181
A	Anhang – Wirtschaftszweige.....	182
B	Anhang – Kenndaten von Gaskraftwerken.....	183
	Glossar	185

Verzeichnis der Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes

Abkürzungen

AB	Arbeitsblatt
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AP	Aktuelle Politik (Szenario)
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGW	Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWS	Bruttowertschöpfung
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
CO ₂	Kohlendioxid
COP21	21 st Conference of the Parties
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DT	Dampfturbine
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange

ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	Energierferenzprognose
EW	Energiewende (Szenario)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWl	Gas- und Wärmeinstitut
GWZ	Gebäude- und Wohnungszählung
HH	Haushaltssektor
IEA	International Energy Agency
IKARUS	Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
km	Kilometer
KonStGas	Konvergenz der Strom- und Gasnetze (Forschungsprojekt)
KS1	Klimaschutzszenarien – 1. Runde
KS2	Klimaschutzszenarien – 2. Runde
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAK	Länderarbeitskreis Energiebilanzen
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
LfE	Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik
LNG	Liquified Natural Gas

LP	Lineare Programmierung
LPG	Liquified Petroleum Gas
max	Maximum
MCP	Mixed Complementarity Problem
min	Minimum
MINLP	Gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany
NE	Nichteisen
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
Nm ³	Normkubikmeter
NTC	Net Transfer Capacity
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
ppm	Parts per million
PSVI	Politikszenerien VI
PtG	Power-to-Gas
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SNG	Synthetic Natural Gas

Tkm	Tonnenkilometer
TP	Transparenzportal
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UN	United Nations
VGE	Verlag Glückauf Essen
WEO	World Energy Outlook

Formelzeichen

c	Leitungsparameter	[bar ² /Nm ⁶]
d	Charakteristische Länge eines Fluidkörpers	[m]
d	Ein- oder Ausspeisung im Normzustand	[Nm ³ /s]
h	Profilfunktionswert pro Tag	[kWh/d]
k	Integrale Rohrrauigkeit	[m]
k	Isentropenexponent	[-]
\dot{m}	Massenstrom	[kg/s]
p	Druck	[bar, N/m ²]
q	Normvolumenstrom	[Nm ³ /s]
v	Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]
D	Durchmesser	[m]
F	Wochentagsfaktor	[-]
K	Kompressibilitätszahl	[-]
KW	Kundenwert	[-]
L	Länge	[m]
M	Große Zahl	[-]
P	Leistung	[W]

P	Quadratische Näherung des Drucks	[bar ²]
Q	Quadratische Näherung des Gasflusses	[Nm ⁶ /s ²]
R	Gaskonstante	[J/molK]
R ²	Bestimmtheitsmaß	[-]
Re	Reynolds-Zahl	[-]
T	Temperatur	[K]
Z	Realgasfaktor	[-]
ε	Fehlerschranke	[bar, Nm ³ /s]
η	Wirkungsgrad	[-]
η	Dynamische Viskosität	[Ns/m ²]
λ	Rohrreibungszahl	[-]
v	Allokationstemperatur	[K]
π	Verdichtungsverhältnis	[-]
ρ	Dichte	[kg/m ³]

Indizes

a	Jahr
aus	austretend
c	kritisch
conf	Konfiguration
CS	Verdichter- oder Druckregelstation
d	Tag
ein	eintretend
el	elektrisch
element	Element einer Verdichter- oder Druckregelstation
i	inferior, Knoten, Stützstelle

j	Knoten, Stützstelle
k	Stützstelle
m	Mittelwert
n	Normzustand
p	Druck
q	Gasfluss
r	Region, reduziert
s	superior, spezifisch
t	Stunde
th	thermisch
Typ	Kantentyp

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Bundesregierung hat mit dem Energiekonzept im Jahr 2010 und der im Jahr 2011 initiierten Energiewende [BMW i & BMU, 2011] die Zielgrößen für eine Transformation des deutschen Energiesystems festgelegt, um das energiepolitische Ziel einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung zu erreichen. Dieser eingeschlagene Weg wird auch durch die deutsche Ratifizierung des im Jahr 2015 auf der UN-Klimakonferenz in Paris (COP21) erarbeiteten Klimaschutzabkommens [United Nations, 2015] bestätigt. In dem am 04. November 2016 in Kraft getretenen Abkommen haben sich 195 beteiligte Länder darauf geeinigt, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen [United Nations, 2018]. Seitdem wurden auf nachfolgenden Klimakonferenzen in Marrakesch (2016) und Bonn (2017) Verhandlungen über ein Regelwerk zur Erreichung dieses Ziels geführt, die im polnischen Katowice (2018) [UNFCCC, 2018] abgeschlossen werden konnten. Generell erfordert die Begrenzung auf unter 2 °C den Umstieg der auch heute noch vorwiegend auf fossilen Energieträgern basierenden Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger bei gleichzeitiger Steigerung der Energieeffizienz. Regelmäßig wird fossiles Erdgas aufgrund der im Vergleich zu Kohle und Erdöl geringeren spezifischen CO₂-Emissionen als Übergangenergieträger hin zu einem klimaneutralen Energiesystem angesehen (z. B. im „Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit von Erdgas“ [BMW i, 2017a]). In einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem kann fossiles Erdgas jedoch kein Teil des Energiemixes sein.

Da Erdgas aufgrund beschränkter Vorkommen nicht in ausreichendem Maße in Deutschland gefördert werden kann, ist dessen Import erforderlich. Die Bundesregierung gibt daher das langfristige energiepolitische Ziel vor, die Erdgasversorgung zu sichern, indem Bezugswege und Transportquellen diversifiziert, stabile Beziehungen zu den Herkunftsländern unterhalten, langfristige Lieferverträge geschlossen und eine hohe Verlässlichkeit der Infrastruktur aufrechterhalten werden [BMW i, 2018]. Das Erdgas bezieht Deutschland vorwiegend aus den Herkunftsländern Russland, Norwegen und den Niederlanden. Dazu wird es an der jeweiligen Förderstätte in ein den europäischen Kontinent überspannendes Fernleitungsnetz eingespeist und nach Deutschland transportiert. Aufgrund seiner zentralen Lage auf dem europäischen Kontinent nimmt Deutschland eine bedeutende Position als Transitland ein und leitet Gas in

europäische Nachbarländer weiter. Dazu verfügt Deutschland über Fernleitungen mit hohen Transportkapazitäten. Von diesen Fernleitungen zweigt die zweite Netzebene des überregionalen innerdeutschen Transports ab, die die flächendeckende Versorgung inländischer Verbraucher ermöglicht. Die Errichtung dieser Gastransportinfrastruktur¹ ist kapitalintensiv mit Amortisationszeiten von bis zu mehreren Jahrzehnten [Chyong et al., 2012]. Daher benötigen politische und gaswirtschaftliche Entscheidungsträger eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die Netzausbauplanung. Heute erfolgt die Netzausbauplanung des Gastransportnetzes daher in einem aufwändigen iterativen Prozess aller deutschen Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel, einen bedarfsgerechten, untereinander abgestimmten und gesamtwirtschaftlich sinnvollen Ausbau zu gewährleisten. Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickeln dazu alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan mit erforderlichen Netzausbauprojekten (vgl. [FNB Gas, 2017b]). Dieser basiert auf einem Szenariorahmen der Entwicklung von Gasgewinnung, -versorgung und -nachfrage für die folgenden zehn Jahre, welcher mit der Bundesnetzagentur als deutsche Regulierungsbehörde abgestimmt ist.

1.2 Problemstellung

Die Netzausbauplanung des Gastransportnetzes mit Hilfe des Netzentwicklungsplans des Jahres 2016 [FNB Gas, 2017b] baut auf einer erwarteten Entwicklung der inländischen Gasnachfrage auf. Dieser Entwicklung liegt ein von den Fernleitungsnetzbetreibern als am wahrscheinlichsten angesehenes Referenzszenario zugrunde, dass die Einhaltung der Ziele der Energiewende nicht vorsieht. Eine Berücksichtigung der über einen Zeithorizont von zehn Jahren hinausgehenden, langfristig angestrebten Transformation des Energiesystems erfolgt nicht. Die Eckpfeiler dieser Transformation sind jedoch bereits durch die Ziele der Energiewende und beschlossene energiepolitische Maßnahmen vorgezeichnet. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang vor allem der Kernenergieausstieg im Jahr 2022 [Bundesregierung, 2011], die auf die Erkundung beschränkte Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken [Bundesregierung, 2017c], die Energieeinsparverordnung [Bundesregierung, 2015b] sowie der Ausbau erneuerbarer Energien im Strom- [Bundesregierung, 2017a] und Wärmesektor [Bundesregierung, 2015a].

¹ Der Begriff „Gas“ bezeichnet in dieser Arbeit alle in das Gastransportnetz eingespeisten Gase. Diese umfassen neben Erdgas auch Biomethan, Wasserstoff und künstliches Erdgas (SNG).

In den vergangenen Jahren sind darüber hinaus vor dem Hintergrund der Ukraine-Krise die Gasversorgungssicherheit und die Importabhängigkeit in den Fokus einer öffentlich geführten Debatte gerückt. So ließ die Europäische Kommission im Jahr 2014 einen Stresstest durchführen, in dem die Beherrschbarkeit einer vollständigen oder teilweisen Unterbrechung russischer Gaslieferungen nach Europa untersucht wurde [Europäische Kommission, 2014]. Zusätzlich zu solchen politischen Risiken besteht die Möglichkeit von Ausfällen durch technisches Versagen, wie beispielsweise eine Explosion in der österreichischen Import- und Übernahmestelle Baumgarten am 12.12.2017 verdeutlicht hat [Gas Connect Austria, 2017]. Auch wenn die deutsche Gasversorgung aufgrund saisonaler Speicherkapazitäten und einem diversifizierten Gasimport grundsätzlich als ausreichend gesichert gilt, könnten Unterbrechungen zu Engpässen führen [BMW, 2017a]. Dies gilt insbesondere für den Fall leerer Gasspeicher typischerweise zum Ende der winterlichen Heizperiode.

In Anbetracht einer zunehmenden räumlichen und zeitlichen Entkopplung von Stromverbrauch und -erzeugung durch die volatile und dargebotsabhängige Einspeisung von Windenergie- sowie PV-Anlagen bei zeitgleich abnehmender konventioneller Stromerzeugung kommen Flexibilitätsoptionen eine besondere Bedeutung im Stromsystem zu. Diese umfassen den Ausbau der Stromnetze, die Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes, den Speicherausbau, das Lastmanagement, die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen und ein Einspeisemanagement erneuerbarer Energien [dena, 2015]. Ergänzend wird regelmäßig die Möglichkeit diskutiert, die Power-to-Gas-Technologie als eine Variante von Power-to-X neben Power-to-Heat und Power-to-Fuel/Chemicals [Emonts et al., 2017; Robinius et al., 2017] zu nutzen, um elektrische Energie durch Umwandlung in Wasserstoff oder Methan im Gasnetz zu speichern und zu anderer Zeit an einem anderen Ort zu nutzen.

Die im definierten Zeithorizont der Energiewende bis zum Jahr 2050 zu erwartenden langfristigen Auswirkungen auf das Gastransportssystem werden bisher nicht in der Netzausbauplanung des Gastransportnetzes berücksichtigt. Diese Auswirkungen sollen im Rahmen dieser Arbeit identifiziert und ihre Wirkung auf Importabhängigkeit, Versorgungssicherheit und das Potenzial zur Nutzung von Power-to-Gas bewertet werden.

1.3 Bestehende Lösungsansätze

Der dargestellten Problemstellung stehen in der Literatur verschiedene verfügbare Ansätze für die Gassystemforschung gegenüber. Diese betrachten die ökonomische und/oder die technische Ebene des Gassystems. Ökonomische Ansätze ermöglichen die Simulation der Upstream- bzw. Downstreammärkte² für Gas und technische Ansätze die Lastflusssimulation des Gastransportnetzes. Im Folgenden wird ein Überblick über in der Literatur bestehende Ansätze zur Bewertung des Gassystems gegeben.

Modelle zur Simulation der langfristigen Entwicklung des vorgelagerten Upstreammarktes bilden die Interdependenzen des globalen Gashandels zwischen den produzierenden und abnehmenden Ländern ab. So benutzt die ewi Energy Research & Scenarios gGmbH das Modell COLUMBUS [Hecking & Panke, 2012; Schulte, 2018], um den globalen Gasmarkt abzubilden und Aussagen über die Entwicklung von Gaspreisen, Handelsströmen, Infrastrukturauslastung und Investitionsbedarf abzuleiten. Da der vorgelagerte Markt wenige Akteure umfasst, lässt sich dieser durch ein Oligopol beschreiben. Die Modellierung erfolgt dazu in Form eines als Mixed Complementarity Problem (MCP) formulierten Optimierungsproblems. Darin möchten alle modellierten Akteure (Produzenten, Netzbetreiber, Speicherbetreiber, LNG-Verflüssiger³, LNG-Regasifizierer) ihre Gewinnfunktion maximieren, wobei eine beschränkende Markträumungsbedingung einzuhalten ist. Diese gewährleistet, dass die angebotene Gasmenge der nachgefragten Gasmenge entspricht. Der Ansatz berücksichtigt die Möglichkeit von strategischem Verhalten durch die Akteure. Jeder Akteur ist einem Marktgebiet zugeordnet, das in diesem Ansatz durch den Knoten eines Graphen repräsentiert wird. Die Knoten des Graphen sind durch Kanten verbunden, die wiederum Pipelines oder LNG-Routen abbilden. Die Entwicklung der zu deckenden Gasnachfrage ist exogen vorgegeben. Eine Berücksichtigung des saisonalen Betriebs von Untergrundspeichern erfolgt durch unterjährige Zeitscheiben. Eine Betrachtung der Transportkapazitäten des innerdeutschen Transportnetzes erfolgt nicht. Anwendung findet das Modell zum Beispiel zur Analyse von Diversifizierungsmöglichkeiten der deutschen und europäischen Gasversorgung [Hecking et al., 2016] oder in der Ermittlung von

² Der Upstreammarkt fokussiert auf die Produzenten und der Downstreammarkt auf die Konsumenten.

³ LNG steht für Liquefied Natural Gas (dt.: Flüssigerdgas).

Auswirkungen einer Seeblockade der Straße von Hormus auf den Weltmarkt für Gas [Growth et al., 2014].

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in Berlin nutzt das vergleichbare GLOBAL GAS MODEL [Holz et al., 2013], das aus dem WORLD GAS MODEL [Egging et al., 2010; Huppmann et al., 2011] und seinem Vorgänger GASMOD [Holz, 2009; Holz et al., 2006] hervorgegangen ist. Unter Zuhilfenahme des GLOBAL GAS MODELS wurde in einer Arbeit von [Holz et al., 2013] ermittelt, dass die europäische Gasversorgung in Zukunft vermehrt auf Gas aus der kaspischen Region und Afrika angewiesen ist, da russisches Gas und auf dem Weltmarkt angebotenes LNG vermehrt die asiatische Gasnachfrage decken werden. Das WORLD GAS MODEL wurde beispielsweise zur Untersuchung des Einflusses der Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in den USA auf den globalen Gasmarkt herangezogen [Huppmann et al., 2011]. Vergleichbare Modelle werden auch außerhalb Deutschlands entwickelt und genutzt. So wurde an der University of Maryland in den USA ein ebenfalls WORLD GAS MODEL genanntes Modell entwickelt und zur Untersuchung des Einflusses US-amerikanischer LNG-Exporte oder einer Erweiterung des Panamakanals auf den Weltmarkt genutzt [Moryadee, 2015].

Bei einem Fokus auf die nachgelagerten Märkte, wie den europäischen Downstreammarkt, und die kosteneffiziente Deckung der Gasnachfrage unter Berücksichtigung der Gasinfrastruktur, werden kostenminimierende Modellansätze gewählt. Diese Modellansätze unterstellen einen vollständigen Wettbewerb auf dem europäischen Gasmarkt. Dies ist erklärtes Ziel eines vollendeten EU-Energiebinnenmarktes. An dieser Stelle ist zunächst das Modell TIGER [Lochner & Bothe, 2007; Weiser, 2018] der ewi Energy Research & Scenarios gGmbH zu nennen. Die Modellformulierung als lineares Optimierungsproblem (LP) ermöglicht eine detailliertere Abbildung der Gasinfrastruktur als bei MCP-Modellen. Das europäische Fernleitungsnetz wird jedoch unter Vernachlässigung der Druckrestriktionen modelliert. Anwendungen des Modells TIGER umfassen die Auswirkungen der Nord Stream-Pipeline auf das europäische Ferngassystem [Lochner & Bothe, 2007], deren Auswirkung auf die Nord Stream-Anbindungsleitungen NORDAL und OPAL [Lochner & Lindenberger, 2008] sowie auf die tschechischen und slowakischen Netze [Lochner & Lindenberger, 2009]. Darüber hinaus erfolgen Analysen zum Einfluss europäischer Infrastrukturvorhaben [Lochner et al., 2010], Versorgungssicherheitsbetrachtungen der geplanten Pipelines NABUCCO und South-Stream [Dieckhöner, 2012] oder die Identifizierung historischer [Petrovich et al., 2016] und potenzieller zukünftiger Engpässe in der europäischen Gasinfrastruktur anhand verschiedener Szenarien [Petrovich et al., 2017].

Vorgängermodelle von TIGER sind MAGELAN [Seeliger, 2006a, 2006b] und EUGAS [Bothe & Seeliger, 2005; Perner, 2002; Perner & Seeliger, 2004]. In Ergänzung zu TIGER ist das Modell GAMAMOD des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Technischen Universität Dresden zu nennen. Das Modell GAMAMOD ist ebenfalls für die Analyse von Pipelineprojekten mit Blick auf die Versorgungssicherheit und Diversifizierung angewendet worden [Hauser, 2016]. Eine neuere Arbeit des Lehrstuhls betrachtet das ostdeutsche Netz und diskutiert die Frage, inwiefern Engpässe in Gasleitungen die Versorgungssicherheit gefährden können [Hauser et al., 2017]. Auch in diesen Arbeiten werden keine technischen Gasflüsse unter Berücksichtigung des Druckverlustes in Gasleitungen, sondern Energieflüsse betrachtet.

Arbeiten des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen adressieren die kombinierte Gas- und Strommarktsimulation mit Fokus auf die großtechnische Kopplung beider Netze [Baumann, 2016] oder die Optimierung des Netzinhalts⁴ von Gasnetzen, welcher einen Freiheitsgrad der Netzbetreiber darstellt [Münc, 2015]. Erstgenannte Arbeit basiert auf der Lösung eines linearen Optimierungsproblems unter Nutzung einer Lagrange-Relaxation; letztgenannte Arbeit nutzt eine Kombination aus gemischt-ganzzahliger linearer Optimierung und einem eigens entwickelten zweistufigen Verfahren zur instationären und quasistationären Lastflussberechnung. Eine Betrachtung möglicher Fahrwege des Gases durch Verdichterstationen erfolgt nicht, da eine solche für die Fragestellung der Arbeit nicht relevant ist.

Eine sowohl stationäre als auch transiente, szenarioabhängige Lastflussberechnung ermöglicht ein am Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement des Instituts für Technologie und Management der Technischen Universität Berlin verfügbares Modell, das die deutsche Gastransportinfrastruktur abbildet [Bo, 2012; Bo et al., 2013]. Anwendungen betrachten zum Beispiel das Einspeisepotential von Power-to-Gas-Anlagen [Hüttenrauch et al., 2017]. Gaseinspeisungen und -ausspeisungen werden dem Modell szenarioabhängig vorgegeben und der Lastfluss mit der als Industriestandard anzusehenden kommerziellen Simulationssoftware SIMONE [LIWACOM Informationstechnik GmbH, 2017] berechnet. Zentraler Vorteil dieses Simulationsansatzes ist die qualitativ hochwertige Lastflussberechnung, wie sie für den praktischen Einsatz bei Fernleitungsnetzbetreibern erforderlich ist. Ein Nachteil ist die exogene bzw.

⁴ Die im Gasnetz befindliche Gasmenge.

heuristische Vorgabe von Fahrwegen des Gases in Verdichter- und Druckregelstationen, welche im Besonderen von dem Fachwissen bzw. dem Erfahrungsschatz des Anwenders abhängig ist. Die Software wird auch in [Rövekamp, 2015] genutzt, um die Versorgungssicherheit unter regulatorischem Einfluss zu bewerten.

In Ansätzen des Konrad-Zuse-Zentrums für Informationstechnik Berlin, der technischen Universität Darmstadt und der Universität Erlangen-Nürnberg in [Koch et al., 2015] wird konkret das Problem einer exogenen Vorgabe von Fahrwegen in der Lastflussberechnung mittels Simulation adressiert. Mitarbeiter der genannten Institute entwickelten mehrere alternative Problemformulierungen, die sich je nach Formulierung mit einer geeigneten Methode der mathematischen Optimierung lösen lassen. Diese Formulierungen können gemischt-ganzzahlig oder kontinuierlich sowie linear oder nichtlinear sein. Ziel ist die zeitgleiche Ermittlung der Fahrwege in Verdichterstationen und des Lastflusses zur Verifizierung von Buchungsnominationen. Die ein- und ausspeisenden Transportkunden eines Gasnetzbetreibers nominieren gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten für den Folgetag, während der Netzbetreiber den erforderlichen Gastransport gewährleisten muss. Das Verfahren soll sicherstellen, dass die Validierung nicht an einer exogenen bzw. heuristischen Vorgabe der Fahrwegkombinationen des Gases in Verdichterstationen, wie in simulationsbasierten Modellierungen üblich, scheitert. In diesen Arbeiten steht die Methodikentwicklung und nicht deren Anwendung im Vordergrund.

1.4 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Unter Beachtung des genannten Hintergrundes und der Problemstellung besteht das Ziel dieser Arbeit in der Entwicklung und Anwendung eines Verfahrens für die Analyse und Bewertung zu erwartender Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem. Die Betrachtungen gehen in Abgrenzung zur Netzausbauplanung in Deutschland explizit über einen Zeithorizont von zehn Jahren hinaus. Mit dem Verfahren sollen dazu folgende Forschungsfragen beantwortet werden können:

- Wie sieht eine plausible Entwicklung der Gasnachfrage unter Berücksichtigung der Ziele der Energiewende bis zum Jahr 2050 aus? In welchen Sektoren steigt oder sinkt die Nachfrage?
- Wie ändert sich der Gaseinspeise- und -ausspeisegang des Gastransportnetzes im Vergleich zum Jahr 2015?

- Welcher saisonale Gasspeicherbedarf besteht in Zukunft?
- Wie ändert sich die regionale Verteilung der Ausspeisungen? Ändert sich diese im Vergleich zum Jahr 2015 in allen Regionen gleich oder in einzelnen Regionen unterschiedlich?
- Welche Auswirkungen haben geänderte Gaseinspeisungen und -ausspeisungen auf die Auslastung des Gastransportnetzes? Wie ändert sich dadurch der Gasfluss?
- Wie entwickelt sich die Importabhängigkeit? Kann der Ausfall von einer oder mehrerer Importleitungen in Zukunft besser oder schlechter kompensiert werden? Bleibt die Abhängigkeit von russischem Gas bestehen?
- Wie entwickelt sich die Versorgungssicherheit? Können die Ausspeisungen im Fall leerer Untergrundspeicher gegen Ende der Heizperiode vollständig durch Importe bedient werden?
- In welcher Dimension ist die Einspeisung von mittels Power-to-Gas erzeugtem Gas möglich?
- Welche Konsequenzen ergeben sich aus den Antworten der vorhergehenden Fragen für die Gaslieferanten, Fernleitungsnetzbetreiber, Untergrundspeicherbetreiber und Letztverbraucher?

Aus diesen Forschungsfragen lassen sich die folgenden Anforderungen an das zu entwickelnde Verfahren ableiten: Erstens soll die Herleitung einer plausiblen langfristigen Entwicklung der Gasnachfrage die Ziele der Energiewende dezidiert berücksichtigen. Zweitens sollen die Auswirkungen der Energiewende auf die Netzauslastung, mögliche Netzengpässe und somit auch die Netzdimensionierung betrachtet werden. Daher gilt es, dimensionierungsrelevante Netznutzungsfälle abzuleiten. Drittens soll für die Identifikation von Netzengpässen neben einer Betrachtung des Gasflusses auch eine Betrachtung des Druckverlustes durchgeführt werden. Auf diese Art können unzulässige Unterschreitungen erforderlicher Mindestdrücke vermieden werden, welche für die Ausspeisung von Gas in Verteilernetze oder Großkunden erforderlich sind. Da viertens auch Netznutzungsfälle zur Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit betrachtet werden sollen, ist eine flexible Abbildung der möglichen Fahrwege in den Verdichterstationen erforderlich. Zuletzt ist für die Entwicklung des Verfahrens und die Durchführung

der Untersuchungen in dieser Arbeit eine adäquate Kenntnis der heutigen Topologie des Gastransportnetzes sowie der räumlichen und zeitlichen Gaseinspeisungen und -ausspeisungen erforderlich. Ein diese Anforderungen erfüllendes Verfahren steht unter Beachtung der Literaturrecherche aus Unterkapitel 1.2 bisher nicht zur Verfügung. Um die Zielsetzung und die damit einhergehenden Anforderungen an diese Arbeit zu erfüllen, wird folgendes Vorgehen gewählt:

In Kapitel 2 erfolgt zunächst die eingehende Analyse des Status Quo des Gastransportsystems in Deutschland. Das Gastransportsystem wird abgegrenzt und ein Einblick in den europäischen Gasferntransport gegeben. Nach einer Vorstellung der Elemente der Gastransportinfrastruktur sowie des deutschen Gastransportnetzes werden die Ein- und Ausspeisungen des Gasnetzes räumlich und zeitlich hochaufgelöst ermittelt. Letztere sind Grundlagen für die Ableitung von Netznutzungsfällen. Die Ergebnisse werden analysiert und kritisch gewürdigt.

In Kapitel 3 erfolgt die Ermittlung einer plausiblen langfristigen Entwicklung der Gasnachfrage bis 2050. Bis zu diesem Jahr sind quantitative Ziele der Energiewende definiert. Zu diesem Zweck wird eine Szenarioanalyse unter Anwendung des bestehenden techno-ökonomischen Energiesystemmodells IKARUS durchgeführt. Das Modell nutzt die Methode der linearen Optimierung, um die Gesamtkosten des Energiesystems unter Einhaltung von Nebenbedingungen der Energiewende zu minimieren. Einführend werden die Ziele der Energiewende vorgestellt und der gewählte Ansatz einer Szenarioanalyse von alternativen Methoden abgegrenzt. Nach der Vorstellung des gewählten Energiesystemmodells erfolgt die Herleitung des gemeinsamen sozioökonomischen Rahmens der beiden entwickelten Szenarien *Aktuelle Politik* und *Energiewende*. Das erste Szenario berücksichtigt nur bereits beschlossene politische Maßnahmen und erzwingt keine weitere Zielerreichung, das zweite unterstellt die Erreichung der Ziele der Energiewende. Nach der Vorstellung der ermittelten langfristigen Entwicklung der Gasnachfrage wird diese mit ermittelten Entwicklungen aus der Literatur verglichen und kritisch gewürdigt.

In Kapitel 4 wird ein Verfahren zur Ableitung von Netznutzungsfällen aus den in Kapitel 3 ermittelten zukünftigen Nachfragewerten und die Entwicklung eines Modells zur Durchführung der erforderlichen Lastflussrechnung beschrieben. Das entwickelte zweistufige, gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierungsmodell GASOPT basiert auf den in Unterkapitel 1.2 genannten Methoden der mathematischen Optimierung zum zeitgleichen Auffinden einer Lösung für die Fahrwege des Gases in Verdichter- und Druckregelstationen sowie des Lastflusses. Das Modell

ermöglicht so auch die Lastflussberechnung von extremen Netznutzungsfällen, welche Untersuchungen zur Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit erfordern können. Die Lastflussergebnisse werden durch einen Vergleich mit der den Industriestandard darstellenden Simulationssoftware SIMONE verifiziert und im Zusammenspiel mit der entwickelten Netztopologie durch eine Backtesting-Rechnung der Spitzenlastsituation des Jahres 2015 qualitativ bestätigt. Da das mathematische Ausgangsproblem nichtlinear ist, wird dieses linearisiert. Auch der Einfluss dieser durchzuführenden Linearisierung wird quantifiziert.

Das entwickelte Verfahren wird in Kapitel 5 angewendet, um anhand einer Untersuchung aussagekräftiger Lastsituationen die Auswirkungen der Energiewende auf die räumliche und zeitliche Verteilung der Gaseinspeisungen und -ausspeisungen zu bewerten. Neben mit GASOPT durchgeführten Betrachtungen zum Normalbetrieb werden auch solche zur Energiesicherheit durchgeführt und das Einspeisepotenzial für synthetisches Erdgas (SNG) aus Power-to-Gas-Anlagen quantifiziert.

Die Arbeit schließt mit einer Schlussbetrachtung in Kapitel 6, die die Ergebnisse auf ihre Konsequenzen für die am Gastransportsystem beteiligten Akteure – Produzenten, Netzbetreiber, Speicherbetreiber und Letztverbraucher – untersucht und diskutiert.

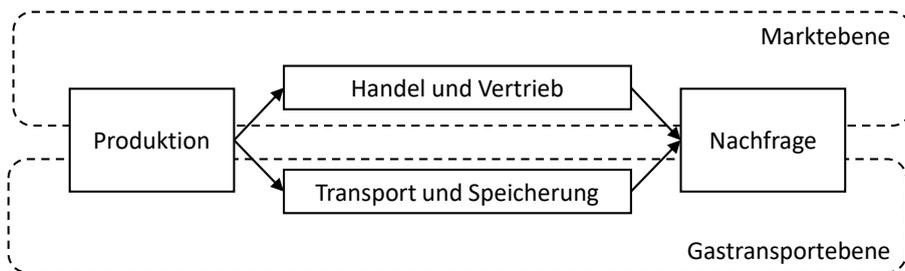
2 Analyse des Gastransportsystems

In diesem Kapitel soll das Gastransportsystem analysiert werden, wobei der Fokus auf den erforderlichen Eingangsdaten für die modellgestützten Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit liegt. Dazu wird zunächst die gewählte Systemgrenze des betrachteten Gastransportsystems vorgestellt, bevor anschließend die Darstellung der Ergebnisse einer Literaturrecherche zum internationalen Gastransport sowie zu den Elementen der Gastransportinfrastruktur erfolgt. Diese Grundlagen sind die Basis für das weitere Verständnis dieser Arbeit. Anschließend wird der Status Quo des Gastransportsystems auf Basis des Jahres 2015 als Ausgangspunkt der modellgestützten Untersuchungen dieser Arbeit analysiert. Dazu wird zunächst die bestehende Gastransportinfrastruktur in Deutschland vorgestellt und auf die Ableitung des Topologie- und Verdichterstationsmodells für die Modellierung im Rahmen dieser Arbeit eingegangen. Das Kapitel schließt mit zeitlich und räumlich hochaufgelösten Betrachtungen der inländischen Gaseinspeisungen und -ausspeisungen, der Im- und Exporte nach und von Deutschland sowie der Gasspeicher. Diese Informationen werden für die Ableitung zukünftiger Netznutzungsfälle benötigt (vgl. Unterkapitel 4.1).

2.1 Systemgrenze

Das Gassystem als Teil des Energiesystems lässt sich gemäß Abbildung 2.1 in die Marktebene und die Gastransportebene unterscheiden.

Abbildung 2.1: Markt- und Gastransportebene des Gassystems



Quelle: Eigene Darstellung

Am Markt kommen Anbieter und Nachfrager zusammen, um Gas zu handeln. Der Import außereuropäischen Gases wird typischerweise über langfristige bilaterale Verträge organisiert, die mittels „Take-or-Pay“ Klauseln zur langfristigen Mindestabnahme von Gas verpflichten

und so das Investitionsrisiko in kapitalintensive Gasfernleitungssysteme minimieren. Der in-
nereuropäische Handel erfolgt im Gegensatz dazu mittlerweile überwiegend börslich oder au-
ßerbörslich an Großhandelsmärkten. Dazu ist der europäische Gasmarkt in Marktgebiete mit
jeweils einem virtuellen Handelspunkt aufgeteilt, an dem das Gas gehandelt werden kann. An
welchem Netzknoten das Gas in das Marktgebiet ein- oder ausgespeist wird, ist auf Handels-
ebene nicht von Bedeutung. Der sogenannte Transportkunde erwirbt innerhalb des Marktge-
biets räumlich ungebundene Einspeise- oder Ausspeisekapazitäten, für deren Bereitstellung
und physische Erfüllbarkeit die dem Marktgebiet zugehörigen Netzbetreiber verantwortlich
sind. Deutschland ist in die zwei Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL auf-
geteilt, die Tochtergesellschaften der dem jeweiligen Marktgebiet zuzuordnenden Netzbetrei-
ber sind. [WINGAS, 2018]

Die Gastransportebene als Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit beschreibt im Gegensatz
zur Marktebene die physikalische Ebene des Gastransports von den Produzenten zu den Ver-
brauchern. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt dabei auf den physikalischen Gaseinspeisun-
gen und -ausspeisungen und der resultierenden Netzauslastung der Gastransportinfra-
struktur. Beteiligte Akteure sind Gaslieferanten, Fernleitungsnetzbetreiber, Untergrundspei-
cherbetreiber und Letztverbraucher, wobei die Verteilernetzbetreiber die Brücke vom
Transportnetz zum Letztkunden darstellen, sofern diese nicht direkt an das Transportnetz⁵
angeschlossen sind.

2.2 Internationaler Gastransport

Das Gastransportsystem dient der Verbindung von Gas einspeisenden Produzenten und aus-
speisenden Verbrauchern. Deutschland verfügt über im Vergleich zum Verbrauch geringe Gas-
vorkommen und muss Gas daher importieren. Dazu wird das Gas mittels Pipelines von Förder-
stätten in Russland, Norwegen und den Niederlanden nach Deutschland transportiert. Vor der
Einspeisung in das internationale Pipelinennetz werden dem Gas in einer Trocknung natürlich
vorkommende Wasserdampf- und in einer Entschwefelung Schwefelwasserstoffanteile entzo-
gen, bevor dieses durch eine Konditionierung auf die gewünschte Gasqualität eingestellt wird.
Dazu erfolgt je nach Bedarf die Zugabe von brennbaren höheren Kohlenwasserstoffen oder
von Stickstoff. [Cerbe, 2008]

⁵ Gilt nur für große Industriestandorte und Gaskraftwerke.

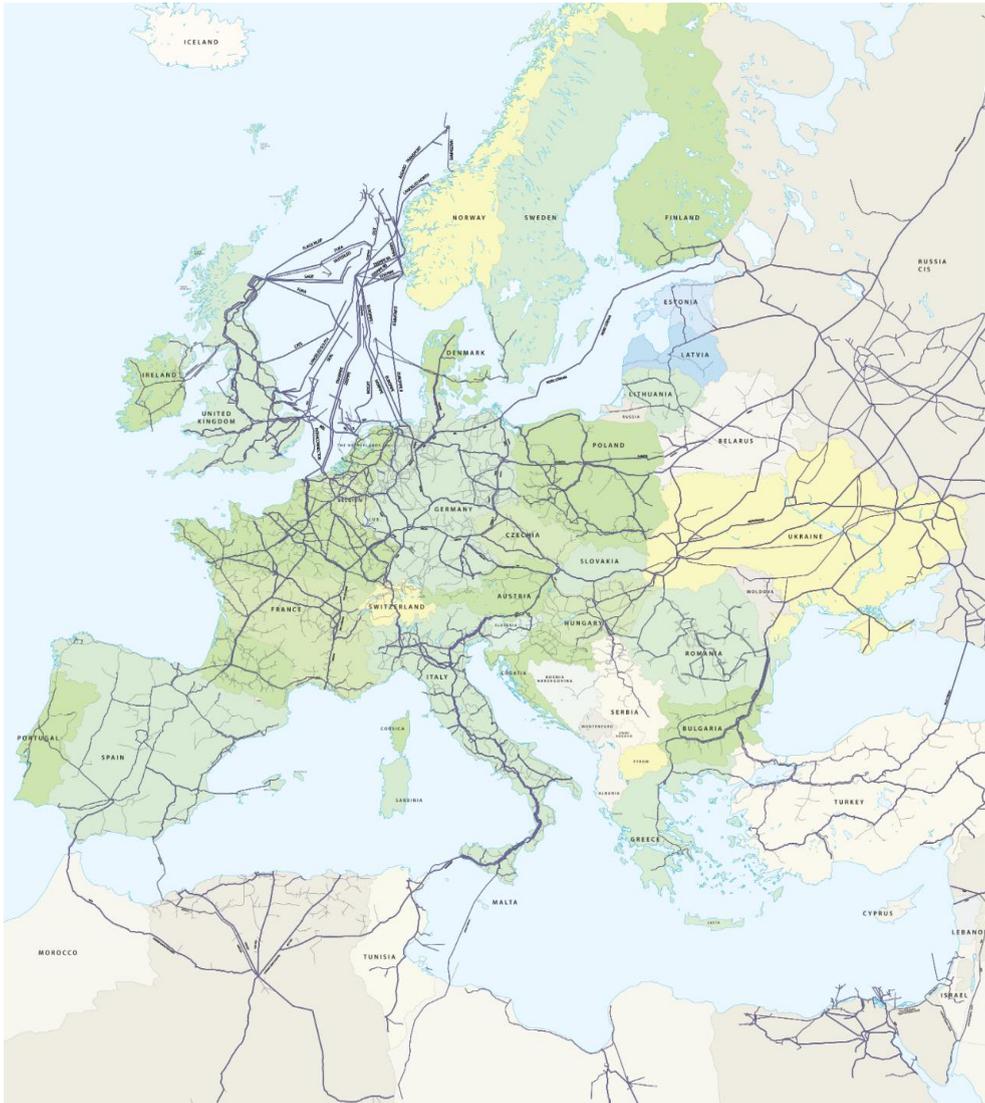
Durch seine zentrale Lage auf dem europäischen Kontinent ist Deutschland ein wichtiges Transitland, um Gas aus den genannten Herkunftsländern in europäische Nachbarländer weiterzuleiten (s. Abbildung 2.2). Die europäischen Importe werden außerdem um via Pipeline transportiertes Gas aus Libyen sowie LNG-Lieferungen via Tanker ergänzt. Die weltweit größten LNG-Exporteure im Jahr 2015 waren Katar, Malaysia und Australien [International Gas Union, 2015]. Tabelle 2.1 zeigt eine Übersicht über die Vor- und Nachteile des Pipeline- und LNG-Transports. Bei sehr großen Distanzen von über 6.000 bis 8.000 km kann ein LNG-Transport günstiger als der Pipelinetransport sein [Fasold, 2010].

Tabelle 2.1: Vor- und Nachteile des Pipeline- und LNG-Transports

	Vorteil	Nachteil
Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> • Wirtschaftlichkeit • Energieeffizienz • Verlässlich und ausgereift 	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängigkeit von Transitländern • Geografische Inflexibilität
LNG-Kette	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Flexibilität • Unabhängigkeit von Transitländern 	<ul style="list-style-type: none"> • Wirtschaftlichkeit • Hohe energetische Verluste

Quelle: [Fasold, 2010]

Für den internationalen Onshore-Ferntransport via Pipeline sind typischerweise alle 100 bis 400 km Verdichterstationen installiert, die den Druckverlust infolge von Rohrreibung des strömenden Gases ausgleichen. Für sehr weite Transportdistanzen von über 6.000 km aus dem russischen Sibirien ergeben sich so für typische Leitungen mit einem Nenndurchmesser von 1.400 mm und einem Nenndruck von 75 bar Verluste von bis zu 10 %, da ein Teil des Gases zum Antrieb der erforderlichen Verdichter in Gasturbinen verbrannt wird. Diese Verluste fallen für die LNG-Kette aus Verflüssigung, Schiffstransport und Wiederverdampfung mit 12 bis 20 % noch deutlich höher aus, so dass diese Transportoption regelmäßig höhere Kosten als jene per Pipeline aufweist. Als Vorteil der LNG-Versorgung ist jedoch die Flexibilität in Bezug auf Anbieter und Verbraucher zu nennen. Für den Offshore-Ferntransport via Pipeline liegen die Betriebsdrücke deutlich höher. So wird die in der Ostsee verlegte Nord Stream-Pipeline von Russland nach Deutschland bei einem Nenndurchmesser von 1.200 mm mit einem Nenndruck von 220 bar betrieben. [Mischner et al., 2011] Derart ist auf über 1.000 km keine Zwischenverdichtung erforderlich.

Abbildung 2.2: Europäisches Pipelinetz

Quelle: [ENTSOG, 2017c]

2.3 Elemente der Gastransportinfrastruktur

Die Gastransportinfrastruktur besteht neben dem Gas selbst aus verschiedenen technischen Elementen, die für den Gastransport benötigt werden. Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt, wobei der Fokus auf der Funktion, der technischen Umsetzung und den Berechnungs-

grundlagen liegt, die für das Verständnis dieser Arbeit erforderlich sind. Für darüber hinausgehende Informationen sei auf [Cerbe, 2008; Koch et al., 2015; Lüdtko, 2004; Mischner et al., 2011; Richter, 1971; Saleh, 2002; Schmidt et al., 2015] verwiesen. Insbesondere [Mischner et al., 2011] zeichnet sich durch eine detaillierte Übersicht der gaswirtschaftlichen Literatur aus. Dieses Buch stellt zusammen mit [Cerbe, 2008] die technischen und teils auch ökonomischen Grundlagen der Gasversorgung umfänglich dar.

2.3.1 Gas

Das über das Gastransportnetz transportierte Gas fossilen Ursprungs ist ein Brenngas in Form eines Gasgemischs und als Naturprodukt von variabler Zusammensetzung, die sich je nach Standort des Vorkommens unterscheidet. Zur Sicherstellung einer gleichbleibenden Gasqualität legt der deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) in Arbeitsblatt G 260 [DVGW, 2013] die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit von Gasen der öffentlichen Gasversorgung fest. Diese Festlegung sichert neben zuverlässigen brenntechnischen Gaseigenschaften eine verlässliche Abrechnung, da das Gas durch Zähler zwar mengenmäßig erfasst, aber energetisch abgerechnet wird. Die wesentlichen brenntechnischen Kenngrößen sind die relative Dichte⁶, der Wobbe-Index⁷ und der Brennwert. Da sich die Gaszusammensetzung in niederländischen und deutschen Vorkommen signifikant von denen in Russland oder Norwegen unterscheidet, wird niederkalorisches L-Gas und hochkalorisches H-Gas unterschieden. Für L- und H-Gas sind jeweils eigene zulässige Bandbreiten der genannten Kenngrößen in Arbeitsblatt G 260 festgelegt. Für Stoffwerte wird exemplarisch auf [GWI Essen, 2013] und [Mischner et al., 2011] verwiesen. Beide Gase werden in separaten Netzen transportiert und dort bis zum Endkunden verteilt. Eine Übersicht über Nennwerte und zulässige Bandbreiten brenntechnischer Kenngrößen gibt Tabelle 2.2. Die angegebenen Nennwerte werden für die Einstellung von Gasgeräten zugrunde gelegt.

⁶ Verhältnis aus der Dichte des Gasgemischs zur Dichte von trockener Luft im Normzustand [DVGW, 2013].

⁷ Maß für die thermische Belastung von Gasgeräten, kennzeichnet die Austauschbarkeit von Gasen mit $W_{s,n} = H_{s,n}/\sqrt{d_n}$ [DVGW, 2013].

Tabelle 2.2: Brenntechnische Kenngrößen gemäß DVGW AB G 260

Kenngröße	Einheit	L-Gas	H-Gas
Wobbe-Index $W_{s,n}$	kWh H_s/Nm^3	12,4 (11,0-13,0)	15 (13,6-15,7)
Brennwert $H_{s,n}$	kWh H_s/Nm^3	8,4-11,25	10-13,1
Relative Dichte d_n	-	0,55-0,75	

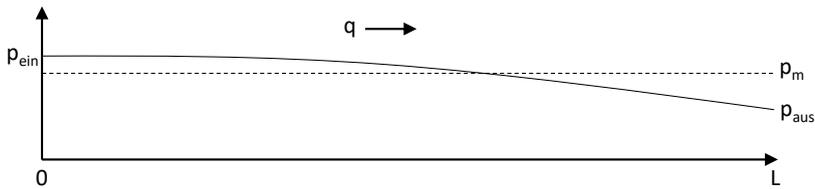
Quelle: [DVGW, 2013]

2.3.2 Rohrleitungen

Rohrleitungen sind das Kernelement des Gastransportnetzes und dienen dem Transport des Gases von Einspeise- zu Ausspeisepunkten. Insbesondere im Ferntransport wird auch von Pipelines gesprochen. Die Hochdruckleitungen mit regelmäßigen Betriebsdrücken zwischen 67,5 und 80 bar, in Einzelfällen auch bis 100 bar, bestehen aus mit Epoxydharz beschichteten Stahlrohren, die in Tiefen von 0,8 bis 1 m unterirdisch verlaufen [Cerbe, 2008]. Die Beschichtung dient der Verringerung der Rohrreibung. Das instationäre Strömungsverhalten des Gases in diesen Rohrleitungen lässt sich physikalisch durch partielle Differentialgleichungen – die Navier-Stokes-Gleichungen – beschreiben. Deren detaillierte Formulierung sowie mögliche mathematische Vereinfachungen beschreibt [Saleh, 2002].

Charakteristisch für ein strömendes Fluid ist ein entlang der Leitung auftretender Druckverlust aufgrund von Wandreibung. In Praxishandbüchern wie [Mischner, 2012; Mischner et al., 2011] wird zur Ermittlung des Druckverlusts in Rohrleitungen die Darcy-Weisbach-Gleichung für Betrachtungen ohne Höhendifferenzen genutzt (vgl. Gleichung (2.1)). Diese wird auch in Arbeitsblatt G 2000 des DVGW [DVGW, 2006a] zur Ermittlung der technisch verfügbaren Transportkapazität an Ein- bzw. Ausspeisepunkten des Netzes verwendet. Die Gleichung gilt für eine ausgebildete stationäre isotherme Strömung mit konstanten (mittleren) Gaseigenschaften und ist derart insbesondere für Planungsanwendungen geeignet.

$$p_{aus} = p_{ein} \cdot \sqrt{1 - \lambda_m \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot \frac{p_n}{p_{in}^2} \cdot q^2 \cdot K_m} \quad (2.1)$$

Abbildung 2.3: Skizzierter Druckverlauf und mittlerer Druck in einer Rohrleitung

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2.3 stellt den Druckverlauf von p_{ein} zu p_{aus} qualitativ dar. Der zu bestimmende Ausgangsdruck p_{aus} einer Leitung ergibt sich demnach aus dem Eingangsdruck p_{ein} und dem Gasfluss q , abhängig von der Leitungslänge L , dem Rohrrinnendurchmesser D , der mittleren Rohrreibungszahl λ_m , der mittleren Temperatur T_m und der mittleren Kompressibilitätszahl K_m . Weiterhin werden die Dichte ρ_n , der Druck p_n und die Temperatur T_n im Normzustand benötigt.⁸ Die mittlere Kompressibilitätszahl $K_m = Z_m / Z_n$ berücksichtigt das Realgasverhalten durch das Verhältnis des mittleren Realgasfaktors Z_m des Gases in der Leitung zum Realgasfaktor Z_n des Gases im Normzustand. Für den mittleren Realgasfaktor gilt $Z_m = Z(p_m, T_m)$, wobei der mittlere Leitungsdruck p_m gemäß (2.2) ermittelt werden kann.

$$p_m = \frac{2}{3} \left(\frac{p_{\text{ein}}^3 - p_{\text{aus}}^3}{p_{\text{ein}}^2 - p_{\text{aus}}^2} \right) \quad (2.2)$$

Durch die Annahme einer isothermen Zustandsänderung gilt die mittlere Temperatur T_m als gegeben und der mittlere Realgasfaktor kann nach Papay über (2.3) angenähert werden. Diese Formel gilt für Drücke bis 150 bar und ist somit für die Anwendung in Gastransportnetzen mit regelmäßigen Drücken bis zu 100 bar geeignet. [Saleh, 2002]

$$Z(p, T) = 1 - 3,52p_r e^{-2,26T_r} + 0,274p_r^2 e^{-1,878T_r} \quad (2.3)$$

⁸ $p_n = 1,01325$ bar und $T_n = 273,15$ K.

Die Größen p_r und T_r beschreiben den reduzierten Druck $p_r = p/p_c$ und die reduzierte Temperatur $T_r = T/T_c$.⁹ In [Schmidt et al., 2015] wird ein Vergleich zu einer alternativen linearen Formulierung der American Gas Association durchgeführt, die jedoch nur bis 70 bar gilt und damit im Gegensatz zur Formulierung von Papay nicht alle Betriebszustände des deutschen Gas-transportnetzes abdeckt.

Die mittlere Rohrreibungszahl λ_m , die eine zentrale Größe zur Ermittlung des Druckverlusts in Rohrleitungen darstellt, ergibt sich in Abhängigkeit der Strömungsform, zu deren Identifizierung die Reynoldszahl $Re = (\rho \cdot v \cdot d)/\eta$ herangezogen wird. Dabei bezeichnet ρ die Dichte, v die Strömungsgeschwindigkeit und η die dynamische Viskosität des Fluids, während d die charakteristische Länge des Fluidkörpers¹⁰ beschreibt. Für hydraulisch rauhes Verhalten, wie es in den Leitungen des Gastransportnetzes auftritt, gilt mit $Re \rightarrow \infty$ nach Nikuradse der Zusammenhang (2.4) [Mischner, 2012; Nikuradse, 1933].

$$\lambda_m = (2 \log_{10} \left(\frac{D}{k_m} \right) + 1,138)^{-2} \quad (2.4)$$

Dieser ist als Grenzfall aus der impliziten Formulierung nach Colebrook-White gemäß (2.5) abgeleitet, die als Referenz angesehen wird [Colebrook, 1939; DVGW, 2006b; Mischner, 2012]. k_m steht für die mittlere integrale Rauigkeit der Rohrleitung.

$$\frac{1}{\lambda_m} = -2 \log_{10} \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda_m}} + \frac{k_m}{3,71 \cdot D} \right) \quad (2.5)$$

Die letzte relevante Gleichung ist die Zustandsgleichung (2.6), die den Zusammenhang zwischen Druck p , Dichte ρ , der spezifischen Gaskonstante¹¹ $R_s = R/M$, der Temperatur T und dem Realgasfaktor Z bildet.

$$p = \rho R_s T Z \quad (2.6)$$

⁹ p_c ist der pseudokritische Druck und T_c ist die pseudokritische Temperatur. „Pseudokritisch“, da es sich um rechnerisch ermittelte Größen des Gasgemischs aus kritischen Größen der Einzelgase handelt [Mischner et al., 2011].

¹⁰ Für Rohrleitungen der Rohrrinnendurchmesser.

¹¹ R bezeichnet die allgemeine Gaskonstante und M die stoffmengenbezogene Molmasse.

Da der Ausgangsdruck p_{aus} vom mittleren Leitungsdruck p_m und dieser wiederum vom gesuchten Ausgangsdruck p_{aus} der Leitung abhängt, lässt sich das Ergebnis nicht explizit, sondern nur iterativ ermitteln.

Letztlich soll für den Transport eines möglichst großen Gasvolumenstroms durch ein Rohr mit gegebenem Durchmesser die Strömungsgeschwindigkeit möglichst hoch sein. Dies führt jedoch zu einem erhöhten Druckverlust, einem damit einhergehenden Kompensationsbedarf (vgl. Abschnitt 2.3.3) sowie zu Geräuschbildung. Aus diesem Grund soll die Strömungsgeschwindigkeit in Hochdrucknetzen in der Praxis einen Grenzwert von 20 m/s nicht überschreiten. [Cerbe, 2008]

2.3.3 Verdichterstationen

Zur Kompensation des Druckverlusts in Rohrleitungen dienen Verdichter, die in einer Verdichterstation je nach Anforderung des Durchsatzes und des gewünschten Druckverhältnisses parallel oder seriell verschaltet sein können. Die Verdichter sind aufgrund der geforderten großen Volumenströme \dot{V}_n und der geringen Verdichtungsverhältnisse $\pi = p_{\text{aus}}/p_{\text{ein}}$ (typischerweise 1,2 ... 1,6 [Mischner et al., 2011]) als radiale Turbomaschine ausgeführt. [Cerbe, 2008] Für den Antrieb des Verdichters wird üblicherweise Gas in einer vorgeschalteten Gasturbine verbrannt.¹² Dieses wird dazu direkt aus der zugehörigen Leitung entnommen, da es zum einen für den Netzbetreiber günstig ist und zum anderen die Versorgungssicherheit erhöht, weil keine Abhängigkeit von der Verfügbarkeit weiterer Energieträger wie z. B. elektrischem Strom besteht. Ebenfalls aus Gründen der Versorgungssicherheit wird mindestens die Verdichtereinheit mit der größten Leistung als Reserve vorgehalten. [Mischner et al., 2011]

Für die benötigte Antriebsleistung P eines Verdichters gilt nach [Mischner et al., 2011] Gleichung (2.7).

$$P = \frac{p_n}{T_n} \cdot \left[\frac{k-1}{k} \right] \cdot K \cdot T \cdot \frac{1}{\eta_s \cdot \eta_m} \cdot \left[\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot q \quad (2.7)$$

Darin bezeichnen k den Isentropenexponent, K und T die Kompressibilitätszahl bzw. die Temperatur des Gases auf der Saugseite, η_s den isentropen und η_m den mechanischen Wirkungsgrad sowie π das Verdichtungsverhältnis $p_{\text{aus}}/p_{\text{ein}}$.

¹² Nur in Einzelfällen kommen Elektromotoren zum Einsatz.

2.3.4 Gasdruckregelstationen

Gasdruckregelstationen¹³ dienen der Einstellung eines gewünschten Drucksollwerts an einem Ausspeisepunkt des Gastransportnetzes, beispielsweise bei der Übergabe des Gases an nachgelagerte Netzbetreiber. Die entnommene Gasmenge und ihre Beschaffenheit werden weiterhin messtechnisch erfasst, um eine korrekte Abrechnung, eine Netzüberwachung und ein Dispatching zu ermöglichen. Die Reduzierung des Gasdrucks kann in Drosseln und Gas-Expansionsanlagen erfolgen, in denen Energie bei der Entspannung des Gases (wieder-)gewonnen wird. [Mischner et al., 2011] Da die Gastemperatur bei der erforderlichen Entspannung aufgrund des Joule-Thomson-Effekts sinkt, wird das Gas bei großen Druckgefällen vor dem eigentlichen Regelventil durch eine Vorwärmanlage mittels Warmwasser vorgewärmt, um die Kondensation von Wasserdampf oder höheren Kohlenwasserstoffen zu vermeiden. Zielgröße ist eine konstante Temperatur hinter dem Regelventil. [Cerbe, 2008]

2.3.5 Gasspeicher

Zum Ausgleich saisonaler und tageszeitlicher Verbrauchsspitzen werden Gasspeicher eingesetzt. Gasspeicher sind entweder in Form von an das Gastransportnetz angeschlossenen Untergrundspeichern oder an Gasverteilernetze angeschlossenen oberirdischen Speichern realisiert. Die für das Gastransportsystem relevanten Untergrundspeicher lassen sich in Porenspeicher und Kavernenspeicher unterscheiden. Porenspeicher sind in stillgelegten Öl- oder Gasfeldern bzw. Aquiferen angelegt, während Kavernenspeicher aus in Salzkavernen eingebrachten Hohlräumen bestehen [Cerbe, 2008]. Das eingebrachte Gas kann in Kissengas und Arbeitsgas unterschieden werden. Das Kissengas hält den erforderlichen Minimaldruck des Speichers aufrecht, während das Arbeitsgas der zukünftigen Ausspeicherung dient. Porenspeicher haben eine größere Speicherkapazität, aber eine im Verhältnis zur Speicherkapazität geringere Ausspeicherrate als Kavernenspeicher. Somit werden Porenspeicher in der Regel als Mengenspeicher und Kavernenspeicher als Leistungsspeicher eingesetzt. Das Gas wird über Kolbenverdichter entweder mit Kolben-Gasmotor- oder mit Elektromotorantrieb auf den Speicherdruck gebracht. Kolbenverdichter besitzen zwar einen im Vergleich zu Turboverdichtern geringeren Durchsatz, ermöglichen aber höhere Druckverhältnisse mit $\pi > 2$. [Mischner et al., 2011]

¹³ Auch „Gasdruckregel- und messanlagen“.

2.3.6 Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen

Gas kann alternativ zum Pipelinetransport auch als LNG in entsprechend ausgerüsteten LNG-Tankschiffen von Förderstätten zu den Verbrauchern transportiert werden. Das Gas wird dazu in Verflüssigungsanlagen auf -161 °C abgekühlt. Die Abkühlung verbraucht bis zu 15 % des Gases. In flüssiger Form beträgt das Volumen nur noch etwa 1/600 im Vergleich zum Normzustand. Am Zielort wird das Gas in Regasifizierungsanlagen auf den gewünschten Pipeline-Druck komprimiert und anschließend in Verdampfern unter Wärmezufuhr wieder verdampft. Die Wärmezufuhr erfolgt in der Regel über Seewasser. [Cerbe, 2008]

2.4 Gastransportinfrastruktur in Deutschland

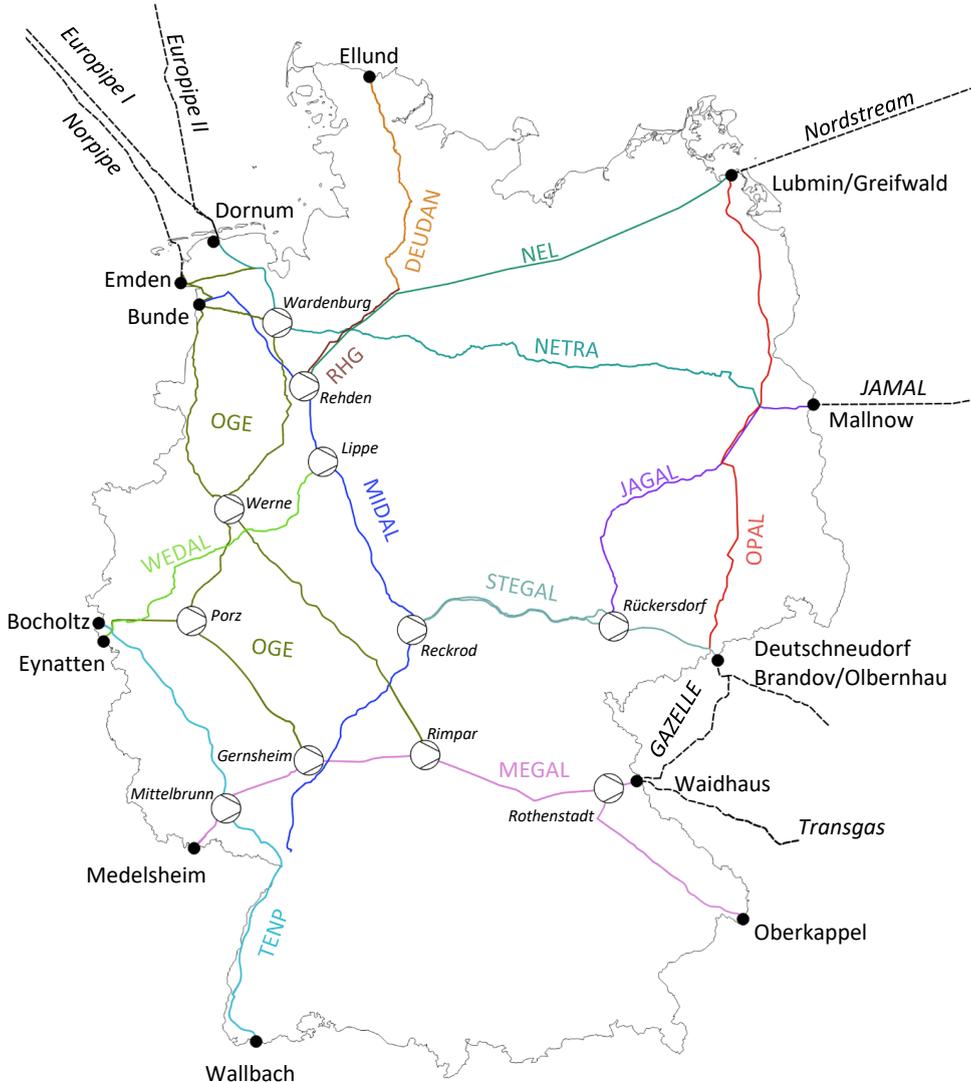
Die Gastransportinfrastruktur in Deutschland setzt sich aus Leitungen für den internationalen Ferntransport und für den überregionalen Transport innerhalb Deutschlands sowie aus Verdichter- und Druckregelstationen zusammen. Derart verbindet sie Grenzübergangspunkte, inländische Förderstätten, Gasspeicher, große Verbraucher wie Kraftwerke und Industrieanlagen sowie die Netze nachgelagerter Netzbetreiber. Im Folgenden wird zunächst die Gastransportinfrastruktur des Jahres 2015 und die Entwicklung des zugehörigen Topologiemodells für die weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit vorgestellt. Anschließend wird auf die Herleitung eines für die Modellierung erforderlichen generischen Verdichterstationsmodells eingegangen, bevor zuletzt die bestehende Netzausbauplanung der Fernleitungsnetzbetreiber als Ergebnis einer Literaturrecherche diskutiert wird.

2.4.1 Netztopologie und Topologiemodell

Abbildung 2.4 zeigt die H-Gas Fernleitungen, wichtige Verdichterstationen und Grenzübergangspunkte (GÜP) des deutschen Gastransportnetzes. Ein Ferntransport von L-Gas erfolgt hingegen nicht. Die H-Gasfernleitungen bilden durch die vorgegebenen Import- und Transit-routen von den nordöstlichen Gasförderstätten in Russland und Norwegen zu den Verbrauchern in West- und Südeuropa das Rückgrat des deutschen Fernleitungsnetzes, um die Abwicklung der großen internationalen Transitströme sicherzustellen. Die Einspeisung erfolgt hauptsächlich durch russisches Gas in Lubmin/Greifswald über die Nord Stream, in Mallnow über die JAMAL oder in Waidhaus über die Transgas, durch norwegisches Gas in Dornum über die Europipe I und II und Emden über die Norpipe sowie durch niederländisches Gas in

Bocholtz. Die Fernleitungen sind innerhalb Deutschlands gering vermascht und an Verbindungsstellen befinden sich zumeist Verdichterstationen, die einerseits den Druckverlust in den Leitungen kompensieren und andererseits eine aktive Lastflussteuerung ermöglichen.

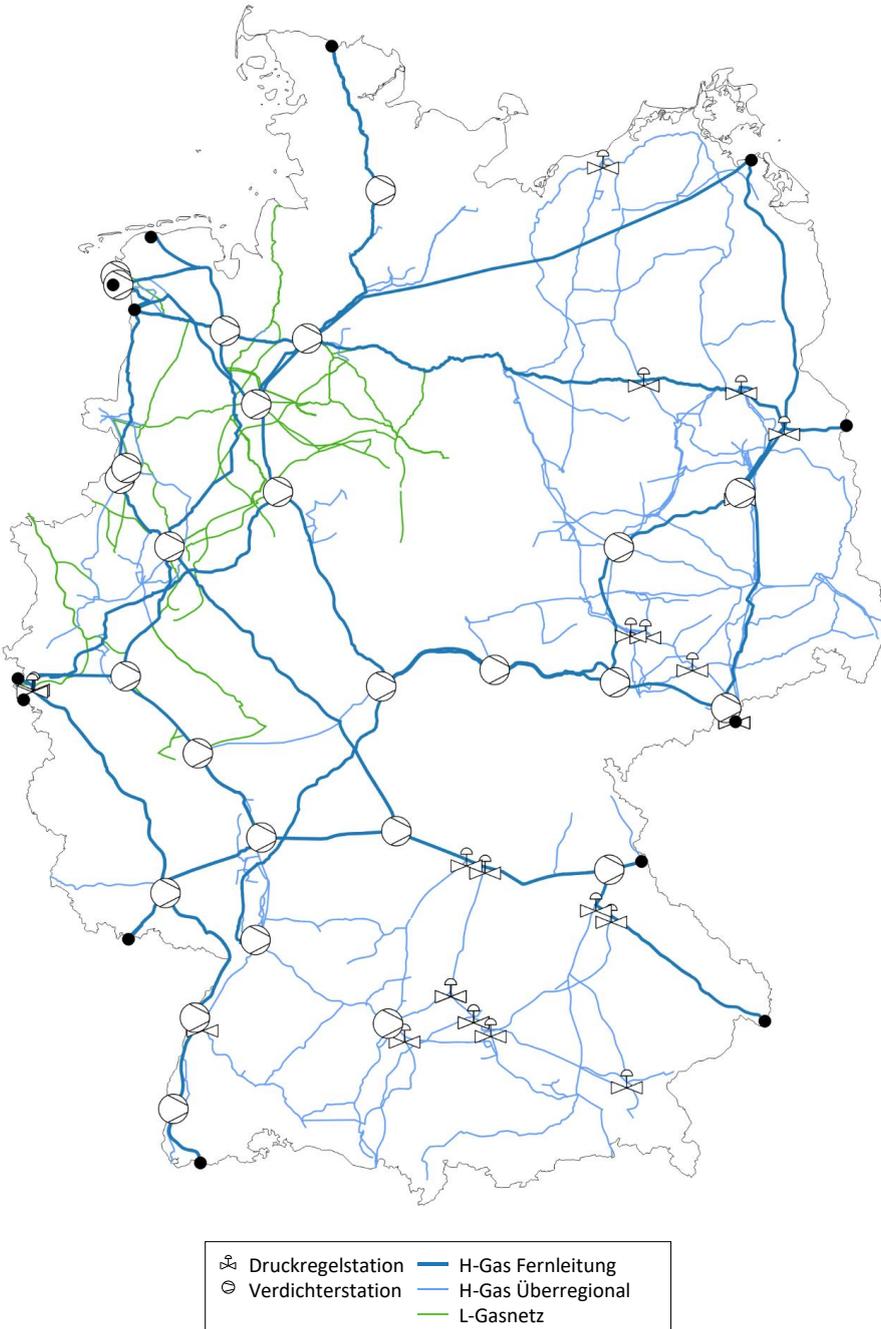
Abbildung 2.4: Fernleitungen und zentrale GÜP des deutschen Gastransportnetzes



Quelle: Eigene Darstellung

Das russische Gas aus der Nord Stream wird in Deutschland über die Fernleitungen NEL und OPAL weitertransportiert. Die NEL führt von Lubmin/Greifswald aus nach Rheden in Niedersachsen und die OPAL bis Brandov/Olbernhau in Sachsen. Ein Teil des Gases der OPAL wird von dort über die tschechische Pipeline GAZELLE nach Waidhaus in Bayern weitertransportiert. Waidhaus ist wiederum an die MEGAL-Pipeline vom österreichischen Oberkappel zum an der französischen Grenze liegenden Medelsheim angebunden. Das Gas aus dem brandenburgischen Mallnow wird über die JAGAL in die STEGAL-Pipeline geleitet, wo dieses mit Gas aus Brandov nach Reckrod in Hessen geleitet wird. Reckrod ist genau wie Rheden an die MIDAL angeschlossen, die als Transversale vom an der niederländischen Grenze liegenden Bunde bis Ludwigshafen in Rheinland-Pfalz verläuft. Die MIDAL ist darüber hinaus im nordrhein-westfälischen Lippe mit der WEDAL und somit den westdeutschen GÜP Eynatten zu Belgien und Bocholtz zu den Niederlanden verbunden. Das norwegische Gas wird über das Emsland durch Westniedersachsen oder über Lohne in Mittelniedersachsen nach Werne geleitet. Von dort geht das Gas über Porz bis Gernsheim, wo es auf die MEGAL trifft. Zusätzlich wird norwegisches Gas über die NETRA von Wardenburg entweder in die Niederlande oder in Richtung Osten transportiert. Als letzte Leitung verbindet die TENP den GÜP Bocholtz über einen Anschluss im rheinland-pfälzischen Mittelbrunn an die MEGAL mit dem an der Schweizer Grenze liegenden GÜP Wallbach.

Von diesen Fernleitungen zweigen die Leitungen des überregionalen Transports ab, die ebenfalls in der Regel von Fernleitungsnetzbetreibern betrieben werden und bereits eine überregionale Verteilung des Gases vornehmen. Gefolgt wird diese Netzebene von den Netzen zur regionalen und örtlichen Verteilung nachgelagerter Netzbetreiber, die nicht Gegenstand dieser Arbeit sind. Somit ergibt sich eine ausgeprägte Top-down-Struktur, in der die Fernleitungsnetzbetreiber das Gas an den Grenzübergangsstellen übernehmen und das Gas an immer dichter verzweigte Netzebenen weitergeleitet wird. Im Vergleich zur dezentralen Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen und PV-Modulen in das Stromnetz ist die dezentrale Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz vernachlässigbar gering (vgl. Unterkapitel 2.9).

Abbildung 2.5: Entwickeltes Topologiemodell des deutschen Gastransportnetzes 2015

Quelle: Eigene Darstellung

Die gesamten Transportleitungen des H und L-Gasnetzes sind in Abbildung 2.5 aufgetragen, die den Umfang des entwickelten Topologiemodells zeigt. Da das L-Gasnetz als Versorgungsnetz ausschließlich der Verteilung des aus den Niederlanden importierten L-Gases sowie des durch inländische Produktion gelieferten L-Gases in Nordwestdeutschland dient und seine Funktion so auf die regionale Versorgung der inländischen Verbraucher mit Gas beschränkt ist, wird dieses in der vorliegenden Arbeit nicht weiter fokussiert.

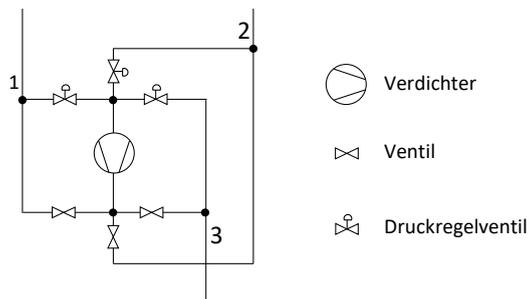
Das Topologiemodell ist aus den kommerziellen georeferenzierten Datensätzen der VGE Gasnetzkarte [VGE, 2010] und Platts [Platts, 2015] sowie frei verfügbaren Informationen wie den Netzkarten des Netzentwicklungsplans 2016 [FNB Gas, 2017b], der Transparenzseite der ENTSOG [ENTSOG, 2017c] sowie in Form von [Rövekamp, 2015] auch aus Sekundärliteratur abgeleitet. Öffentliche Quellen liegen nur als nicht georeferenzierte Karten ohne technische Informationen vor. Beide kommerziellen Quellen ergänzen sich. Die VGE Gasnetzkarte enthält weitergehende Informationen wie Leitungsverbindungen, Durchmesser und maximale Betriebsdrücke, während die Daten von Platts Änderungen der Topologie zwischen 2010 und 2015 erfassen.

2.4.2 Verdichterstationsmodell

Über Verdichterstationen sind nur in Einzelfällen Informationen über die Maschinenart, Maschinenzahl und ihre Verschaltungsmöglichkeiten verfügbar. Aus diesem Grund ist im Rahmen dieser Arbeit keine belastbare Aussage über potenzielle Engpässe in Verdichterstationen möglich. Daher wird ein generisches Verdichterstationsmodell genutzt. Dieses enthält für jede Station einen Verdichter, der sowohl eingangs- als auch ausgangsseitig mit jeder ein- und ausgehenden Rohrleitung verbunden ist. Sollten in der Realität Engpässe innerhalb einer Verdichterstation auftreten, so wird angenommen, dass diese vergleichsweise kostengünstig zu beheben sind. Die eingangsseitige Anbindung erfolgt über Druckregelventile, die ausgangsseitige Anbindung über normale Ventile. Die Einbringung von Druckregelventilen erfolgt, um die Drücke der eingehenden Leitungen voneinander zu entkoppeln. Da in Verdichterstation üblicherweise maximal zwei bis drei Verdichtermaschinen in Reihe geschaltet sind [Rövekamp, 2015] und jede Maschine über ein angenommenes maximales Verdichtungsverhältnis von 1,5 [Cerbe, 2008] verfügt, wird für die Modellbildung im Rahmen dieser Arbeit ein maximales Verdichtungsverhältnis der Verdichterstationen von $\pi_{max} = 1,5^2 = 2,25$ angesetzt.

Anhand einer Verdichterstation mit drei Leitungen sollen die weitergehenden Überlegungen zum generischen Modell exemplarisch aufgezeigt werden: Für den Anlagenbetrieb wird angenommen, dass der Verdichter jederzeit in Betrieb ist. Somit bleiben in der Beispielstation insgesamt sechs Netzelemente, die entweder geschlossen oder geöffnet sein können. Dies ergibt $2^6 = 64$ Kombinationen bzw. mathematisch mögliche Fahrwege des Gases durch die Station. Technisch relevant sind jedoch deutlich weniger: Zunächst kann eine Leitung nicht zeitgleich Gas liefern und Gas aufnehmen, daher können Druckregelventil und Ventil einer Leitung nicht zeitgleich offen sein. Des Weiteren wird unterstellt, dass eine Leitung nicht vom Netz abgekoppelt ist, so dass niemals das zu einer Leitung gehörende Druckregelventil und Ventil zeitgleich geschlossen ist. Letztlich können offensichtlich nicht alle Leitungen zeitgleich Gas liefern oder Gas aufnehmen. Relevante Fahrwege für die in Abbildung 2.6 gezeigte Verdichterstation sind folglich drei Kombinationen, in denen zwei Leitungen Gas liefern und eine Leitung Gas aufnimmt und weitere drei Kombinationen, in denen nur eine Leitung Gas liefert und zwei Leitungen Gas aufnehmen. Unter Berücksichtigung dieser Überlegungen bleiben von den 64 theoretisch möglichen Kombinationen nur sechs Kombinationen, die praktisch relevant sind.

Abbildung 2.6: Generisches Verdichterstationsmodell (Drei angebundene Leitungen)



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 2.3 stellt die Diskrepanz zwischen theoretisch denkbaren und praktisch relevanten Kombinationen für Verdichterstationen mit zwei bis fünf angeschlossenen Leitungen dar. Je mehr Leitungen an eine Verdichterstation angeschlossen sind, desto größer ist die Reduktion. Liegt das Verhältnis von relevanten zu mathematisch denkbaren Kombinationen bei zwei Leitungen bei 12,5 %, liegt dieses bei fünf Leitungen nur noch bei 2,9 %.

Tabelle 2.3: Kombinatorik in Verdichterstationen

Anzahl Leitungen	Kombinationen	Relevante Fahrwege
2	$2^{2 \times 2} = 16$	2
3	$2^{2 \times 3} = 64$	6
4	$2^{2 \times 4} = 256$	14
5	$2^{2 \times 5} = 1028$	30

Quelle: Eigene Darstellung

2.4.3 Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung des Gastransportnetzes findet harmonisiert auf deutscher und europäischer Ebene statt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind laut § 15a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [Bundesregierung, 2017b] dazu verpflichtet, ab 2016 alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) vorzulegen. Dieser muss laut genanntem EnWG „alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Da die Netzausbauplanung der einzelnen europäischen Länder Auswirkungen auf die Gasversorgung Gesamteuropas besitzt, wird die Netzausbauplanung im Rahmen des Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDPs) in Europa abgestimmt. Ein besonderer Schwerpunkt beim deutschen NEP Gas liegt auf der L-/H-Gasumstellung, die aufgrund der bis 2030 auslaufenden niederländischen Gaslieferungen notwendig ist. Das methodische Vorgehen zur Erstellung der Netzentwicklungspläne unterscheidet den Szenariorahmen und die anschließende Modellierung.

Methodik des NEP 2016

Für die Erstellung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2016 [FNB Gas, 2017b] werden zur Abschätzung des ausspeiseseitigen Kapazitätsbedarfs die Bestellmengendaten der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber genutzt. Auf diese Werte wird auch bei der Erstellung des Szenariorahmens für den TYNDP 2017 [ENTSOG, 2017a] zurückgegriffen. Im Rahmen des TYNDP werden jedoch im Kontext europaweiter Szenarien die Einspeisepotenziale an den GÜP ermittelt, die auch im NEP Gas genutzt werden. So ergibt sich die Abschätzung der zukünftigen Gasnachfrage auf nationaler und die Abschätzung der Einspeisepotenziale auf europäischer

Ebene. Für die Bestimmung der Gasnachfrage von Gaskraftwerken greifen sowohl NEP als auch TYNDP auf die stromseitigen Netzentwicklungspläne zurück.

Die eigentliche Modellierung erfolgt im Rahmen des TYNDP als eine mathematische Optimierung mit dem Ziel, die Gesamtkosten der europäischen Gasversorgung zu minimieren. Die Gesamtkosten setzen sich aus den Kosten für die Erdgasbeschaffung, die Infrastruktur und Lieferunterbrechungen zusammen. Das Gasnetz wird in dieser Modellierung nicht explizit berücksichtigt, so dass die Rechnung mit einer Strommarktsimulation, wie sie beispielsweise in [Hüttenrauch et al., 2017] erfolgt, verglichen werden kann. Jedes Marktgebiet wird als ein Knoten modelliert, wobei die marktgebietsübergreifenden Flüsse durch maximale Kapazitäten begrenzt sind. Diese sind mit Net Transfer Capacities (NTC) in Strommarktsimulationen vergleichbar. Existiert mehr als eine Leitung zwischen zwei Marktgebieten, so werden die Einzelkapazitäten aufsummiert. Netzengpässe innerhalb eines Marktgebiets werden nicht erfasst. Die Aufgabe der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) im Rahmen des NEP ist die technische Realisierung der von der ENTSOG ermittelten Gasflüsse. Diese gewährleisten die Netzbetreiber durch eine technische Simulation der eigentlichen Gasnetze mittels Lastfällen. Da jeder Netzbetreiber das von ihm betriebene Netz simuliert, ist ein iteratives Vorgehen zur Homogenisierung der einzelnen Simulationsrechnungen erforderlich. An den Übergabestellen zwischen den Netzbetreibern müssen die ermittelten physikalischen Gasflüsse und Drücke dazu konvergieren.

Abgeleitete Netzausbauprojekte

Als Folge der Netzausbauplanung wurde gemäß [FNB Gas, 2017c] für die in Tabelle 2.4 aufgeführten Projekte die finale Investitionsentscheidung getroffen, da diese als erforderlich für einen sicheren Netzbetrieb angesehen werden. Zusätzlich ist die Nordschwarzwaldleitung von Au am Rhein bei Karlsruhe bis Leonberg bei Stuttgart bereits 2016 fertiggestellt worden.

Tabelle 2.4: Beschlossene Netzausbauprojekte

Bezeichnung	Name	Trassierung
TRA-F-291	NOWAL	Drohne – Rehden
TRA-F-241	MONACO I	Burghausen – Finsing
TRA-F-343	LSF	Schwandorf – Forchheim
TRA-F-343	LFF	Forchheim – Finsing

Quelle: [ENTSOG, 2017b]

Für die Zeelink-Pipeline von Eynatten nach Legden hat das Planfeststellungsverfahren am 18.09.2017 durch öffentliche Auslegung in den betroffenen Kommunen begonnen [Zeelink, 2017]. Dieses Projekt kann folglich auch als sehr fortgeschritten angesehen werden.

Diskussion

Hervorzuheben ist, dass insbesondere bei der Abschätzung des zukünftigen europäischen Importbedarfs bis 2035 signifikante Schwankungen zwischen den TYNDP-Werten unterschiedlicher Erstellungsjahre auftreten. Während im NEP Gas von 2016 mit den Annahmen des TYNDP von 2015 [ENTSOG, 2015] noch ein zusätzlicher Importbedarf im EU Bilanzraum von 170 Mrd. Nm³/a für 2035 veranschlagt wird, ist im Szenariorahmen des NEP Gas von 2018 gemäß TYNDP von 2017 nur noch ein zusätzlicher Importbedarf von 76 Mrd. Nm³/a ausgewiesen. Die Reduktion um 94 Mrd. Nm³/a überkompensiert bilanziell zum Beispiel die geplante Erweiterung der Nord Stream Pipeline um die Nord Stream 2 mit einer Kapazität von 65 Mrd. Nm³/a. An dieser Stelle wird deutlich, dass bei allem getriebenen verfahrensseitigen Aufwand die Notwendigkeit von Netzausbauten enormen Unsicherheiten unterworfen ist. Die gängige Praxis kann folglich auch als eine Abschätzung zur sicheren Seite eingeordnet werden.

Nachdem nun in Form einer Literaturrecherche auf die Grundlagen des internationalen Gastransports und der Gastransportinfrastruktur eingegangen wurde und bereits die für die Modellierung erforderlichen Topologie- und generischen Verdichterstationsmodelle vorgestellt wurden, wird im Folgenden auf die Ein- und Ausspeisungen des Jahrs 2015 eingegangen. Aus diesen können im Rahmen des zu entwickelnden Verfahrens zukünftige Netznutzungsfälle für die weiteren Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit abgeleitet werden (vgl. Unterkapitel 4.1).

2.5 Inländische Gasausspeisung

Gas wird innerhalb des deutschen Energiesystems als Brennstoff zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme, Warmwasser sowie mechanischer Energie genutzt, in geringen Mengen auch stofflich als nichtenergetischer Verbrauch. Grundlage der Analyse der deutschen Gasausspeisung ist die Angabe „Erdgas/Erdölgas“ der Gasbilanz innerhalb der deutschen Energiebilanz 2015 [AGEB, 2017a], welche in Tabelle 2.5 aufgearbeitet wurde.

Tabelle 2.5: Inländischer Gasverbrauch des Jahres 2015 nach Sektoren

Gasverbrauch 2015	TWh H_s	%
Haushalte	265	30,0
Industrie ¹⁴	219	24,8
Kraftwerke ¹⁵	174	19,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	126	14,3
Nichtenergetischer Verbrauch	34	3,9
Heizwerke ¹⁶	27	3,1
Verkehr	2	0,2
Sonstige ¹⁷	36	4,1
Summe	883	100

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [AGEB, 2017a]

¹⁴ Entspricht Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe insgesamt sowie Mineralölverarbeitung.

¹⁵ Umfasst den gesamten Gaseinsatz in Kraftwerken sowohl des Umwandlungs- als auch des Industriesektors. Der Umwandlungssektor umfasst alles zwischen dem Primärenergiesektor und den Endenergiesektoren. Der Gaseinsatz in Kraftwerken des Umwandlungssektors ergibt sich als Zusammenfassung der Zeilen „Wärme- und Heizkraftwerke“ der Energiebilanz. Wärme- und Heizkraftwerke umfassen den Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung und Heizkraftwerke den Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung [Wernicke, 2017b]. Der Gaseinsatz in Kraftwerken des Industriebereichs ergibt sich aus der Zeile „Industriewärme- und Heizkraftwerke (nur für Strom)“ und der Abschätzung des Gaseinsatzes zur Wärmeerzeugung gemäß Abschnitt 2.5.3.

¹⁶ Entspricht der Zeile „Fernheizwerke“ in der Energiebilanz.

¹⁷ Entspricht statistischen Differenzen, Wasser-, Windkraft-, Photovoltaik- u.a. Anlagen, Kokereien, Steinkohlezechen und -brikettfabriken, Erdöl- und Erdgasgewinnung, sonstigen Energieerzeugern sowie Fackel- und Leitungsverluste. Verdichtergas wird in der offiziellen Energiebilanz den sonstigen Energieerzeugern zugeschlagen [Wernicke, 2017a].

Die Mineralölverarbeitung wird dem Industriesektor zugeordnet und der Gasverbrauch sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeerzeugung von Industriekraftwerken¹⁸ wird dem Bereich Kraftwerke zugeschlagen. Die Energiebilanz weist generell alle Gasverbrauchswerte auf den Heizwert bezogen aus. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Gasverbrauchswerte jedoch, wie in der Gasbranche üblich, auf den Brennwert bezogen. Die Ermittlung des auf den Brennwert bezogenen Gasverbrauchs aus dem auf den Heizwert bezogenen Gasverbrauch der AGEB erfolgt, wie durch die AGEB vorgeschlagen, einheitlich mittels Division durch 0,90238 [AGEB, 2017b].

Die größten Gasverbraucher sind absteigend die Haushalte, die Industrie, Kraftwerke sowie der Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor. Der nichtenergetische Verbrauch und Heizwerke benötigen mit 3,9 bzw. 3,1 % des Gasverbrauchs vergleichsweise wenig Gas, während der Gasverbrauch des Verkehrssektors mit einem Anteil von 0,2 % aus Sicht des Jahres 2015 nahezu vernachlässigbar gering ist. In den folgenden Abschnitten soll der Status Quo des Gasverbrauchs der einzelnen Sektoren tiefergehend beleuchtet werden, um die für die Modellierung erforderlichen Eingangsdaten zu generieren. Zu diesem Zweck wird der Gasverbrauch räumlich und zeitlich hoch aufgelöst analysiert. An Stellen, an denen keine zeitlich und räumlich hochaufgelösten Daten verfügbar sind, wird auf in Wissenschaft und Gaspraxis übliche Top-Down-Verfahren zurückgegriffen, um die gewünschte Auflösung zu erzielen (vgl. [BDEW et al., 2016; FFE, 2014; Hüttenrauch et al., 2017; Sieling & Müllers, 2016]). Dieses Vorgehen sichert eine Annäherung an die reale Gasverbrauchssituation im Jahr 2015.

2.5.1 Haushalte

Im Jahr 2015 deckt Gas mit 265 TWh H_s [AGEB, 2017a] einen Anteil von 38,0 % des Endenergieverbrauchs der deutschen Haushalte [RWI, 2016]. Das verbrauchte Gas wird zu 81,1 % zur Bereitstellung von Raumwärme, zu 18,5 % zur Bereitstellung von Warmwasser und zu 0,4 % zur Bereitstellung von Prozesswärme zum Kochen eingesetzt [RWI, 2016]. Für eine tiefergehende Analyse wird der Gasverbrauch räumlich auf die Ebene der deutschen kreisfreien

¹⁸ In der offiziellen Energiebilanz umfasst die Zeile „Industriekraftwerke“ nur den Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken. Der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung wird dem Industriesektor zugeschlagen [AGEB, 2012].

Städte und Landkreise (NUTS3-Ebene¹⁹) und zeitlich auf die einzelnen Jahresstunden aufgeschlüsselt. Da die Daten nicht direkt in der gewünschten räumlichen und zeitlichen Auflösung vorliegen, sondern nur als gesamtdeutscher Jahreswert, wird für die räumliche Auflösung auf Energiebedarfskenngrößen und für die zeitliche Auflösung auf in der Gaswirtschaft übliche Standardlastprofile zurückgegriffen.

Die Nutzung von räumlich hochaufgelöst vorliegenden Energiebedarfskenngrößen zur räumlichen Aufschlüsselung des Gasverbrauchs unterstellt einen linearen Zusammenhang zwischen diesen und dem jeweils regionalisierten Gasverbrauch. Als Energiebedarfskenngrößen für den Haushaltssektor stehen aus der Regionaldatenbank Deutschland [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2016] zum einen die Wohnfläche in Wohngebäuden²⁰ und zum anderen die Bevölkerungszahl²¹ auf NUTS3-Ebene bis zum Stichtag 31.12.2013 als plausible Kandidaten zur Verfügung. Als Indikator für die Eignung der beiden Kandidaten als Energiebedarfskenngröße für die regionale Aufschlüsselung wird das Bestimmtheitsmaß R^2 genutzt. Für die deutschen Bundesländer stehen jährliche Gasverbrauchswerte von 2010 bis 2013 unter [LAK, 2017] zur Verfügung. Das ermittelte Bestimmtheitsmaß für die Gegenüberstellung des Gasverbrauchs der Haushalte und der auf Landesebene aggregierten Energiebedarfskenngröße zeigt Tabelle 2.6.

Wie zu erkennen ist, sind die Unterschiede zwischen beiden Größen marginal und schwanken innerhalb dieser vier Jahre. Entsprechend eignen sich beide Größen gleichermaßen zur räumlichen Verteilung des Gasverbrauchs. Hier wird die Wohnfläche als Energiebedarfskenngröße ausgewählt, da diese auch die Wohnungsgröße berücksichtigt und somit als noch plausibler angesehen wird.

¹⁹ Die "Nomenclature des unités territoriales statistiques" – mit NUTS abgekürzt – ist eine Klassifikation, die auf den gesamten europäischen Wirtschaftsraum angewendet wird. Sie erleichtert die Erhebung, Strukturierung und Angleichung von statistischen Daten der EU auf regionaler Ebene [Eurostat, 2017].

²⁰ Tabelle: Fortschreibung auf Basis GWZ (Gebäude- und Wohnungszählung) 2011 Wohngebäude- und Wohnungsbestand (Code: 035-02-04).

²¹ Tabelle: Bevölkerungsstand: Bevölkerung nach Geschlecht (Code: 173-01-4).

Tabelle 2.6: R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch im Haushaltssektor von 2010 bis 2013

Jahr	$R^2_{\text{Wohnfläche}}$	$R^2_{\text{Bevölkerung}}$
2010	0,843	0,844
2011	0,846	0,845
2012	0,878	0,876
2013	0,867	0,869

Quelle: Eigene Darstellung

Für die zeitliche Aufschlüsselung werden Standardlastprofile verwendet, die in der gaswirtschaftlichen Praxis der Bilanzierung von Gaskunden mit einem geringen Verbrauch dienen. Deren Gaszählerstand wird in der Regel nur einmal jährlich abgelesen. Geringer Verbrauch bedeutet eine maximale stündliche Ausspeiseleistung von 500 kW H_s und eine maximale jährliche Entnahme von 1,5 Mio. kWh H_s [BDEW et al., 2016]. Im Anwendungsleitfaden für Standardlastprofile [BDEW et al., 2016] werden das analytische und synthetische Lastprofilverfahren unterschieden, wobei das analytische Verfahren auf nicht verfügbare Messwerte aus dem Gasnetz zurückgreift und aus diesem Grund für die Zwecke dieser Arbeit nicht geeignet ist. Aus diesem Grund wird das synthetische Lastprofilverfahren aus [BDEW et al., 2016] gewählt und im Folgenden vorgestellt.

Das synthetische Lastprofilverfahren generiert tägliche Gasverbrauchswerte $P_{th,d,r}$ für jede NUTS3-Region r , ausgehend von einer tagesabhängigen Allokationstemperatur v_r und differenziert nach Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit werden für jede NUTS3-Region die tägliche Allokationstemperatur und der Gasverbrauch von Ein- und Mehrfamilienhäusern gemäß des folgenden Ansatzes bestimmt. Dieser nach Haustyp unterschiedene Gasverbrauch wird für die zeitliche Aufschlüsselung des jährlichen Gasverbrauchs einer NUTS3-Region verwendet.

Im ersten Schritt der räumlichen Aufschlüsselung wird der Anteil der Wohnfläche von Ein- und Mehrfamilienhäusern an der gesamten Wohnfläche einer jeden NUTS3-Region bestimmt. Dazu wird erneut auf die Regionaldatenbank zurückgegriffen [Statistische Ämter des Bundes

und der Länder, 2016] und der Gebäudebestand nach Zahl der Wohnungen²² und durchschnittlicher Wohnungsfläche²³ einer jeden NUTS3-Region zum Stichtag 09.05.2011 ausgelesen. Dies ist der aktuellste vorliegende Datenstand und bezieht sich auf den Zensus 2011.²⁴ Bei der Ermittlung des Anteils der Wohnfläche in Ein- und Mehrfamilienhäusern je Region ist eine am 04.09.2011 in Kraft getretene Kreisgebietsreform in Mecklenburg-Vorpommern [BBSR, 2017a] zu berücksichtigen, da diese nach dem Zensus 2011 stattfand. Mit den gewonnenen Informationen lässt sich der jährliche Gasverbrauch einer NUTS3-Region mittels des Wohnflächenanteils auf Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser aufschlüsseln.

Im zweiten Schritt erfolgt die zeitliche Aufschlüsselung. Der tägliche Gasverbrauch $P_{th,r,d}$ für Haushalte ergibt sich nun gemäß (2.8) unter Berücksichtigung des Kundenwerts KW_r und des Profilkonstantenwerts pro Tag $h_r(v_{r,d})$ für jede NUTS3-Region. Die Berechnung erfolgt getrennt für Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser. Dies soll aufgrund besserer Übersicht in der Indizierung nicht aufgeführt werden.

$$P_{th,r,d} = KW_r \cdot h_r(v_{r,d}) \quad (2.8)$$

Der Kundenwert beschreibt den mittleren Tagesverbrauch von Ein- bzw. Mehrfamilienhäusern. Nach [BDEW et al., 2016] erfolgt die Berechnung für den Haushaltssektor gemäß Formel (2.9).

$$KW_r = \frac{P_{th,r,a}}{\sum_{d=1}^{365} h_r(v_{r,d})} \quad (2.9)$$

$P_{th,r,a}$ kennzeichnet hier den jährlichen Gasverbrauch von Ein- bzw. Mehrfamilienhäusern einer NUTS3-Region. Letztlich erfolgt die zeitliche Auflösung über den Profilkonstantenwert pro Tag h_r entsprechend der „SigLinDe“ genannten Profilkonstantenfunktion aus Formel (2.10).

$$h_r(T_{r,d}) = \left[\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{v_{r,d} - v_0} \right)^C} + D \right] + \max(m_H \cdot v_{r,d} + b_H; m_W \cdot v_{r,d} + b_W) \quad (2.10)$$

²² Tabelle: Gebäude mit Wohnraum nach Zahl der Wohnungen (Code: 036-02-4).

²³ Tabelle: Regionalatlas Deutschland Indikatoren des Themenbereichs ‚Zensus 2011‘ Wohn- und Gebäudezählung (Code: AI-Z4-2011).

²⁴ Beim Zensus 2011 handelt es sich um eine im Jahr 2011 durchgeführte offizielle deutsche Bevölkerung-, Gebäude und Wohnungszählung [DESTATIS, 2013].

Für die Koeffizienten gelten die Werte aus Tabelle 2.7. Dazu wurde von einem mittleren Heizgasanteil ausgegangen. Die Referenztemperatur v_0 beträgt per Definition 40 °C.

Tabelle 2.7: Koeffizienten zur Bestimmung des Profilfunktionswerts h_r , Haushalte

Haustyp	Profil	A	B	C	D	m_H	b_H	m_W	b_W
Einfamilienhaus	DE_HEF33	1,62	-37,18	5,67	0,07	-0,05	0,84	-0,00	0,11
Mehrfamilienhaus	DE_HMF33	1,23	-34,72	5,82	0,09	-0,04	0,77	-0,00	0,12

Quelle: [BDEW et al., 2016]

Die Allokationstemperatur $v_{r,d}$ einer jeden Region r und eines jeden Tages d ergibt sich unter Berücksichtigung auch der jeweils letzten drei Tagesmitteltemperaturen $T_{r,d}$ gemäß der geometrischen Reihe in (2.11).

$$v_{r,d} = \frac{T_{r,d} + 0,5 \cdot T_{r,d-1} + 0,25 \cdot T_{r,d-2} + 0,125 \cdot T_{r,d-3}}{1 + 1,5 + 0,25 + 0,125} \quad (2.11)$$

Die Allokationstemperatur glättet starke Temperatursprünge und berücksichtigt derart die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden [BDEW et al., 2016]. Die täglichen Durchschnittstemperaturen einer jeden Region basieren auf stündlichen Daten von 607 betrachteten Messstationen des Deutschen Wetterdienstes [DWD Climate Data Center, 2017] des Jahres 2015, welche gleichmäßig über Deutschland verteilt sind.

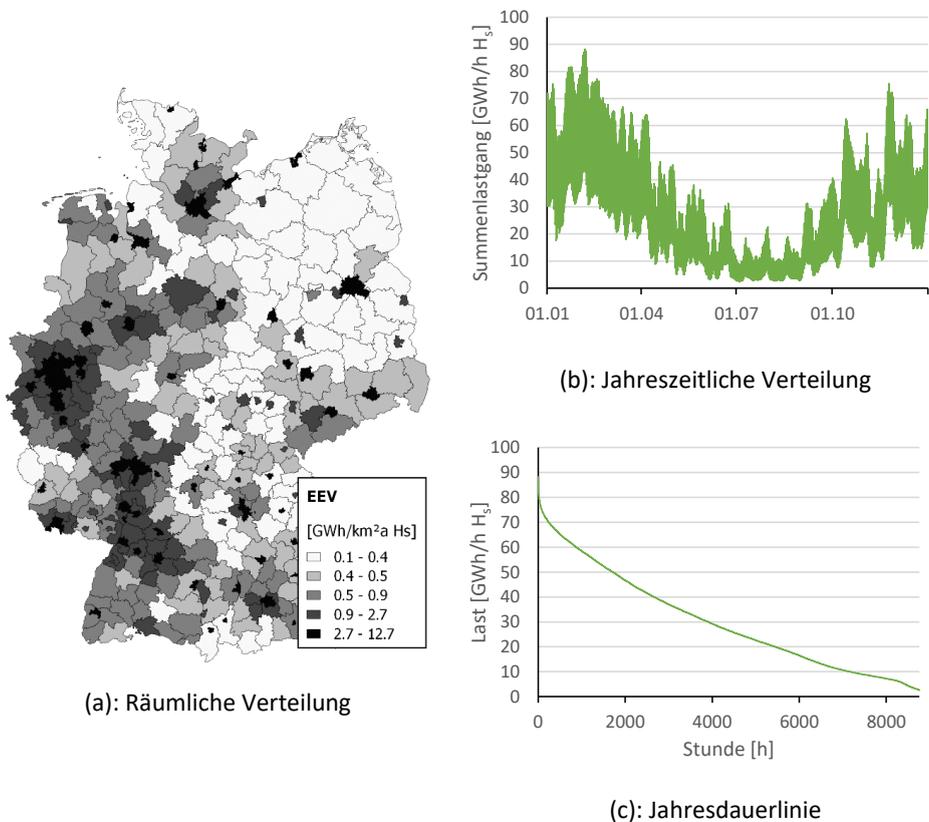
Für die untertägige Aufschlüsselung von Gasverbrauchswerten verweist [BDEW et al., 2016] auf [BGW, 2006]. Dort werden abhängig von der Allokationstemperatur zehn Temperaturbereiche und abhängig vom Altbauanteil²⁵ in einer Region elf Gebäudestrukturklassen unterschieden. Die resultierenden stündlichen Gewichtungsfaktoren werden getrennt für Ein- und Mehrfamilienhäuser genannt. Für die Bestimmung des Altbauanteils²⁶ der NUTS3-Regionen wird erneut auf die Regionaldatenbank [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2016] zurückgegriffen. Für jeden Tag und jede Region wird der relevante Schlüssel ermittelt und der Tagesverbrauch entsprechend auf die einzelnen Stunden aufgeteilt. Die resultierende räumliche und zeitliche Verteilung des Gasverbrauchs 2015 zeigt Abbildung 2.7.

²⁵ Altbau sind Gebäude, die vor 1978 errichtet wurden [BGW, 2006].

²⁶ Tabelle: Wohngebäude nach Baujahr – Stichtag 09.05.2011 regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (Code: 036-06-4).

Abbildung 2.7 (a) zeigt den derart ermittelten spezifischen Gasverbrauch je Quadratkilometer im Haushaltssektor für die NUTS3-Regionen des Jahres 2015. Die höchsten spezifischen Gasverbräuche treten in München und Berlin mit 12,7 bzw. 11,1 GWh/km²a H_s, die niedrigsten spezifischen Gasverbräuche treten mit jeweils 0,1 GWh/km²a H_s in den Landkreisen Prignitz bzw. Ostprignitz-Ruppin in Nordbrandenburg auf. Die großen deutschen Städte sowie die Metropolregionen Rhein-Ruhr, Rhein-Main und Rhein-Neckar zeigen sich als Verbrauchsschwerpunkte und große Bereiche in den neuen Bundesländern mit geringem Verbrauch.

Abbildung 2.7: Ermittelter Gasverbrauch der Haushalte im Jahr 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung des Summenlastgangs in Abbildung 2.7 (b) wird die Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs in Haushalten deutlich. In den Wintermonaten von Oktober bis März liegt der Gasverbrauch je Stunde bei bis zu 88,2 GWh/h H_s und damit deutlich über den Werten in

den Sommermonaten mit Werten bis unter 10 GWh/h H_2 . Im Sommer ist die Volatilität des Lastgangs aufgrund des relativ höheren Anteils von Prozesswärme- und Warmwasserbedarf deutlich geringer als im Winter. So beträgt die untertägige Differenz aus stündlichem Minimal- und Maximalverbrauch eines Tages am 16.08.2015 0,16 GWh/h H_2 und am 06.02.2015 44,6 GWh/h H_2 . Die Jahresdauerlinie des Summenlastgangs in Abbildung 2.7 (c) zeigt, dass die Jahresspitzenlast in nur wenigen Stunden über 80 GWh/h H_2 liegt und in nur 2.670 Stunden über 40 GWh/h H_2 . Der absolute Minimalwert des Jahres 2015 liegt bei 2,5 GWh/h H_2 .

2.5.2 Industrie

Im Jahr 2015 deckt Gas mit 219 TWh H_2 ²⁷ einen Anteil von 30,8 % des Endenergieverbrauchs des Industriesektors²⁸ und ist so der nach Strom (31,9 %) zweitwichtigste sektorbezogene Energieträger [Fraunhofer ISI, 2016]. Das Gas wird nur zu 13,5 % zur Bereitstellung von Raumwärme, zu 1,1 % zur Bereitstellung von Warmwasser und zu 3,1 % zur Bereitstellung von mechanischer Energie genutzt. Die Hauptanwendung ist die Bereitstellung von Prozesswärme mit einem Anteil von 82,3 % [Fraunhofer ISI, 2016]. Der Industriesektor unterteilt sich in den Statistiken der AGEB in 14 Wirtschaftszweige²⁹, wovon in der Anlagenliste 2016 der deutschen Emissionshandelsstelle [DEHSt, 2017a] standortscharfe Informationen zu den Branchen Papiergewerbe, Chemie, Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallerzeugung, Nichteisenmetalle und -gießereien sowie Metallbearbeitung zu finden sind. Zusätzlich wird in dieser Arbeit auch die Mineralölverarbeitung in die industrielle Betrachtung einbezogen, da in der Anlagenliste 2016 der deutschen Emissionshandelsstelle ebenfalls standortscharfe Informationen zu Raffinerien vorliegen. Abbildung 2.8 zeigt die derart ermittelten Standorte.

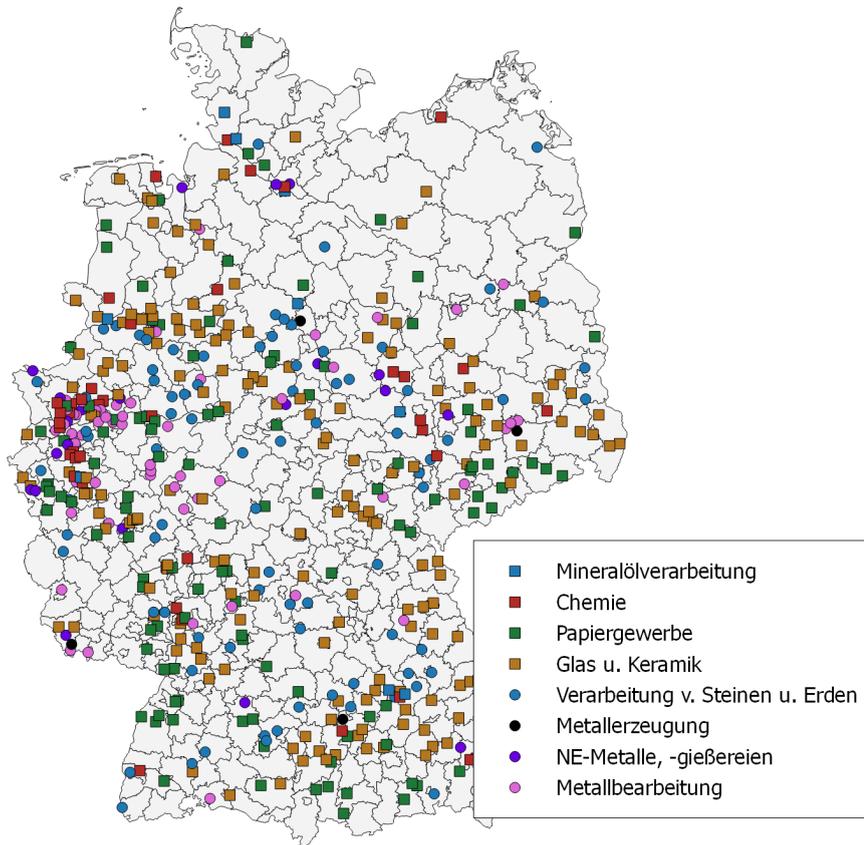
²⁷ Aus der Energiebilanz 2015 [AGEB, 2017a] ergibt sich ein Endenergieverbrauch von 254 TWh H_2 für Industrie zuzüglich Mineralölverarbeitung. Von diesem werden 35 TWh H_2 abgezogen, die als Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken in dieser Arbeit dem Abschnitt Kraftwerke zugeordnet sind (vgl. Abschnitt 2.5.3).

²⁸ Umfasst das Verarbeitende Gewerbe ohne Raffinerien, inklusive Gewinnung von Steine-Erden und sonstigem Bergbau [Fraunhofer ISI, 2016], hier ergänzt um Mineralölverarbeitung.

²⁹ Siehe Tabelle A.1 des Anhangs.

Nach Abzug des branchenbezogenen Kraftwerksgases (vgl. Abschnitt 2.5.3) verbrauchen die betrachteten emissionshandelspflichtigen Branchen im Jahr 2015 zusammen 70,6 % des in der Industrie und der Mineralölverarbeitung energetisch eingesetzten Gases³⁰.

Abbildung 2.8: Industriestandorte emissionshandelspflichtiger Branchen³¹



Quelle: Eigene Darstellung mit [DEHSt, 2017a]

³⁰ Eine geringe Unsicherheit ergibt sich, da die Statistik auch Grubengas enthält [Fraunhofer ISI, 2016].

³¹ Aufgrund von Verdeckungen sind nicht alle Anlagen zu erkennen, als Beispiel seien Raffineriestandorte in Köln Wesseling und Köln Godorf genannt.

Die Liste über emissionshandelspflichtige³² Anlagen enthält neben Informationen zur Adresse der Anlage auch Werte für die zugeteilten CO₂-Zertifikate und die jährlichen Emissionen in t CO₂-Äquivalent. Die Information über die im Jahr 2015 emittierte CO₂-Masse per Anlage wird zur räumlichen Aufschlüsselung des Gasverbrauchs der zugehörigen Branchen verwendet. Die resultierenden 29,4 % des Gasverbrauchs der nicht emissionshandelspflichtigen Branchen werden über die Energiebedarfskenngroße der Erwerbstätigenzahl verteilt, da diese gemäß Tabelle 2.8 im gesamten Betrachtungszeitraum das gegenüber dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) höhere Bestimmtheitsmaß aufweist. Die Daten zu Energiebedarfskenngroßen sind der Regionaldatenbank³³ [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2016] entnommen, die länderspezifischen Industriegasverbräuche ergeben sich aus [LAK, 2017].

Tabelle 2.8: R² der Korrelation von Energiebedarfskenngroßen und Endenergieverbrauch der Industrie von 2010 bis 2013

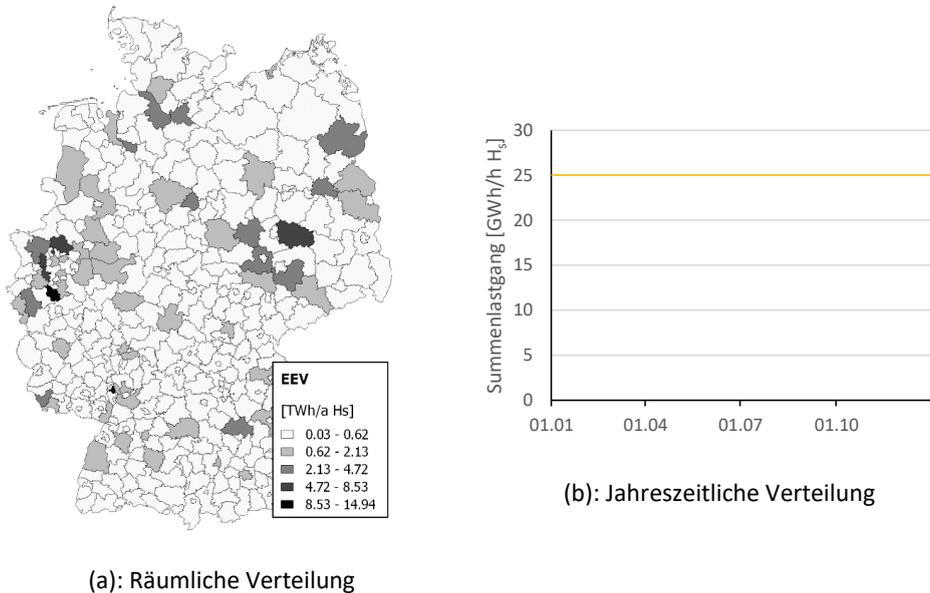
Jahr	R ² _{BIP}	R ² _{Erwerbstätigenzahl}
2010	0,748	0,796
2011	0,749	0,797
2012	0,747	0,796
2013	0,758	0,806

Quelle: Eigene Darstellung

Für die zeitliche Aufschlüsselung wird ein durchgängiger Dreischichtbetrieb angenommen, der in einem ganzjährig konstanten Energieverbrauch resultiert. Das Ergebnis der räumlichen und zeitlichen Aufschlüsselung zeigt Abbildung 2.9.

³² Verpflichtet sind Anlagen der Energieversorgung sowie der energieintensiven Industrie; namentlich Eisen- und Stahlerzeugung, Mineralverarbeitung, Raffinerien, chemische Industrie, Papier- und Zellstoffverarbeitung sowie Nichtmetallerzeugung [DEHSt, 2017b].

³³ Tabellen: Erwerbstätige nach Wirtschaftsbereichen (WZ 2008) (Code: 638-61-4) bzw. Bruttoinlandsprodukt/Bruttowertschöpfung (WZ 2008) (Code: 426-71-4).

Abbildung 2.9: Ermittelter Gasverbrauch der Industrie im Jahr 2015

Quelle: Eigene Darstellung

Die Verbrauchsschwerpunkte liegen gemäß Abbildung 2.9 (a) in Köln und Ludwigshafen mit Gasverbräuchen von 14,9 bzw. 11,8 TWh H_s. Die Regionen mit dem geringsten Gasverbrauch sind Lüchow-Dannenberg und Kusel mit je 0,03 TWh H_s. Abbildung 2.9 (b) zeigt den zeitlichen konstanten Gasverbrauch, der in einem gesamtdeutschen Wert von 25,0 GWh/h H_s resultiert.

2.5.3 Kraftwerke

Gas wird in Kraftwerken des Umwandlungssektors und des Industriesektors entweder zur ausschließlichen Stromerzeugung oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verfeuert. Anlagenseitig sind diese Kraftwerke in der Regel mittels Gasturbinen- (GT), Dampfturbinen- (DT) oder Gas- und Dampfturbinen (GuD) realisiert. Die Wärme zur Dampferzeugung in reinen Dampfkraftwerken wird durch einen Gaskessel bereitgestellt. Für die Analysen im Rahmen dieser Arbeit werden alle 247 in der Kraftwerksliste der BNetzA [BNetzA, 2016a] aufgeführten Anlagen betrachtet, die dem Energieträger Erdgas zugeordnet sind. Diese Liste liefert blockscharfe Informationen zu Blockname, Standort, Jahr

der Inbetriebnahme, Status³⁴, KWK-Fähigkeit und Nettoleistung des jeweiligen Gaskraftwerks. Die Zuordnung zum Umwandlungs- oder Industriesektor erfolgt auf der Basis des angegebenen Unternehmens. Derart ergeben sich 96 Industriekraftwerke und 151 Kraftwerke der öffentlichen Versorgung im Umwandlungssektor. Im Industriesektor sind nur vier Kraftwerke mit einer installierten Leistung von zusammen 98 MW_{el} als Anlagen zur reinen Stromerzeugung (und somit als nicht KWK-fähig) geführt, während die restlichen 92 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von zusammen 4.352 MW_{el} allesamt KWK-fähig sind. Die ausgekoppelte Wärme wird hauptsächlich zur Erzeugung von Prozesswärme verwendet (vgl. Abschnitt 2.5.2). Die Leistung der nicht KWK-fähigen Industriekraftwerke umfasst geringe 2,2 % der installierten Industriekraftwerksleistung. Im Umwandlungssektor sind 36 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 7.901 MW_{el} als nicht KWK-fähig und 115 Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 10.140 MW_{el} als KWK-fähig geführt. Somit sind insgesamt ca. 84 % der Gaskraftwerke mit 64 % der installierten Leistung KWK-fähig.

Die unterjährige stündlich aufgelöste Stromerzeugungszeitreihe von Gaskraftwerken mit einer installierten Leistung von über 100 MW_{el}³⁵ kann den Transparenzdaten der deutschen Strombörse EEX für das Jahr 2015 blockscharf entnommen werden [EEX, 2016]. Diese Anlagen können in Kombination mit den Daten aus der Kraftwerksliste der BNetzA [BNetzA, 2016a] entweder den Anlagen zur reinen Stromerzeugung bzw. KWK-Anlagen des Umwandlungssektors oder den Anlagen der Industrie zugeordnet werden. Für die Ermittlung des je Stunde anfallenden Gasverbrauchs auf Basis der Stromerzeugungszeitreihe wird auf den elektrischen Nettowirkungsgrad η_{el} zurückgegriffen, welcher abhängig vom Alter, Typ und der KWK-Fähigkeit des Gaskraftwerks mit Werten aus [IEK-STE, 2013] angenommen wird. Die zugrundeliegenden Werte sind in Tabelle B.1 und B.2 im Anhang dieser Arbeit beigefügt. Die Ermittlung des stündlichen Gasverbrauchs $P_{th,t}$ erfolgt schließlich nach (2.12), wobei zur Umrechnung von Heizwert in Brennwert auf den Faktor 0,90238 aus [AGEB, 2017b] zurückgegriffen wird.

³⁴ Betrachtet werden Kraftwerke, die sich entweder in Betrieb befinden oder aus Gründen der stromseitigen Netzstabilität gesetzlich an der Stilllegung gehindert sind.

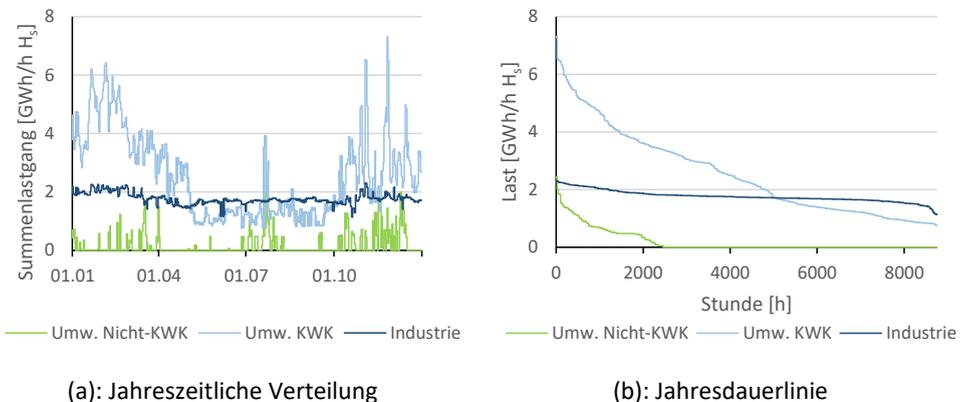
³⁵ Da einige Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit nutzen Kraftwerkskomponenten einzeln und nicht als Gesamtkraftwerk an der EEX zu melden, sind nicht alle Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer als 100 MW_{el} aus der Kraftwerksliste der BNetzA im Transparenzportal der EEX [EEX, 2016] aufgeführt. So kann beispielsweise für eine theoretische GuD-Anlage mit 150 MW_{el} aus der Kraftwerksliste [BNetzA, 2016a] eine GT mit 90 MW_{el} und eine DT mit 60 MW_{el} gemeldet werden, deren blockscharfe Stromerzeugung aufgrund der jeweils installierten Leistung unter 100 MW_{el} nicht veröffentlicht werden.

$$P_{th,t} = \frac{P_{el,t}}{\eta_{el} \cdot 0,90238} \quad (2.12)$$

Aus den derart ermittelten Lastzeitreihen werden die Summenlastgänge der Gaskraftwerke, deren Stromerzeugung von der EEX blockscharf veröffentlicht wird, für die drei Kombinationen „Industrie“, „Umwandlung KWK“ und „Umwandlung Nicht-KWK“ gebildet.

In Abbildung 2.10 (a) ist der ermittelte zeitliche Verlauf des Gasverbrauchs getrennt für die drei betrachteten Kraftwerkskategorien aufgetragen. Der Einsatz der KWK-fähigen Kraftwerke des Umwandlungssektors folgt dem saisonalen Verlauf des Heizwärmebedarfs, der von zeitweisen Signalen des Strommarktes überlagert wird. Aus diesem Grund auftretende Gasverbrauchsspitzen der KWK-fähigen Kraftwerke korrelieren zeitlich mit denen der nicht KWK-fähigen Kraftwerke, die allein auf Strommarktsignale reagieren. Für Industriekraftwerke ist ein zeitlich vergleichsweise konstanter Gasverbrauch zu beobachten, der nur gering um den Mittelwert von 1,8 GWh/h schwankt. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 2.10 (b) verdeutlicht die ökonomisch geringe Wettbewerbsfähigkeit nicht KWK-fähiger Kraftwerke, da diese in 6.197 Stunden des Jahres 2015 stillstehen.

Abbildung 2.10: Ermittelter Gasverbrauch der Gaskraftwerke mit Transparenzdaten 2015



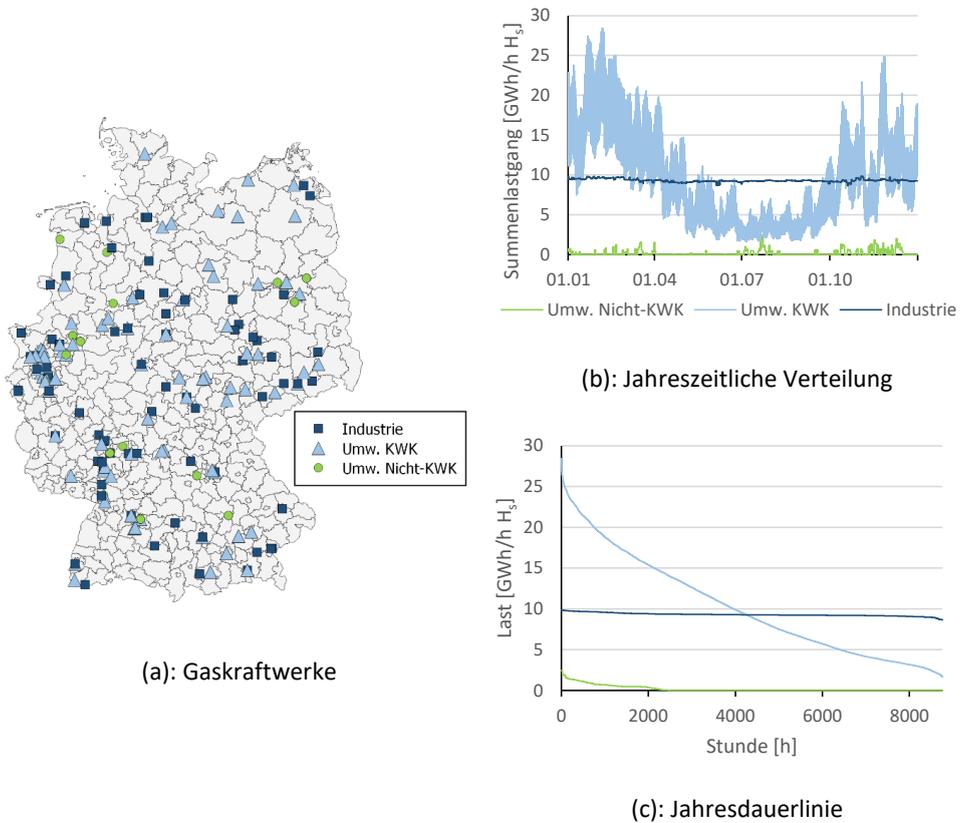
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [EEX, 2016]

Im Vergleich dazu sind die KWK-fähigen Kraftwerke des Umwandlungssektors und des Industrie-sektors bis auf etwaige Revisionen ganzjährig in Betrieb. Der Gasverbrauch der Kraftwerke

über 100 MW_{el} des Umwandlungssektors beträgt somit ca. 24 TWh H_s und der zur Stromerzeugung im Industriesektor ca. 10 TWh H_s.

Aus der Energiebilanz des Jahres 2015 [AGEB, 2017a] kann für alle Kraftwerke des Umwandlungssektors ein Gasverbrauch von 92 TWh H_s und für alle Kraftwerke der Stromerzeugung in Industriekraftwerken ein Gasverbrauch von 47 TWh H_s ermittelt werden. Wird von diesen Werten nun der Gasverbrauch, der soeben aus den Transparenzdaten der EEX für Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer als 100 MW_{el} ermittelt wurde, abgezogen, so ergibt sich für Kraftwerke mit einer installierten Leistung unter 100 MW_{el} ein Gasverbrauch im Umwandlungsbereich von 68 TWh H_s und zur Stromerzeugung im Industriebereich von 37 TWh H_s für das Jahr 2015. Die regionale Aufteilung des Gasverbrauchs auf die einzelnen Kraftwerksblöcke erfolgt für beide Sektoren getrennt proportional zur installierten Leistung. Für die zeitliche Auflösung wird für Kraftwerke des Umwandlungssektors, die kleiner als 100 MW_{el} und nicht KWK-fähig sind, angenommen, dass diese im Jahr 2015 nicht betrieben werden. Aufgrund hoher Grenzerzeugungskosten für Strom in nicht KWK-fähigen Gaskraftwerken können diese im Jahr 2015 nicht kostendeckend betrieben werden [AGORA Energiewende, 2016]. Für KWK-fähige Kraftwerke kleiner 100 MW_{el} wird angenommen, dass diese den Kraftwerken mit einer installierten Leistung größer als 100 MW_{el} entsprechend genutzt werden, um einen temperaturabhängigen Heizbedarf zu decken. Folglich wird die zeitliche Verteilung des heizbedarfsdominierten Haushaltsgasverbrauchs für die zeitliche Aufschlüsselung verwendet. Dazu wird der Standort eines Kraftwerks seiner jeweiligen NUTS3-Region zugeordnet. Für Industriekraftwerke unter 100 MW_{el} wird in Anlehnung an die Auswertung der Fahrweise von Kraftwerken mit einer installierten Leistung über 100 MW_{el} ebenfalls ein zeitlich konstanter Einsatz unterstellt, da sich der Betrieb am konstanten Prozesswärmebedarf ausrichtet.

Der Gasverbrauch des Industriesektors wird in Übereinstimmung mit dem Vorgehen in der Energiebilanz unter Nutzung der finnischen Methode (s. [AGEB, 2012]) in den Gasverbrauch zur Stromerzeugung und den Gasverbrauch zur Wärmeerzeugung aufgeteilt. Für die Stromerzeugung in Industriekraftwerken ergibt sich ein Gaseinsatz von 47,1 TWh H_s und für die Wärmeerzeugung von 34,9 TWh H_s (vgl. Abschnitt 2.5.2). Somit ergibt sich ein gesamter Gasverbrauch von Kraftwerken in Höhe von 174 TWh H_s (vgl. Tabelle 2.5). Die resultierende räumliche und zeitliche Auflösung aller Gaskraftwerke zeigt Abbildung 2.11.

Abbildung 2.11: Ermittelter Gasverbrauch aller Gaskraftwerke im Jahr 2015

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2.11 (a) zeigt die Standorte von Gaskraftwerken in Deutschland gemäß [BNetzA, 2016a]. Die höchste Kraftwerksdichte existiert in den Bereichen Rhein-Ruhr, Rhein-Main und Rhein-Neckar. Auffällig ist der sehr geringe Gasverbrauch in nicht KWK-fähigen Kraftwerken des Umwandlungssektors mit einem Maximum von 2,4 GWh/h H_2 bei einem Mittelwert von 0,2 GWh/h H_2 in Abbildung 2.11 (b). Der Summenlastgang der Industriekraftwerke schwankt mit einer Standardabweichung von 0,2 GWh/h H_2 nur gering um den Mittelwert von 9,3 GWh/h H_2 . Letztlich zeigt sich jedoch deutlich, dass die höchsten stündlichen Gasverbrauchswerte von bis zu 28,4 GWh/h H_2 auf die häufig an Wärmenetze angeschlossenen KWK-fähigen Kraftwerke des Umwandlungssektors zurückzuführen sind. Für den nicht dargestellten Summenlastgang aller Kraftwerkstypen ergibt sich ein maximaler Gasverbrauch von 38,1

GWh/h H_2 . Abbildung 2.11 (c) zeigt die zugehörigen Jahresdauerlinien und unterstreicht den geringen Verbrauch nicht KWK-fähiger Kraftwerke.

2.5.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Im Jahr 2015 deckt Gas mit 126 TWh H_2 [AGEB, 2017a] einen Anteil von 28,4 % des Endenergieverbrauchs des deutschen Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektors (GHD) [LFE, 2016]. Das verbrauchte Gas wird zu 84,6 % zur Bereitstellung von Raumwärme, zu 9,5 % zur Bereitstellung von Prozesswärme, zu 5,0 % zur Bereitstellung von Warmwasser und zu 0,9 % zur Bereitstellung von mechanischer Energie, Prozesskälte und Klimakälte eingesetzt [LFE, 2016]. Der GHD-Sektor umfasst insgesamt 14 verschiedene Wirtschaftsbranchen wie z. B. das Baugewerbe, den Handel, Krankenhäuser, Wäschereien und Flughäfen [LFE, 2016]. Statistikdaten liegen auch für den GHD-Sektor in der Regel nur als gesamtdeutsche Jahreswerte vor, so dass der Verbrauchswert analog zum Haushaltssektor räumlich mittels einer Energiebedarfskenngröße und zeitlich über die Nutzung von Standardlastprofilen auf NUTS3-Regionen und Stunden aufgeschlüsselt wird.

Als Energiebedarfskenngröße für den GHD-Sektor kommen aus der Regionaldatenbank [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2016] die Bruttowertschöpfung³⁶ (BWS) und die Erwerbstätigenzahlen³⁷ einer jeden NUTS3-Region in Betracht. Für die Bundesländer stehen auch für den GHD-Sektor Gasverbrauchswerte von 2010 bis 2013 unter [LAK, 2017] zur Verfügung. Das als Indikator genutzte Bestimmtheitsmaß für die Erklärung des Gasverbrauchs durch die auf Landesebene aggregierten Energiebedarfskenngrößen zeigt Tabelle 2.9.

Da die BWS im gesamten betrachteten Zeitraum das höhere Bestimmtheitsmaß als die Erwerbstätigenzahl aufweist, wird die BWS als Energiebedarfskenngröße gewählt. Für die zeitliche Auflösung des Gasverbrauchs wird analog zum Haushaltssektor das synthetische Lastprofilverfahren genutzt. Die Bestimmung des Profilkoeffizienten h_r einer jeden NUTS3-Region pro Tag erfolgt gemäß Formel (2.11). Dazu werden die Koeffizienten aus Tabelle 2.10 verwendet (vgl. Abschnitt 2.5.1).

³⁶ Tabelle: Bruttoinlandsprodukt/Bruttowertschöpfung (WZ 2008) (Code: 426-71-4).

³⁷ Tabelle: Erwerbstätige nach Wirtschaftsbereichen (WZ 2008) (Code: 638-61-4).

Tabelle 2.9: R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch im GHD-Sektor von 2010 bis 2013

Jahr	R^2_{BWS}	$R^2_{\text{Erwerbstätigenzahl}}$
2010	0,886	0,881
2011	0,910	0,902
2012	0,768	0,750
2013	0,875	0,867

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 2.10: Koeffizienten zur Bestimmung des Profilfunktionswerts h_r , GHD-Sektor

Bezeichnung	Profil	A	B	C	D	m_H	b_H	m_W	b_W
Summenlastprofil	GHD33	1,30	-35,68	6,69	0,14	-0,05	0,81	-0,00	0,13

Quelle: [BDEW et al., 2016]

Im GHD-Sektor werden zur Bestimmung des Gasverbrauchs Wochentagsfaktoren F eingesetzt, welche in Tabelle 2.11 aufgeführt sind.

Tabelle 2.11: Wochentagsfaktoren F des GHD-Sektors

Wochentag	Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
F	1,03	1,03	1,02	1,03	1,01	0,93	0,95

Quelle: [BDEW et al., 2016]

Der tägliche Gasverbrauch $P_{th,r,d}$ einer jeden NUTS3-Region r ergibt sich für den GHD-Sektor schließlich gemäß (2.13).

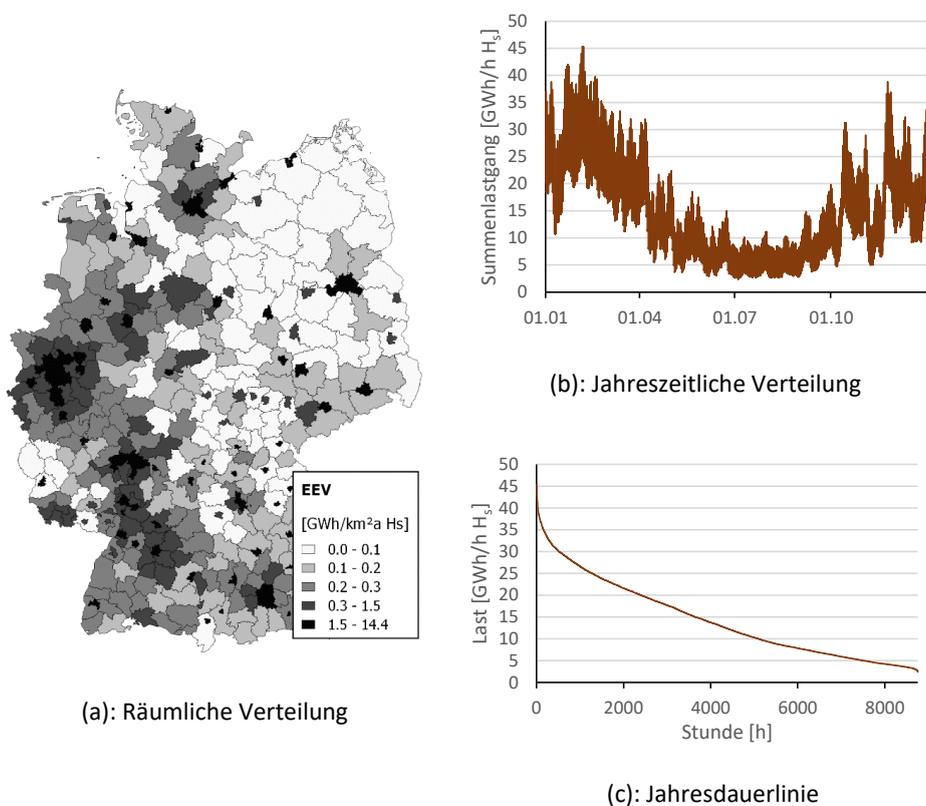
$$P_{th,r,d} = KW_r \cdot h_r(v_{r,d}) \cdot F(d) \quad (2.13)$$

Für die Bestimmung des Kundenwerts KW_r gilt die im Vergleich zum Haushaltssektor angepasste Form (2.14).

$$KW_r = \frac{P_{th,r,a}}{\sum_{d=1}^{365} (F(d) \cdot h_r(v_{r,d}))} \quad (2.14)$$

Für die untertägige Aufschlüsselung wird wie im Haushaltssektor auf [BGW, 2006] zurückgegriffen. Dort werden für den GHD-Sektor abhängig von der Allokationstemperatur zehn Temperaturbereiche und der Wochentag unterschieden sowie resultierende stündliche Gewichtungsfaktoren genannt. Die ermittelten Tagesgasverbräuche einer jeden Region werden entsprechend der resultierenden Gewichtungsfaktoren auf stündliche Verbräuche aufgeschlüsselt. Die sich einstellende räumliche und zeitliche Verteilung des Gasverbrauchs 2015 zeigt Abbildung 2.12.

Abbildung 2.12: Ermittelter Gasverbrauch des GHD-Sektors im Jahr 2015



Die ermittelte räumliche Verteilung des Gasverbrauchs in Abbildung 2.12 (a) ähnelt in seiner Verteilungsstruktur der des Haushaltssektors. Die Verbrauchsschwerpunkte liegen wieder in den großen deutschen Städten sowie den Metropolregionen Rhein-Ruhr, Rhein-Main und Rhein-Neckar. Die beiden Städte mit dem höchsten Gasverbrauch im Jahr 2015 sind München

mit 14,4 GWh/km²a H_s und Frankfurt mit 12,6 GWh/km²a H_s. Die Regionen mit dem geringsten Gasverbrauch sind der Altmarkkreis Salzwedel und der Landkreis Prignitz mit je 0,04 GWh/km²a H_s. Die große Bedeutung von Gas zur Bereitstellung von Raumwärme zeigt sich auch im ermittelten deutschen Summenlastgang in Abbildung 2.12 (b). Der Gasverbrauch liegt im Sommer mit Werten deutlich unter 10 GWh/h H_s weit unter den Verbräuchen im Winter mit bis zu 45,4 GWh/h H_s. Die Volatilität ist wie im Haushaltssektor durch einen relativ höheren Anteil von Prozesswärme- und Warmwasserbedarf im Sommer geringer als im Winter. So beträgt die untertägige Differenz aus stündlichem Minimal- und Maximalverbrauch eines Tages am 16.08.2015 4,85 GWh/h H_s und am 05.02.2015 20,3 GWh/h H_s. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 2.12 (c) zeigt, dass nur in 28 Stunden des Jahres Verbrauchswerte über 40 GWh/h H_s erreicht werden. In 2293 Stunden liegt der Verbrauch über 20 GWh/h H_s, das absolute Minimum des Jahres 2015 beträgt 2,35 GWh/h H_s.

2.5.5 Nichtenergetischer Verbrauch

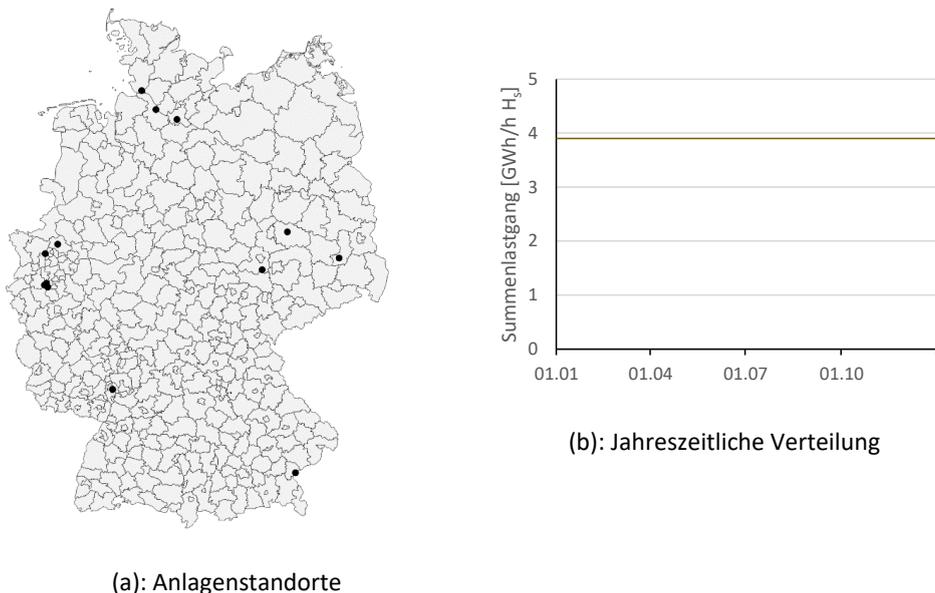
Im Jahr 2015 deckt Gas mit 34 TWh H_s einen Anteil von 11,6 % des nichtenergetischen Verbrauchs von Energieträgern [AGEB, 2017a]. Diese stoffliche Nutzung von Gas erfolgt insbesondere zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff in Anlagen der chemischen Industrie³⁸. Gängige Verfahren sind die Dampfreformation und die partielle Oxidation. Neben der Erzeugung des Produkts Wasserstoff selbst wird Wasserstoff insbesondere zur Erzeugung von Synthesegas und Ammoniak genutzt. Grundlage für die räumliche Aufschlüsselung auf einzelne Anlagen ist die Anlagenliste der deutschen Emissionshandelsstelle [DEHSt, 2017a] mit den Bereichen „Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas“ sowie „Herstellung von Ammoniak“. Die Aufschlüsselung des Verbrauchs auf die einzelnen Anlagen erfolgt wie im Industriesektor proportional zu den anlagenspezifischen CO₂-Emissionen des Jahres 2015. Für die zeitliche Aufschlüsselung wird von einem Dreischichtbetrieb in den betrachteten großindustriellen Anlagen von Firmen wie Stickstoffwerke Piesteritz, BASF oder Linde ausgegangen.

Abbildung 2.13 zeigt die Standorte sowie die angesetzte zeitliche Verteilung des nichtenergetischen Gasverbrauchs in Deutschland. Die Anlagenstandorte konzentrieren sich auf Nord-

³⁸ Weiterhin wird Wasserstoff auch in Anlagen der Mineralölverarbeitung zur Entschwefelung und für Hydrocracking verwendet, die in dieser Arbeit jedoch dem Industriesektor zugeschlagen sind (vgl. Abschnitt 2.5.2).

rhein-Westfalen, Hamburg bis Stade, Sachsenanhalt/Brandenburg, Ludwigshafen in Rheinland-Pfalz und Burghausen in Bayern. Die derart ermittelten größten nichtenergetischen Gasverbraucher ergeben sich mit Anteilen von 36,3 bzw. 32,3 % zu den Stickstoffwerken Piesteritz in Wittenberg und der BASF in Ludwigshafen. Der Anteil des für die Ammoniaksynthese eingesetzten Gases beträgt 70,8 % am nichtenergetischen Verbrauch. Zeitlich ergibt sich ein konstantes Gasverbrauchsprofil von 3,9 GWh/h H_2 , was ca. 15,6 % des durchschnittlichen Industrieriewerts entspricht.

Abbildung 2.13: Ermittelter nichtenergetischer Gasverbrauch im Jahr 2015



Quelle: Eigene Darstellung

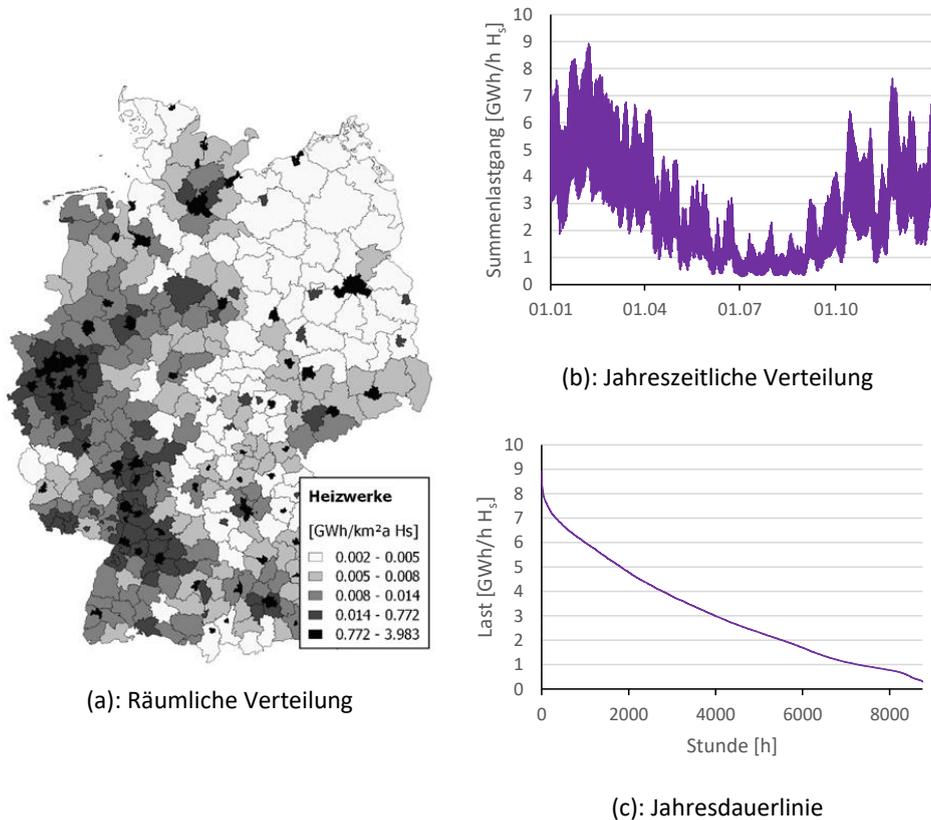
2.5.6 Heizwerke

Im Jahr 2015 deckt Gas mit 27 TWh H_2 einen Anteil von 50,0 % des Brennstoffeinsatzes in Heizwerken³⁹ [AGEB, 2017a]. Im Rahmen dieser Arbeit wird unterstellt, dass Heizwerke primär für die Wärmeversorgung von Haushalten eingesetzt werden. Für die regionale Aufschlüsselung wird aus [Bo, 2012] übernommen, dass 90 % des Gasverbrauchs von Heizwerken in Deutschland in Städten zu verbuchen ist. Dort sind regelmäßig Wärmenetze eingerichtet. Die

³⁹ Alternativen sind insbesondere Biomasse, Müll und Steinkohle.

räumliche Aufteilung des jährlichen Gasverbrauchs unter den Städten bzw. ländlichen Gebieten erfolgt proportional zur Wohnfläche. Für die zeitliche Aufteilung auf Stunden wird für jede Region auf die zeitliche Verteilung der Gasverbräuche in Haushalten zurückgegriffen. Die sich einstellende räumliche und zeitliche Verteilung des Gasverbrauchs zeigt Abbildung 2.14.

Abbildung 2.14: Ermittelter Gasverbrauch der Heizwerke im Jahr 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Wie durch die Annahme der räumlichen Verteilung festgelegt wurde, zeigen sich die höchsten Werte des spezifischen Gasverbrauchs in Abbildung 2.14 (a) in Städten. Die zeitliche Verteilung in Abbildung 2.14 (b) zeigt eine hohe Übereinstimmung mit der zeitlichen Verteilung der Haushalte. Geringfügige Veränderungen ergeben sich durch die unterschiedliche Gewichtung der sich in der Temperatur unterscheidenden NUTS3-Regionen. Abbildung 2.14 (c) zeigt die resultierende Jahresdauerlinie mit einer für die Anlagenauslegung relevanten Spitzenlast von

8,9 GWh/h H_s. Aufgrund fehlender Daten kann nicht berücksichtigt werden, inwiefern Gas nur als Brennstoff zur Spitzenlastlastdeckung aufgrund vergleichsweise günstiger Verfeuerungsanlagen eingesetzt wird, wenn die Wärmebereitstellung aus Biomasse oder Müll nicht für die Lastdeckung ausreicht.

2.5.7 Verkehr

Im Jahr 2015 deckt Gas in komprimierter Form als Compressed Natural Gas (CNG) mit 2 TWh H_s [AGEB, 2017a] einen geringen Anteil von 0,3 % des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors [RWI, 2016]. Das verbrauchte Gas wird zu 100 % zur Bereitstellung von mechanischer Energie im Straßenverkehr eingesetzt [AGEB, 2017a; RWI, 2016]. Im Vergleich zum Haushaltssektor beträgt der Gaseinsatz im Verkehrssektor weniger als ein Prozent. Als mögliche Energiebedarfskenngroße zur räumlichen Aufschlüsselung stehen in der Regionaldatenbank [Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2016] die Bevölkerungszahl⁴⁰ und die Bevölkerungszahl der Altersgruppe ab 20⁴¹ [BBSR, 2017b] einer jeden NUTS3-Region für die regionale Verteilung des Gasverbrauchs im Verkehrssektor zur Verfügung. Zur Überprüfung der Korrelation zwischen Gasverbrauch auf Landesebene aus [LAK, 2017] und den genannten Energiebedarfskenngroßen wird wieder das Bestimmtheitsmaß bestimmt. Das Ergebnis ist in Tabelle 2.12 aufgeführt.

Tabelle 2.12: R² der Korrelation von Energiebedarfskenngroßen und Endenergieverbrauch im Verkehrssektor von 2010 bis 2013

Jahr	R ² Bevölkerung	R ² Bevölkerung ab 20
2010	0,846	0,847
2011	0,854	0,856
2012	0,736	0,738
2013	0,849	0,850

Quelle: Eigene Darstellung

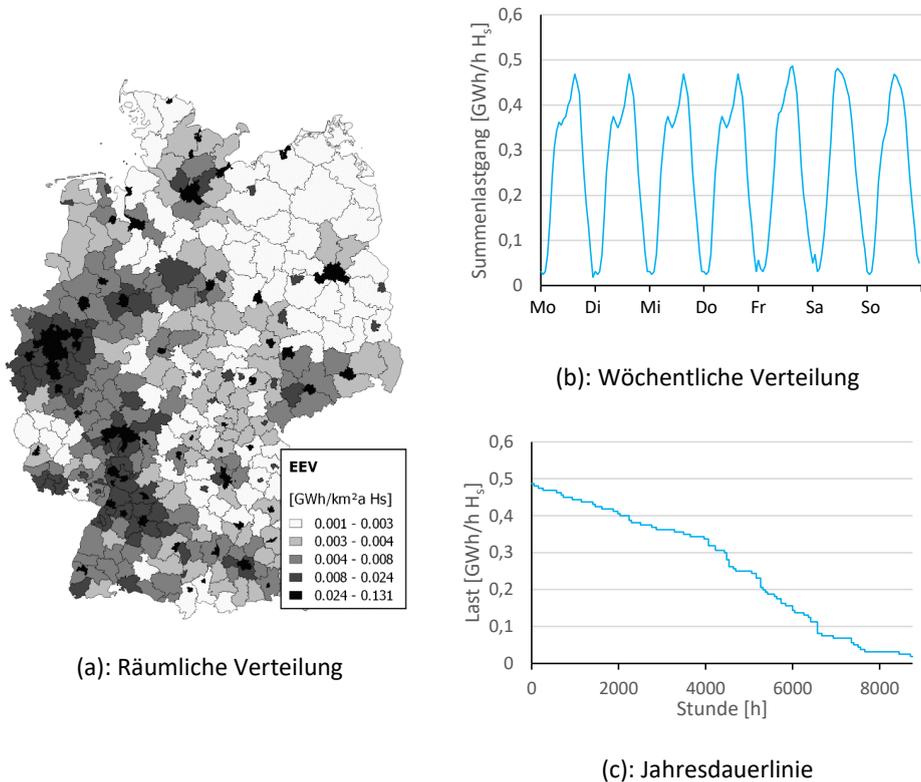
Aufgrund des immer höheren Bestimmtheitsmaßes der Bevölkerung ab 20, die auch inhaltlich die größere Überschneidung mit der am Straßenverkehr teilnehmenden Bevölkerung besitzt,

⁴⁰ Tabelle: Bevölkerungsstand: Bevölkerung nach Geschlecht (Code: 173-01-4)

⁴¹ Tabelle: Bevölkerung in den Altersgruppen: unter 20, 20 – u. 40, 40 – u. 60, 60 – u. 80 sowie 80 und älter.

wird diese als Energiebedarfskenngröße genutzt. Die zeitliche Verteilung erfolgt auf Basis von Benzintankprofilen für jeden Wochentag aus [Chen, 2008]. Der resultierende räumlich und zeitlich aufgelöste Gasverbrauch ergibt sich aus Abbildung 2.15. Die wöchentliche Verteilung des Gasverbrauchs aus Abbildung 2.15 (b) wiederholt sich ganzjährig.

Abbildung 2.15: Ermittelter Gasverbrauch des Verkehrs im Jahr 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Die räumliche Verteilung in Abbildung 2.15 (a) zeigt, dass der höchste Verbrauch an den Orten mit hoher Bevölkerungsdichte liegt. Der Summenlastgang in Abbildung 2.15 (b) folgt einem wöchentlichen Profil, welches sich das Jahr über wiederholt. Abbildung 2.15 (c) zeigt die zugehörige Jahresdauerlinie mit einem Maximum von 0,49 GWh/h H_s und einem Minimum von 0,02 GWh/h H_s.

2.5.8 Sonstige

Die sonstigen Verbraucher benötigen im Jahr 2015 36,0 TWh H_2 Gas. Darunter fallen statistische Differenzen, Wasser-, Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen, Kokereien, Steinkohlezechen und -brikettfabriken, die Erdöl- und Erdgasgewinnung, sonstige Energieerzeuger inklusive Verdichterstationen sowie Fackel- und Leitungsverluste. Da keine weiteren Informationen über die räumliche und zeitliche Verteilung vorliegen, werden sie vereinfachend regional proportional zur Bevölkerung und zeitlich konstant aufgeschlüsselt. Die stündliche Auspeisung beträgt so 4,1 GWh/h H_2 .

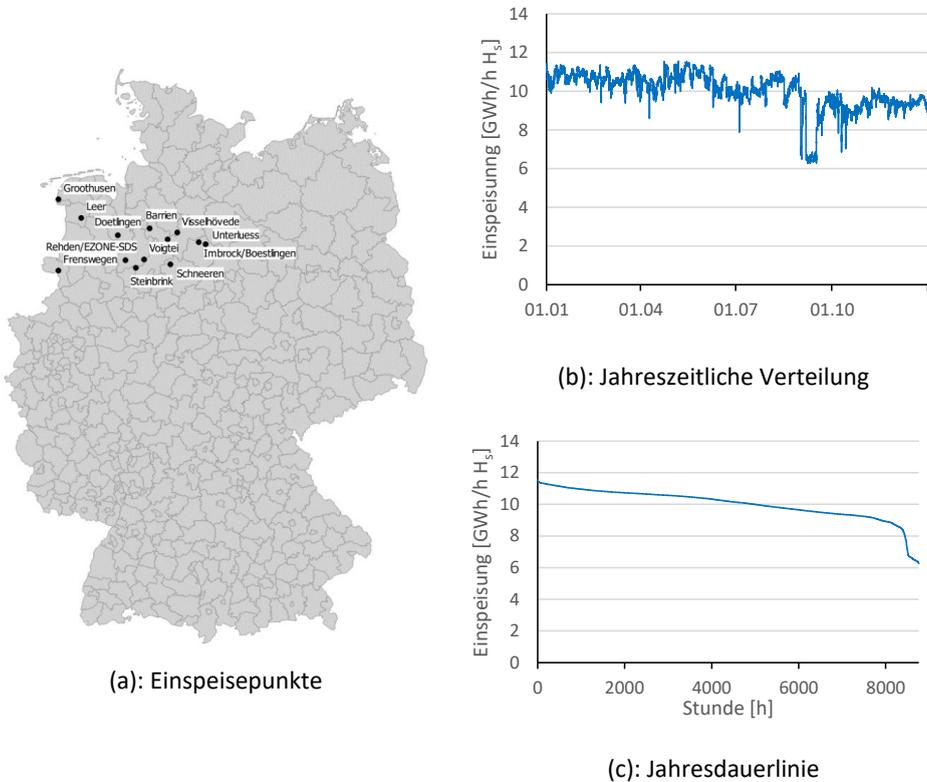
2.6 Inländische Gaseinspeisung

Gas wird entweder über die inländische Förderung von Gasvorkommen, die Erzeugung von Biomethan aus der Vergärung von Biomasse oder die Erzeugung von Wasserstoff oder Methan mittels Power-to-Gas-Anlagen gewonnen und in das Gasnetz eingespeist.

2.6.1 Inländische Förderung

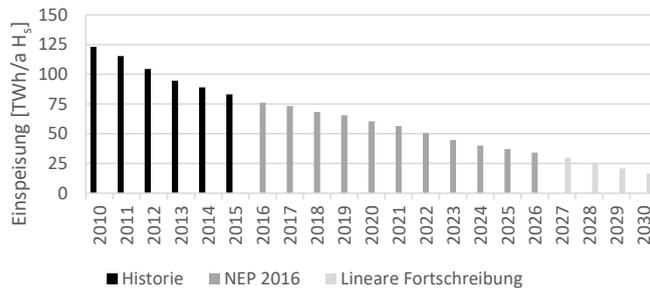
Die inländische Gasförderung konzentriert sich auf Niedersachsen, wo 97,1 % des in Deutschland produzierten Gases gefördert und an den in Abbildung 2.16 (a) dargestellten Einspeisepunkten in das Transportnetz eingespeist wird. Die Einspeisepunkte sind dem Netzentwicklungsplan 2016 [FNB Gas, 2017a] entnommen. Im Jahr 2015 wird aus insgesamt 77 Lagerstätten mit 476 Fördersonden [LBEG, 2016] laut Transparenzportal der betroffenen Transportnetzbetreiber⁴² 88 TWh H_2 Gas gefördert. Das niedersächsische Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) gibt diesen Wert mit ca. 83 TWh H_2 an [LBEG, 2016]. Die zeitlichen Verläufe sind ebenfalls den Transparenzportalen entnommen, wobei dort aggregierte Produktionsdaten veröffentlicht sind. Die Zuordnung auf die einzelnen Einspeisepunkte erfolgt proportional zu den im Netzentwicklungsplan angegebenen technischen Kapazitäten.

⁴² OGE [Open Grid Europe, 2017], Gasunie [Gasunie, 2017] und Nowega [Nowega, 2017].

Abbildung 2.16: Inländische Förderung von Gas im Jahr 2015

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2.16 (b) zeigt den zeitlichen Verlauf der inländischen Produktion des Jahres 2015, wobei ein leicht abnehmender Trend zwischen Beginn und Ende des Jahres zu beobachten ist. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 2.16 (c) bestätigt dies, da kein konstantes Förderungsniveau zu beobachten ist. Diese unterjährige abnehmende Entwicklung deckt sich mit der jahresübergreifenden Entwicklung in Abbildung 2.17. Dort ist die historische Entwicklung der inländischen Förderung von 2010 bis 2015 aufgetragen, gefolgt von der im Rahmen des NEP Gas [FNB Gas, 2017b] genutzten Prognose des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie vom Jahr 2015 für die Jahre 2016 bis 2026. Für die Jahre 2027 bis 2030 wird in Übereinstimmung mit der Annahme aus dem NEP Gas eine lineare Fortschreibung der Entwicklung von 2016 bis 2026 unterstellt.

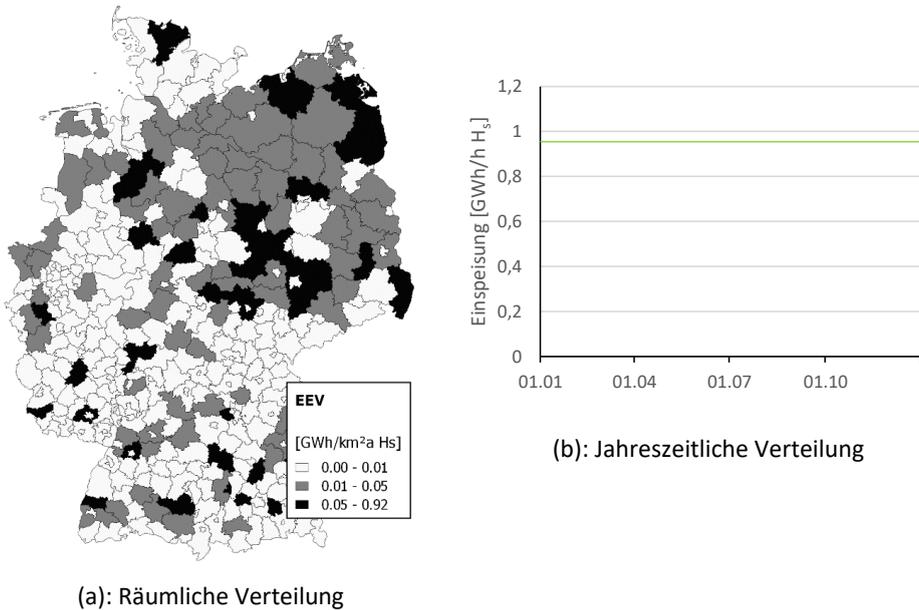
Abbildung 2.17: Historische und erwartete inländische Förderung bis 2030

Quelle: [FNB Gas, 2017b; LBEG, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016]

Bis zum Jahr 2030 sinkt die inländische Förderung auf erwartete 17 TWh/a H₂ und damit im Vergleich zu 2015 um 81 %. Die inländische Produktion ist somit in über das Jahr 2030 hinausgehenden Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit zu vernachlässigen.

2.6.2 Biomethaneinspeisung

Für die Ermittlung der in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmenge im Jahr 2015 wird auf den Einspeiseatlas aus [Biogaspartner, 2017] und die zugehörige Einspeisetabelle zurückgegriffen, welche die Einspeiseleistung je Anlage ausweist. Im Jahr 2015 haben 185 Anlagen insgesamt 8,364 TWh H₂ [BNetzA, 2016b] Biomethan eingespeist. Die Einspeisung erfolgt regelmäßig in die Verteilernetze, so dass die Einspeisung aus Sicht der Transportnetze eine Verringerung der abzugebenden Gasmenge darstellt. Die Gesamteinspeisung wird proportional zur Einspeiseleistung auf die einzelnen Anlagen aufgeteilt und als zeitlich konstant angenommen. Unterjährige Schwankungen sind aufgrund des Anteils der Einspeisungen aus Biomethan an den Gesamteinspeisungen vernachlässigbar (vgl. Abschnitt 2.9.1) Hieraus resultiert die in Abbildung 2.18 dargestellte räumliche und zeitliche Verteilung der Biomethaneinspeisung.

Abbildung 2.18: Ermittelte Biomethaneinspeisung im Jahr 2015

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2.18 (a) zeigt eine starke Konzentration der Biomethaneinspeisung im Nordosten Deutschlands, wo eine dünne Besiedelung vorliegt und große landwirtschaftliche Nutzflächen zur Verfügung stehen. Abbildung 2.18 (b) zeigt die zeitlich konstante Einspeisung in Höhe von 0,95 GWh/h H₂.

2.6.3 Power-to-Gas

Laut [dena, 2017] sind im Jahr 2015 zwei Power-to-Gas-Demonstrationsanlagen mit einer Einspeisung von Methan und acht Power-to-Gas-Demonstrationsanlagen mit einer Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz aktiv. Methan kann im Sinne des DVGW Arbeitsblatts G 260 [DVGW, 2013] als Austauschgas und Wasserstoff als Zusatzgas betrachtet werden. Austauschgase dürfen unbegrenzt und Zusatzgase nur bis zu einer vorgegebenen Maximalkonzentration eingespeist werden. Die installierte elektrische Leistung von Power-to-Gas-Anlagen schwankt zwischen 150 Kilowatt und sechs Megawatt. Da diese Anlagen jedoch für die Erprobung und Demonstration der technischen Machbarkeit eingesetzt werden und keinen wirtschaftlichen Leistungsbetrieb bereitstellen, wird die Einspeisung von Gas mittels Power-to-Gas im Jahr 2015 vernachlässigt.

2.7 Import und Export

Deutschland ist aufgrund seiner geografischen Lage ein zentrales Transitland für Gas in Europa. Gas wird an uni- oder bidirektional betriebenen Grenzübergangspunkten⁴³ (GÜP) aus Nachbarländern importiert oder in diese exportiert. Die deutschen GÜP können Abbildung 2.19 (a) entnommen werden, wobei in Klammern das jeweils angeschlossene Nachbarland angegeben ist. Informationen über den stundenscharfen zeitlichen Verlauf der Gasimporte und -exporte des Jahres 2015 können für jeden GÜP den Transparenzportalen der Fernleitungsnetzbetreiber⁴⁴ bzw. dem Transparenzportal des Verbandes der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber [ENTSOG, 2017c] entnommen werden. Die aus den Transparenzdaten gewonnenen Informationen werden in Tabelle 2.13 den im Monitoringbericht der BNetzA [BNetzA, 2016b] angegebenen Werten gegenübergestellt. Zwischen beiden Quellen zeigen sich leichte Unterschiede. Da die Transparenzdaten zeitlich hochaufgelöst vorliegen und aufgrund ihres Status als Primärquelle als belastbar anzusehen sind, werden sie für die weiteren Analysen gewählt.

Tabelle 2.13: Im- und Exporte 2015 je Nachbarland⁴⁵, Transparenzportale (TP) vs. BNetzA

TWH/a H _s	Daten	DK	RU	PL	CZ	AT	CH	LU	FR	NL	BE	NO
Import	TP	11	410	304	175	15	0	0	0	263	19	331
	BNetzA	7	408	303	186	15	0	0	0	251	21	345
Export	TP	1	0	8	371	76	117	4	70	88	4	0
	BNetzA	1	0	8	380	74	115	4	70	89	6	0

Quelle: Eigene Darstellung aus TP und [BNetzA, 2016b]

Insgesamt werden im Jahr 2015 1.528 TWh H_s Gas importiert und 739 TWh H_s Gas exportiert (AGEB: 1.534 TWh H_s und 746 TWh H_s). Im Wesentlichen gelangen die Importe absteigend über russische, norwegische, polnische und niederländische GÜP nach Deutschland und die

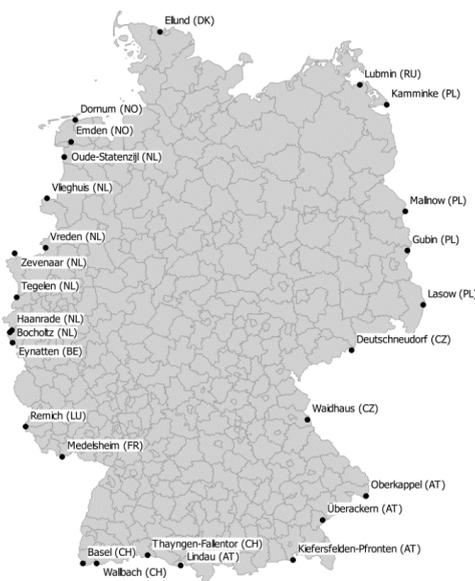
⁴³ Bidirektionale GÜP im- oder exportieren Gas saisonabhängig. Unidirektionale GÜP werden ganzjährig in nur einer Richtung betrieben.

⁴⁴ Transparenzportale der FNB: [Bayernets, 2017; Fluxys, 2017; Fluxys Belgium, 2017; Gascade, 2017; Gasunie, 2017; Gasunie TS, 2017; GRTgaz, 2017; GTG Nord, 2017; Jordgas, 2017; NEL, 2017; Nowega, 2017; ONTRAS, 2017; OPAL, 2017; Open Grid Europe, 2017; Terranets bw, 2017; Thyssengas, 2017].

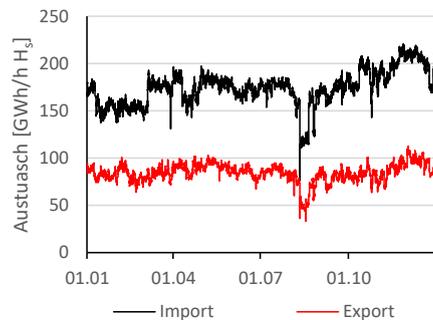
⁴⁵ DK: Dänemark, RU: Russland, PL: Polen, CZ: Tschechien, AT: Österreich, CH: Schweiz, LU: Luxemburg, FR: Frankreich, NL: Niederlande, BE: Belgien, NO: Norwegen.

Exporte gehen über absteigend tschechische, schweizerische, niederländische, österreichische und französische GÜP ins Ausland. Ungefähr 60 % des am GÜP Deutschneudorf nach Tschechien exportierten Gases nutzt Tschechien als Transitland und wird am GÜP Waidhaus wieder importiert. Wird jeweils der Summenlastgang für die Gasimporte und –exporte gebildet, zeigt sich das in Abbildung 2.19 (b) dargestellte Bild. Auffällig ist der Verlauf beider Lastgänge ohne saisonalen Charakter. Die Importe schwanken um den Mittelwert von 174 GWh/h H_2 (Minimum: 76 GWh/h H_2 , Maximum: 221 GWh/h H_2), die Exporte schwanken um den Mittelwert 84 GWh/h H_2 (Minimum: 33 GWh/h H_2 , Maximum: 112 GWh/h H_2). Die in Deutschland verbleibende Gasmenge schwankt resultierend um den Mittelwert von 90 GWh/h H_2 zwischen 40 und 111 GWh/h H_2 . Die Jahresdauerlinien in Abbildung 2.19 (c) bestätigen den parallelen Verlauf beider Kurven.

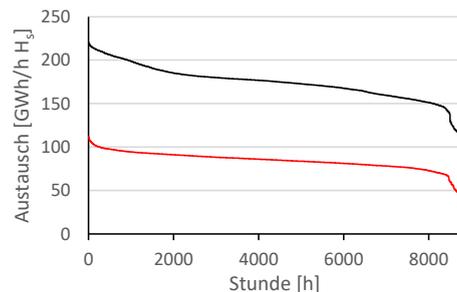
Abbildung 2.19: Ermittelter Gasimport und -export im Jahr 2015



(a): Grenzübergangspunkte



(b): Jahreszeitliche Verteilung



(c): Jahresdauerlinie

Quelle: Eigene Darstellung

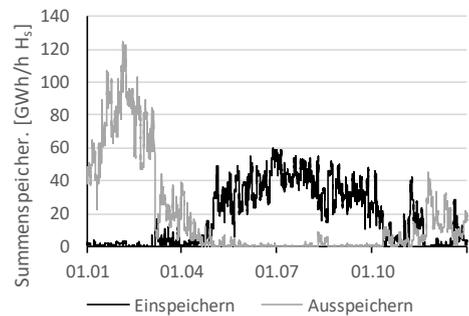
2.8 Gasspeicherung

Im Jahr 2015 dienen in Deutschland 51 Gasspeicher in Form von Untergrundspeichern dem Ausgleich tages- und besonders jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Das installierte Arbeitsgasvolumen kann zu 41 % Porenspeichern und zu 59 % Kavernenspeichern zugeordnet werden. [LBEG, 2016] Die in Abbildung 2.20 (a) dargestellte räumliche Verteilung der an das Gastransportnetz angeschlossenen Untergrundgasspeicher ergibt sich aus [LBEG, 2016] und die zeitlichen Ein- und Ausspeiseverläufe sind den Transparenzportalen der FNB⁴⁶ entnommen.

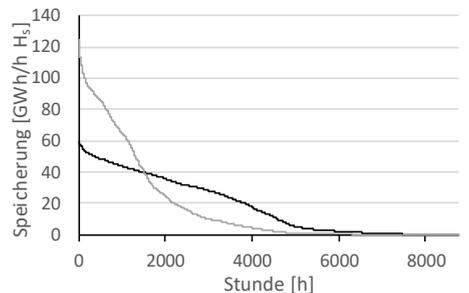
Abbildung 2.20: Ermittelte Gasspeicherung im Jahr 2015



(a): Untergrundgasspeicher



(b): Jahreszeitliche Verteilung



(c): Jahresdauerlinie

Quelle: Eigene Darstellung

⁴⁶ Vgl. Fußnote 44.

Insgesamt ergeben sich aus den Transparenzdaten Einspeisungen von 161 TWh H₂ und Ausspeisungen von 155 TWh H₂ im Jahr 2015 mit einem resultierenden positiven Speichersaldo von sechs TWh H₂.

Abbildung 2.20 (b) zeigt die getrennt für die Einspeicherung und Ausspeicherung aufgetragenen Speichergänge. Sichtbar wird der flache Kurvenverlauf der Speicherbefüllung in den Sommermonaten mit Leistungen bis zu 59 GWh/h H₂ und der deutlich spitzere und dafür kürzere Ausspeicherverlauf in den Wintermonaten mit Leistungen bis zu 125 GWh/h H₂. Die Jahresdauerlinien in Abbildung 2.20 (c) bestätigen dies.

2.9 Zusammenfassung und kritische Würdigung

Um die Auswirkungen potenzieller Änderungen innerhalb des Gassystems bewerten zu können, ist es erforderlich den Status Quo zu kennen. Dieser umfasst neben den zeitlich und räumlich hochaufgelösten Ein- und Ausspeisesituationen der Gegenwart ebenso die Netztopologie des Gastransportnetzes. Diese werden in diesem Unterkapitel kritisch diskutiert und anschließend im Rahmen einer Backtesting-Rechnung in Abschnitt 4.4.1 zusammen mit der entwickelten Methodik weiter plausibilisiert.

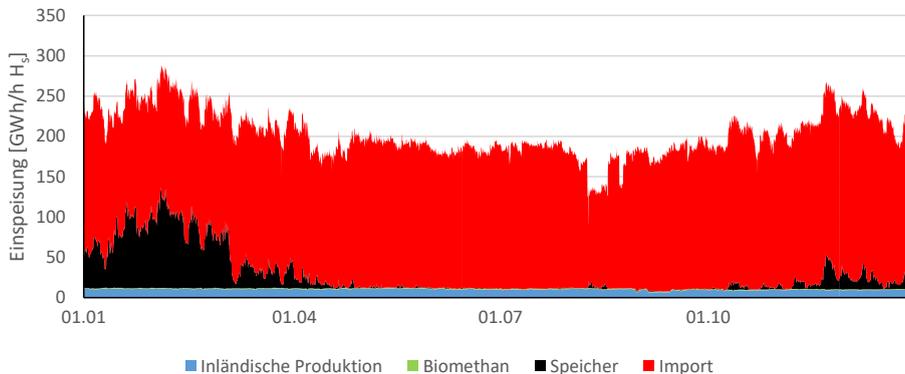
2.9.1 Zeitliche Analyse

Für das Ausgangsjahr 2015 liegen räumlich und zeitlich hochaufgelöste Gaseinspeise- und -ausspeisedaten nur für einzelne Kategorien (Grenzübergangspunkte, Speicher, in Teilen die inländische Förderung) vor, so dass Lücken in der Datenlage durch Annahmen oder unter Nutzung von Energiebedarfskenngößen geschlossen werden müssen. Das zusammengefasste Ergebnis für die zeitliche Aufschlüsselung zeigt Abbildung 2.21. In Abbildung 2.21 (a) sind die Einspeisungen und in Abbildung 2.21 (b) die Ausspeisungen nach Kategorie sortiert aufgetragen. Auf Einspeiseite sind einerseits die Dominanz der Importe und andererseits die Zuspeisung aus Untergrundspeichern im Winter zu erkennen. Der im- und exportseitige Einbruch im August ist durch Wartungsarbeiten an der Nord Stream zu erklären [Nord Stream AG, 2015]. Die Gaseinspeisungen teilen sich zu ca. 94,1 % auf Importe, 5,4 % auf die inländische Förderung und nur zu geringen 0,5 % auf Biomethan auf.⁴⁷ Auf der Ausspeiseite lassen sich die temperaturunabhängigen Lasten insbesondere der Industrie von den temperaturabhängigen

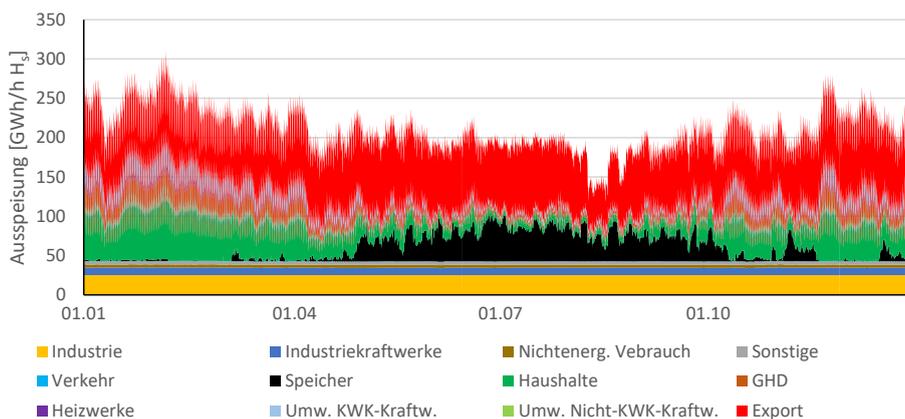
⁴⁷ Speicher sind hier nicht in die Betrachtung eingezogen. Mit Speichern gilt: 85,9 % Importe, 8,7 % Speicher, 4,9 % inländische Förderung und 0,5 % Biomethaneinspeisung.

Lasten der Haushalte, GHD, Heizwerke und KWK-Kraftwerke unterscheiden. Deutlich werden auch die Befüllung der Untergrundspeicher im Sommer und der Anteil von 41,5 % der Exporte an den Ausspeisungen.

Abbildung 2.21: Vergleich der Ein- und Ausspeisegänge im Jahr 2015



(a): Einspeisungen aus Transparenzdaten im Jahr 2015



(b): Ermittelte Ausspeisungen im Jahr 2015

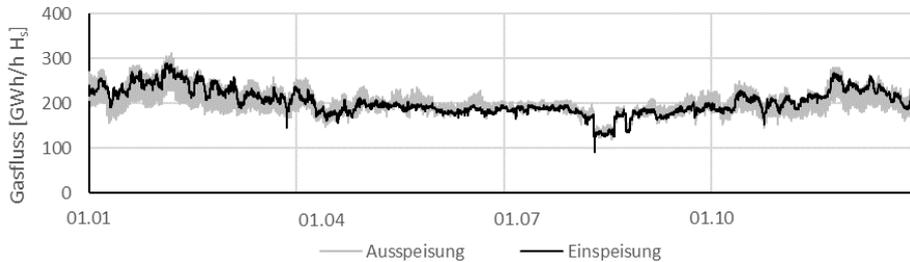
Quelle: Eigene Darstellung und Transparenzdaten⁴⁸

Die Daten der Einspeiseverläufe sind bis auf die vernachlässigbare Biomethaneinspeisung den Transparenzdaten der Fernleitungsnetzbetreiber entnommen, so dass diese geeignet sind, um

⁴⁸ Für eine Auflistung der Quellen und Annahmen vergleiche Unterkapitel 2.4, 2.6, 2.7 und 2.8.

die Güte der ermittelten Ausspeiseverläufe zu beurteilen. In Abbildung 2.22 sind der Summeneinspeisegang und -ausspeisegang übereinander aufgetragen.

Abbildung 2.22: Vergleich des Summeneinspeise- und -ausspeisegangs des Jahres 2015



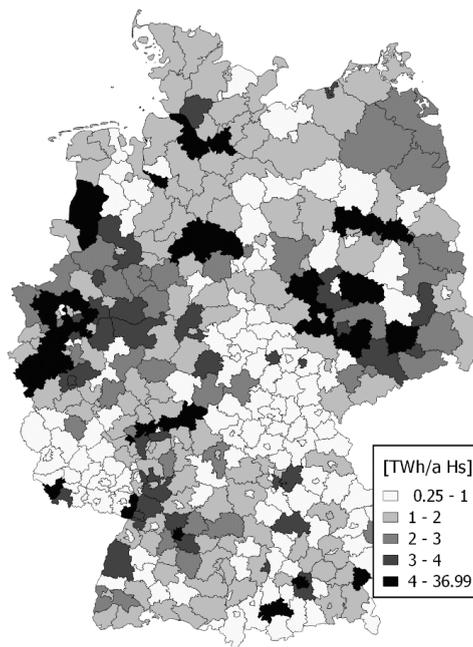
Quelle: Eigene Darstellung

Beide folgen einander, so dass der Ausspeiseverlauf grundsätzlich als valide anzusehen ist. Dennoch fällt zweierlei auf: (1) Der Summenausspeisegang weist eine höhere untertägige Volatilität als der Summeneinspeisegang auf. (2) Der Einspeisegang befindet sich im Winter in den oberen Bereichen der untertägigen Volatilität des Ausspeisegangs, während sich dieser Umstand im Sommer umkehrt. Die unterschiedliche untertägige Volatilität (1) ist durch die nichtbetrachtete ausgleichende Wirkung der Verteilernetze zu erklären. Untertägige Ausspeiseschwankungen werden zu einem großen Teil durch vergleichsweise kleine oberirdische Gasspeicher wie Kugelgasbehälter ausgeglichen. Die Ausspeisungen aus dem Fernleitungsnetz können folglich als eher dem Einspeiseverlauf folgend angenommen werden. Die Ursache für die Unterschätzung der Ausspeisungen im Winter und die Überschätzung im Sommer (2) ist in der Anwendung des Standardlastprofilverfahrens zur Auflösung des temperaturabhängigen Gasverbrauchs von Haushalten und GHD zu sehen. Der Winter 2014/15 lag mit einer Durchschnittstemperatur von 1,8 °C um 1,6 °C über der international gültigen Referenzperiode von 1961 bis 1990 [DWD, 2015] und war somit außergewöhnlich warm. Laut [Sieling & Müllers, 2016] unterschätzen Standardlastprofile die reale Ausspeisung jedoch gerade in der Übergangszeit und warmen Wintermonaten teilweise deutlich, so wie es in Abbildung 2.22 zu beobachten ist. Die Überschätzung im Sommer ist eine indirekte Folge, da die Energiemenge aus der Energiebilanz vorgegeben ist, und somit eine zu gering eingeschätzte Ausspeisung im Winter in einer zu hoch eingeschätzten Ausspeisung im Sommer resultiert. Für die Ableitung stationärer Ein- und Ausspeisesituationen des Gastransportnetzes kann folglich der Einspeisegang als Grundlage gewählt werden.

2.9.2 Räumliche Analyse

Aufgrund des Fehlens offizieller räumlich hochaufgelöster Gasausspeisedaten kann zur Diskussion der räumlichen Aufschlüsselung nur eine Plausibilisierung vorgenommen werden, jedoch wird auf die noch folgende Backtesting-Rechnung in Abschnitt 4.4.1 verwiesen, in welcher nachgewiesen wird, dass die ermittelte räumliche Lastverteilung zu plausiblen Lastflussergebnissen führt. Die ermittelten Jahresausspeisungen je NUTS3-Region ohne Verzerrungen durch Speicher und Exporte zeigt Abbildung 2.23. Wie zu erwarten sind die höchsten Ausspeisungen großen Städten, Ballungszentren und Industriestandorten zugewiesen. In weiten Teilen Thüringens und Nordbayerns sind die Ausspeisungen jedoch sehr gering. Für die Plausibilität der einzelnen Ausspeisesektoren wird auf die Ergebnisse aus Unterkapitel 2.5 verwiesen, die alle für sich genommen plausibel sind. Da insbesondere die Ausspeisung aus Speichern und Importpunkten aus Transparenzdaten eindeutig zugeordnet werden kann, kann auch diese als verlässlich angesehen werden.

Abbildung 2.23: Ausspeisung je NUTS3-Region ohne Exporte und Speicher des Jahres 2015



Quelle: Eigene Darstellung

2.9.3 Topologie- und Verdichterstationsmodell

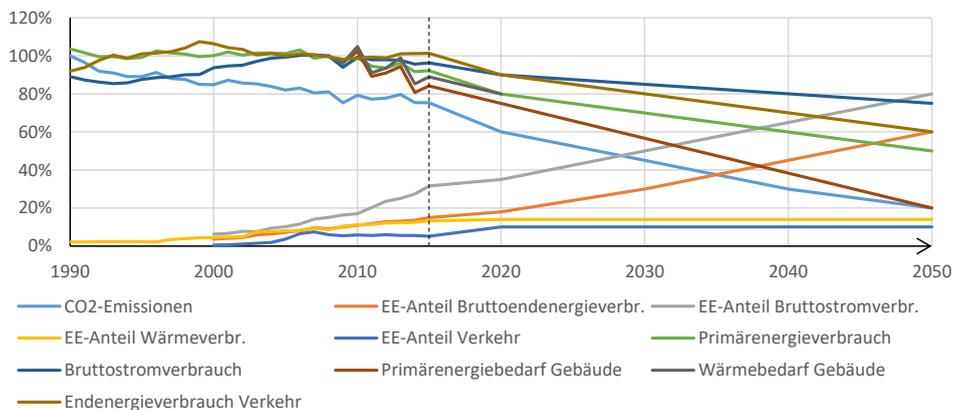
Die Netztopologie sowie zugehörige technische Daten zum Leitungsdurchmesser und Rohrrauigkeiten unter Nutzung der angegebenen Quellen sind für diese Arbeit aus kommerziellen und öffentlichen Quellen abgeleitet worden, da keine öffentlichen Daten mit geeignetem Detaillierungsgrad zur Verfügung stehen. Das Topologiemodell gemäß Abschnitt 2.4.1 ist somit als umfängliches Modell der realen Netztopologie des deutschen Gastransportnetzes zu verstehen. Es ist aus einer Vielzahl kritischer Abgleiche des in Abschnitt 2.4.1 genannten kommerziellen Datenmaterials mit öffentlich verfügbaren Karten der Fernleitungsnetzbetreiber und des Netzentwicklungsplans Gas zur Plausibilisierung hervorgegangen (vgl. Abschnitt 2.4.1). Neben allen Gasfernleitungen sind auch die überregionalen Transportnetze im Datensatz enthalten. Da die Informationen zur technischen Ausstattung von Verdichterstationen lückenhaft sind und insbesondere keine Informationen zur Verschaltung der Komponenten innerhalb der Verdichterstationen vorliegen, sind diese so modelliert, dass sie hinsichtlich des maximal zulässigen Verdichtungsverhältnisses und des Gasdurchsatzes großzügig abgeschätzt sind. Potenzielle Engpässe in Verdichterstationen sind durch vergleichsweise geringe Investitionen zu beheben. Zuletzt sei darauf hingewiesen, dass die Informationen zu den Standorten von Druckregelstationen nur lückenhaft vorliegen. Neben den in dieser Arbeit angegebenen Druckregelstationen können also weitere Stationen bestehen. Da weitere Druckregelstationen die Flexibilität des Netzes allerdings erhöhen, ist die Zahl der modellierten Druckregelstationen als konservative Abschätzung zu interpretieren.

3 Szenarioanalyse der langfristigen Gasnachfrageentwicklung

Für die modellgestützte Analyse der Auswirkungen der Energiewende auf das Gastransportsystem ist eine Einschätzung über plausible langfristige Entwicklungen der deutschen Gasnachfrage und Gastransite unabdingbar. Die zukünftige sektorale Gasnachfrage ist eine Eingangsgröße des entwickelten Verfahrens in Kapitel 4. Sie soll in diesem Kapitel anhand der beiden Szenarien *Aktuelle Politik (AP)* und *Energiewende (EW)* hergeleitet werden. Nach einer Übersicht der politisch angestrebten Ziele der Energiewende folgt ein Überblick über Methoden, die zur Ableitung plausibler inländischer Gasnachfrageentwicklungen zur Verfügung stehen. Daraufhin wird eine geeignete Methode ausgewählt und angewendet. Der sozioökonomische Rahmen sowie die untersuchten Szenarien werden vorgestellt und die so ermittelte langfristige Entwicklung der deutschen Gasnachfrage diskutiert. Nach der Ableitung potenzieller Gastransitentwicklungen schließt das Kapitel mit der Interpretation und kritischen Würdigung der ermittelten Ergebnisse.

3.1 Die Energiewende

Das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung des Jahres 2010 unter Berücksichtigung der Energiewende 2011 beinhaltet die politischen Kernziele einer klima- und umweltschonenden, bezahlbaren sowie sicheren Energieversorgung [BMW, 2016a; BMW & BMU, 2011]. Um diese teils divergierenden politischen Ziele zu erreichen, sind einzelne Maßnahmenziele definiert worden, deren jeweilige Zielerreichung die gewünschte Transformation des Energiesystems ermöglichen soll. Die Formulierung dieser quantitativ definierten Maßnahmenziele kann dem Monitoringbericht der Energiewende [BMW, 2016a] entnommen werden. Abbildung 3.1 zeigt diese formulierten Maßnahmenziele zusammen mit der historischen Entwicklung der gewählten Indikatoren. Die vorgegebenen Zielwerte wurden, wenn sie nicht explizit vorgegeben sind, linear interpoliert.

Abbildung 3.1: Ziele der Energiewende und historische Entwicklung (bis 2015)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus [BMWi, 2016b, 2016a, 2017b]

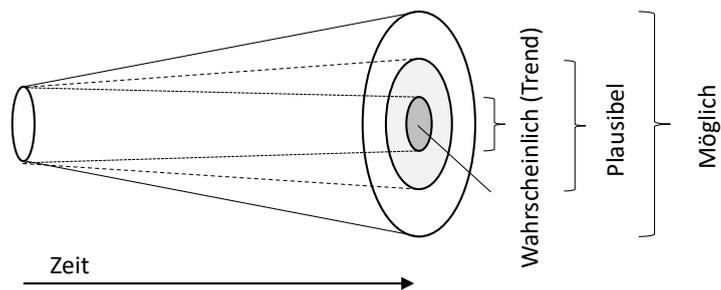
Beim Vergleich der historischen Entwicklung von 1990 bis 2015 mit der angestrebten Entwicklung von 2015 bis 2050 wird deutlich, welche signifikante Transformation des Energiesystems erforderlich ist und welche großen Herausforderungen sich daraus ergeben: So soll zum Beispiel der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 sinken, ist bis 2015 jedoch um ein Prozent gestiegen. Um die langfristigen Maßnahmenziele zu erreichen, sind daher grundlegende Veränderungen des Energiesystems erforderlich, die über eine Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien hinausgehen. An dieser Stelle sollen die für die Entwicklung der inländischen Gasnachfrage und somit das Gassystem bedeutendsten Ziele genannt werden. Für diese Ziele gilt bis zum Jahr 2050:

- Verringerung der CO₂-Emissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 %
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf min. 80 %
- Verringerung des Primärenergieverbrauchs um 50 % gegenüber 2008
- Reduzierung des Bruttostromverbrauchs um 25 % gegenüber 2008
- Reduzierung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden um 80 % gegenüber 2008

3.2 Methoden zur Ableitung zukünftiger Energienachfragen

Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft benötigen eine Vorstellung über mögliche zukünftige Zustände, um in der Gegenwart angemessene Entscheidungen zur Erreichung gesetzter Ziele zu treffen. Dies können beispielsweise Entscheidungen über regulatorische Rahmenbedingungen, aber auch Investitionen sein. Die Vorausschau auf die Zukunft ist geprägt von Unkenntnis und einer damit einhergehenden Unsicherheit darüber, welcher Zustand eintreten wird. Eine Einordnung von zu berücksichtigenden Zukunftszuständen liefert Abbildung 3.2.

Abbildung 3.2: Einordnung von Zukunftszuständen



Quelle: [Conway, 2003]

Die Abbildung zeigt einen aus Sicht des Startzeitpunkts wahrscheinlichen Zukunftszustand, der auch als Trend bezeichnet wird. Darüber hinaus gibt es aus heutiger Sicht plausible sowie unplausible Zustände. Letztere erscheinen zum Zeitpunkt der Entscheidung undenkbar, sind aber dennoch möglich. Aufgabe der Zukunftsforschung ist es, entscheidungsunterstützende zukünftige Zustände zu beschreiben. Hierzu eignen sich mehrere mögliche Verfahren wie zum Beispiel die Cross-Impact-Analyse, ökonometrische Ansätze oder die Szenariotechnik [Mietzner, 2009]. Die Szenariotechnik kommt infrage, um plausible und konsistente Zustände zu generieren.

Eine typologische Einordnung von Szenarioprinzipien liefert [Börjeson et al., 2006]. Demnach können prädiktive (vorhersagende), explorative (erforschende) und normative (Ziel erreichende) Szenarioansätze unterschieden werden. Prädiktive Szenarien fokussieren auf einen kurzfristigen Zeithorizont mit der Leitfrage „Was wird geschehen?“. Sie können in klassische Prognosen oder mehrere kombinierte Prognosen gemäß „Was geschieht, wenn ...“ unterteilt

werden. Letzteren lässt sich beispielsweise durch die Variation einzelner Einflussgrößen begegnen. Explorative Szenarien betrachten einen langfristigen Zeithorizont mit der Leitfrage „Was kann geschehen?“. Hier können externe und strategische Szenarien gewählt werden, wobei erstere den Einfluss äußerer, unbeeinflussbarer und substantieller Veränderungen betrachten, während letztere die möglichen Wirkungen eigener strategischer Maßnahmen fokussieren. Die normativen Szenarien drehen sich um die Frage „Wie kann ein bestimmtes Ziel erreicht werden?“. Hier können bewahrende und transformierende Szenarien unterteilt werden. Bewahrende Szenarien unterstellen die Beibehaltung einer bestehenden Systemstruktur, während transformierende Szenarien die Notwendigkeit des Aufbrechens bestehender Strukturen unterstellen, um gewünschte Ziele zu erreichen.

Die Energiewende beschreibt aus heutiger Sicht einen gewünschten Zielzustand, der in der Zukunft erreicht werden soll. Aus diesem Grund wird für die Betrachtung der Auswirkungen der Energiewende auf das Energiesystem ein normativer Ansatz unter der Randbedingung eines bewahrenden Szenarios gewählt. Somit wird unterstellt, dass das zukünftige Energiesystem evolutionär aus dem heutigen System hervorgeht und keine transformierende, bestehende Strukturen aufbrechende Revolution⁴⁹ erfolgt. Die Durchführung einer Szenarioanalyse erfordert keine Aussage darüber, wie wahrscheinlich die Zielerreichung dieses Zustands ist. Stattdessen liegt die Plausibilität im Fokus.⁵⁰ Dabei interessiert vor allem, über welchen Zielerreichungspfad der gewünschte Zielzustand effizient und somit kostenoptimal unter technischen, ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Randbedingungen zu erreichen ist. Zu einer solchen Abschätzung eignen sich neben qualitativen und somit zwangsweise subjektiven Verfahren besonders Energiesystemmodelle, deren Stärke in der Gewährleistung von Konsistenz liegt (vgl. das historische Beispiel MARKAL [Fishbone & Abilock, 1981]). Energiesystemmodelle legen eine mögliche zukünftige Gestalt des Energiesystems durch Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung gewünschter exogen vorgegebener Nebenbedingungen aus. Die quantitativ formulierten Ziele der Energiewende sind solche Nebenbedingungen.

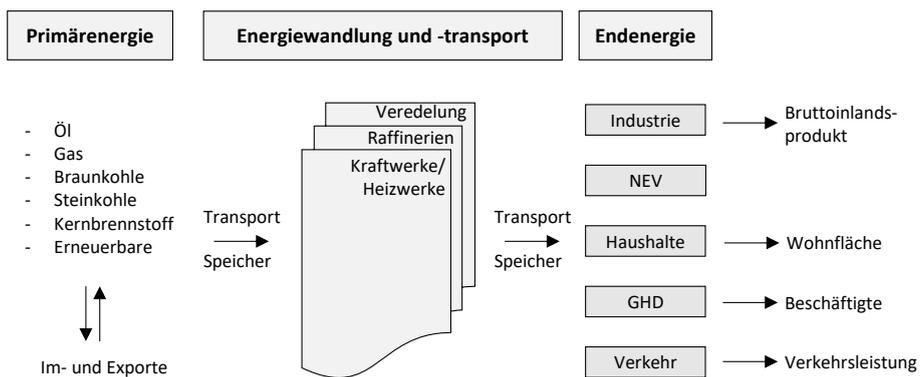
⁴⁹ Ein Beispiel wäre eine Energieautarkie eines jeden Verbrauchers, so dass kein übergreifendes Energiesystem mehr benötigt wird.

⁵⁰ vgl. die Erfahrungen von Shell [Wilkinson & Kupers, 2014].

3.3 Energiesystemmodell IKARUS

Für die Bestimmung konsistenter plausibler Zukunftsszenarien im Rahmen dieser Arbeit wird das bestehende Energiesystemmodell IKARUS⁵¹ verwendet (vgl. [Heinrichs & Markewitz, 2017; Linssen et al., 2017; Martinsen et al., 2003, 2006, 2010, 2014]). Eine Übersicht über die grundsätzliche Struktur des Modells liefert Abbildung 3.3.

Abbildung 3.3: Vereinfachte Übersicht IKARUS



Quelle: Eigene Darstellung

IKARUS modelliert das gesamte deutsche Energiesystem von der Primärenergie über den Energiewandlungssektor und -transportsektor bis hin zu den Endenergiesektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Verkehr. Weiterhin wird auch der nicht-energetische Verbrauch (NEV) erfasst. Durch die sektorübergreifende Modellstruktur ermöglicht IKARUS eine ganzheitliche Analyse technischer, ökonomischer und politischer Maßnahmen sowie erwarteter zukünftiger Veränderungen unter Einbezug von Sektorkopplung. Der Endenergieverbrauch der Endenergiesektoren ergibt sich je nach Sektor aus der Entwicklung der Bruttowertschöpfung, der Wohnfläche, der Beschäftigtenzahl oder der Güter- und Personenverkehrsleistung. Die zur Deckung des Endenergieverbrauchs benötigten Endenergieträger werden aus dem Energiewandlungssektor und -transportsektor bereitgestellt, was die Energiewandlung in Kraftwerken, Heizwerken, Raffinerien und Veredelungsanlagen umfasst. Insgesamt enthält IKARUS ungefähr 2.000 Energietechniken, die neben der Energiewandlung oder

⁵¹ Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien.

dem Energietransport auch Energieeinsparungen ermöglichen können. Ein Beispiel ist die Investition in Gebäudedämmung, die den Heizbedarf je Einheit Wohnfläche reduziert. Die erfassten Energietechniken sind mit techno-ökonomischen Parametern wie den Investitionen, fixen und variablen Betriebskosten, technischer Lebensdauer, Abschreibungsdauern, CO₂-Emissionen und eingehenden sowie ausgehenden Energieträgern mit zugehörigen Wirkungsgraden modelliert. Die Energie wird letztlich durch den Primärenergiesektor bereitgestellt, der neben der inländischen Produktion auch Energieträgerimporte sowie -exporte umfasst.

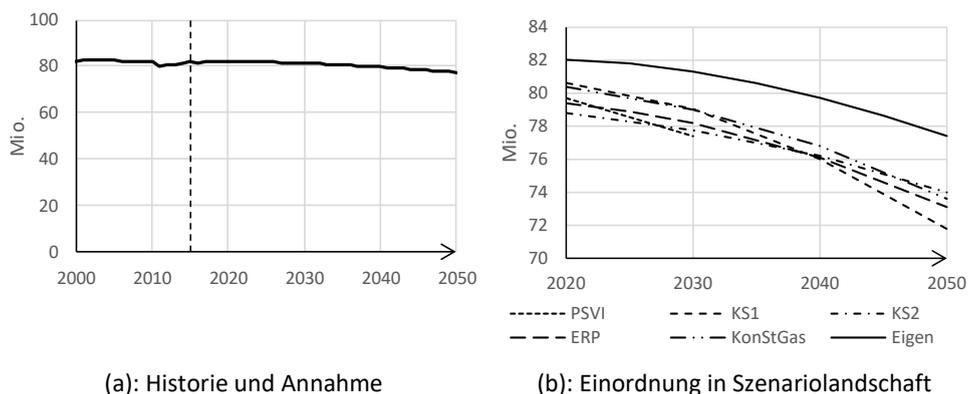
IKARUS rechnet in 5-Jahresschritten bis zum Jahr 2050, wobei für jeden myopisch gerechneten Zeitschritt die Gesamtsystemkosten unter Einhaltung vorgegebener Restriktionen wie beispielsweise den Zielen der Energiewende minimiert werden. Das Problem ist als kontinuierliches lineares Optimierungsproblem (LP) formuliert. Myopisch bedeutet, dass IKARUS im Unterschied zu Modellen mit perfekter Voraussicht keine Informationen über noch zu rechnende zukünftige Zeitschritte im Lösungsprozess berücksichtigt. Typische Ergebnisse von IKARUS sind installierte Leistungen, benötigte Energiemengen sowie sektoral aufgeschlüsselte CO₂-Emissionen.

3.4 Sozioökonomischer Szenariorahmen

Der sozioökonomische Szenariorahmen beschreibt die allgemeine zukünftige Entwicklung zentraler, die Energienachfrage beeinflussender Annahmen, die aus Sicht des Modells exogen vorgegeben sind und zwischen den gewählten Szenarien nicht variiert werden. Dies sind im speziellen die Bevölkerungs- und Erwerbstätigenzahl, die Wohnfläche, das Bruttoinlandsprodukt sowie die Personen- und Güterverkehrsleistung. An dieser Stelle sei explizit darauf hingewiesen, dass es sich in der Gesamtheit der genannten Annahmen zur zukünftigen Entwicklung nicht um Prognosen handelt, sondern um transparente ex post-Fortschreibungen. Für die zukünftige Entwicklung der Bevölkerung wird auf die 13. offizielle Vorausberechnung des statistischen Bundesamtes von 2015 [DESTATIS, 2015] zurückgegriffen. Unterstellt wird in der gewählten Variante G1-L2-W2 eine im Vergleich zu heute gleichbleibende Geburtenhäufigkeit von 1,4 Kindern je Frau sowie ein Anstieg der Lebenserwartung von Männern ausgehend von 77,7 Jahren im Jahr 2012 auf 86,7 Jahre im Jahr 2060 und von Frauen ausgehend von 82,8 Jahren im Jahr 2012 auf 90,4 Jahre im Jahr 2060. Der durchschnittliche langfristige Zuwanderungssaldo beträgt 200.000 Personen pro Jahr. Gemäß Abbildung 3.4 (a) sinkt unter diesen Annahmen die Bevölkerung Deutschlands von 82,2 Mio. Personen im Jahr 2015 auf 77,4 Mio.

Personen im Jahr 2050. Historische Werte⁵² von 2000 bis 2015 sind [DESTATIS, 2017c] entnommen. Im Vergleich mit bedeutenden Energieszenarien der letzten Jahre in Abbildung 3.4 (b) sinkt die Bevölkerungszahl in der gewählten Entwicklung kurzfristig bis 2020 deutlich geringer, wobei in diesen der Effekt des Flüchtlingszustroms im Jahr 2015 nicht erfasst ist.

Abbildung 3.4: Angenommene Bevölkerungsentwicklung und Einordnung



PSVI:	Politiksznarien VI [Matthes et al., 2013]
KS1:	Klimaschutzszenarien – 1. Runde [Repenning et al., 2014]
KS2:	Klimaschutzszenarien – 2. Runde [Repenning et al., 2015]
ERP:	Energierferenzprognose [Schlesinger et al., 2014]
KonStGas:	Konvergenz der Strom- und Gasnetze [Hüttenrauch et al., 2017]
Eigen:	Verwendete eigene Annahme

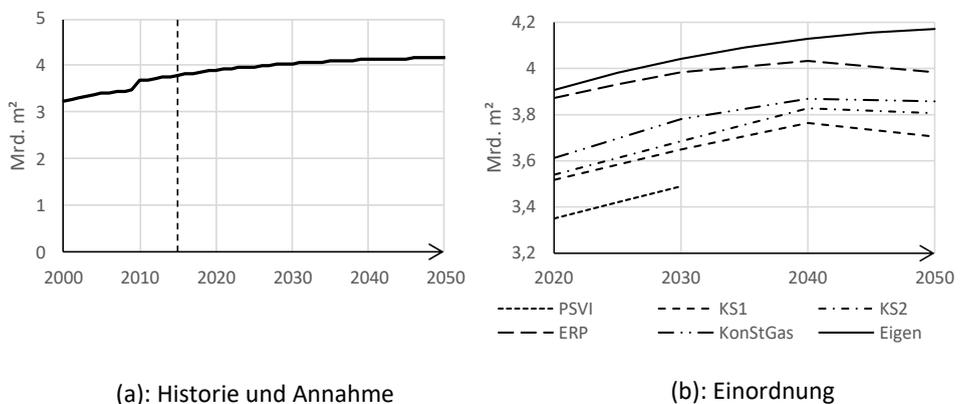
Quelle: [DESTATIS, 2015, 2017c]

Die Wohnflächenentwicklung ist direkt an die Annahme der Bevölkerungsentwicklung gekoppelt. Für die Fortschreibung wird die historische Wohnfläche pro Kopf von 2000 bis 2015 aus [DESTATIS, 2015, 2017c] ermittelt. Die Entwicklung der Wohnfläche pro Kopf wird linear fortgeschrieben und steigt derart von 46,2 m²/Person im Jahr 2015 auf 53,9 m²/Person bis 2050. Ein möglicher Grund für eine solche Zunahme der erforderlichen Wohnfläche pro Kopf ist neben einer steigenden Zahl von Single-Haushalten im Remanenz-Effekt zu sehen. Dieser beschreibt das Verbleiben von Personen in einem großen Haushalt, auch wenn durch eine veränderte Wohnsituation (Auszug der Kinder, Ableben des Partners) eine geringere Wohnfläche ausreichend wäre [Matthes et al., 2013]. Bei Multiplikation des Bedarfs pro Person mit der

⁵² Tabelle: Bevölkerung: Deutschland, Stichtag, Altersjahre (Code: 12411-0005).

angenommenen Bevölkerungsentwicklung resultiert die in Abbildung 3.5 (a) gezeigte Entwicklung der Wohnfläche. Somit wird für das Jahr 2050 eine in Deutschland zu beheizende Wohnfläche von 4,17 Mrd. m² angenommen. Bei Vergleich der Annahme mit anderen Studien in Abbildung 3.5 (b) zeigt sich langfristig ein erhöhter Flächenbedarf aufgrund der im Vergleich höheren Bevölkerungszahl (vgl. Abbildung 3.4). Auffällig sind die bereits im Jahr 2020 auftretenden deutlichen Differenzen, die auf eine Uneinigkeit hinsichtlich des Wohnflächenbestands in Deutschland schließen lassen. Eine denkbare Erklärung ist die Tatsache, dass Korrekturen des Zensus 2011 nicht in alle Studien eingeflossen sind.

Abbildung 3.5: Angenommene Wohnflächenentwicklung und Einordnung



(a): Historie und Annahme

(b): Einordnung

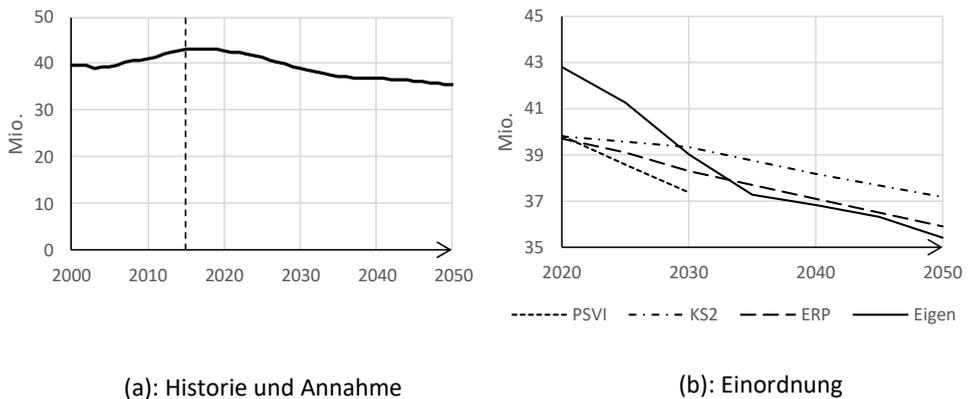
Quelle: [DESTATIS, 2016], Eigene Darstellung

Für die Fortschreibung der Erwerbstätigenzahl wird die Entwicklung der Bevölkerungszahl der 20- bis 65-jährigen der Variante G1-L2-W2 gewählt, deren historische Entwicklung ebenfalls [DESTATIS, 2015] zu entnehmen ist. Unter der Annahme, dass der Anteil der Erwerbstätigen an der Bevölkerung der 20- bis 65-jährigen von 2015 bis 2050 bei 87,0 % konstant bleibt⁵³, folgt die in Abbildung 3.6 (a) dargestellte Entwicklung der Erwerbstätigenzahl. Für die Erwerbstätigenzahl wird resultierend angenommen, dass diese von 43,0 Mio. im Jahr 2015 auf 35,4 Mio. bis zum Jahr 2050 sinkt. Dieser Rückgang ist vom Renteneintritt der geburtenstarken

⁵³ Die Erwerbstätigenzahl des Jahres 2015 beträgt 42,98 Mio. und ist [DESTATIS, 2017a] entnommen. Erfasst sind Personen mit Wohnort in Deutschland.

Jahrgänge mit Geburtsjahren zwischen 1950 und 1970 getrieben. Die angenommene Entwicklung der Erwerbstätigenzahl liegt somit am unteren Ende des Spektrums der betrachteten Studien in Abbildung 3.6 (b). Dies liegt insbesondere am konstant gehaltenen Erwerbstätigenanteil. In der Energiereferenzprognose [Schlesinger et al., 2014] wird beispielsweise von einer deutlich steigenden Erwerbsquote auf 94 % der 20- bis 64-jährigen Personen bis 2050 ausgegangen.

Abbildung 3.6: Angenommene Erwerbstätigenentwicklung und Einordnung

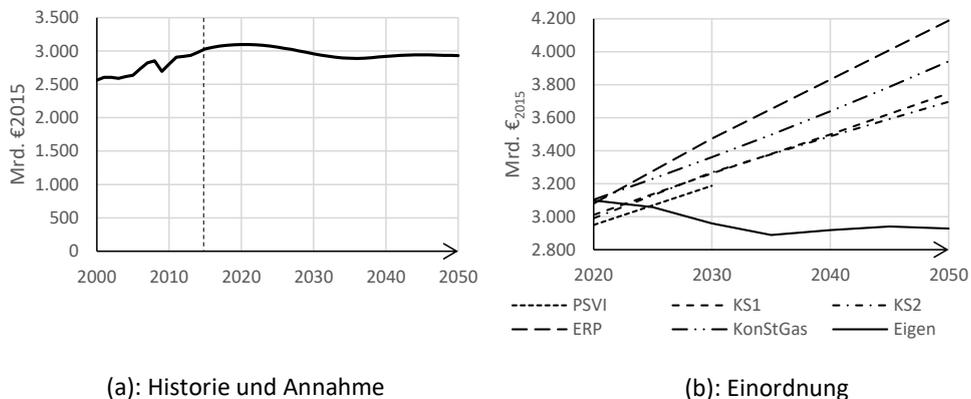


Quelle: [DESTATIS, 2017a], Eigene Darstellung

Für die Fortschreibung des Bruttoinlandsprodukts wird das historische Bruttoinlandsprodukt [DESTATIS, 2017b] pro erwerbstätiger Person von 2000 bis 2015 ermittelt. Dessen Entwicklung wird bis 2050 fortgeschrieben und steigt derart von 70.700 €₂₀₁₅ auf 82.713 €₂₀₁₅ an. Die Wirtschaftskrise des Jahres 2009 geht hier explizit mit in die Betrachtung ein, da auch für die Zukunft immer wieder wirtschaftliche Schwächeperioden erwartet werden. Durch Multiplikation der angenommenen Erwerbstätigenzahl mit dem BIP pro erwerbstätiger Person ergibt sich der in Abbildung 3.7 (a) dargestellte Verlauf des BIPs. Dieser lässt sich in drei Phasen unterteilen: Nach einem Peak im Jahr 2020 nimmt das BIP durch den Rückgang der Erwerbstätigenzahl signifikant ab und steigt erst wieder nach einem Tiefpunkt im Jahr 2036. Hier übersteigen die Zuwächse des BIP pro erwerbstätiger Person den Rückgang des BIP durch eine sinkende Erwerbstätigenzahl. Durchschnittlich ergibt sich ein Zuwachs des BIP pro erwerbstätiger Person von 0,45 %/a, während das absolute BIP um 0,1 %/a sinkt. Im Studienvergleich in Abbildung

3.7 (b) ist diese angenommene Entwicklung der Wirtschaftsleistung sehr konservativ bzw. pessimistisch. Die Erreichung des Bruttoinlandproduktwerts der Energiereferenzprognose (ERP) in Höhe von 4.188 Mrd. €₂₀₁₅ im Jahr 2050 bedeutet zusammen mit der in dieser Studie angenommenen Entwicklung der Erwerbstätigenzahl ein BIP/Erwerbstätiger von 116.671€₂₀₁₅ für das Jahr 2050. Der Wert des Jahres 2015 beträgt 70.565€₂₀₁₅, was einen Anstieg um insgesamt 65,3 % bzw. 1,4 % pro Jahr bedeutet. An dieser Stelle sei angemerkt, dass anders als im gewählten Ansatz die sehr lineare Fortschreibung aller betrachteten externen Energieszenarien auf eine „einfache“ Fortschreibung ohne Wechselwirkung mit der Zahl der Erwerbstätigen hindeutet.

Abbildung 3.7: Angenommene Entwicklung des Bruttoinlandprodukts und Einordnung



(a): Historie und Annahme

(b): Einordnung

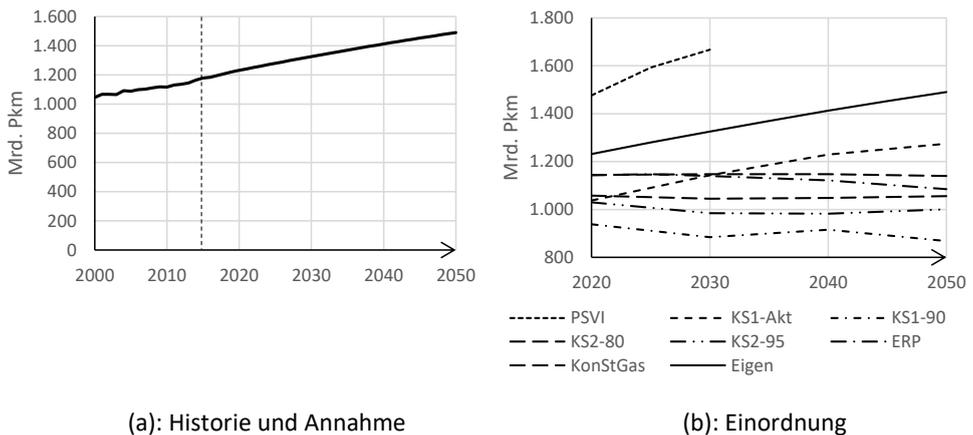
Quelle: [DESTATIS, 2017b], Eigene Darstellung

Für die Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistung wird ebenfalls auf eine Fortschreibung historischer Trends zurückgegriffen. Zunächst wird die historische Personenverkehrsleistung pro Kopf der Gesamtbevölkerung aus der historischen Personenverkehrsleistung von 2000 bis 2015 ermittelt [BMVI, 2016]. Die historische Entwicklung lässt sich hier leicht besser durch einen exponentiellen ($R^2 = 0,978$) als durch einen linearen Trend ($R^2 = 0,977$) erklären. Bei exponentieller Trendfortschreibung steigt die Verkehrsleistung pro Kopf von 14.380 km im Jahr von 2015 auf 19.246 km im Jahr 2050.⁵⁴ Unter Berücksichtigung der zurückgehenden Gesamtbevölkerungszahl steigt die gesamte Personenverkehrsleistung

⁵⁴ Bei linearer Trendfortschreibung wären es 18.315 km im Jahr 2050.

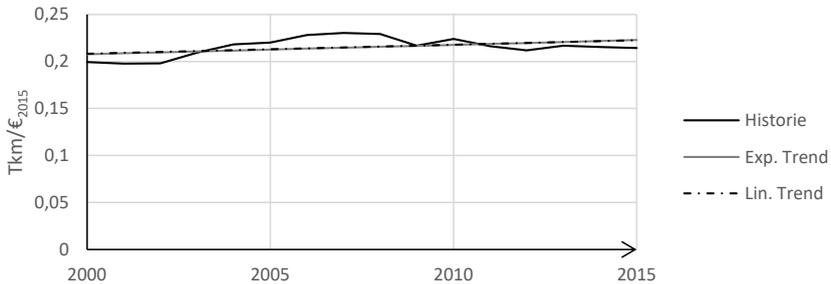
gemäß Abbildung 3.8 (a) von 1.182 Mrd. Pkm im Jahr 2015 auf 1.490 Mrd. Pkm im Jahr 2050. Andere Studien ([Arndt et al., 2016; Schlesinger et al., 2014]) gehen von einer bevorstehenden Sättigung der Personenverkehrsleistung aus und kommen daher zu geringeren angenommenen Personenverkehrsleistungen (s. Abbildung 3.8 (b)). Da diese Sättigung aus heutiger Sicht unsicher ist, wird auch an dieser Stelle mit einer ex post-Fortschreibung verfahren.

Abbildung 3.8: Angenommene Entwicklung der Personenverkehrsleistung und Einordnung



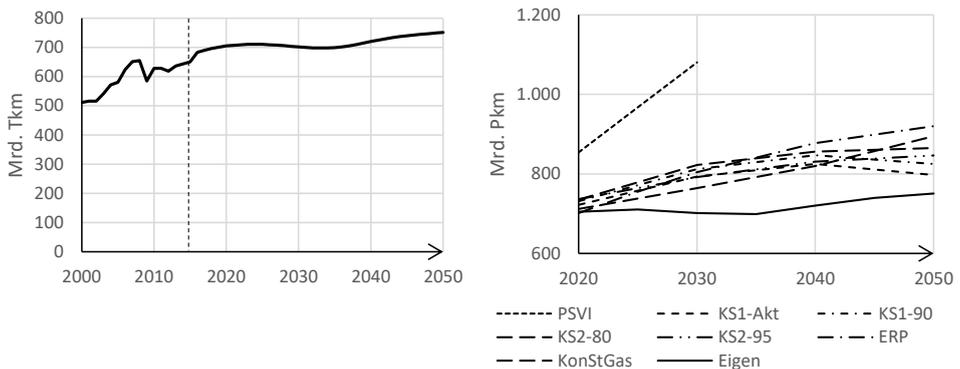
Quelle: [BMVI, 2016], Eigene Darstellung

Die Ermittlung einer Annahme für die zukünftige Entwicklung der Güterverkehrsleistung ist nicht eindeutig möglich. Als Abschätzung wird ein Zusammenhang zwischen der historischen Güterverkehrsleistung [BMVI, 2016] und dem BIP hergestellt (s. Abbildung 3.9). Hier zeigt sich, dass das Bestimmtheitsmaß als Indikator allein nicht genügt. Das Bestimmtheitsmaß des linearen Trends liegt bei $R^2 = 0,196$, während das des exponentiellen Trends bei $R^2 = 0,190$ liegt. Abbildung 3.9 lässt dennoch einen leicht zunehmenden Trend erkennen, weshalb der lineare Trend trotz des geringen Bestimmtheitsmaßes zur Fortschreibung genutzt wird. Die Güterverkehrsleistung pro BIP steigt bis 2050 auf 0,31 Tkm/€₂₀₁₅. Dies lässt sich wie auch in [Arndt et al., 2016] mit einer Entfernungszunahme durch Arbeitsteilung und Digitalisierung erklären.

Abbildung 3.9: Historischer Zusammenhang Güterverkehrsleistung und BIP

Quelle: Eigene Darstellung

Durch Multiplikation des ermittelten Bruttoinlandprodukts mit der Güterverkehrsleistung pro BIP ergibt sich der in Abbildung 3.10 (a) dargestellte angenommene Verlauf der zukünftigen Güterverkehrsleistung. Im Vergleich zu anderen Studien in Abbildung 3.10 (b) ist dieser aufgrund der pessimistischeren BIP-Annahme geringer.

Abbildung 3.10: Angenommene Entwicklung der Güterverkehrsleistung und Einordnung

(a): Historie und Annahme

(b): Einordnung

Quelle: [BMVI, 2016], Eigene Darstellung

Mit den genannten Angaben ergibt sich ein Anstieg von 650 Mrd. Tonnenkilometern (Tkm) im Jahr 2015 auf 751 Mrd. Tkm im Jahr 2050. Insbesondere die sinkende, von der abgeleiteten Bevölkerungsentwicklung abhängige BIP-Entwicklung wirkt sich an dieser Stelle dämpfend aus.

3.5 Szenariendefinition

Die Ableitung möglicher zukünftiger Gasnachfragen erfolgt über die Ermittlung von zwei Szenarien. Neben dem normativen Szenario *Energiewende* wird dazu ein exploratives Szenario *Aktuelle Politik* betrachtet. Beide Szenarien haben neben dem in Unterkapitel 3.4 beschriebenen Szenariorahmen bereits heute in Gesetze bzw. Verordnungen festgehaltene Maßnahmen gemeinsam. Diese enthalten den Kernenergieausstieg im Jahr 2022 [Bundesregierung, 2011], die auf die Erkundung beschränkte Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus fossilen Kraftwerken [Bundesregierung, 2017c], die Berücksichtigung der Energieeinsparverordnung [Bundesregierung, 2015b] sowie den Ausbau erneuerbarer Energien im Strom- [Bundesregierung, 2017a] und Wärmesektor [Bundesregierung, 2015a]. Im Szenario *Energiewende* wird darüber hinaus unterstellt, dass die in Abbildung 3.1 aufgeführten Ziele der Energiewende eingehalten werden. Im Gegensatz dazu wird dies für das Szenario *Aktuelle Politik* nicht gefordert. Die aufgeführten Grundgedanken der in dieser Arbeit genutzten Szenarien decken sich mit denen hinter den Szenarien des World Energy Outlooks (WEO) 2016 der internationalen Energieagentur [IEA, 2016]. Aus diesem Grund wird für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der in Deutschland wie in Europa geltenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, mit Ausnahme der heimischen Braunkohle⁵⁵, auf den WEO 2016 zurückgegriffen und die bis 2040 angegebenen Werte bis 2050 fortgeschrieben.

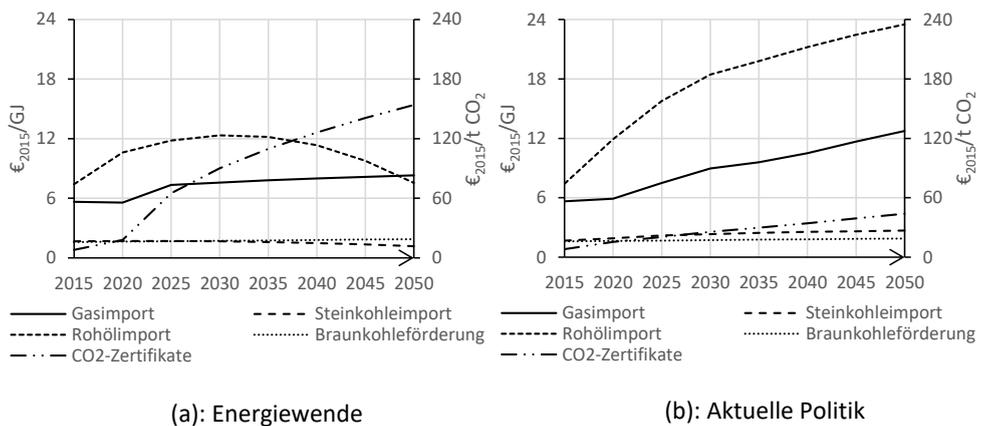
Die Werte des Szenarios *Energiewende* sind dem „450 ppm“ Szenario des WEO 2016 entnommen, das mit einer 50-prozentigen Chance verbunden ist, die Erderwärmung auf 2 °C zu beschränken. Als Begründung ist anzuführen, dass die Bundesregierung laut Klimaschutzplan 2050 [BMUB, 2016] das Langfristziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis Mitte des Jahrhunderts anstrebt. Mittel hierzu ist eben die in dieser Arbeit betrachtete Energiewende. Daher ergänzen sich diese Szenarien. Für das Szenario *Aktuelle Politik* wird das Szenario „Current Policies“ des WEO 2016 gewählt. In diesem Szenario wird nur mit Umsetzung von bis Mitte 2016 beschlossenen politischen Maßnahmen gerechnet, was eine deutlich geringere Transformation des weltweiten Energiesystems zur Folge hat.

In Abbildung 3.11 sind die angenommenen Preisentwicklungen der IEA bis 2040 und die Fortschreibung bis 2050 für beide Szenarien aufgetragen. Im Folgenden sollen die dem WEO 2016

⁵⁵ Für Braunkohle werden im Rahmen des WEO keine Preisprojektionen vorgenommen.

zugrundeliegenden Trends dargelegt werden. Im Szenario *Energiewende* wird für Gas im Zeitraum von 2020 bis 2025 mit einem Preisanstieg gerechnet, dem ein deutlich geringerer Anstieg in den Jahren danach folgt. Dieser Anstieg ergibt sich aus einem Anstieg der weltweiten Nachfrage, in Europa insbesondere für Gaskraftwerke, bis rund um das Jahr 2030. Die Gasnachfrage bleibt anschließend relativ konstant. Im Szenario *Aktuelle Politik* steigt der Gaspreis aufgrund höherer weltweiter Gasnachfrage deutlicher.

Abbildung 3.11: Entwicklung Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise der Szenarien



Quelle: [Hüttenrauch et al., 2017; IEA, 2016], Eigene Darstellung

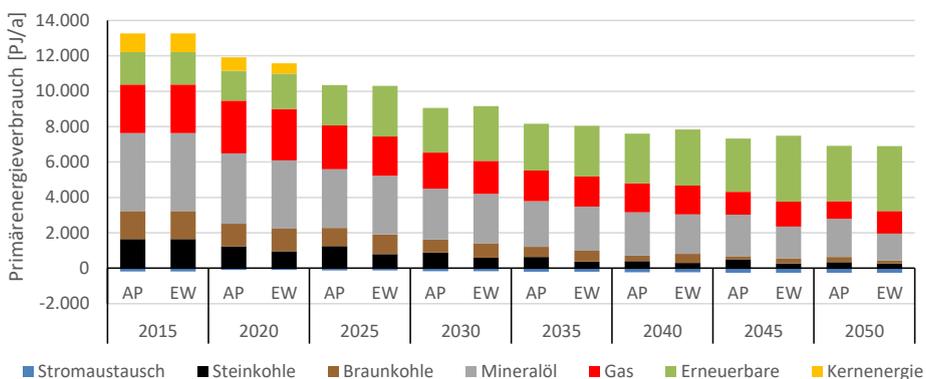
Für Rohöl wird im Szenario *Energiewende* eine sinkende weltweite Nachfrage unterstellt, wobei auch weiterhin in die Erschließung und Förderung neuer Felder auch mit Unterstützung von Regierungen investiert wird, solange dort Profite zu erzielen sind. Durch ein Überangebot fallen die Preise nach 2030 bis 2050 wieder auf das Niveau von 2015. Im Szenario *Aktuelle Politik* tritt dieser vorrangig durch die Verdrängung von ölbasierten Kraftstoffen im Verkehrssektor ausgelöste Rückgang nicht auf und der Preis steigt nachfragebedingt. Für Steinkohle wird im Szenario *Energiewende* durch die fortlaufende Transformation des globalen Energiesystems eine stetig fallende Nachfrage erwartet, die sich in einem Preisrückgang ausdrückt. Im Szenario *Aktuelle Politik* nimmt die Nachfrage nach Steinkohle, getrieben durch die asiatischen Märkte, jedoch zu. Dieser Nachfrageanstieg führt zu leicht steigenden Preisen. Für die Produktionskosten deutscher Braunkohle wird für beide Szenarien einheitlich auf [Hüttenrauch et al., 2017] verwiesen. Da Braunkohle nicht gehandelt wird, wird auch kein Preisunterschied unterstellt. Die Kosten ändern sich nur mit dem Förderaufwand und der Entwicklung

der zur Förderung benötigten Technik. Im Jahr 2050 liegt der Preis für CO₂-Emissionszertifikate im Szenario *Energiewende* mit 154 €₂₀₁₅ pro emittierter Tonne CO₂ um den Faktor 3,5 über dem Preis im Szenario *Aktuelle Politik* mit 44 €₂₀₁₅ pro Tonne CO₂.

3.6 Entwicklung des Energiesystems

Im Folgenden sollen die Ergebnisse der durchgeführten Energiesystemmodellrechnungen für die Szenarien *Aktuelle Politik* (AP) und *Energiewende* (EW) vorgestellt werden, die plausible zukünftige Entwicklungen des Energiesystems beschreiben. Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die Energiewerte auf den Heizwert (H_i) der brennbaren Energieträger. Abbildung 3.12 zeigt die nach den Energieträgern sortierte Entwicklung des Primärenergieverbrauchs beider Szenarien.

Abbildung 3.12: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

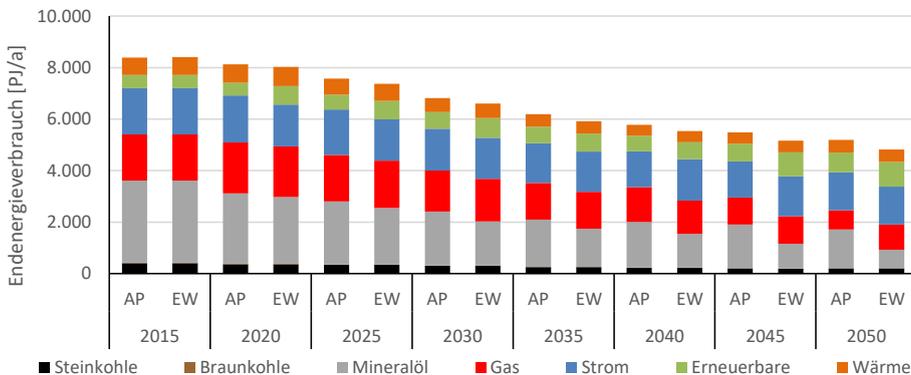


Quelle: Eigene Darstellung

Dieser sinkt vergleichbar im Szenario *Energiewende* auf 6.969 PJ und im Szenario *Aktuelle Politik* auf 6.985 PJ. Dies entspricht einer Reduktion von ca. 47 % gegenüber 2015. Neben dem Kernenergieausstieg ist ein Rückgang der Kohlen- und Mineralölnutzung zu erkennen. Steinkohle und Mineralöl treten im Szenario *Aktuelle Politik* im Vergleich zum Szenario *Energiewende* in größerem Umfang auf, für Braunkohle und Gas ist der Sachverhalt umgekehrt. Erneuerbare Energien decken mit 3.127 PJ im Szenario *Aktuelle Politik* bzw. 3.674 PJ im Szenario *Energiewende* 44,8 bzw. 52,7 % des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2050. Im Hinblick auf die technologische Ausgestaltung der Szenarien wird der Detailgrad in den weiteren Betrachtungen

tungen erhöht. Die Entwicklung des nach Energieträgern aufgeschlüsselten Endenergieverbrauchs in den betrachteten Szenarien gemäß Abbildung 3.13 ergibt von 2015 bis 2050 einen Rückgang um 38,1 % im Szenario *Aktuelle Politik* bzw. 42,5 % im Szenario *Energiewende*.

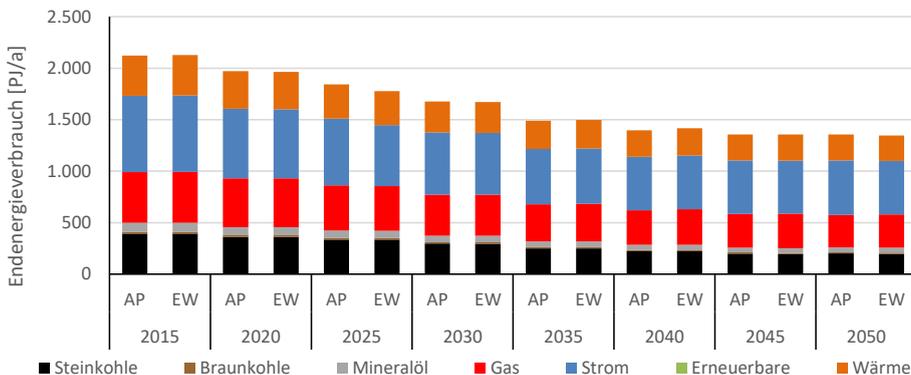
Abbildung 3.13: Entwicklung des Endenergieverbrauchs



Quelle: Eigene Darstellung

Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Gas sinkt, während erneuerbare Energien absolut und relativ an Bedeutung gewinnen. Im Jahr 2050 beträgt der Mineralölein- satz im Szenario *Energiewende* aufgrund der Zielvorgabe sinkender CO₂-Emissionen mit 717,9 PJ weniger als die Hälfte des Szenarios *Aktuelle Politik* mit 1.501,7 PJ. Der Gasverbrauch ist im gleichen Jahr aufgrund der relativ niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen mit 977,6 PJ gegenüber 749,2 PJ deutlich höher. Mit Blick auf die einzelnen Endenergiesektoren zeigt Ab- bildung 3.14 eine geringe Flexibilität des Modells im Industriesektor.

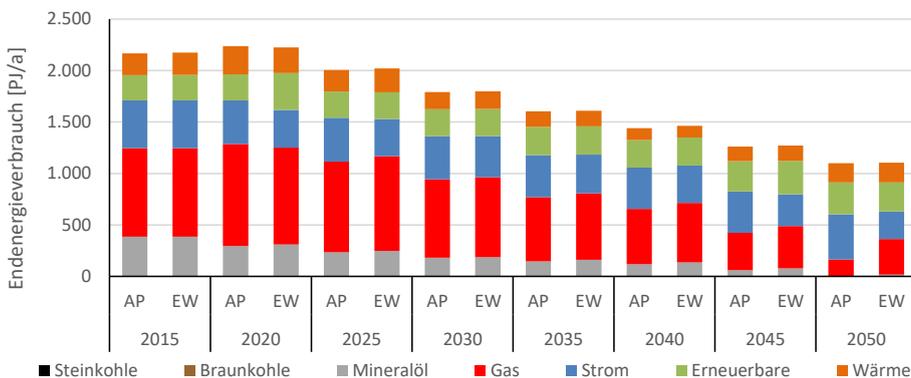
Abbildung 3.14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung

Beide Szenarien entwickeln sich nahezu konstant. Der Rückgang ist auf Effizienzsteigerungen bei nur geringer Produktionszunahme zurückzuführen. Aufgrund nur unzureichender Quellen zum Substitutionspotenzial einzelner Energieträger im Industriesektor ist das Potential zur Substitution von Energieträgern im Modell stark begrenzt. Hier werden neue technologische Optionen benötigt, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Mit Blick auf die Entwicklung des Haushaltssektors in Abbildung 3.15 sieht man die Wirkungen der Energieeinsparverordnung in beiden Szenarien.

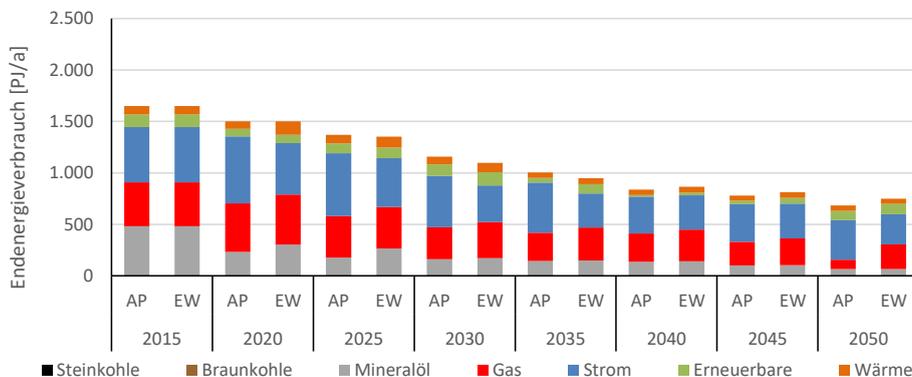
Abbildung 3.15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte



Quelle: Eigene Darstellung

Nach einem Peak im Jahr 2020 sinkt der Energieverbrauch durch einen stetigen Ausbau der Wärmedämmung bis zum Jahr 2050 kontinuierlich. Im Szenario *Energiewende* beträgt dieser mit 1.105,0 PJ nur noch 50,8 % des Werts von 2015. Ein deutlicher Unterschied zwischen beiden Szenarien ist das Verhältnis von Strom- zu Gasnutzung hin zum Jahr 2050. Strom ist hier als Power-to-Heat in Form von Wärmepumpen zu verstehen. Im Szenario *Aktuelle Politik* deckt Strom im Jahr 2050 mit einem Anteil von 39,8 % einen deutlich größeren Anteil des Endenergiebedarfs als Gas mit einem Anteil von 14,5 %; im Szenario *Energiewende* kehrt sich dieses Verhältnis zu einem Stromanteil von nur noch 24,2 % und einem Gasanteil von 31,4 % um. Im Szenario *Aktuelle Politik* wird der Strom jedoch durch einen bedeutenden Steinkohleanteil bereitgestellt, der im Szenario *Energiewende* insbesondere durch teurere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzt wird und Strom somit für Heizzwecke unattraktiver macht. Die Wärme aus Wärmenetzen wird in beiden Szenarien aus Biomasse gewonnen und somit CO₂-neutral bereitgestellt. Mit 346,6 PJ liegt der Gasverbrauch im Szenario *Energiewende* um den Faktor 2,2 höher als im Szenario *Aktuelle Politik* mit 159,7 PJ. Für die in Abbildung 3.16 aufgeführte Entwicklung des GHD-Sektors lassen sich die Aussagen des Haushaltssektors übertragen.

Abbildung 3.16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors

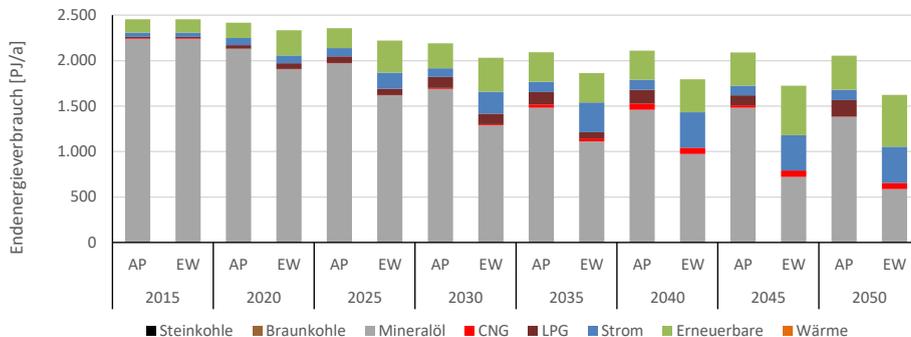


Quelle: Eigene Darstellung

Der Stromanteil des Jahres 2050 beträgt im Szenario *Aktuelle Politik* 55,9 % und im Szenario *Energiewende* 39,2 %. Hier liegt der Gasverbrauch aufgrund der niedrigeren Gaspreise im Szenario *Energiewende* mit 239,1 PJ zu 90,9 PJ im Szenario *Aktuelle Politik* gar um mehr als den

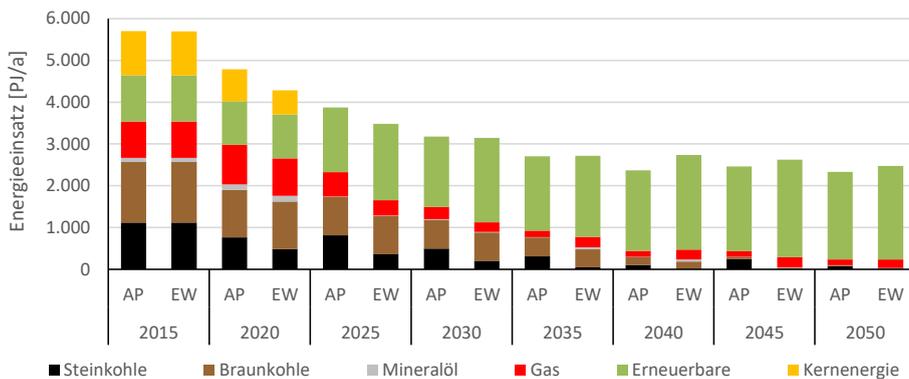
Faktor 2,5 höher. Abbildung 3.17 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors.

Abbildung 3.17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs



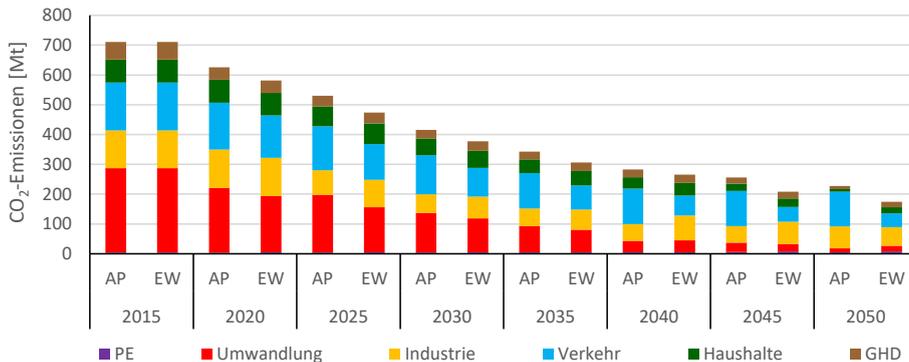
Quelle: Eigene Darstellung

Dieser sinkt durch einen nachlassenden Einsatz von mineralölbasierten Kraftstoffen. Im Szenario *Aktuelle Politik* werden diese im Jahr 2050 jedoch mit 1.380,5 PJ noch deutlich mehr genutzt als im Szenario *Energiewende* mit 586,6 PJ. Der Mineralöleinsatz im Szenario *Energiewende* besteht im Rahmen dieser Modellrechnung zu 100 % aus dem Kerosinverbrauch von Flugzeugen und dem Kraftstoffverbrauch von Schiffen, da für diese keine Alternative im Modell hinterlegt ist. Im Szenario *Energiewende* werden erneuerbare Biokraftstoffe wie Bioethanol und Rapsöl sowie Elektromobilität (Hybrid- und batterieelektrische Fahrzeuge) in deutlich größerem Umfang genutzt. Gas kann im Verkehrssektor in komprimiertes Erdgas (CNG) und Flüssiggas (LPG) unterschieden werden, dabei ist nur das aus Erdgas bestehende CNG für die weiteren Betrachtungen dieser Arbeit relevant. Im Szenario *Aktuelle Politik* stellt LPG mit einem Verbrauch von 182,4 PJ im Jahr 2050 eine bedeutende Komponente des Kraftstoffmix dar. Im Szenario *Energiewende* spielt es jedoch durch im Vergleich zu CNG höheren spezifischen CO₂-Emissionen keine langfristige Rolle. Hier steigt der CNG-Anteil ab 2035 bis auf 69,0 PJ im Jahr 2050. In Abbildung 3.18 ist der Energieeinsatz zur Stromerzeugung dargestellt.

Abbildung 3.18: Entwicklung des Energieeinsatzes zur Stromerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung

Dieser umfasst sowohl die KWK- und nicht KWK-fähigen Kraftwerke des Umwandlungssektors als auch die Kraftwerke der Industrie. Der Energieeinsatz sinkt bis 2050 in beiden Szenarien auf ungefähr die Hälfte des Werts von 2015. Von 2015 steigt der Anteil erneuerbarer Energien am Energieeinsatz zur Stromerzeugung von 19,3 % auf 89,9 % im Szenario *Aktuelle Politik* und 90,5 % im Szenario *Energiewende*. Der angestrebte Ausbau erneuerbarer Energien, wie er im EEG quantifiziert wird, ist dem Modell in beiden Szenarien als untere Schranke vorgegeben. Neben einem vernachlässigbaren Mineralöleinsatz ergänzen im Szenario *Energiewende* gasgefeuerten und im Szenario *Aktuelle Politik* ein Mix aus steinkohle- und gasgefeuerten Kraftwerken die erneuerbaren Energien. Braunkohle wird folglich bis 2050 in beiden Szenarien aus dem System verdrängt, während Steinkohle im Szenario *Aktuelle Politik* in geringem Umfang noch bis 2050 genutzt wird. In der Entwicklung bis 2050 ist der Braunkohleeinsatz im Szenario *Energiewende* in jedem Jahr höher als im Szenario *Aktuelle Politik*. Da in diesem Szenario viele relativ teure CO₂-Emissionen reduzierende oder vermeidende Maßnahmen im Vergleich zum Szenario *Aktuelle Politik* vom System ergriffen werden müssen, nutzt das Modell den verfügbaren Lösungsraum, indem es die kostengünstige Technologie Braunkohlekraftwerke nutzt, um die Systemkosten zu minimieren. Letztlich bleibt festzuhalten, dass der Gaseinsatz im Jahr 2050 mit 135,3 PJ im Szenario *Aktuelle Politik* und 206,5 PJ im Szenario *Energiewende* deutlich unter dem Wert von 870,6 PJ des Jahres 2015 liegt. Mit Blick auf die sektoralen CO₂-Emissionen in Abbildung 3.19 ist eine deutliche Reduzierung in beiden Szenarien erkennbar.

Abbildung 3.19: Entwicklung der CO₂-Emissionen

Quelle: Eigene Darstellung

Diese beträgt im Szenario *Aktuelle Politik* 68,0 % und im Szenario *Energiewende* 75,5 % gegenüber 2015. Das 80%ige Reduktionsziel von CO₂ wird aufgrund fehlender in IKARUS hinterlegter Alternativen zu Kerosin und Diesel für den Flug- und Schiffsverkehr verfehlt. Generell zeigt sich jedoch, dass bereits die heute beschlossenen Maßnahmen zu einer erheblichen Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen, sofern diese konsequent über die nächsten Jahrzehnte verfolgt werden. Als Beispiele seien hier der klimaneutrale Gebäudebestand und der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor genannt. Der Unterschied zwischen beiden Szenarien im Jahr 2050 ist vor allen Dingen durch den Verkehrssektor getrieben. Wird im Szenario *Energiewende* eine Reduktion der CO₂-Emissionen des Verkehrssektors von 2015 bis 2050 um 71,5 % erreicht, beträgt diese ohne die Ziele der *Energiewende* im Szenario *Aktuelle Politik* nur 28,2 %. In Übereinstimmung mit der Betrachtung des Energieeinsatzes zur Stromerzeugung trägt der Umwandlungssektor deutlich zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei. Dessen Emissionen sinken auf vergleichsweise niedrige 12,9 Mt im Szenario *Aktuelle Politik* und 19,3 Mt im Szenario *Energiewende*. Daneben tragen auch der Haushalts- und GHD-Sektor deutlich zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Erdgas verursacht im Jahr 2015 ca. 20,3 % der CO₂-Emissionen. Bis

2050 steigert sich dieser Anteil im Szenario *Aktuelle Politik* auf 24,4 % und im Szenario *Energiewende* auf 40,9 %.⁵⁶ Bei Betrachtung der Entwicklung der Systemkosten beider Szenarien in Abbildung 3.20 fällt die bis 2040 vergleichbare Entwicklung auf.

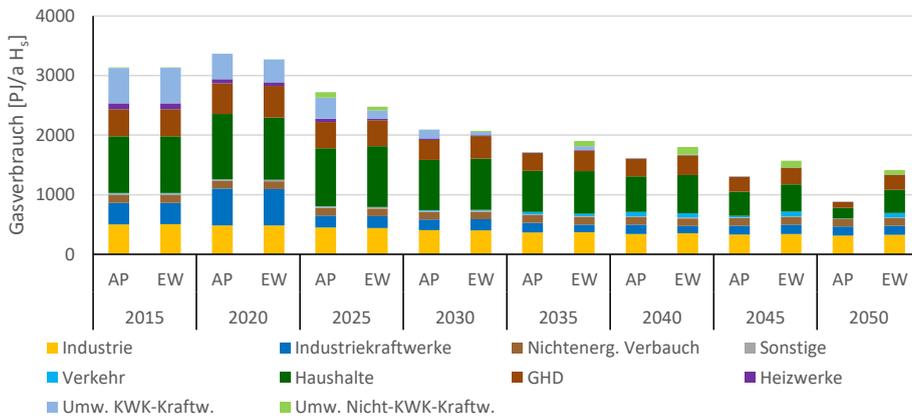
Abbildung 3.20: Entwicklung der Systemkosten



Quelle: Eigene Darstellung

Nur in den Jahren 2045 und 2050, in denen die Ziele der Energiewende besonders restriktiv sind und daher vergleichsweise teure energieeffiziente Techniken im Szenario *Energiewende* gewählt werden, sind die Kosten des Szenarios *Energiewende* signifikant höher. Für 2050 bedeutet dies eine Steigerung der Systemkosten gegenüber 2015 um 35,6 % im Szenario *Energiewende* und um 24,9 % im Szenario *Aktuelle Politik*. Die Ursache ist in den steigenden Grenzkosten der CO₂-Vermeidung zu sehen. Die insbesondere im Verkehrssektor auftretenden Mehrkosten des Szenarios *Energiewende* werden jedoch zu einem Teil durch eingesparte Primärenergiekosten aufgrund geringerer Importe kompensiert. Für die weiteren Untersuchungen in dieser Arbeit steht die Entwicklung des Gasverbrauchs im Vordergrund. Daher ist diese in Abbildung 3.21 zusammenfassend dargestellt.

⁵⁶ Unter Berücksichtigung eines CO₂-Emissionsfaktors von 55,9 t CO₂/TJ H_i [Umweltbundesamt, 2016a].

Abbildung 3.21: Entwicklung des Gasverbrauchs

Quelle: Eigene Darstellung

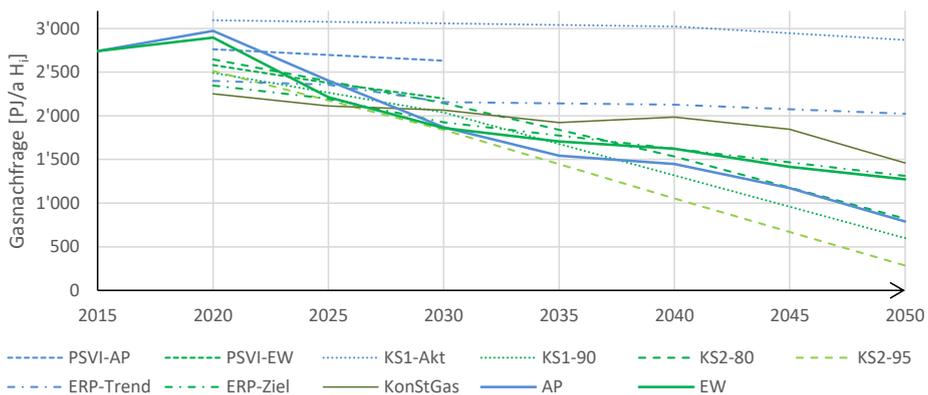
In beiden Szenarien erfährt Gas nach einem Peak im Jahr 2020 einen Verbrauchsrückgang. Bis 2050 läuft die Entwicklung beider Szenarien dennoch deutlich auseinander. Beträgt der gesamte Gasverbrauch im Jahr 2050 im Szenario *Aktuelle Politik* geringe 875,6 PJ H₂, so beträgt er im Szenario *Energiewende* immerhin 1.411,6 PJ H₂. Die fossilen Energieträger Kohle und Mineralöl werden im Szenario *Energiewende* – wenn möglich – vollständig aus dem System gedrängt, so dass nur noch fossiles Gas, welches vergleichsweise geringe spezifische CO₂-Emissionen aufweist, die erneuerbaren Energien ergänzt. Mineralöl wird nur noch im Flug- und Schiffsverkehr und Steinkohle in geringem Maße in der Industrie eingesetzt. Gas ist folglich für das Modell ein Baustein zur Erreichung der Ziele der Energiewende, wenngleich der Gasverbrauch auf deutlich geringerem Niveau als im Ausgangsjahr 2015 liegt. Ist das Niveau des Gasverbrauchs in der Industrie, ihrer Kraftwerke sowie des nichtenergetischen Verbrauchs in beiden Szenarien noch nahezu identisch, so ist der Gasverbrauch in den Sektoren Haushalte, GHD und Verkehr im Szenario *Energiewende* deutlich höher. Auch im Kraftwerksbereich spielt Gas im Szenario *Energiewende* eine Rolle, wobei insbesondere nicht KWK-fähige Kraftwerke im Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung genutzt werden. Die KWK-fähigen Kraftwerke zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung sind im Modell zur Erreichung der Ziele der Energiewende durch Kraftwerke mit Verfeuerung von Biomasse ersetzt. Offensichtlich ist festzuhalten, dass bei einer vollständigen Vermeidung jedweder CO₂-Emissionen im Energiesystem ein Gaseinsatz fossilen Ursprungs nicht möglich

ist und die Vielzahl der weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit trivial zu beantworten ist. Wo kein Gasverbrauch, da kein Gastransportbedarf.

3.7 Einordnung der ermittelten Gasnachfrageentwicklung

Abbildung 3.22 ordnet die Entwicklung der ermittelten Gasnachfrage in beiden Szenarien in die Szenariolandschaft ein. Dazu wird auf die bereits in Unterkapitel 3.4 verwendeten Studien zurückgegriffen. Jeder Studie wird dazu ein Strichtyp zugeordnet, während die Farbe die klimapolitische Ambition des Szenarios ausdrückt: Grün bedeutet mehr, blau weniger Ambition. Für das Jahr 2050 reicht das Spektrum der Gasnachfrage von 2.868 PJ H_i im Szenario „Aktuelle Maßnahmen“ (KS1-Akt) der ersten Runde der Klimaschutzszenarien 2050 bis zu 286 PJ H_i im Szenario „Klimaschutzszenario 95“ (KS2-95) der zweiten Runde der Klimaschutzszenarien 2050. Selbst für das Jahr 2020 reicht die Wertspanne von 2.250 PJ H_i (KonStGas) bis 3060 PJ H_i (K1-Akt), ein Unterschied von 36 %.

Abbildung 3.22: Einordnung der Gasnachfrageentwicklung in die Studienlandschaft



Quelle: Eigene Darstellung

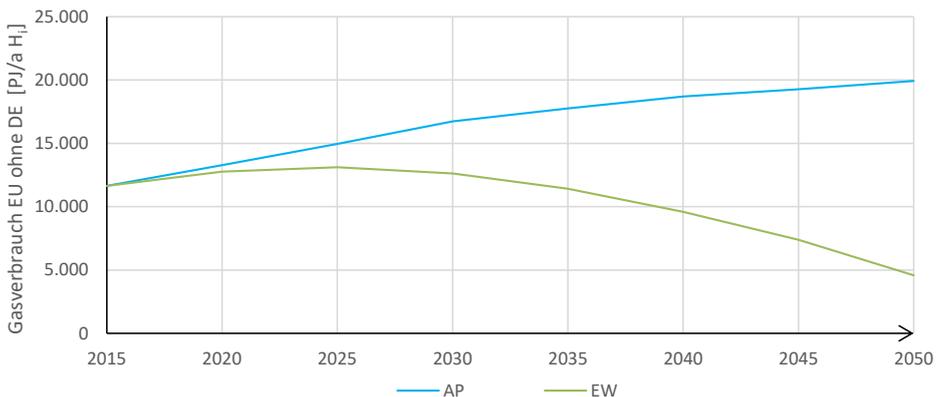
Das Szenario *Energiewende* liegt mit einer Gasnachfrage im Jahr 2050 von 1.274 PJ H_i etwas unter dem „Zielszenario“ der Energiereferenzprognose (ERP-Ziel) und etwas über dem „Klimaschutzszenario 80“ (KS2-80) der zweiten Runde der Klimaschutzszenarien 2050. Entgegen den Ergebnissen der genannten Studien ist die Gasnachfrage des Szenarios *Aktuelle Politik* aufgrund des hier erhöhten Mineralöl- und Kohleeinsatzes geringer. Diese liegt mit 790 PJ H_i zwischen dem genannten „Klimaschutzszenario 80“ der zweiten und dem „Klimaschutzszenario 90“ (KS1-90) der ersten Runde der Klimaschutzszenarien. Der Netzentwicklungsplan Gas 2016

nutzt das „Trendszenario“ der Energiereferenzprognose (ERP-Trend) für die Abschätzung des Gasverbrauchs bis 2026, welches als energie- und klimapolitisch eher wenig ambitioniert anzusehen ist. Dieser ist Grundlage der Netzausbauplanung gemäß Abschnitt 2.4.3.

3.8 Entwicklung der Gastransite durch Deutschland

Zur Bestimmung der szenariobasierten Auslastung des deutschen Gastransportnetzes ist neben der ermittelten Entwicklung der Ausspeisungen aufgrund der deutschen Gasnachfrage auch die Entwicklung der Ausspeisungen für Gastransite entscheidend. Wie in Unterkapitel 3.5 beschrieben, orientiert sich der europäische Rahmen der Szenarien *Energiewende* und *Aktuelle Politik* an den Szenarien „450 ppm“ bzw. „Current Policies“ des WEO 2016 [IEA, 2016]. Wird von der im Rahmen des WEO 2016 angenommenen Entwicklung der europäischen Gasnachfrage die deutsche Entwicklung gemäß Unterkapitel 3.6 abgezogen, so ergibt sich die residuale Entwicklung der europäischen Gasnachfrage ohne Deutschland wie in Abbildung 3.23 dargestellt.

Abbildung 3.23: Entwicklung der europäischen Gasnachfrage ohne Deutschland



Quelle: eigene Berechnung mit Daten aus [EEA, 2017; IEA, 2016]

Ausgehend von einer EU-28 Gasnachfrage ohne Deutschland in Höhe von 11.644 PJ H_i im Jahr 2015 steigt die europäische Gasnachfrage im Szenario AP kontinuierlich auf 19.926 PJ H_i bis 2050 (71 %). Für das Szenario EW zeigt sich ein Peak in der Gasnachfrage im Jahr 2025 bei 13.120 PJ H_i. Diese fällt anschließend bis 2050 auf 4.588 PJ H_i und somit auf nur noch 39 % der Gasnachfrage im Jahr 2015. Der Grund liegt darin, dass im „450 ppm“ Szenario des WEO 2016

auch die Verbrennung von Gas zu hohe spezifische CO₂-Emissionen aufweist, um die Klimaziele einzuhalten. Daher wird Gas über den deutschen Markt hinaus auch aus dem europäischen Markt verdrängt.

Da der Transitbedarf davon abhängt, über welche Pipelines oder LNG-Terminals das Gas nach Europa gelangt, ist keine eindeutige Zuordnung des Transitbedarfs auf Basis der europäischen Gasnachfrageentwicklung auf GÜP in Deutschland möglich. Für die Hauptuntersuchungen wird angenommen, dass sich der Transitbedarf durch Deutschland proportional zur europäischen Gasnachfrage erhöht bzw. verringert. Für die Zuordnung auf GÜP müssen deren maximale Transportkapazitäten berücksichtigt werden. Dazu sind in Tabelle 3.1 die für den Import und in Tabelle 3.2 die für den Export wichtigen GÜP mit ihren gemäß NEP 2016 angesetzten stündlichen technischen Kapazitäten aufgeführt. Zum Vergleich sind neben den Werten für 2050 auch jene für das Jahr 2015 angegeben. Die Werte des Jahres 2050 entsprechen denen des Jahres 2026 im NEP 2016. Dieses ist das letzte betrachtete Jahr im NEP und die Kapazitäten werden für die darüberhinausgehende Zukunft in dieser Arbeit als konstant angesehen.

Die bestehende zweistrangige Ausführung der Nord Stream äußert sich in doppelt so hohen Kapazitäten wie in den kapazitativen nachfolgenden GÜP Mallnow und Waidhaus. Beide sind ebenfalls Importpunkte für russisches Gas. Im Vergleich zwischen 2015 und 2050 unterscheiden sich die Importkapazitäten der GÜP Oude-Statenzijl/Bunde, Mallnow, Lubmin/Greifswald, Wallbach und Waidhaus. Wallbach stand 2015 noch nicht als Importpunkt zur Verfügung.

Für das Szenario *Aktuelle Politik* ist eine Erhöhung der Exporte um die ermittelten 71 % (proportional zur Steigerung der europäischen Gasnachfrage) nicht möglich, da dies die Exportkapazitäten der deutschen GÜP übersteigen würde, somit wird diese auf den maximal zulässigen Wert begrenzt. Da im Szenario *Aktuelle Politik* insgesamt hohe Gasmengen nach Europa eingeführt werden, wird angenommen, dass die maximale Exportleistung der wichtigen deutschen Export-GÜP ganzjährig aufrecht gehalten wird. Für das Szenario *Energiewende* mit fallenden Exporten stellen die maximal zulässigen deutschen Exportkapazitäten keine Beschränkung dar.

Tabelle 3.1: Angesetzte technische Importkapazitäten der wichtigsten GÜP

In GWh/h H _s	2015	2050
Eynatten-Raeren (BE)	13,4	13,4
Bocholtz-Vetschau (NL)	20,8	20,8
Oude-Stanzijl/Bunde (NL)	5,7	8,7
Emden (NO)	20,3	20,3
Dornum (NO)	30,0	30,0
Mallnow (PL)	38,8	34,8
Lubmin/Greifswald (RU) ⁵⁷	74,0	80,7
Wallbach (CH)	–	3,0
Waidhaus (CZ)	37,8	37,8

Quelle: NEP 2016 [FNB Gas, 2017b]

Tabelle 3.2: Angesetzte technische Exportkapazitäten der wichtigsten GÜP

In GWh/h H _s	2015	2050
Ellund (DK)	2,5	5,2
Deutschneudorf/Brandov/Olbernhau (CZ)	57,3	57,4
Oberkappel (AT)	8,3	8,3
Überackern (AT)	7,1	7,1
Medelsheim (FR)	24,2	24,8

Quelle: NEP 2016 [FNB Gas, 2017b]

Gemäß [FNB Gas, 2017b] steht zukünftig weiterhin russisches und norwegisches Gas zur Verfügung. Dieses wird ergänzt um LNG, das an westeuropäischen Terminals importiert wird und über den GÜP Eynatten/Raeren nach Deutschland gelangt. Darüber hinaus ist eine Flussumkehr des Gasaustauschs mit der Schweiz vorgesehen, so dass auch über den GÜP Wallbach aus der Schweiz südosteuropäisches Gas nach Deutschland eingeführt werden kann. Für den französischen GÜP Medelsheim wird die technische Umrüstung für eine Übergabe von Gas aus Frankreich nach Deutschland geprüft, eine Investitionsentscheidung ist jedoch noch nicht

⁵⁷ Berücksichtigung von regulierter und unregulierter Kapazität.

getroffen [FNB Gas, 2017b]. Diese Möglichkeit wird daher nicht weiter betrachtet. Medelsheim bleibt ein ausschließlicher Exportpunkt. Exportseitig ist zu beachten, dass neben den niederländischen auch die dänischen Gasvorkommen zuneige gehen und somit eine Flussumkehr in Richtung eines Exports nach Dänemark zu erwarten ist. Eine solche wird auch für die österreichischen GÜP erwartet. Diese übernehmen zukünftig Gas aus Deutschland und leiten dieses in Richtung osteuropäischer Verbraucher weiter. Deutschland hält somit aufgrund seiner geografischen Lage seine Position als zentraler Gasverteiler in Europa, wenngleich Änderungen einzelner Im- und Exportrichtungen auftreten.

3.9 Interpretation und kritische Würdigung

Die langfristige Entwicklung der Gasnachfrage ist in beiden Szenarien deutlich sinkend. Im Vergleich fällt zwar auf, dass Gas im Szenario *Energiewende* im Vergleich zum Szenario *Aktuelle Politik* aufgrund geringerer spezifischer CO₂-Emissionen gegenüber den fossilen Energieträgern Kohle und Öl relativ an Bedeutung gewinnt. Langfristig bedeutet dies jedoch vor dem Hintergrund einer angesetzten Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 % gegenüber dem Jahr 1990 nur einen geringeren Nachfragerückgang. Entwickeln sich die CO₂-Emissionen bis 2050 in Richtung einer Reduktion von 100 % gegenüber 1990, so ist dies trivialerweise mit einem vollständigen Verzicht auf den Einsatz fossilen Erdgases ohne zugehörigen Transportbedarf verbunden. Für den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont bis Mitte der 2020er Jahre ist diese Reduktion jedoch nicht sicher, wie auch der Peak im Jahr 2020 in der Entwicklung des Gasverbrauchs gemäß Abbildung 3.21 verdeutlicht.

Die in Unterkapitel 3.6 dargestellte und modellgestützt ermittelte Gasnachfrage der Szenariorechnungen ist als plausibler möglicher Entwicklungspfad und nicht als Prognose zu verstehen. Dies gilt auch für die aus den Szenarien des World Energy Outlooks abgeleitete Entwicklung der deutschen Gastransite. Kein Modell, insbesondere kein ausschließlich techno-ökonomisches Modell aus der Perspektive eines zentralen Planers, ist in der Lage die Komplexität aller realen Wirkzusammenhänge des Energiesystems abzubilden. So ergibt sich beispielsweise der reale Kraftwerkseinsatz als Strommarktergebnis und nicht – wie im genutzten Modell – unter Betrachtung energiesystemweiter CO₂-Emissionsrestriktionen. Ein Strommarktmodell liegt für die Betrachtungen dieser Arbeit nicht vor. Auch sind politische und soziale Prozesse wie beispielsweise die Akzeptanz von Energietechniken in Abhängigkeit ihrer

bereits installierten Leistung nicht abgebildet. Ein Beispiel sei der von der Öffentlichkeit kritisch begleitete Zubau an Onshore-Windenergieanlagen. Die Ergebnisse der durchgeführten Energiesystemrechnungen sind somit als Potenzialabschätzungen zu verstehen. Es gilt vielmehr, weitere Instrumente zu entwickeln, die als planerische Entscheidungshilfe dazu dienen sollen, das Energiesystem in Richtung der gewünschten Dekarbonisierung zu führen.

Zuletzt sei diskutiert, dass in den Betrachtungen dieses Kapitels in Unterkapitel 3.4 ein sozio-ökonomischer Rahmen entwickelt wurde, dessen Annahmen die zu deckenden Energienachfragen des Modells bestimmen. Diese wurden nicht variiert, sondern konstant gehalten. Dieses Vorgehen besitzt den Vorteil, dass beide Szenarien vergleichbar sind. Auch würde eine Steigerung eines die Nachfrage bestimmenden Werts, beispielsweise die ermittelte sehr konservative BIP-Entwicklung, nur eine begrenzte Auswirkung haben. Würde die BIP-Entwicklung bis 2050 höher ausfallen, würde zwar die Güterproduktion und damit der Energie- und so der Gasverbrauch der Industrie steigen, jedoch keine Trendumkehr erfolgen. Auch die Substitution des noch von mineralölbasierten Kraftstoffen dominierten Flug- und Schiffsverkehrs z. B. mit Biokraftstoffen ändert den Gasverbrauch nicht.

Für die Beantwortung der in dieser Arbeit aufgeworfenen Forschungsfragen, die über die Ableitung plausibler langfristiger Gasverbrauchsentwicklungen hinausgehen, wird ein weiteres Verfahren benötigt. Dieses wird im folgenden Kapitel vorgestellt.

4 Verfahren und Modellbildung

In diesem Kapitel wird das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren inklusive der erforderlichen Modellbildung zur Beurteilung der technischen Beherrschbarkeit von Netznutzungsfällen und deren Lastflussberechnung (GASOPT) erläutert. Das Verfahren wird für die Beantwortung der in Unterkapitel 1.4 genannten Forschungsfragen benötigt. An diese Erläuterung schließt sich eine kritische Würdigung an. Erstens umfasst diese eine Backtesting-Rechnung gegenüber der Spitzenlastsituation 2015, um das Zusammenspiel aus Erzeugung von Netznutzungsfällen, Lastflussrechnung und Netztopologie zu plausibilisieren. Zweitens erfolgt eine Verifizierung der Lastflussrechnung und drittens eine Quantifizierung des Einflusses einer erforderlichen vorgenommenen Linearisierung.

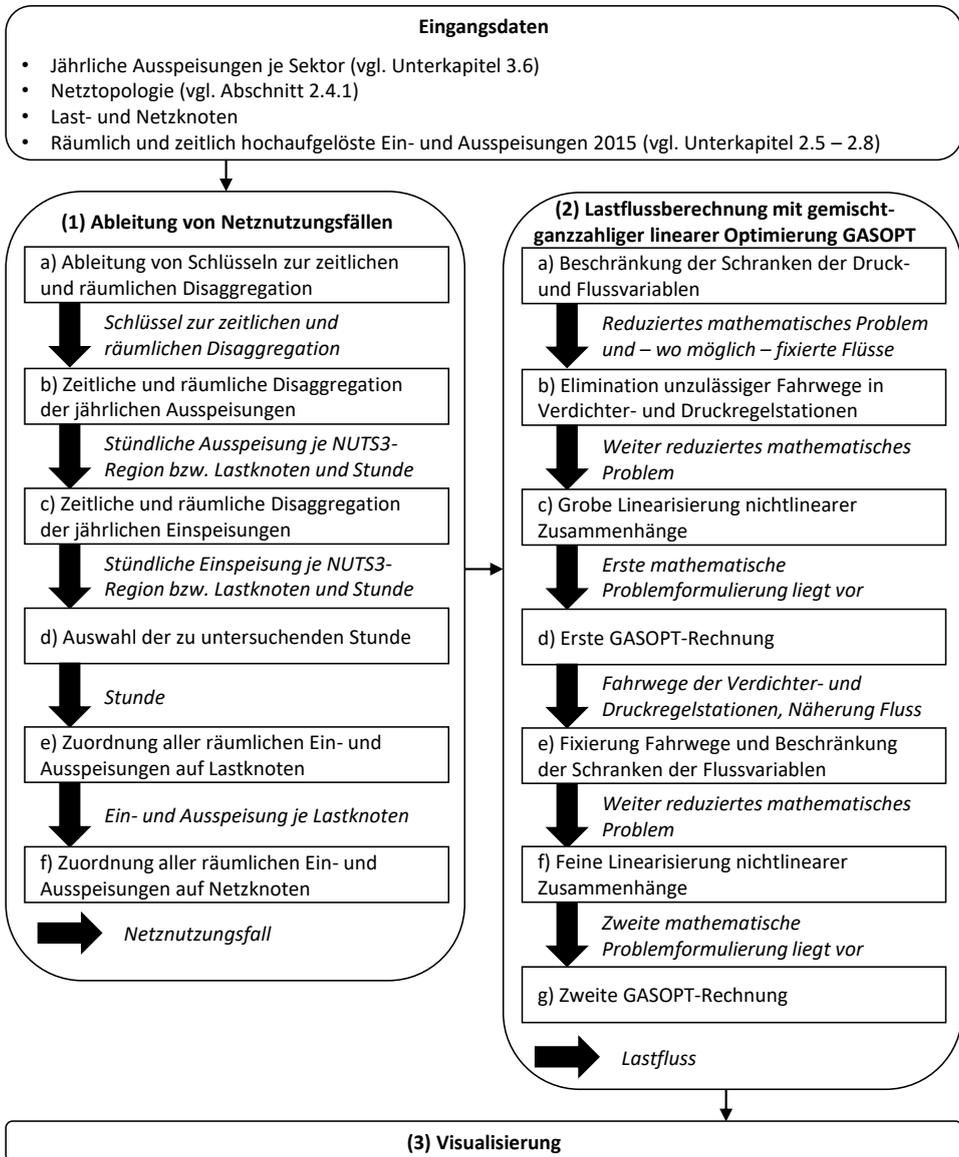
Abbildung 4.1 stellt den gesamten Ablauf des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Verfahrens zunächst einführend dar. In den Unterkapiteln 4.1 bis 4.3 folgt die detaillierte Beschreibung der einzelnen Schritte. Das Verfahren beginnt mit der (1) Ableitung von Netznutzungsfällen⁵⁸, an die sich die (2) zugehörigen Lastflussrechnungen mittels GASOPT anschließen. Deren Ergebnisse werden im Nachgang (3) visualisiert. Mit diesem Verfahren lässt sich der Lastfluss im deutschen Gastransportnetz für relevante Stunden des Jahres effizient untersuchen.

Für die Bestimmung dieser relevanten Stunden werden Ein- und Ausspeisungen für alle 8.760 Stunden des Jahres abgeleitet, so dass sich z. B. die Stunde der höchsten Ausspeisung oder des maximalen Imports von Gas ermitteln lässt. Die Eingangsdaten des Verfahrens bestehen aus den jährlichen Ausspeisungen zur Deckung des sektoral aufgeschlüsselten und szenario-abhängigen Gasverbrauchs, der Netztopologie mit ihren zugehörigen – noch einzuführenden – Last- und Netzknoten, sowie den sektoral, räumlich und zeitlich hochaufgelösten Ein- und Ausspeisedaten des zugrundeliegenden Jahres 2015. Netzknoten sind – wie der Name sagt – die im Topologiemodell des Netzes abgebildeten Knoten. Da in den zur Verfügung stehenden Rohdaten der Gasnetztopologie (vgl. Abschnitt 2.4.1) Leitungsverläufe der nachgelagerten nicht modellierten Verteilernetzebene aufgeführt sind, werden Lastknoten auf diesen Leitungsverläufen der Verteilernetzebene angelegt und ihrem – dem Leitungsverlauf folgend – nächsten Netzknotennachbarn des Gastransportnetzes zugeordnet. Lastknoten stehen

⁵⁸ „Netznutzungsfall“ bezeichnet die Gesamtheit aller Ein- und Ausspeisungen von Gas an den Netzknoten des Gastransportnetzes einer bestimmten Stunde.

zu diesen Netzknoten somit entweder in einer n:1 oder in einer 1:1 Beziehung. Die Lastknoten unterstützen so die realistische Zuordnung von auf NUTS3-Ebene vorliegenden Ein- und Auspeisedaten auf Netzknoten (vgl. Abbildung 4.2).

Abbildung 4.1: Ablauf des entwickelten Verfahrens

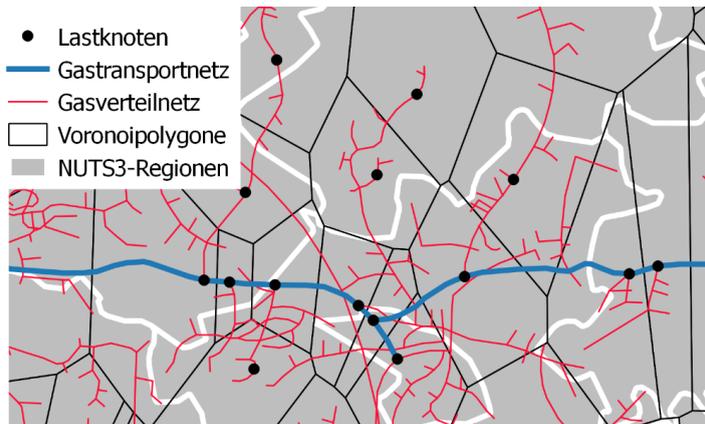


Quelle: Eigene Darstellung

4.1 Ableitung von Netznutzungsfällen

Für die Ableitung von Netznutzungsfällen sind in einem ersten Schritt (a)⁵⁹ Verteilschlüssel erforderlich, die eine zeitliche und räumliche Disaggregation des für jeden Ein- und Ausspeisesektor vorgegebenen Jahreswerts auf Stunden und, je nach Kategorie, auf NUTS3-Regionen oder Lastknoten ermöglichen. Manche Sektoren wie Kraftwerke und Speicher können eindeutig Lastknoten zugeordnet werden, während dies für andere Sektoren, wie z. B. die Endenergiesektoren, nicht direkt möglich ist. Ein Beispiel sei an dieser Stelle der Haushaltssektor in Deutschland. Die Zuordnung der für Gesamtdeutschland vorliegenden Ausspeisungen zu Lastknoten erfordert noch einen Zwischenschritt: Dazu werden die Verteilschlüssel aus den in den Unterkapiteln 2.5 bis 2.8 ermittelten Ein- und Ausspeisedaten des Jahres 2015 ermittelt. Die Verbräuche werden dann je Stunde und NUTS3-Region (bzw. Lastknoten) mittels Division durch die Gesamtsumme über alle Stunden und NUTS3-Regionen/Lastknoten normiert. Durch Multiplikation des szenariobasierten jährlichen Ausspeisewerts mit dem Verteilschlüssel lassen sich in einem zweiten Schritt (b) die zeitlich und räumlich disaggregierten Ausspeisungen bestimmen. Die relative zeitliche und räumliche Verteilung des Jahres 2015 bleibt so für jeden Sektor erhalten. Für das gewählte Beispiel Haushaltssektor lassen sich die Ausspeisungen derart regional auf NUTS3-Ebene erzeugen. Das gleiche Vorgehen erfolgt in einem dritten Schritt (c) für Einspeisungen. Die resultierenden Ein- und Ausspeisegänge können anschließend analysiert werden, so dass in einem vierten Schritt (d) eine Stunde ausgesucht werden kann, für die die Lastflussberechnung erfolgen soll. Für diese Stunde wird der Netznutzungsfall erzeugt. Dazu werden in einem fünften Schritt (e) die noch auf NUTS3-Ebenen vorliegenden flächigen Ein- und Ausspeisedaten der ausgewählten Stunde Lastknoten zugeordnet (wie z. B. des Haushaltssektors). Hierfür wird das Voronoi-Diagramm der Lastknotenmenge gebildet und über die NUTS3-Regionen gelegt. Dies zeigt Abbildung 4.2 für einen exemplarischen Kartenausschnitt.

⁵⁹ Der Buchstabe bezieht sich auf die Verfahrensschritte in Abbildung 4.1.

Abbildung 4.2: Zuordnung flächiger Lasten auf Lastknoten


Quelle: Eigene Darstellung mit [Platts, 2015]

Jede Stelle innerhalb der durch schwarze Linien umrandeten Voronoi-Polygone hat den im Polygon liegenden Lastknoten als nächsten Lastknoten (vgl. [Sack & Urrutia, 2000]). Die blauen Linien repräsentieren einen Ausschnitt des für die Modellierung relevanten Gastransportnetzes, während die dünnen, roten Linien die nicht modellierte Verteilernetzebene darstellen. Die NUTS3-Regionen sind grau mit weißem Rand eingetragen. Jedem Lastknoten wird nun der Anteil der Last einer jeden sein Voronoi-Polygon schneidenden NUTS3-Region zugeordnet, den diese NUTS3-Region von seinem Voronoi-Polygon abdeckt. Im letzten Schritt (f) erfolgt dann über eine Zuordnungstabelle die Zuweisung aller Ein- und Ausspeisungen von Last- auf Netzknoten. Der Netznutzungsfall ist erzeugt. Die Implementierung des Algorithmus zur Erzeugung von Netznutzungsfällen erfolgt in MATLAB 2017a [The MathWorks, Inc., 2017].

4.2 Lastflussberechnung mit GASOPT

Der das Gas von den Ein- zu den Ausspeisepunkten des erzeugten Netznutzungsfalls transportierende Lastfluss wird durch ein im Rahmen dieser Arbeit entwickeltes, in zwei Stufen durchlaufenes, GASOPT genanntes Modell ermittelt. Dazu werden in der ersten Stufe die Fahrwege des Gases durch die Verdichter- und Druckregelstationen mittels Schaltung ihrer aktiven (Druckregel-)Ventile bestimmt, bevor in der zweiten Stufe die eigentliche Lastflussrechnung erfolgt. Zu Beginn dieses Unterkapitels wird die dazu gewählte mathematische Problemformulierung vorgestellt, die in GAMS 24.8.3 [GAMS Development Corp., 2017] implementiert

und mit dem kommerziellen Solver CPLEX 12.7.0 [IBM, 2016] zur Lösung von gemischt-ganzzahligen mathematischen Optimierungsproblemen gelöst wird. Das mathematische Problem ist zwar als Optimierungsproblem formuliert, jedoch als Lösbarkeitsproblem zu verstehen. Das Ziel besteht im Existenznachweis einer zulässigen Lastflusslösung. Im Anschluss an diese Vorstellung wird der zweistufige Ansatz von GASOPT erläutert. Die Optimierungsrechnung begleitende Algorithmen sind in MATLAB 2017a [The MathWorks, Inc., 2017] implementiert.

4.2.1 Mathematische Problemformulierung

Die mathematische Problemformulierung beginnt mit der Abbildung des Gastransportnetzes in einem Graphen, der die Verbindungen der einzelnen Netzelemente darstellt. Darauf folgt die Beschreibung der mathematischen Nebenbedingungen, die das strömungsmechanische Verhalten der einzelnen Netzelemente beschreiben, bevor zuletzt auf die den Lösungsprozess bestimmende Zielfunktion eingegangen wird.

Der in Abschnitt 2.3.2 genannte Zusammenhang (2.1) zur Bestimmung des Druckverlusts in Rohrleitungen ist nichtlinear abhängig von Eingangsdruck und Gasfluss und beschreibt daher ein nichtlineares Problem. Die Funktion ist darüber hinaus nicht konvex. In Kombination mit der binären Entscheidung über den Betriebszustand von aktiven (Druckregel-)Ventilen (offen/geschlossen) ergibt sich mathematisch ein gemischt-ganzzahliges nichtlineares nichtkonvexes Optimierungsproblem (MINLP). Im Allgemeinen stellt dies die im Vergleich zu einer kontinuierlichen, linearen oder konvexen Formulierung am schwierigsten zu lösende mathematische Problemformulierung dar [Burer & Letchford, 2012]. Die Nichtlinearitäten können jedoch nach [Koch et al., 2015] unter Einhaltung einer vorzugebenen Fehlerschranke ϵ linearisiert werden, so dass eine Reduktion auf ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) möglich ist. Dieses ist konvex und lässt sich durch kommerzielle Solver effizient lösen. Die durchzuführende Linearisierung wird in Abschnitt 4.2.2 vorgestellt.

Das Gasnetz als Graph

Das Gasnetz lässt sich durch einen gerichteten Graphen mit Knoten und Kanten beschreiben. Die Knoten verbinden die als Kanten modellierten vier unterschiedlichen Netzelementtypen $Typ = \{\text{Rohrleitung, Verdichter, Ventil, Druckregelventil}\}$. Die letzten drei Typen finden sich ausschließlich in Verdichter- und Druckregelstationen. Dem Knoten $i \in I$ kann eine Gaseinspeisung oder -ausspeisung d_i zugeordnet werden. Einspeisungen sind negativ $d_i < 0$, Ausspeisungen positiv $d_i > 0$ definiert. In jeder Kante fließt Gas mit dem zu ermittelnden Gasfluss $q_{i,j,Typ}$

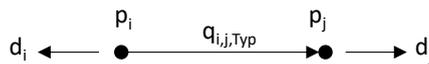
von Knoten i zu Knoten j . Fließt das Gas in Kantenrichtung ist der Fluss positiv $q_{i,j,Typ} > 0$ und umgekehrt negativ $q_{i,j,Typ} < 0$ definiert. Des Weiteren kann jedem Knoten ein zu ermittelnder Druck $p_i > 0$ zugeordnet werden. Zuletzt werden den Modellvariablen $q_{i,j,Typ}$ und p_i obere und untere Schranken (s. Nebenbedingung (4.1) und (4.2)) zugeordnet, deren Bestimmung in Abschnitt 4.2.2 bzw. 4.2.3 erfolgt. Eine Unterstreichung kennzeichnet die untere Schranke und eine Überstreichung die obere Schranke einer Variablen, während keine Unter- oder Überstreichung den Wert der Variable selbst anzeigt.

$$\underline{q}_{i,j,Typ} \leq q_{i,j,Typ} \leq \bar{q}_{i,j,Typ} \quad (4.1)$$

$$\underline{p}_i \leq p_i \leq \bar{p}_i \quad (4.2)$$

Abbildung 4.3 stellt die definitorische Orientierung der wesentlichen Modellgrößen – nicht den Gasfluss – dar.

Abbildung 4.3: Definitorische Orientierung der wesentlichen Modellgrößen



Quelle: Eigene Darstellung

Für jeden Knoten i gilt gemäß des 1. Kirchhoff'schen Gesetzes, dass in den Knoten einströmendes Gas diesen auch wieder verlassen muss (vgl. Nebenbedingung (4.3)).

$$\sum_{j,Typ} q_{i,j,Typ} - \sum_{j,Typ} q_{j,i,Typ} + d_i = 0 \quad (4.3)$$

Druckverlust in Rohrleitungen

Der Druckverlust in Rohrleitungen lässt sich näherungsweise über die Darcy-Weisbach-Gleichung (2.1) aus Abschnitt 2.3.2 beschreiben, die sich unter Berücksichtigung der Zuordnung (4.5) in die nichtlineare Form (4.4) überführen lässt. Der Parameter c fasst alle während der Lösungsroutine unveränderlichen Parameter des Gasflusses durch eine Leitung zusammen, so dass nur noch die zu bestimmenden Modellvariablen der Drücke p_i und p_j sowie des Gasflusses $q_{i,j,Typ}$ einer Leitung übrig sind.

$$p_j^2 - p_i^2 = c \cdot |q_{i,j,Typ}| \cdot q_{i,j,Typ} \quad (4.4)$$

$$\text{mit } c = -\lambda_m \cdot \frac{L}{D^5} \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_n \cdot \frac{T_m}{T_n} \cdot p_n \cdot K_m \quad (4.5)$$

Da in der Zuordnung (4.5) für die Bestimmung der mittleren Kompressibilitätszahl K_m des Gases in einer Leitung der mittlere Leitungsdruck p_m benötigt wird (vgl. Gleichung (2.2) in Abschnitt 2.3.2), dieser jedoch wiederum von den gesuchten Druckwerten p_i und p_j abhängt, ist eine analytische Formulierung nicht möglich. Das Ergebnis kann nur iterativ ermittelt werden. Da die Problemformulierung für die mathematische Optimierung dies jedoch nicht zulässt, wird auf den in [Geißler, 2011] eingeführten analytischen Schätzer (4.6) als Näherung des mittleren Leitungsdrucks zurückgegriffen. Dieser beschreibt den Mittelwert aus oberer und unterer Druckschranke.

$$p_m = 0,5 \cdot \left(\min(\bar{p}_i, \bar{p}_j) + \max(\underline{p}_i, \underline{p}_j) \right) \quad (4.6)$$

Für die Modellformulierung ist es weiterhin sinnvoll, nicht die Druckwerte p_i in den an Rohrleitungen angebotenen Knoten als Variable zu modellieren, sondern den quadrierten Druckwert $P_i \approx p_i^2$ mit $\underline{P}_i \leq P_i \leq \bar{P}_i$. Auf diese Weise kann auf ein modellendogenes nichtlineares Quadrieren der Druckwerte verzichtet werden, da die explizite Kenntnis über den Druck p_i an Knoten von Rohrleitungen für die Lösung des Problems nicht erforderlich ist. Für den Gasfluss $q_{i,j,Typ}$ wird über den gleichen Zusammenhang der „quadrierte“ Gasfluss $Q_{i,j,Typ} \approx |q_{i,j,Typ}| \cdot q_{i,j,Typ}$ eingeführt. Das Produkt aus Variablenwert und dessen Betrag sichert die Information über das Vorzeichen und somit die Flussrichtung des Gases. Für ebene⁶⁰ Rohrleitungen gilt so der aus (4.4) abgeleitete nun lineare Zusammenhang (4.7) für alle $Typ = \{Rohrleitung\}$.

$$P_j - P_i = c \cdot Q_{i,j,Typ} \quad (4.7)$$

Die Bestimmung des Druckverlustes gemäß Nebenbedingung (4.7) erfolgt über die „quadrierten“ Flusswerte $Q_{i,j,Typ}$ und nicht über $q_{i,j,Typ}$. Da zur Berücksichtigung der Nebenbedingung (4.3) jedoch die nicht „quadrierten“ Werte von $q_{i,j,Typ}$ benötigt werden, ist der nichtlineare Zusammenhang $Q_{i,j,Typ} = |q_{i,j,Typ}| \cdot q_{i,j,Typ}$ durch eine Linearisierung unter Einhaltung einer

⁶⁰ Soll eine Höhendifferenz betrachtet werden, so ergibt sich eine in [Koch et al., 2015] aufgeführte abgewandelte Formulierung.

vorzugebenden Fehlerschranke $\varepsilon_q > 0$ in eine lineare Form zu überführen (s. Abschnitt 4.2.2). Als mathematische Formulierung der Linearisierung wird die erweiterte inkrementelle Methode (s. Nebenbedingungen (4.8) bis (4.14)) für alle $Typ = \{Rohrleitung\}$ gewählt. Dazu sind die $k + 1$ Stützstellen der linearisierten Funktion in \hat{q} und \hat{Q} abgelegt. Es gilt $k \in K$. Die Stützstellen begrenzen die k Intervalle. Die Herleitung der Stützstellen erfolgt in Abschnitt 4.2.2 und 4.2.3. Die inkrementelle Methode stellt sich in Untersuchungen von [Geißler, 2011] im Vergleich zu den alternativen Varianten Linearkombination, SOS2-Variablen oder der logarithmischen Implementierung als effizienteste Variante im Hinblick auf den Lösungsaufwand heraus. Die Nebenbedingungen (4.8) und (4.9) stellen den funktionellen Zusammenhang zwischen $Q_{i,j,Typ}$ und $q_{i,j,Typ}$ im betrachteten Intervall her. Diese Zuordnung ist jedoch nicht eindeutig. In Nebenbedingung (4.9) wird ein Term e_q ergänzt, der beliebige Werte zwischen $\pm \varepsilon_q$ (Fehlerschranke der Linearisierung) annehmen kann und so ein Toleranzband um die exakten Werte im Linearisierungsbereich zwischen zwei Stützstellen $\hat{Q}_{i,j,k}$ und $\hat{Q}_{i,j,k+1}$ zulässt (s. Nebenbedingung (4.10)). Dieses Toleranzband vereinfacht die Lösungsfindung für den Solver bei einer vernachlässigbaren Ungenauigkeit, da auch die direkte Zuordnung durch die vorgegebene Fehlerschranke der Linearisierung innerhalb von $\pm \varepsilon_q$ ungenau ist. Die kontinuierliche Variable $\lambda_{q_{i,j,Typ,k}}$ kann Werte zwischen null und eins annehmen, vgl. (4.14), und stellt die Verbindung zwischen den beiden vorherigen Nebenbedingungen (4.8) und (4.9) her. Die Nebenbedingungen (4.11) und (4.12) sorgen für die Auswahl eines Intervalls. Die für jedes Intervall vorhandene Binärvariable $u_{q_{i,j,Typ,k}}$ (vgl. Nebenbedingung (4.13)) nimmt in jedem dem betrachteten Intervall vorgelagerten Intervall den Wert eins und ansonsten den Wert null an, vgl. (4.11). Über Nebenbedingung (4.12) wird die Variable $\lambda_{q_{i,j,Typ,k}}$ in jedem vorgelagerten Intervall auf den Wert eins gezwungen. Das Zusammenspiel der Nebenbedingungen (4.8) bis (4.14) gewährleistet die näherungsweise Zuordnung von nicht „quadratiertem“ Gasfluss $q_{i,j,Typ}$ zu „quadratiertem“ Gasfluss $Q_{i,j,Typ}$.

$$q_{i,j,Typ} = \hat{q}_{i,j,0} + \sum_{k=1}^l (\hat{q}_{i,j,k} - \hat{q}_{i,j,k-1}) \cdot \lambda_{q_{i,j,Typ,k}} \quad (4.8)$$

$$Q_{i,j,Typ} = \hat{Q}_{i,j,0} + \sum_{k=1}^l (\hat{Q}_{i,j,k} - \hat{Q}_{i,j,k-1}) \cdot \lambda_{q_{i,j,Typ,k}} + e_q \quad (4.9)$$

$$-\varepsilon_q \leq e_q \leq \varepsilon_q \quad (4.10)$$

$$u_{q_{i,j,Typ,k}} \leq \lambda_{q_{i,j,Typ,k}} \quad \forall k > 1 \quad (4.11)$$

$$\lambda_{q_{i,j,Typ,k}} \leq u_{q_{i,j,Typ,k-1}} \quad \forall k > 1 \quad (4.12)$$

$$u_{q_{i,j,Typ,k}} \in \{0,1\} \quad (4.13)$$

$$0 \leq \lambda_{q_{i,j,Typ,k}} \leq 1 \quad (4.14)$$

Verdichter- und Druckregelstationen

Verdichterstationen setzen sich aus den drei Elementen Verdichter, Ventile sowie Druckregelventile; Druckregelstationen nur aus Druckregelventilen zusammen. Von jeder an eine Verdichterstation angebotenen Leitung führen ein Druckregelventil zum Verdichtereingang und ein einfaches Ventil zum Verdichterausgang. In Druckregelstationen sind die angebotenen Leitungen ausschließlich direkt über Druckregelventile verbunden. Damit das Modell möglichst nur technisch sinnvolle Kombinationen der Elementschaltungen (vgl. Abschnitt 2.4.2) und somit Fahrwege des Gases durch die Verdichter- bzw. Druckregelstationen berücksichtigt, werden für jede Station $CS \in M$ vorab ermittelte Konfigurationen $conf \in N$ angegeben (s. Abschnitt 2.4.2). Eine technisch nicht sinnvolle Kombination wäre beispielsweise, Gas wieder in die Leitung zurückzuspeisen, aus der es entnommen wird. Jede Konfiguration einer Station berücksichtigt für jedes (Druckregel-)Ventil, ob dieses offen (1) oder geschlossen (0) ist. Die Information, welches (Druckregel-)Ventil in welcher Konfiguration offen oder geschlossen ist, wird in dem Vektor $s_{CS,element,conf}$ gespeichert. Die Auswahl der Konfiguration erfolgt dann über die Binärvariable $u_{conf_{CS,conf}} \in \{0,1\}$ einer jeden Konfiguration und die Ventilstellung ergibt sich aus $u_{e_{CS,element}} \in \{0,1\}$. Eine „1“ bedeutet eine ausgewählte Konfiguration bzw. ein geöffnetes Ventil, eine „0“ bedeutet das Gegenteil. Die dazu implementierten Nebenbedingungen (4.15) bis (4.21) gelten für alle $Typ = \{Verdichter, Ventil, Druckregelventil\}$.

$$\sum_{conf} u_{conf_{CS,conf}} = 1 \quad (4.15)$$

$$\sum_{conf} s_{CS,element,conf} \cdot u_{conf_{CS,conf}} \geq u_{e_{CS,element}} \quad (4.16)$$

$$\sum_{conf} (1 - s_{CS,element,conf}) \cdot u_{conf_{CS,conf}} \geq 1 - u_{e_{CS,element}} \quad (4.17)$$

$$\sum_{conf} \underline{q}_{CS,element,conf} \cdot u_{conf_{CS,conf}} = q_{min_{CS,element}} \quad (4.18)$$

$$\sum_{conf} \bar{q}_{CS,element,conf} \cdot u_{conf_{CS,conf}} = q_{max_{CS,element}} \quad (4.19)$$

$$\left(1 + \sum_{conf} a_{CS,element,conf} \cdot u_{conf_{CS,conf}}\right) \cdot \bar{q}_{i,j,Typ} \geq q_{i,j,Typ} \quad (4.20)$$

$$\left(1 - \sum_{conf} a_{CS,element,conf} \cdot u_{conf_{CS,conf}}\right) \cdot \underline{q}_{i,j,Typ} \leq q_{i,j,Typ} \quad (4.21)$$

Die Nebenbedingung (4.15) gewährleistet die Auswahl nur einer Konfiguration je Station CS, während die Nebenbedingungen (4.16) und (4.17) den Variablen $u_{e_{CS,element}}$ die im Vektor $s_{CS,element,conf}$ vorgegebene Ventilstellung der ausgewählten Konfiguration aufprägt. Die Nebenbedingungen (4.18) und (4.19) berücksichtigen im Zusammenspiel mit den Nebenbedingungen des Verdichters, dass bei Nichtbetrieb des Verdichters in Verdichterstationen auch kein Fluss durch diesen erfolgt. Des Weiteren berücksichtigen die Nebenbedingungen (4.20) und (4.21) über $a_{CS,element,conf} \in \{-1,1\}$ die Flussrichtung des Gases durch die Elemente der Verdichterstation, wobei der Eintrag „1“ einen Fluss in Kantenrichtung und „-1“ entgegen der Kantenrichtung beschreibt.

Verdichter

Im Verdichter wird der Eingangsdruck p_i auf den Ausgangsdruck p_j unter Einhaltung des minimal und maximal zulässigen Verdichtungsverhältnisses π_{min} und π_{max} erhöht, vgl. Abschnitt 2.4.2. Die Nebenbedingungen (4.22) bis (4.25) gelten für alle $Typ = \{Verdichter\}$. M ist eine ausreichend große Zahl und sorgt dafür, dass (4.24) und (4.25) nur für den Fall eingeschalteter Verdichter gelten.

$$q_{i,j,Typ} \geq q_{min_{CS,element}} \quad (4.22)$$

$$q_{i,j,Typ} \leq q_{max_{CS,element}} \quad (4.23)$$

$$p_j \geq \pi_{min_{CS,element,conf}} \cdot p_i - (1 - u_{e_{CS,element}})M - (1 - u_{conf_{CS,conf}})M \quad (4.24)$$

$$p_j \leq \pi_{max_{CS,element,conf}} \cdot p_i + (1 - u_{e_{CS,element}})M + (1 - u_{conf_{CS,conf}})M \quad (4.25)$$

Da das Verdichtungsverhältnis $\pi = p_j/p_i$ über die nichtquadrierten Drücke definiert ist, ist eine Linearisierung des Zusammenhangs zwischen den quadrierten Drücken P_i und P_j sowie den nichtquadrierten Drücken p_i und p_j in den Ein- und Ausgangsknoten des Verdichters notwendig. Dies sind die einzigen Knoten, an denen der nichtquadrierte Druck für die mathematische Problemformulierung von Relevanz ist. Die Linearisierung ist analog zu (4.8) bis (4.14) implementiert.

Ventile

Ventile besitzen die Betriebszustände offen und geschlossen. Sind sie geöffnet, ist ein Gasfluss möglich und die Drücke auf beiden Seiten des Ventils sind gleich. Ist das Ventil geschlossen, fließt kein Gas und die Drücke auf beiden Seiten des Ventils sind entkoppelt. Die Nebenbedingungen (4.26) bis (4.29) beschreiben diesen Zusammenhang für alle $Typ = \{Ventil\}$.

$$M \cdot u_{e_{CS,element}} \geq q_{i,j,Typ} \quad (4.26)$$

$$-M \cdot u_{e_{CS,element}} \leq q_{i,j,Typ} \quad (4.27)$$

$$(\bar{P}_j - \underline{P}_j) \cdot u_{e_{CS,element}} + (P_j - P_i) \leq \bar{P}_j - \underline{P}_j \quad (4.28)$$

$$(\bar{P}_i - \underline{P}_i) \cdot u_{e_{CS,element}} + (P_i - P_j) \leq \bar{P}_i - \underline{P}_i \quad (4.29)$$

Druckregelventile

Im Unterschied zu Standardventilen bieten Druckregelventile die Möglichkeit in geöffnetem Zustand eine Druckabsenkung zu realisieren. Dies wird über die Nebenbedingungen (4.30) bis (4.32) für alle $Typ = \{Druckregelventil\}$ erfasst.

$$P_j - P_i \leq (1 - u_{e_{CS,element}})M \quad (4.30)$$

$$q_{i,j,Typ} \leq u_{e_{CS,element}} \cdot \bar{q}_{i,j,Typ} \quad (4.31)$$

$$q_{i,j,Typ} \geq u_{e_{CS,element}} \cdot \underline{q}_{i,j,Typ} \quad (4.32)$$

Zielfunktion

Als Zielfunktion des Optimierungsproblems wird die Maximierung der quadrierten Druckwerte P in allen Netzknoten gemäß (4.33) genutzt.

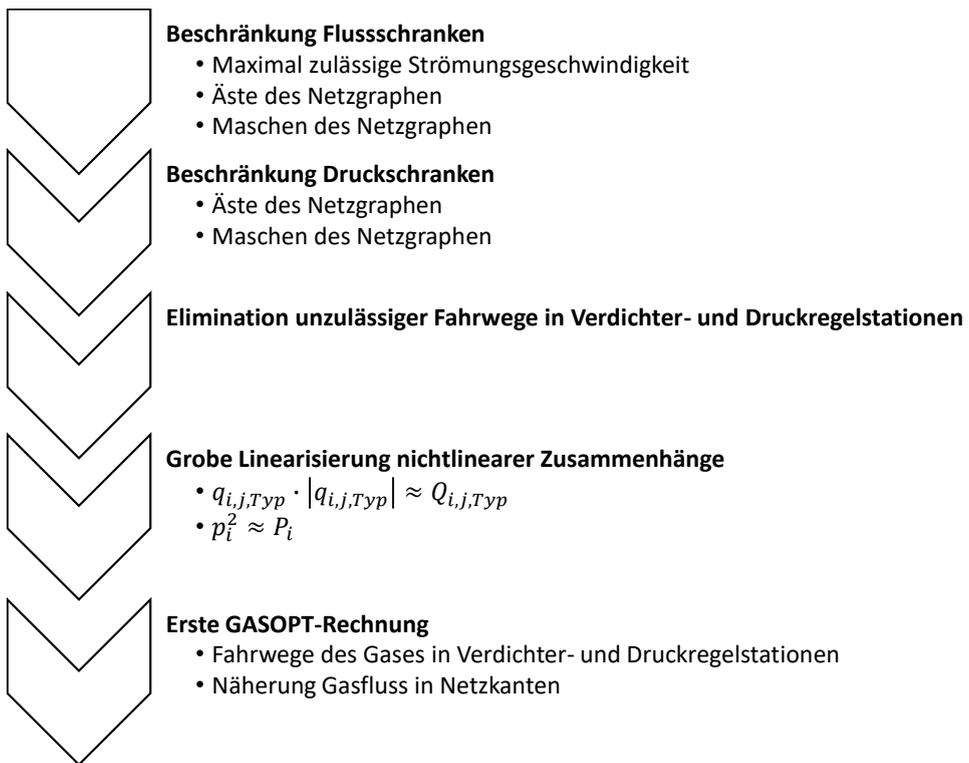
$$\max \sum_i P_i \quad (4.33)$$

Diese Zielfunktion gewährleistet eine praxisnahe Routenführung des Gases im Netz, da der Druckverlust umso geringer ausfällt, je mehr Gas durch Rohrleitungen mit großem Durchmesser geleitet wird.⁶¹

4.2.2 1. Stufe: Fahrwege in Verdichter- und Druckregelstationen

Die erste Stufe zur Lösung des mathematischen Optimierungsproblems hat das Ziel, eine Lösung für die Fahrwege des Gases durch die Verdichter- bzw. Druckregelstationen zu generieren, die dann für die zweite Stufe der Optimierung festgesetzt wird. Zusätzlich ergibt sich eine Näherungslösung für den Lastfluss. Den Ablauf der ersten Stufe zeigt Abbildung 4.4. Zunächst werden die oberen und unteren Schranken der Fluss- und Druckvariablen $q_{i,j,Typ}$ bzw. p_i unter Berücksichtigung der Vorgaben des Netznutzungsfalls beschränkt, um den zulässigen Lösungsraum für die abschließende Optimierungsrechnung soweit wie möglich einzugrenzen. Mit dem gleichen Ziel erfolgt die Elimination unzulässiger Fahrwege in den Verdichter- und Druckregelstationen, bevor die Linearisierung der nichtlinearen quadratischen Funktionen des Gasflusses $q_{i,j,Typ}$ und Drucks p_i erfolgt. An diese schließt sich die Optimierungsrechnung zum Auffinden einer zulässigen Lösung für die Fahrwege des Gases in den Verdichter- und Druckregelstationen sowie einer Näherungslösung für den Lastfluss an. Im Folgenden wird auf die einzelnen Schritte eingegangen.

⁶¹ Gemäß Gleichung (2.1) sinkt der Druckverlust unter sonst gleichen Bedingungen mit größerem Leitungsdurchmesser.

Abbildung 4.4: Ablauf der ersten Stufe des entwickelten Verfahrens

Quelle: Eigene Darstellung

Flussschranken: Maximal zulässige Strömungsgeschwindigkeit

Zunächst wird für alle Rohrleitungen der maximale Gasfluss $\bar{q}_{i,j,Typ}$ auf Basis der angesetzten maximalen Strömungsgeschwindigkeit v_{max} bestimmt. Diese beträgt 20 m/s (vgl. Abschnitt 2.3.2). Der maximale Gasfluss folgt für alle $Typ = \{Rohrleitung\}$ aus (4.34) unter Berücksichtigung von (4.35). Notwendig ist die Berücksichtigung des Drucks p_n und der Temperatur T_n im Normzustand. T_m bezeichnet die konstant angesetzte mittlere Temperatur des Gases.

$$\bar{q}_{i,j,type} = v_{max} \frac{\pi D_{i,j}^2 p_{max} T_n}{4 p_n T_m} \quad (4.34)$$

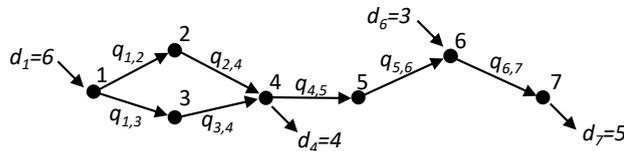
$$p_{max} = \max(\bar{p}_i, \bar{p}_j) \quad (4.35)$$

Für die untere Schranke des Gasflusses folgt $\underline{q}_{i,j,Typ} = -\bar{q}_{i,j,Typ}$, da die gleiche Begrenzung auch in umgekehrter Gasflussrichtung gilt.

Flussschranken: Äste des Netzgraphen

Liegt ein Teilgraph des Netzes als Baum vor, also ohne Maschen, so können die Gasflüsse auf den zum Baum gehörenden Kanten, den Ästen, für den stationären Fall eindeutig bestimmt werden. Abbildung 4.5 zeigt dazu ein Beispiel eines Graphen mit sieben Knoten $\{1, \dots, 7\}$, die durch sieben Kanten verbunden sind. An Knoten 1 erfolgt eine Einspeisung $d_1 = 6$, an Knoten 4 eine Entnahme $d_4 = 4$, an Knoten 6 eine Einspeisung $d_6 = 3$ und an Knoten 7 eine Entnahme $d_7 = 5$ Einheiten Gas. Für die Äste $(4,5)$, $(5,6)$ und $(6,7)$ des Baumes können die Flüsse nun über die Knotenbilanz gemäß Gleichung (4.3), ausgehend von Knoten 7, bestimmt werden. Für den Ast $(6,7)$ ergibt sich $\underline{q}_{6,7} = \bar{q}_{6,7} = 5$ und für die weiteren Äste $\underline{q}_{5,6} = \bar{q}_{5,6} = \underline{q}_{4,5} = \bar{q}_{4,5} = 2$ Einheiten Gas.

Abbildung 4.5: Baum als Teilgraph



Quelle: Eigene Darstellung

Durch Gleichsetzen der oberen und unteren Schranke werden die Gasflusswerte der Äste festgelegt. Für die Sehnen des vermaschten Baumkomplements $(1,2)$, $(2,4)$, $(1,3)$ und $(3,4)$ ist keine Aussage über den Gasfluss möglich. Dieser muss in der ersten GASOPT-Rechnung unter Berücksichtigung der Druckverteilung ermittelt werden.

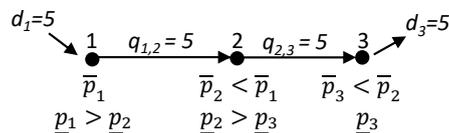
Flussschranken: Maschen des Netzgraphen

Unter Berücksichtigung des maximal zulässigen Druckgefälles $p_j - p_i$ in jede Flussrichtung einer Leitung ist ein Kandidat für den maximalen Gasfluss zu berechnen. Eine weitere Erhöhung des Gasflusses würde die Verletzung einer Druckschranke bedingen. Der Kandidat ergibt sich im Beispiel einer in positiver Richtung durchströmten Kante aus dem maximalen Druckwert \bar{p}_i des Eingangsknotens und dem minimalen Druckwert \underline{p}_j des Ausgangsknotens. Die Gleichung (2.1) wird dazu nach q aufgelöst. Ist der Kandidat kleiner als der bisherige maximale Gasfluss $\bar{q}_{i,j,Typ}$, so wird dieser durch den Kandidaten ersetzt.

Druckschranken: Äste des Netzgraphen

Ist der Gasfluss eines Baumes eindeutig bestimmt, können die oberen und unteren Druckschranken der Knoten des Baumes angepasst werden. Ein einfaches Beispiel zeigt Abbildung 4.6. Damit fünf Einheiten Gas von Knoten 1 zu Knoten 3 fließen können, muss der Druck von Knoten 1 über Knoten 2 bis Knoten 3 stetig abnehmen. Dies gilt auch für die unteren und oberen Druckschranken. Für die Ermittlung der Druckwerte wird wiederum auf Gleichung (2.1) zurückgegriffen, die je nach Fall auf den eingehenden oder ausgehenden Knoten der betrachteten Kante aufgelöst wird. Die Bestimmung der unteren Druckschranken erfolgt durch Rückrechnung beginnend beim ausspeisenden Knoten, die Bestimmung der oberen Druckschranken erfolgt durch Vorwärtsrechnung vom einspeisenden Knoten.

Abbildung 4.6: Druckschranken eines Baums



Quelle: Eigene Darstellung

Umfasst ein Baum mehrere Äste, so erfolgt eine Rückrechnung ausgehend von jedem Endknoten (Blatt) zur Wurzel des Baumes. Ist ein neu ermittelter Schrankenwert größer (kleiner) als die bisher ermittelte untere (obere) Druckschranke, so wird diese angepasst, andernfalls nicht.

Druckschranken: Maschen des Netzgraphen

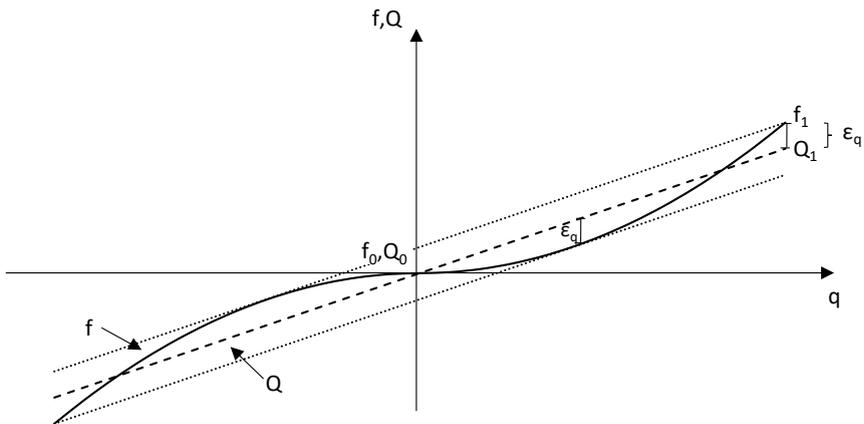
Auch auf den Maschen des Netzgraphen ist eine Anpassung der Druckschranken möglich. Diese erfolgt analog zur Methodik, die auf die Äste des Netzgraphen angewendet wird, jedoch werden anstatt bereits feststehender Gasflüsse die voneinander abweichenden unteren und oberen Flussschranken $\underline{q}_{i,j}$ bzw. $\bar{q}_{i,j}$ genutzt. Dazu werden für jeden Netzknoden nacheinander die eingehenden und ausgehenden Leitungen jeweils in positiver und negativer Flussrichtung betrachtet. Strömt Gas in den Knoten ein, ergibt sich ein Kandidat für die untere (obere) Druckschranke des Knotens unter Berücksichtigung des maximalen (minimalen) Gasflusses. Strömt Gas aus dem Knoten aus, verhält sich der Zusammenhang umgekehrt. Ist ein Kandidat größer (kleiner) als die untere (obere) Druckschranke, so wird diese angepasst.

Elimination unzulässiger Fahrwege in Verdichter- und Druckregelstationen

In Abschnitt 2.4.2 wurde die Kombinatorik der Fahrwege in Verdichterstationen vorgestellt. Grundsätzlich ist es mittels der Stationen möglich, Gas aus einer oder mehreren angeschlossenen Leitungen zu entnehmen und in eine oder mehrere der anderen angeschlossenen Leitungen einzuspeisen. Ist aufgrund der bereits durchgeführten Flussbegrenzung bekannt, dass Gas an einer bestimmten Leitung entnommen wird, so können die Kombinationen, in denen Gas in diese Leitung eingespeist wird, sofort ausgeschlossen werden. Dies gilt genauso für den umgekehrten Fall.

Grobe Linearisierung nichtlinearer Zusammenhänge

In Abschnitt 4.2.1 wurde die Implementierung der Darcy-Weisbach-Gleichung in linearisierter Form beschrieben (vgl. Nebenbedingungen (4.8) bis (4.14)). Für die Stützstellenermittlung wird, wie bereits für die Implementierung, ein Ansatz aus [Geißler, 2011] verwendet. An dieser Stelle soll zur einfacheren Darstellung auf die Knotenindizes einer jeden Kante verzichtet werden. Für die Implementierung ist der funktionelle Zusammenhang $f = f(q) = |q|q$ durch $Q \approx |q|q$ unter Einhaltung der vorgegebenen Fehlerschranke $\pm \epsilon_q$ linear anzunähern. Abbildung 4.7 zeigt dies qualitativ. Ausgehend vom Ursprung wird der Verlauf der linearisierten Funktion Q so gewählt, dass die maximale Überschätzung ϵ_q und die maximale Unterschätzung $-\epsilon_q$ entspricht. In positive Achsenrichtung liegen Q_1 und alle folgenden Stützstellen an den Stellen der maximalen Unterschätzung. Die Stützstellen für $q < 0$ können durch Spiegelung im Ursprung bestimmt werden. Aufgrund der Symmetrieeigenschaft der Funktion im Ursprung kann dieser als Stützstelle vernachlässigt werden. Das beschriebene Vorgehen wird analog auch zur Linearisierung des Zusammenhangs $P \approx p^2$ genutzt, so wie er für die Nebenbedingungen (4.24) und (4.25) benötigt wird. Da der Druck p nur positive Werte annehmen kann, ist eine Betrachtung für Werte $p < 0$ nicht sinnvoll.

Abbildung 4.7: Qualitative Linearisierung der Funktion $f = |q|q$ 

Quelle: Eigene Darstellung

Die zulässige Fehlerschranke von ϵ_q und ϵ_p ist mit einer maximalen Abweichung des Gasflusses von $12 \text{ Nm}^3/\text{s}$ und des Drucks von 3 bar hinreichend genau gewählt.

Erste GASOPT-Rechnung

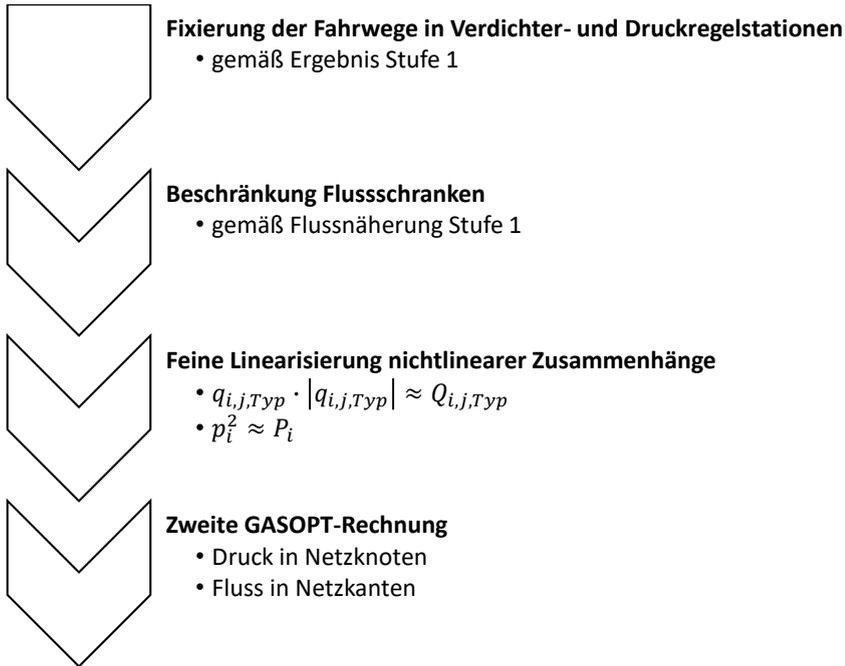
Ziel der ersten GASOPT-Rechnung ist die Ermittlung der Fahrwege des Gases durch die Verdichter- und Druckregelstationen und eine Näherung der Lastflusslösung. Die gewählten Werte für ϵ_q und ϵ_p garantieren eine vergleichsweise schnelle Lösungsfindung in weniger als drei Stunden Rechenzeit. Findet das Modell innerhalb von drei Stunden keine Lösung, so zeigt die Erfahrung, dass das Modell auch in deutlich längeren Zeiträumen bis über einen Tag keine Lösung findet. Eine Überschreitung von drei Stunden ohne Lösung lässt sich folglich als praktische Unlösbarkeit des Modells interpretieren. Als Abbruchkriterium wird ergänzend zu der maximalen Lösungsdauer von drei Stunden ein Lösungspool von 40 Lösungen gewählt. Der Lösungspool umfasst die vom Solver gefundenen zulässigen Integerlösungen des Optimierungsproblems. Die gefundenen Lösungen weisen mit zunehmenden Rechenfortschritt höhere Zielfunktionswerte auf. Das globale Optimum der Zielfunktion ist von keinem besonderen Interesse. Die 40 Lösungen gewährleisten eine gemäß der Zielfunktion praxisnahe Lösung.

4.2.3 2. Stufe: Lastfluss

Die zweite Stufe zur Lösung des mathematischen Optimierungsproblems hat das Ziel die finale Lastflusslösung zu generieren und damit das Ergebnis der ersten Stufe zu validieren. Durch Fixierung der Fahrwege des Gases durch die Verdichterstationen und eine Begrenzung der

oberen und unteren Schranken des Gasflusses in Rohrleitungen wird der zulässige Lösungsraum entsprechend der Lösung der ersten Stufe deutlich reduziert. Diese Problemverkleinerung erlaubt nun eine sehr feine Linearisierung der nichtlinearen Zusammenhänge und damit ein verlässliches Lastflussergebnis für die Gasflüsse und Drücke im Gastransportnetz. Den Ablauf der zweiten Stufe zeigt Abbildung 4.8.

Abbildung 4.8: Ablauf der zweiten Stufe des entwickelten Verfahrens



Quelle: Eigene Darstellung

Im Detail werden zunächst die Werte der Binärvariablen $u_{conf_{CS,conf}}$ und $u_{e_{CS,element}}$ entsprechend des Ergebnisses der ersten Stufe festgelegt. Anschließend werden die oberen und unteren Schranken des Gasflusses $\underline{q}_{i,j,Typ}$ und $\bar{q}_{i,j,Typ}$ für alle $Typ = \{Rohrleitung\}$ unter Berücksichtigung des Ergebnisses der ersten Optimierung weiter eingeschränkt. Für die untere Schranke gilt $\underline{q}_{i,j,Typ} = q_{i,j,Typ} - d$ und für die obere Schranke $\bar{q}_{i,j,Typ} = q_{i,j,Typ} + d$ mit $d = 45 \text{ Nm}^3/\text{s}$. Dieser Erfahrungswert ist klein genug, das Problem soweit einzugrenzen, dass der Solver zügig eine Lösung findet, jedoch groß genug, um das Problem nicht unzulässig ein-

zugrenzen. Mit dem gewählten Wert für d findet das Modell in allen durchgeführten Rechnungen eine Lösung für die zweite Optimierungsrechnung, sofern auch die erste Rechnung eine Lösung generiert.

In der zweiten Stufe werden die zulässigen Fehlerschranken der Linearisierung auf $\varepsilon_q = 0,4 \text{ Nm}^3/\text{s}$ bzw. $\varepsilon_p = 1 \text{ bar}$ reduziert. Die zweite GASOPT-Rechnung erfolgt unter den gleichen Abbruchkriterien wie die erste Rechnung, d. h. die maximale Lösungsdauer beträgt drei Stunden und der maximale Lösungspool 40 Lösungen.

4.3 Visualisierung der Ergebnisse

Die Visualisierung der Lastflussergebnisse erfolgt mittels des Geoinformationssystems QGIS 2.14.0 [QGIS Development Team, 2016]. Die Schnittstelle ist über CSV-Dateien realisiert, die von einem MATLAB-Code aus dem Ergebnis der zweiten GASOPT-Rechnung erzeugt werden.

4.4 Kritische Würdigung

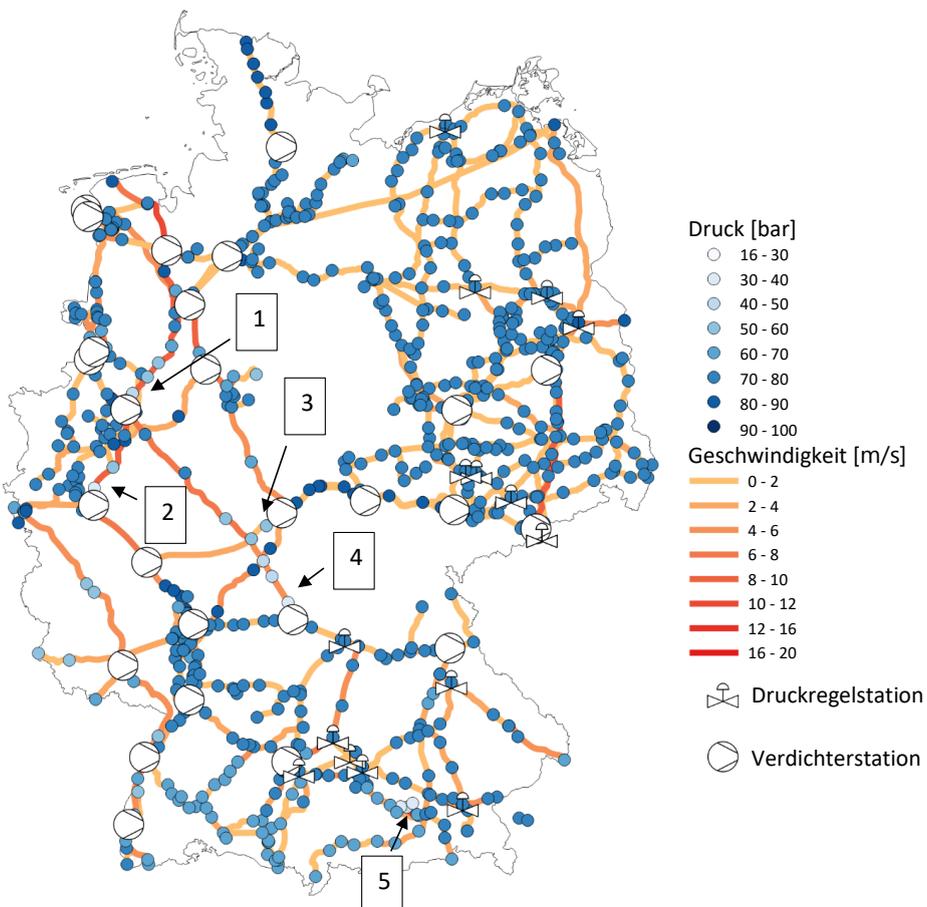
Nachdem das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verfahren inklusive der erforderlichen Modellbildung vorgestellt worden ist, soll dieses nun kritisch reflektiert werden. Dazu wird zunächst die Güte des gesamten Modellansatzes mittels einer Backtesting-Rechnung des Spitzenlastfalls 2015 qualitativ geprüft. Diese besteht aus dem Zusammenspiel von ermittelter Netztopologie des Gastransportnetzes, den erstellten Netznutzungsfällen und der zweistufigen Lösung des Optimierungsproblems zur Lastflussberechnung in GASOPT. Anschließend sollen quantitativ (1) die Güte des ermittelten Lastflussergebnisses mittels einer Verifizierung und (2) der geringe Einfluss der erforderlichen Linearisierung aufgezeigt werden.

4.4.1 Backtesting-Rechnung der Spitzenlast 2015

Die durchgeführte Backtesting-Rechnung besitzt das Ziel die Plausibilität der Lastflussergebnisse von GASOPT nachzuweisen. Die in Kapitel 2 hergeleitete Spitzenlastsituation des Gastransportnetzes 2015 liegt am 04. Februar 2015 um 12 Uhr vor (vgl. Abbildung 2.21 in Abschnitt 2.9.1). Die Ausspeisung in dieser Stunde beträgt 288 GWh/h H_2 und beinhaltet zusätzlich zum inländischen Verbrauch auch Exporte in Höhe von 96 GWh/h H_2 . Die Ausspeisungen werden in dieser Stunde zu 162 GWh/h H_2 aus Importen, zu 115 GWh/h H_2 aus Speichern, zu 11 GWh/h H_2 aus der inländischen Förderung und zu 1 GWh/h H_2 aus Biomethan gedeckt. Auf-

fällig ist, dass in der Stunde der deutschen Spitzenlast ca. 40 % des Gases aus Speichern bereitgestellt wird. Als Abschätzung zur sicheren Seite wird als Gasgemisch für die Backtesting-Rechnung und auch für alle weiteren Rechnungen in dieser Arbeit russisches Gas gewählt. Dieses weist den geringsten Brennwert aller H-Gasquellen und somit die höchsten Gasflüsse auf. Diese Spitzenlastsituation wird entsprechend nun mit GASOPT berechnet. Abbildung 4.9 zeigt die resultierende Druckverteilung der modellierten Netzknoten sowie die Strömungsgeschwindigkeit des Gases in den abgebildeten Leitungen.

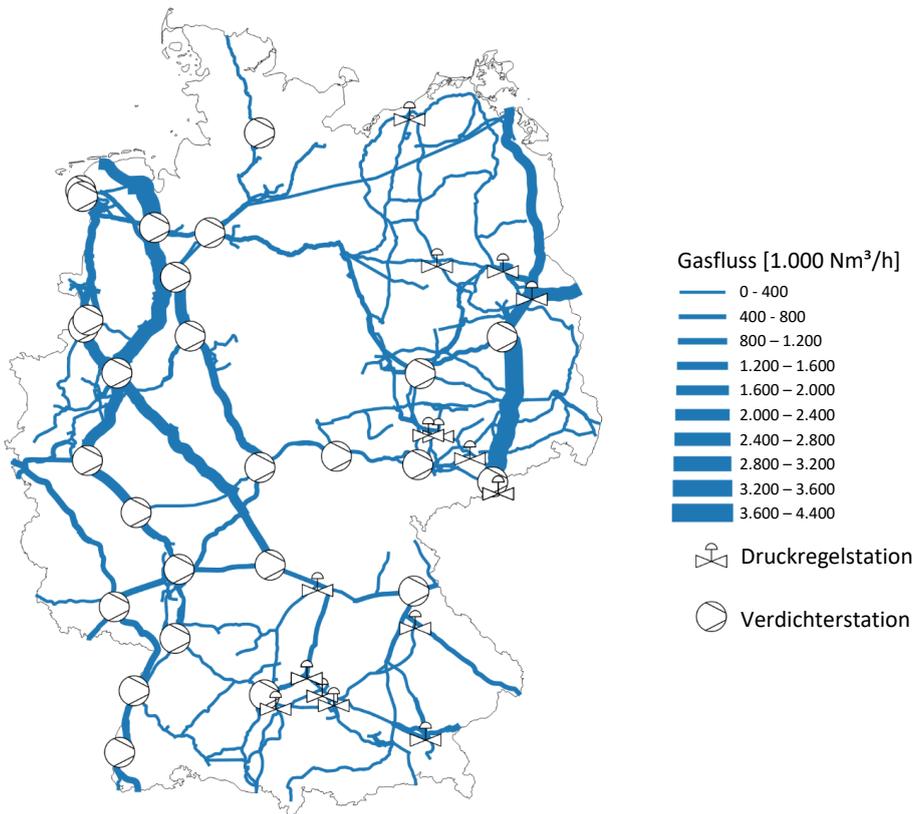
Abbildung 4.9: Druck und Geschwindigkeit im Spitzenlastfall 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Laut Literatur beträgt die maximal erlaubte Strömungsgeschwindigkeit 20 m/s (gemäß Abschnitt 2.3.2) und die Netzauslegung erfolgt auf 10 m/s [Cerbe, 2008]. Die in der Spitzenlastsituation des Jahres 2015 maximal auftretende berechnete Geschwindigkeit beträgt 11,6 m/s. Dieser Wert ist gemäß [Müller, 2015] mit genannten Maximalwerten von 12 m/s für praktische Fließgeschwindigkeiten in Gastransportnetzen als realistisch einzuschätzen und tritt hinter dem norwegisch-deutschen Grenzübergangspunkt Dornum auf. Auch die Druckverteilung im Netz ist mit häufigen Werten zwischen 70 und 80 bar plausibel. Die geringsten Druckwerte sind auf den mit „1“ bis „4“ markierten Leitungsabschnitten in Abbildung 4.9 zu beobachten. Diese treten bei kombinierter Betrachtung von Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 an großen Fernleitungen mit hohen Gasflüssen direkt vor dem Eintritt des Gases in Verdichterstationen auf.

Abbildung 4.10: Gasfluss im Spitzenlastfall 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Die mit „5“ markierte Stelle weist ebenfalls geringe Druckwerte auf und stellt die Gasübergabe nach München dar. Da diese Stelle nur einen kleinen Baum des Gesamtnetzes darstellt und nicht interpretiert wird, ist diese Stelle für die weiteren Betrachtungen dieser Arbeit nicht von Relevanz. Bei weitergehender Betrachtung von Abbildung 4.10 fällt auf, dass das in den GÜP Greifswald und Mallnow an das deutsche Gasfernleitungsnetz übergebene russische Gas in großen Teilen über die OPAL bis Deutschneudorf transportiert und von dort nach Tschechien geleitet wird. Das in Emden und Dornum übergebene norwegische Gas wird im Unterschied dazu nahezu vollständig für die deutsche Versorgung eingesetzt. Dieses Gas fließt in großem Umfang in den süddeutschen Raum. Die Erzeugung dieser plausiblen Lösung für die Backtesting-Rechnung bestätigt also das erfolgreiche Zusammenspiel von ermittelter Netztopologie des Gastransportnetzes, Erstellung realistischer Netznutzungsfälle und der zweistufigen Lösung des Optimierungsproblems zur Lastflussberechnung im entwickelten Modell GASOPT.

4.4.2 Verifizierung der Lastflussrechnung

Für eine quantitative Bewertung der mittels GASOPT ermittelten Lastflussergebnisse wird eine Verifizierung der in GASOPT eingesetzten Rechenmethodik mit Hilfe der als Industriestandard anzusehenden kommerziellen Pipeline Simulationssoftware SIMONE [LIWACOM Informationstechnik GmbH, 2017] durchgeführt.⁶² Diese wird auch in der Praxis von Gasnetzbetreibern zur Netzplanung eingesetzt, verlangt jedoch im Unterschied zu GASOPT vom Nutzer exogene bzw. heuristische Vorgaben über Fahrwege des Gases in Verdichter- und Druckregelstationen und somit Detailwissen über das zu untersuchende Gasnetz. SIMONE ermittelt den Lastfluss durch Lösen zugehöriger partieller Differentialgleichungen (vgl. Abschnitt 2.3.2) durch ein proprietäres Verfahren [LIWACOM Informationstechnik GmbH, 2017]. Die Ergebnisse von SIMONE werden mit denen von GASOPT verglichen, die auf der Darcy-Weisbach-Gleichung gemäß (2.1) basieren.

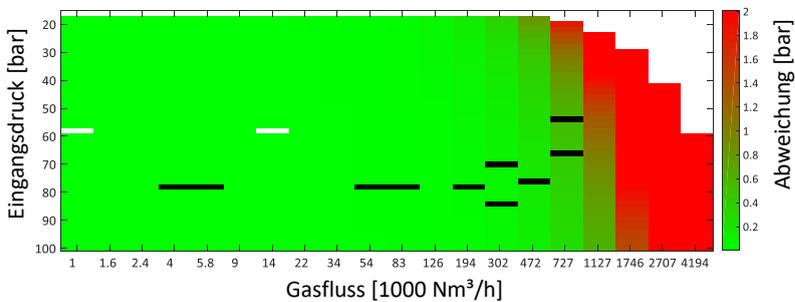
Für diesen Vergleich wurde der Ausgangsdruck von Methan⁶³ in Abhängigkeit des Eingangsdrucks und Gasflusses für unterschiedlich Längen- und Durchmesserkombinationen von Rohrleitungen mit SIMONE und GASOPT ermittelt. Abbildung 4.11 zeigt exemplarisch für eine Leitung

⁶² Die mit SIMONE ermittelten Datenpunkte wurden für Methan vom Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der Technischen Universität Berlin für die Zwecke dieser Arbeit zur Verfügung gestellt.

⁶³ Methan ist als Vergleichsgas legitim, da dieses mit einem Anteil von 98,1 mol-% die Hauptkomponente russischen Erdgases darstellt [Mischner et al., 2011].

mit einer Länge von 10 km und einem Durchmesser von 800 mm die Abweichungen der mit GASOPT ermittelten Werte des Ausgangsdrucks von den mit SIMONE ermittelten Werten. Während der auf der Ordinate aufgetragene Eingangsdruck linear von oben nach unten steigt, steigt der auf der Abszisse aufgetragene Gasfluss von links nach rechts näherungsweise logarithmisch, um die Abweichungen in verschiedenen Größenordnungen beurteilen zu können. Diese sind farblich kodiert. Die zwei weißen Felder in der grünen Fläche beschreiben Datenlücken, für die keine Ergebniswerte von SIMONE vorliegen. Die weißen Felder rechts oben am äußeren Rand beschreiben Druck/Gasflusskombinationen, für die kein zulässiger Ausgangsdruck ermittelt werden kann, da unter diesen Bedingungen kein Gastransport möglich ist.

Abbildung 4.11: Abweichung des Ausgangsdrucks von GASOPT und SIMONE für eine exemplarische Rohrleitung (L = 10 km, D = 800 mm, k = 0,006 mm)

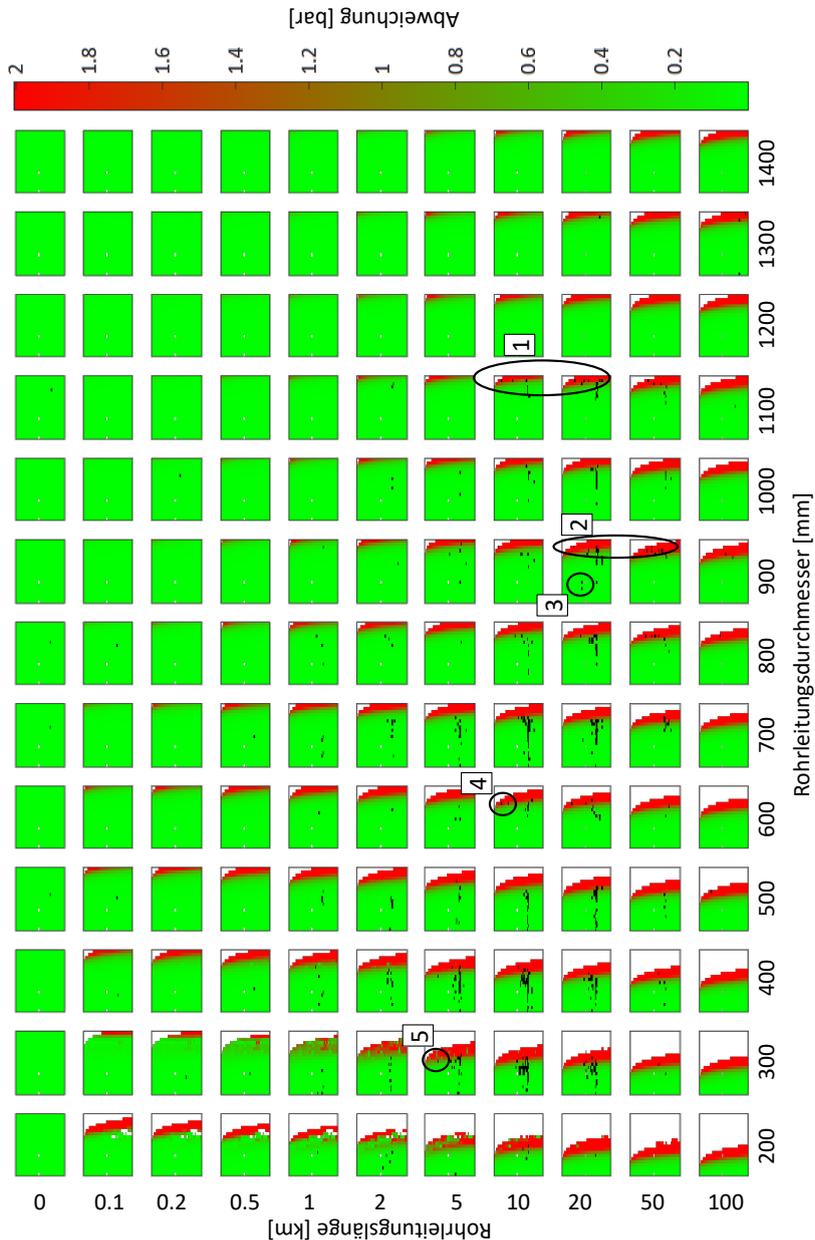


Quelle: Eigene Darstellung

Zur Einordnung praktisch relevanter Fälle sind die Lastflussergebnisse für jede Leitung der Backtesting-Rechnung des Spitzenlastfalls aus Abschnitt 4.4.1 schwarz markiert eingetragen. Jede Leitung des Topologiemodells wurde dazu dem nächstliegenden Abweichungswert von SIMONE und GASOPT zugeordnet. Die Werte des Eingangsdrucks, des Gasflusses, des Leitungsdurchmessers sowie der Leitungslänge wurden dazu auf vorhandene Stützpunkte gerundet. Mehrere Leitungen der Backtesting-Rechnung können durch diese Rundung demselben Abweichungswert zugeordnet sein. Die Ergebnisse zeigen vernachlässigbare Abweichungen von unter 0,2 bar bei allen Eingangsdrücken bis zu einem Gasfluss von 302.000 Nm³/h. Selbst bei einem Gasfluss von 727.000 Nm³/h sind bei Eingangsdrücken von über 50 bar lediglich Abweichungen von weniger als 0,8 bar festzustellen. Abbildung 4.12 zeigt die Abweichungen des mit GASOPT und SIMONE ermittelten Ausgangsdrucks für Längen- und Durchmesserkombinationen von Rohrleitungen von 0,1 bis 100 km und 200 bis 1.400 mm. Die Achsenbeschriftung der

einzelnen Blöcke versteht sich analog zu der in Abbildung 4.11. Zusätzlich sind in dieser Abbildung auch die Bereiche mit den in Abbildung 4.9 markierten Leitungen hervorgehoben, um diese Stellen genauer zu betrachten.

Abbildung 4.12: Vergleich des ermittelten Ausgangsdrucks zwischen GASOPT und SIMONE mit Einordnung der Backtesting-Rechnung



Quelle: Eigene Darstellung

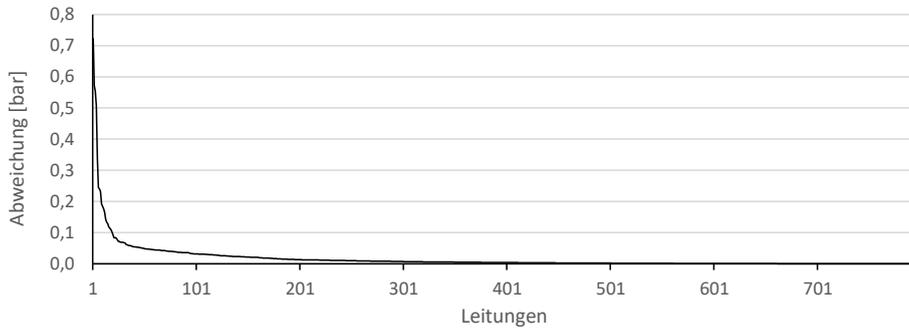
Der überwiegende Anteil der Leitungen aus der Backtesting-Rechnung liegt in Bereichen mit vernachlässigbarem Fehler gegenüber den Ergebnissen von SIMONE. Nur in Einzelfällen, wie zum Beispiel für die markierten Leitungen „1“, „2“ und „4“, fällt der Druck in signifikant fehlerbehaftete Werte im Vergleich zu den Ergebnissen von SIMONE. Da der Druck an allen diesen markierten Stellen in einer direkt nachfolgenden Verdichterstation wieder erhöht und somit wieder in Bereiche mit geringer Abweichung gehoben wird, vererbt sich diese punktuelle Abweichung nicht und ist daher für die planerischen Zwecke dieser Arbeit akzeptabel.

Die Anwendbarkeit des gewählten Modellansatzes für planerische Zwecke wird auch in Betrachtungen von [Schmidt et al., 2016] bestätigt. Die Autoren haben für 2.651 Kombinationen von Rohr- und Gasparametern (Rohrlänge, Rohrdurchmesser, Rohrrauigkeit, Gaseingangsdruck, Gasfluss) den ermittelten Ausgangsdruck von SIMONE mit dem Ergebnis der auch in GASOPT genutzten Modellierung verglichen. Die ausschließlich als Durchschnittswert ausgewiesene Abweichung von 0,1 bar bestätigt die Eignung der gewählten Modellierung.

4.4.3 Einfluss der Linearisierung

Zuletzt soll der Einfluss der erforderlichen Linearisierung gemäß Abschnitt 4.2.2 auf die Druckverlustberechnung in Rohrleitungen mit dem verbleibenden maximalen Linearisierungsfehler in Höhe von $\epsilon_q = 0,4 \text{ Nm}^3/\text{s}$ quantitativ untersucht werden (vgl. Abschnitt 4.2.3). Dazu wird zunächst der Ausgangsdruck auf Basis des ausgelesenen Eingangsdrucks und Gasflusses jeder modellierten Leitung der Backtesting-Rechnung der Spitzenlastsituation des Jahres 2015 (vgl. Abschnitt 4.4.1) über die in GASOPT verwendete Darcy-Weisbach-Gleichung (2.1) ohne Linearisierung ermittelt. Anschließend wird der Gasfluss jeder Leitung hypothetisch um den maximalen Linearisierungsfehler in Höhe von $0,4 \text{ Nm}^3/\text{s}$ erhöht und der Ausgangsdruck für jede Leitung erneut bestimmt. Abbildung 4.13 zeigt die maximale auf die erforderliche Linearisierung zurückzuführende Differenz der ermittelten Ausgangsdrücke für jede modellierte Leitung, sortiert von groß nach klein.

Abbildung 4.13: Maximale Abweichungen durch Linearisierung in der Backtesting-Rechnung



Quelle: Eigene Darstellung

Das Ergebnis zeigt, dass die maximale Abweichung bei 0,72 bar liegt, wobei die durchschnittliche Abweichung vernachlässigbare 0,017 bar beträgt. Nur 19 von 795 betrachteten Leitungen weisen Werte mit Abweichungen über 0,1 bar auf. Dies sind besonders lange Leitungen mit sehr geringem Durchmesser. So tritt der Maximalwert für eine über 30 km lange Leitung mit einem Durchmesser von geringen 200 mm auf, die im Topologiemodell einmalig und nicht repräsentativ ist.

Zusammenfassend lässt sich aus der kritischen Würdigung schließen, dass die Ergebnisse für die planerischen Zwecke dieser Arbeit hinreichend genau sind, um Trends eindeutig zu identifizieren. Das gewählte Verfahren ist also für die folgenden Untersuchungen dieser Arbeit geeignet.

5 Untersuchungen

Im folgenden Kapitel sollen Auswirkungen der Energiewende auf das Gastransportsystem untersucht werden, die über die plausible Entwicklung des Gasverbrauchs hinausgehen. Dazu wird das in Kapitel 4 vorgestellte Verfahren zur Erzeugung von Netznutzungsfällen und die Lastflussberechnung mit GASOPT in Kombination mit den in Kapitel 3 ermittelten Szenarien zur Entwicklung der langfristigen Gasnachfrage in Deutschland angewendet. Die im NEP 2016 mit getroffener Investitionsentscheidung beschlossenen Netzausbauprojekte laut Tabelle 2.4 gelten bis 2050 als umgesetzt.

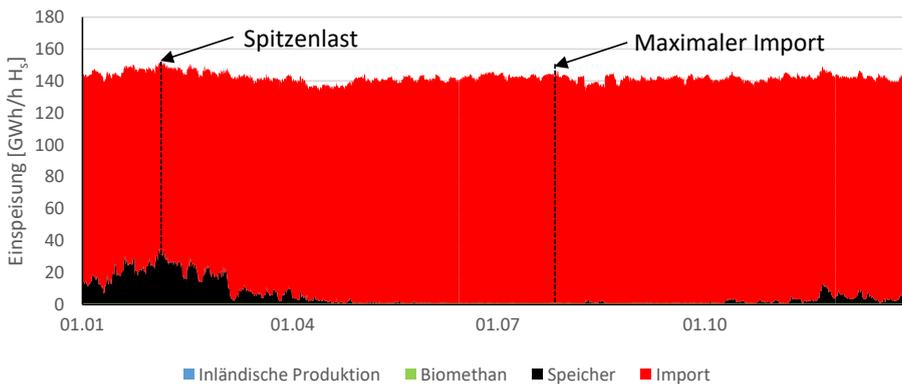
Als Hauptuntersuchung sollen zunächst die kritischen Netznutzungsfälle des Jahres 2050 der betrachteten Szenarien *Aktuelle Politik* und *Energiewende* untersucht werden. Das Jahr 2050 wird gewählt, da die wesentlichen Ziele der Energiewende bis 2050 definiert sind. Eine solche langfristige Betrachtung ergänzt die kurz- und mittelfristige Netzausbauplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Zunächst sollen im Rahmen einer zeitlichen Analyse die Auswirkungen der in Betrag und sektoraler Zusammensetzung von 2015 abweichenden szenariobasierten Gasnachfragen untersucht werden (vgl. Unterkapitel 5.1). Im Anschluss erfolgt die räumliche Analyse (vgl. Unterkapitel 5.2) und die Betrachtung der Netznutzung (vgl. Unterkapitel 5.3) beider Szenarien im Vergleich zum Jahr 2015.

Auf der Hauptuntersuchung aufbauend erfolgen weiterführende Untersuchungen in Unterkapitel 5.4 zur Energiesicherheit Deutschlands in den Jahren 2015 und 2050 für beide Szenarien. Darin wird untersucht, inwiefern ausbleibende Importe an einem oder mehreren Grenzübergangspunkten die Lastdeckung in Deutschland gefährden (vgl. Abschnitt 5.4.1). Im Anschluss daran wird weiterhin die Versorgungssicherheit adressiert, um zu klären, inwiefern das System bei leeren Speichern und ggf. Volllastabwurf der Gaskraftwerke in der Lage ist, ausreichend Gas bereit zu stellen und die Versorgung zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 5.4.2). Die Untersuchungen schließen mit einer Bewertung des netzseitigen Potenzials zur Integration von SNG aus Power-to-Gas-Anlagen in das Gastransportsystem (vgl. Unterkapitel 5.5). Auszüge der Ergebnisse sowie zum Verständnis erforderliche methodische Grundlagen und Eingangsdaten wurden in verkürzter Form bereits in [Gillissen et al., 2019a] und [Gillissen et al., 2019b] veröffentlicht.

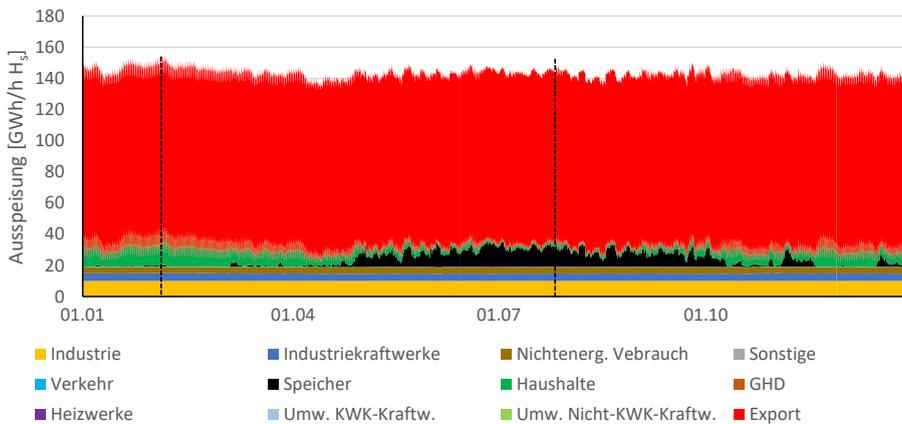
5.1 Zeitliche Analyse

Die zeitliche Analyse betrachtet die Einspeise- und Ausspeisegänge im Jahr 2050 für beide Szenarien. Zur Herleitung des inländischen Ausspeisegangs der einzelnen Sektoren wird der jeweilige zeitliche Verlauf des Jahres 2015 mit dem Verhältnis des Gasbedarfs im Jahr 2050 zum Jahr 2015 skaliert. Für die Speichernutzung wird weiterhin die Aufgabe saisonaler Gasspeicherung unterstellt, so dass Gas im Sommer ein- und im Winter ausgespeichert wird.

Abbildung 5.1: Ein- und Ausspeisegänge des Jahres 2050 im Szenario Aktuelle Politik



(a): Einspeisungen



(b): Ausspeisungen

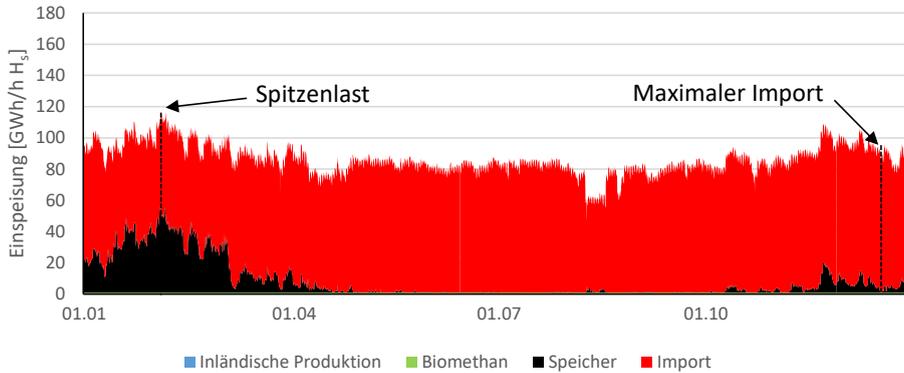
Quelle: Eigene Darstellung

Der Ein- und Ausspeisegang ist aus diesem Grund auf die Ausspeisungen zur Deckung der inländischen Gasnachfrage des Jahres 2050 skaliert. Da die inländische Förderung eingestellt ist,

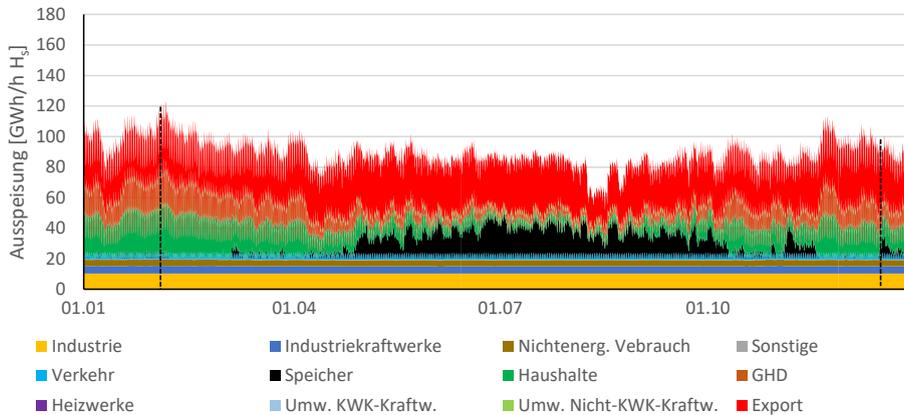
sind nicht durch Speicher oder die Biomethaneinspeisung gedeckte Gasauspeisungen durch Importe zu decken. Abbildung 5.1 zeigt den resultierenden Einspeisegang (a) und Auspeisegang (b) für das Szenario *Aktuelle Politik*. Einspeiseseitig ist die im Vergleich zum Jahr 2015 weggefallene inländische Einspeisung zu erkennen (vgl. Abbildung 2.21). Die durchschnittliche Einspeisung beträgt 142,4 GWh/h H_s, mit einem Minimum von 133,5 GWh/h H_s am 11. August und einem Maximum von 152,2 GWh/h H_s am 03. Februar. Bei Betrachtung der Auspeisungen fällt zunächst das Verhältnis aus Auspeisungen zur Deckung der inländischen Gasnachfrage und der Exporte auf. Die inländische Gasnachfrage (alle Sektoren außer Speicher und Exporte) schwankt um einen Mittelwert in Höhe von 27,8 GWh/h H_s, mit einem Minimum von 20,0 GWh/h H_s und einem Maximum von 44,6 GWh/h H_s. Die temperaturunabhängige Last der Industrie summiert sich mit den Industriekraftwerken und dem nichtenergetischen Verbrauch auf 19,0 GWh/h H_s. Somit schwankt die Last der temperaturabhängigen Verbraucher zwischen 1,0 und 25,6 GWh/h H_s. Der Export umfasst im Szenario *Aktuelle Politik* im Jahr 2050 ca. 77,0 % der Auspeisungen. Bei Vernachlässigung der Speicherung, die letztlich nur eine zeitliche Verschiebung der Auspeisung darstellt, umfasst er sogar 79,8 %. Die Einspeicherung des Gases im Sommer entlastet den deutschen Importbedarf im Winter. Für den deutschen saisonalen Lastausgleich im Jahr 2050 sind im Vergleich zu 2015 aufgrund der geringen inländischen Nachfrage sehr geringe Gasmengen ausreichend.

Für die Netzbetrachtungen im Rahmen dieser Arbeit (ab Unterkapitel 5.3) sind zwei kritische Stunden von besonderer Relevanz: Die Stunde der Spitzenlast und die Stunde des maximalen Imports (vgl. Abbildung 5.1). In der Stunde der Spitzenlast zeigt sich der größte Transportbedarf. Da in dieser die Einspeisung aus Speichern jedoch eine bedeutende Rolle spielt, wird ergänzend die Stunde des maximalen Imports mit ihrem abweichenden Transportbedarf betrachtet. Die Stunde der Spitzenlast im Szenario *Aktuelle Politik* tritt am 03. Februar um 20 Uhr mit 152,2 GWh/h H_s auf, die Stunde des maximalen Imports am 29.07. um 15 Uhr mit einem Import in Höhe von 146,8 GWh/h H_s.

Abbildung 5.2 zeigt den Einspeisegang (a) und den Auspeisegang (b) des Szenarios *Energie-wende*. Wie im Szenario *Aktuelle Politik* entfällt auch hier die inländische Produktion als Einspeisequelle. Die durchschnittliche Einspeisung beträgt 85,6 GWh/h H_s mit einem Minimum von 46,8 GWh/h H_s am 11. August und einem Maximum von 116,4 GWh/h H_s am 04. Februar.

Abbildung 5.2: Ein- und Auspeisegänge des Jahres 2050 im Szenario *Energiewende*

(a): Einspeisungen



(b): Auspeisungen

Quelle: Eigene Darstellung

Die Auspeisung aufgrund inländischen Gasverbrauchs schwankt um einen Mittelwert von 44,8 GWh/h H₂ mit einem Minimum von 24,7 GWh/h H₂ und einem Maximum von 84,3 GWh/h H₂. Die temperaturunabhängige Last der Industrie summiert sich mit den Industriekraftwerken und dem nichtenergetischen Verbrauch auf 19,3 GWh/h H₂. Die Last der temperaturabhängigen Verbraucher schwankt somit zwischen 5,4 GWh/h H₂ und 65,0 GWh/h H₂. Der Export verursacht in diesem Szenario nur 38,6 % der Auspeisungen, bei Vernachlässigung der Einspeicherung von Gas im Sommer 42,6 %. Letzterer Wert liegt 37,2 %-Punkte unter dem des Szenarios *Aktuelle Politik*. Die Spitzenlastsituation tritt am 04.02. um 12 Uhr mit einer

Ausspeisung in Höhe von 116,5 GWh/h H_s und die Stunde des maximalen Imports am 11.12. um 11 Uhr mit einem Import in Höhe von 92,7 GWh/h H_s auf.

In Tabelle 5.1 werden nun einige Eigenschaften der Ein- und Ausspeisegänge des Jahres 2050 beider betrachteten Szenarien mit denen von 2015⁶⁴ verglichen. Die Tabelle zeigt getrennt nach Ein- und Ausspeisegang sowohl den Mittelwert als auch das unterjährige Maximum und Minimum. Ergänzt wird dieses durch die Betrachtung der untertägigen Volatilität. Dazu wird jeder Tag des Jahres separat betrachtet. Die Volatilität beschreibt hier die Differenz aus Tagesmaximum und -minimum. Die mittlere untertägige Volatilität beschreibt den Mittelwert der zugehörigen 365 Tageswerte eines Jahres, das Maximum und Minimum wird äquivalent bestimmt.

Tabelle 5.1: Vergleich der Einspeise- und Ausspeisegänge

In GWh/h H _s		2015	2050 AP	2050 EW
Einspeisung	Mittelwert	203,0	142,4	86,0
	Maximum	288,6	152,2	116,4
	Minimum	91,0	133,5	47,4
	Mittlere untertägige Volatilität	13,7	2,4	7,2
	Maximale untertägige Volatilität	82,3	9,7	28,3
	Minimale untertägige Volatilität	2,3	0,7	2,8
Ausspeisung	Mittelwert	203,5	142,5	86,1
	Maximum	311,2	155,0	123,2
	Minimum	117,4	132,2	52,4
	Mittlere untertägige Volatilität	45,4	7,2	18,8
	Maximale untertägige Volatilität	84,0	12,0	32,8
	Minimale untertägige Volatilität	9,1	2,0	6,2

Quelle: Eigene Darstellung

⁶⁴ Für die Zeitreihen des Jahres 2015 beachte Abschnitt 2.9.1.

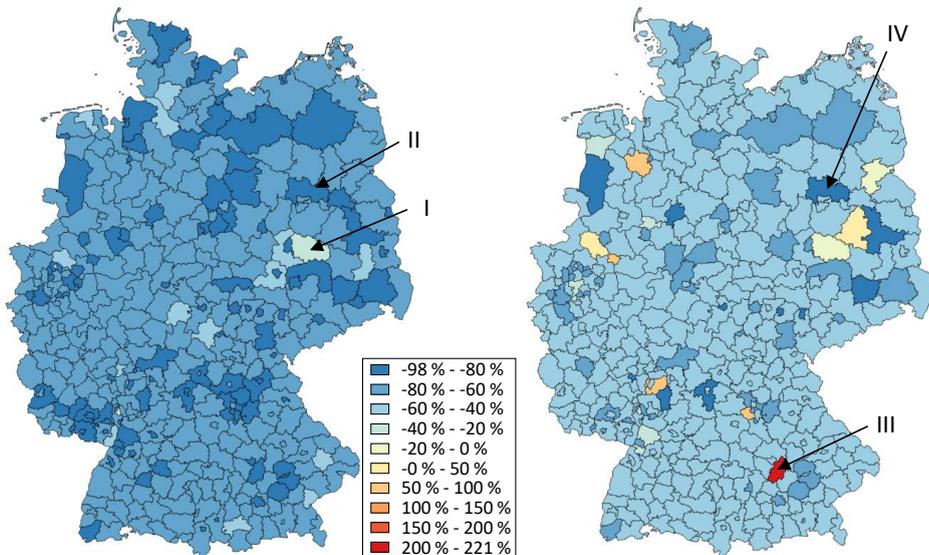
Zunächst fällt auf, dass die durchschnittliche Einspeisung jeweils etwas niedriger als die Ausspeisung ausfällt, was auf die Nettospeicherentnahme im Jahr 2015, dem Basisjahr aller Betrachtungen, zurückzuführen ist. Betrachtet man die Differenz aus dem Jahresmaximum und dem Jahresminimum, so zeigt sich für die Einspeiseseite (Ausspeiseseite) für das Jahr 2015 eine Differenz von 197,6 (193,8) GWh/h H_s , für 2050 im Szenario *Aktuelle Politik* von 18,7 (22,8) GWh/h H_s und für 2050 im Szenario *Energiewende* von 69,0 (70,8) GWh/h H_s . Diese Differenzen können als Indikator für die saisonale Volatilität verstanden werden. Die starken Rückgänge um 90,5 (88,2) % für das Jahr 2050 im Szenario *Aktuelle Politik* und 65,1 (63,5) % im Szenario *Energiewende* gegenüber 2015 bedingen einen absolut konstanteren Einspeise- bzw. Ausspeiseverlauf und derart einen Rückgang der durch saisonale Speicher auszugleichen den saisonalen Volatilität. Dies würde den wirtschaftlichen Betrieb von saisonalen Unterspeichern in der Zukunft erschweren. Das gleiche Bild zeigt sich bei Betrachtung der untertägigen Volatilität. Auch hier zeigt sich ein Rückgang der Werte bis 2015, so dass auch der untertägige Speicherbedarf, der teilweise durch oberirdische Speicher in den Verteilernetzen gedeckt wird, sinkt.

5.2 Räumliche Analyse

Die räumliche Analyse betrachtet die regionale Änderung der jährlichen Last zwischen 2015 und dem Jahr 2050 für beide betrachteten Szenarien. Abbildung 5.3 zeigt für jede NUTS3-Region die relative Änderung der Ausspeisung zur Deckung der inländischen Nachfrage gegenüber 2015 (vgl. Abschnitt 2.9.2). Da Ausspeisungen in Speicher oder Exporte nicht zur Deckung der regionalen inländischen Nachfrage beitragen, sind diese in der Abbildung nicht berücksichtigt. Die Abbildung lässt zunächst den gegenüber dem Szenario *Energiewende* stärkeren Rückgang der inländischen Nachfrage im Szenario *Aktuelle Politik* erkennen. Beträgt der durchschnittliche Rückgang je Region im Szenario *Energiewende* bereits 55,0 %, so beträgt dieser im Szenario *Aktuelle Politik* sogar 76,9 %. Im Szenario *Aktuelle Politik* in Abbildung 5.3 (a) verzeichnen insgesamt alle Regionen einen Rückgang, wobei dieser zwischen geringen 20,5 % (I) im Landkreis Wittenberg in Sachsen-Anhalt und 97,9 % (II) im brandenburgischen Landkreis Havelland schwankt. Die Unterschiede sind durch die unterschiedliche sektorale Zusammensetzung der Nachfrage dieser beiden Regionen zu erklären. Die Gasnachfrage des Landkreises Wittenberg wird von der Industrie dominiert, welche gemäß Unterkapitel 3.6 im Szenario *Aktuelle Politik* nur einen vergleichsweise geringen Rückgang erfährt. Umgekehrt ver-

hält sich die Situation im Landkreis Havelland, wo eine zu vernachlässigende Industrienachfrage vorliegt und die Sektoren mit den deutlichsten Rückgängen dominieren. Dies sind insbesondere die hier verorteten KWK-fähigen Gaskraftwerke, die im Szenario *Aktuelle Politik* im Jahr 2050 nicht mehr betrieben werden.

Abbildung 5.3: Änderung der Ausspeisungen ohne Speicher und Exporte gegenüber 2015



(a): Aktuelle Politik 2050

(b): Energiewende 2050

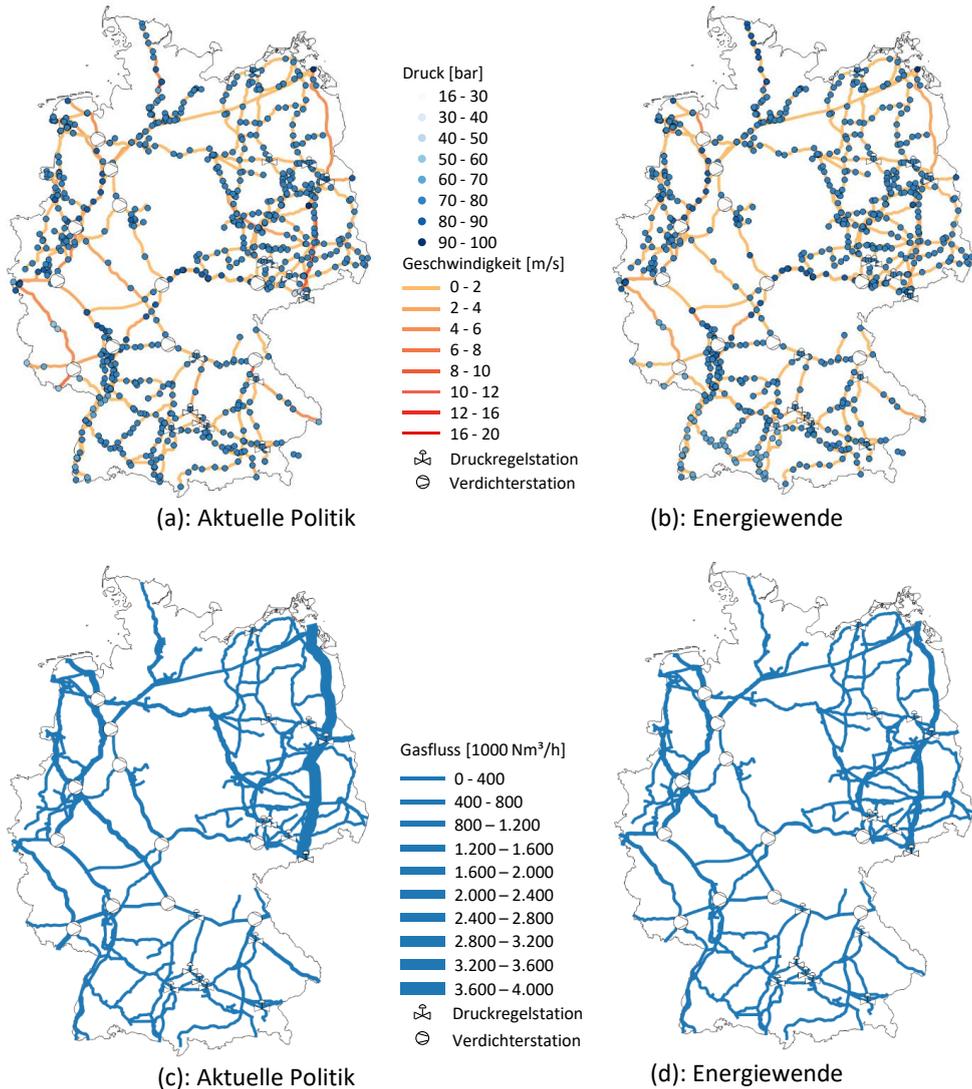
Quelle: Eigene Darstellung

Mit Blick auf das Szenario *Energiewende* in Abbildung 5.3 (b) fällt als zentraler Unterschied auf, dass auch Regionen mit einer Zunahme der Gasnachfrage existieren. Da gemäß Unterkapitel 3.6 in diesem Szenario nicht KWK-fähige Gaskraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergänzt und diese Gaskraftwerke im Jahr 2015 nahezu nicht eingesetzt worden sind, ergeben sich Zuwächse von bis zu 221 % (III) am Kraftwerksstandort Irsching im bayerischen Landkreis Pfaffenhofen an der Ilm. Der deutlichste Rückgang tritt mit 91,2 % (IV) auch hier wieder im brandenburgischen Landkreis Havelland auf.

5.3 Netznutzung

In diesem Unterkapitel soll die Netznutzung für die ausgewählten kritischen Stunden der Spitzenlast und des maximalen Imports untersucht werden. Dazu zeigt Abbildung 5.4 die Ergebnisse der Lastflussrechnung mittels GASOPT für die Spitzenlastsituationen im Jahr 2050 für beide Szenarien.

Abbildung 5.4: Druck, Geschwindigkeit und Fluss unter Spitzenlast im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst ist festzuhalten, dass beide Situationen für GASOPT lösbar sind und somit die Versorgung im Jahr 2050 mit den beschlossenen Neubauprojekten des NEP Gas 2016 gewährleistet ist. Die Ein- bzw. Ausspeisungen des Gastransportnetzes betragen in der Spitzenlaststunde des Szenarios *Aktuelle Politik* 152,2 GWh/h H₂ und des Szenarios *Energiewende* 116,4 GWh/h H₂. Abbildung 5.4 (a) und (b) zeigen durch eine farbliche Kodierung das Druckintervall des für jeden Netzknoten ermittelten Drucks und das für jede Pipeline ermittelte Intervall der Strömungsgeschwindigkeit des Gases in den Szenarien an. Diese Darstellung wird ergänzt um die Darstellung des Gasflusses in Abbildung 5.4 (c) und (d). Die Strömungsgeschwindigkeit ist als Indikator für die Auslastung einer Pipeline geeignet, gibt jedoch aufgrund variabler Leitungsdurchmesser nicht die fließenden Gasmengen wieder.

Mit Blick auf die Druckverteilung fällt in beiden Szenarien gemäß Abbildung 5.4 (a) und (b) zunächst auf, dass die Druckwerte im Vergleich zur Spitzenlastsituation des Jahres 2015 in Abbildung 4.9 des Abschnitts 4.4.1 deutlich höher liegen. Insbesondere die Fernleitungen des OGE-Netzes⁶⁵ in Westdeutschland erfahren deutlich geringere Druckverluste, so dass kein Engpass aufgrund eines zu hohen Druckverlustes zu erwarten ist. Mit Blick auf die Entwicklung der Strömungsgeschwindigkeiten beider Szenarien, ebenfalls gemäß Abbildung 5.4 (a) und (b), zeigen sich zum einen Unterschiede zwischen den Szenarien und zum anderen gegenüber 2015. Im Szenario *Aktuelle Politik* mit geringer inländischer Nachfrage, aber hohen Transitleistungen, treten die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten auf der OPAL sowie Teilen der TENP und der MEGAL auf. Die OPAL leitet große für Transitzwecke in Greifswald aus Russland eingespeiste Gasflüsse für Tschechien zum GÜP Deutschneudorf. Dort wird ein Teil des Gases über die tschechische Pipeline GAZELLE im GÜP Waidhaus wieder in die deutsche MEGAL eingespeist, wo es über den GÜP Oberkappel nach Österreich transportiert wird. Die TENP wiederum leitet Gas vom belgischen GÜP Eynatten zum französischen GÜP Medelsheim. Im Szenario *Energiewende* mit höherer inländischer Nachfrage, aber geringeren Transiten, sind die Strömungsgeschwindigkeiten flächendeckend gering.

Im Vergleich zum Jahr 2015 (vgl. erneut Abbildung 4.9) lassen sich neben den bereits genannten geringeren Druckabfällen beider Szenarien in der Spitzenlastsituation des Jahres 2050 insbesondere in den westdeutschen Fernleitungen verringerte Strömungsgeschwindigkeiten beobachten. Dies liegt insbesondere an einem geringeren Import aus Norwegen infolge einer im

⁶⁵ Für die Zuordnung zu Leitungen beachte Abbildung 2.4.

Vergleich zum Jahr 2015 reduzierten deutschen Nachfrage. Ist das betrachtete Gastransportnetz des Jahres 2050 gemäß Abbildung 5.4 (b) im Szenario *Energiewende* gänzlich geringer ausgelastet als 2015, so ist im Unterschied dazu im Szenario *Aktuelle Politik* die OPAL im nördlichen Teil mit einer gestiegenen Strömungsgeschwindigkeit höher ausgelastet. Mit Blick auf das gesamte Netz sinkt der Gasfluss jedoch aufgrund der deutlich reduzierten inländischen Nachfrage.

Neben der Spitzenlastsituation soll auch die Stunde des maximalen Imports als netzbelastende Situation betrachtet werden. Um Veränderungen gegenüber 2015 aufzuzeigen, wird die Situation zunächst für das Jahr 2015 beschrieben, da diese bisher noch nicht analysiert wurde. Im Jahr 2015 wird in der Spitzenlaststunde, wie in Abschnitt 4.4.1 dargelegt, ca. 40 % der Auspeisung durch die Einspeisung von Speichern gedeckt, in der Stunde des maximalen Imports am 27.11.20:

220,7 GWh/h

Abbildung 5.5



Quelle: Eigene

Vergleichbar z

malen Import

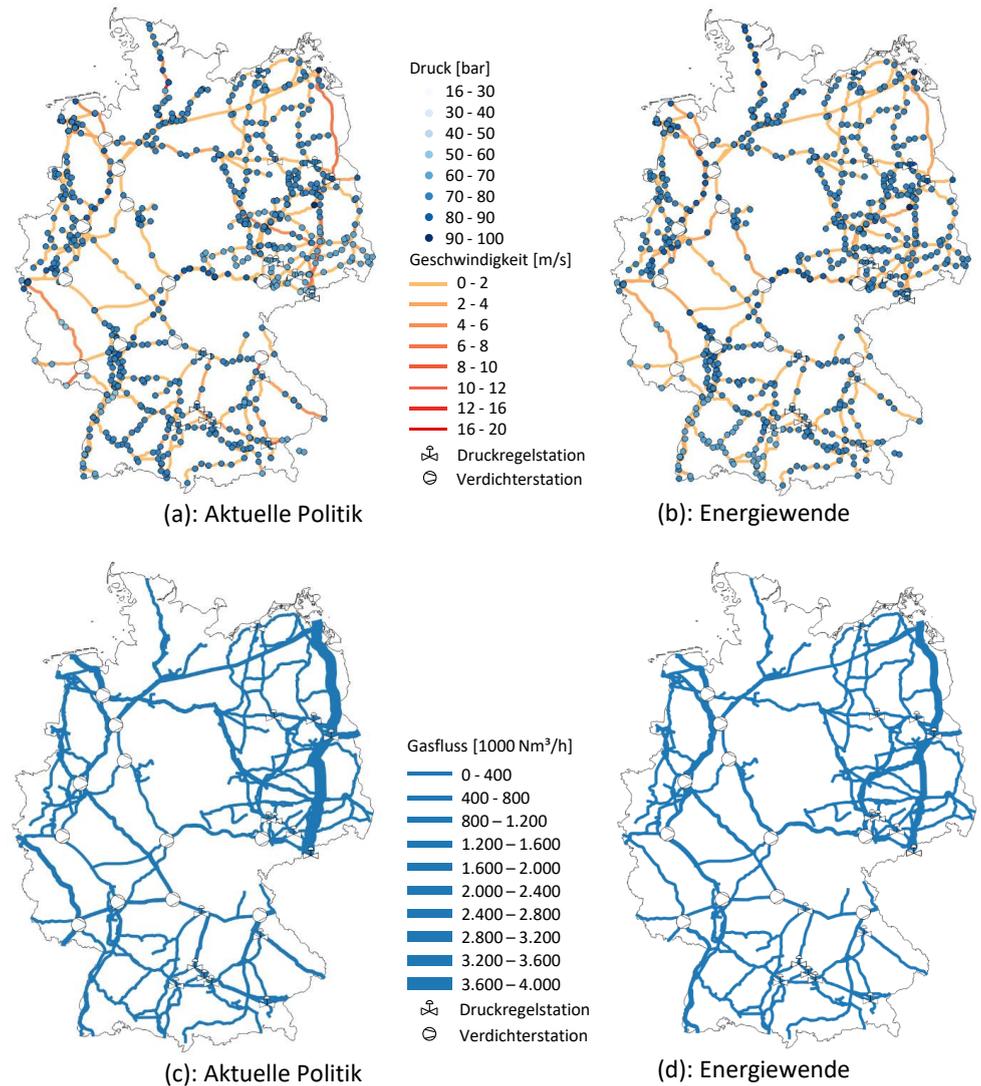
len, die die Kc

lich machen. E

geschlossenem Netz. Die Analyse des Netzes am nächsten mit Vergleich zur Spitzenlastsituation ist der

südliche Teil des OGE-Netzes jedoch etwas geringer ausgelastet, was an der geringeren Auspeisung aus den Speichern Niedersachsens liegt. Mit Blick auf die Gasflüsse in Abbildung 5.5 (b) zeigt sich, dass der bedeutende Import aus der Nord Stream am GÜP Greifswald zu einer deutlichen Zunahme der transportierten Gasmenge auf der nördlichen OPAL nach Tschechien sowie der NEL in Richtung Westdeutschland führt.

Abbildung 5.6: Druck, Geschwindigkeit und Fluss in der Stunde des maximalen Imports im Jahr 2050



Insbesondere letztere ist in der Spitzenlaststunde durch die sehr geringen Importe am GÜP Greifswald kaum genutzt. Mit Blick auf das Jahr 2050 zeigt Abbildung 5.6 die Ergebnisse der Lastflussrechnung beider Szenarien in der Stunde des maximalen Imports. Die Importe betragen in dieser Stunde des Szenarios *Aktuelle Politik* 145,7 GWh/h H_s und des Szenarios *Energiewende* 92,7 GWh/h H_s. Das Ergebnis des Szenarios *Aktuelle Politik* zeigen Abbildung 5.6 (a) und (c), das Ergebnis des Szenarios *Energiewende* zeigen Abbildung 5.6 (b) und (d).

Die Ergebnisse sind vergleichbar mit den Ergebnissen der Spitzenlastsituation des Jahres 2050, da auch hier das Netz eine deutlich geringere Auslastung in Form von höheren Drücken und niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten als im Jahr 2015 zeigt. Im Vergleich zum Jahr 2015 sinken aufgrund der deutlich reduzierten Ausspeisungen insbesondere die Einspeisungen aus Norwegen und Russland, was sich in geringeren Strömungsgeschwindigkeiten und Gasflüssen ausdrückt. Hier sind insbesondere Teile des OGE-Netzes, der TENP, der OPAL und der MEGAL zu nennen. Im Vergleich beider Szenarien miteinander fallen die höheren Transite des Szenarios *Aktuelle Politik* insbesondere auf der OPAL auf.

Nach diesen Aussagen zu den Fernleitungen des Gastransportnetzes sollen abschließend die Leitungen des überregionalen Transports thematisiert werden: Als durchgängiges Fazit der Berechnungen kann festgehalten werden, dass die Auslastung der Leitungen des überregionalen Transports⁶⁶ in beiden Szenarien im Jahr 2050 aufgrund hoher Drücke und niedriger Strömungsgeschwindigkeiten infolge der zurückgehenden inländischen Gasnachfrage keinen Engpass des Netzes darstellen.

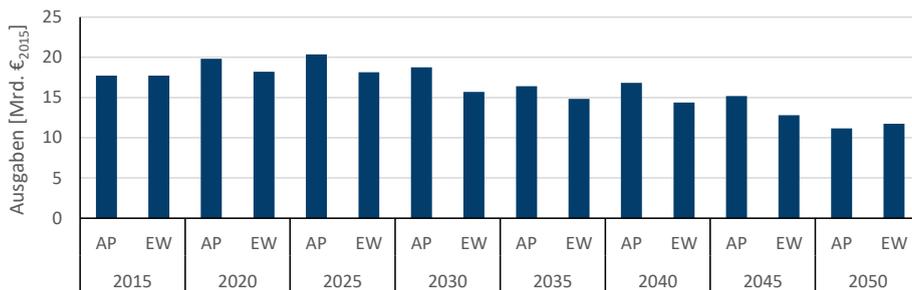
5.4 Energiesicherheit

Neben einem Eindruck über die zukünftige Entwicklung des Gastransportsystems ohne versorgungsseitige Engpässe ist auch die Sicherung der Gasversorgung in Extremsituationen als Aspekt der Energiesicherheit von zentraler Bedeutung. Energiesicherheit bedeutet laut der IEA für ein entwickeltes Land wie Deutschland die unterbrechungsfreie Versorgung zu einem bezahlbaren Preis [IEA, 2017]. Betrachtungen eines bezahlbaren Gaspreises stehen nicht im Fokus dieser Arbeit und sollen daher an dieser Stelle nur kurz diskutiert werden. Abbildung 5.7 zeigt die jährlichen Ausgaben für die deutsche Gasbeschaffung des Jahres 2015 bis zum

⁶⁶ Für die Unterscheidung der Leitungen in Fernleitung und überregionalen Transport sei auf Abbildung 2.5 verwiesen.

Jahr 2050 der betrachteten Szenarien *Aktuelle Politik* und *Energiewende*. Die Ausgaben ergeben sich aus der Multiplikation des Grenzübergangspreises für Gas gemäß Abbildung 3.11 mit der gesamten Gasnachfrage der betrachteten Jahre gemäß Abbildung 3.21. Weitere Bestandteile des Endkundenpreises wie Netzentgelte und Steuern sind explizit nicht berücksichtigt, da sich diese im Laufe der Jahre ändern können und keine Prognose über deren Entwicklung angesetzt werden soll.

Abbildung 5.7: Jährliche Ausgaben für die Gasimporte Deutschlands



Quelle: Eigene Darstellung

Zwar steigen die Gaspreise in beiden genannten Szenarien bis 2050 kontinuierlich an (vgl. Abbildung 3.11 in Unterkapitel 3.5), die absoluten Ausgaben werden jedoch durch die sinkenden Verbräuche bis 2050 kompensiert. Die höchsten Ausgaben ergeben sich jeweils im Jahr 2025 für das Szenario *Aktuelle Politik* mit 19,9 Mrd. €₂₀₁₅ und für das Szenario *Energiewende* mit 18,0 Mrd. €₂₀₁₅. Im Vergleich zu den Ausgaben im Jahr 2015 in Höhe von 17,2 Mrd. €₂₀₁₅ ist dies ein Zuwachs von 15,7 bzw. 4,7 %. Bis 2050 ergibt sich für das Szenario *Aktuelle Politik* eine Reduktion der Ausgaben um 35,0 % auf 11,2 Mrd. €₂₀₁₅ und für das Szenario *Energiewende* von 32,0 % auf 11,7 Mrd. €₂₀₁₅. Letztlich decken die 17,2 Mrd. €₂₀₁₅ des Jahres 2015 den Anteil von 20,1 % des deutschen Primärenergieverbrauchs, während die 11,2 bzw. 11,7 Mrd. €₂₀₁₅ des Jahres 2050 einen Anteil von 14,8 bzw. 19,0 % des Jahres 2050 decken. Inwiefern diese Summen für eine zukünftige Gesellschaft als bezahlbar anzusehen sind, ist nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Neben der Bezahlbarkeit sind die unterbrechungsfreie Versorgung und damit die Importabhängigkeit sowie die Versorgungssicherheit von besonderer Relevanz. Importabhängigkeit bezieht sich in dieser Arbeit auf den Ausfall von Lieferkorridoren und Versorgungssicherheit auf

die Auswirkung leerer Speicher ergänzt um eine Situation im Stromsystem, die den Voll-
lastabruf von Gaskraftwerken erfordert.

5.4.1 Importabhängigkeit

Für die Betrachtung der Importabhängigkeit Deutschlands sollen der kurz- und der langfristige
Zeithorizont unterschieden werden. Der kurzfristige Horizont zielt auf eine Bewertung der Si-
tuation des Jahres 2015 und der Folgejahre ab, in denen noch keine bedeutenden Änderungen
zu erwarten sind. Daher wird der kurzfristige Horizont mittels einer Variation der Lastfluss-
rechnungen des Jahres 2015 abgebildet. Für den langfristigen Horizont werden die szena-
riobasierten Lastflussrechnungen des Jahres 2050 variiert. Betrachtet wird jeweils die Stunde
des maximalen Imports als kritische Stunde zur Bewertung der Importabhängigkeit. Zunächst
wird ein Ausfall westeuropäischer Importquellen betrachtet. Anschließend erfolgt die Be-
trachtung eines Ausfalls der Gasversorgung über die Nord Stream-Pipeline, eines Ausfalls der
Gasversorgung über die osteuropäischen Länder Ukraine und Weißrussland sowie die ge-
samte Einstellung russischer Gaslieferungen. Der Fokus liegt auf der technischen Beherrsch-
barkeit, die durch die Generierbarkeit einer Lastflusslösung mittels GASOPT gezeigt werden
kann.

Kurzfristiger Zeithorizont

Die deutsche Gasversorgung über Westeuropa ist aufgrund vergleichsweise stabiler politi-
scher und wirtschaftlicher Verhältnisse im Rahmen der Europäischen Union und guter Bezie-
hungen Deutschlands zu Norwegen im kurzfristigen Zeithorizont als gesichert anzusehen. Aus
diesem Grund sollen Betrachtungen hierzu an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden.

Anders verhält sich die Situation der russischen Gasimporte, auch wenn diese aus deutscher
und historischer Sicht ebenfalls als zuverlässig anzusehen sind. Abbildung 5.8 zeigt das Ergeb-
nis der Lastflussrechnung mit GASOPT bei Ausfall der Gaslieferungen über die in der Ostsee
verlegte Nord Stream-Pipeline in der Stunde des maximalen Imports 2015 (vgl. Abbildung 5.5).
Die ausbleibenden Importe der Nord Stream werden durch eine zur Kapazität proportionale
Anhebung der Importe der weiteren GÜP ausgeglichen (s. Tabelle 3.1).

Damit die Exporte nach Tschechien über Deutschneudorf aufrechtgehalten werden können,
ist neben der entsprechenden Umleitung von Importen des polnischen GÜP Mallnow der
Transport von Gas aus dem Westen Deutschlands über die STEGAL erforderlich. Dieses Gas
wird von der Verdichterstation Rückersdorf ausgehend zunächst über die JAGAL nach Norden

transportiert, wo es dann in die OPAL eingespeist wird. Das Modell GASOPT wählt diese Route, da diese geringere Druckverluste (gemäß der Zielfunktion (4.33)) als die direkte Verbindung über eine Leitung mit geringerem Leitungsdurchmesser aufweist. Der Gasfluss in der STEGAL in Abbildung 5.8 (b) erscheint im Vergleich zur JAGAL gering, dies liegt jedoch in der zwei-strangigen Ausführung der STEGAL. Die Gasflüsse beider Leitungen überschneiden sich in dieser Darstellung nicht, sondern verlaufen parallel. Dies ist in der Abbildung nicht dargestellt, sondern ist in der Textbeschreibung zu finden.

Abbildung 5.8



Quelle: Eigene

In Abbildung 5

Gründen keine

russlands mehr

Polen und Wa

Importe wie bei der Betrachtung des Nord Stream-Austritts durch die restlichen Gas importierenden GÜP ausgeglichen werden können.

Die Exporte nach Tschechien werden wie im Fall ohne Einschränkungen durch russisches Gas der Nord Stream via der OPAL bedient. Da Waidhaus als bedeutender süddeutscher Importpunkt ausfällt, werden in diesem Fall im Vergleich zum Ausfall der Nord Stream größere Gas-mengen aus Richtung Niederlande und Norwegen über die Leitungen von OGE nach Süd-deutschland transportiert, um dortige Ausspeisungen zu bedienen. Dies bedingt eine hohe

Auslastung de
derschlägt.

Abbildung 5.9



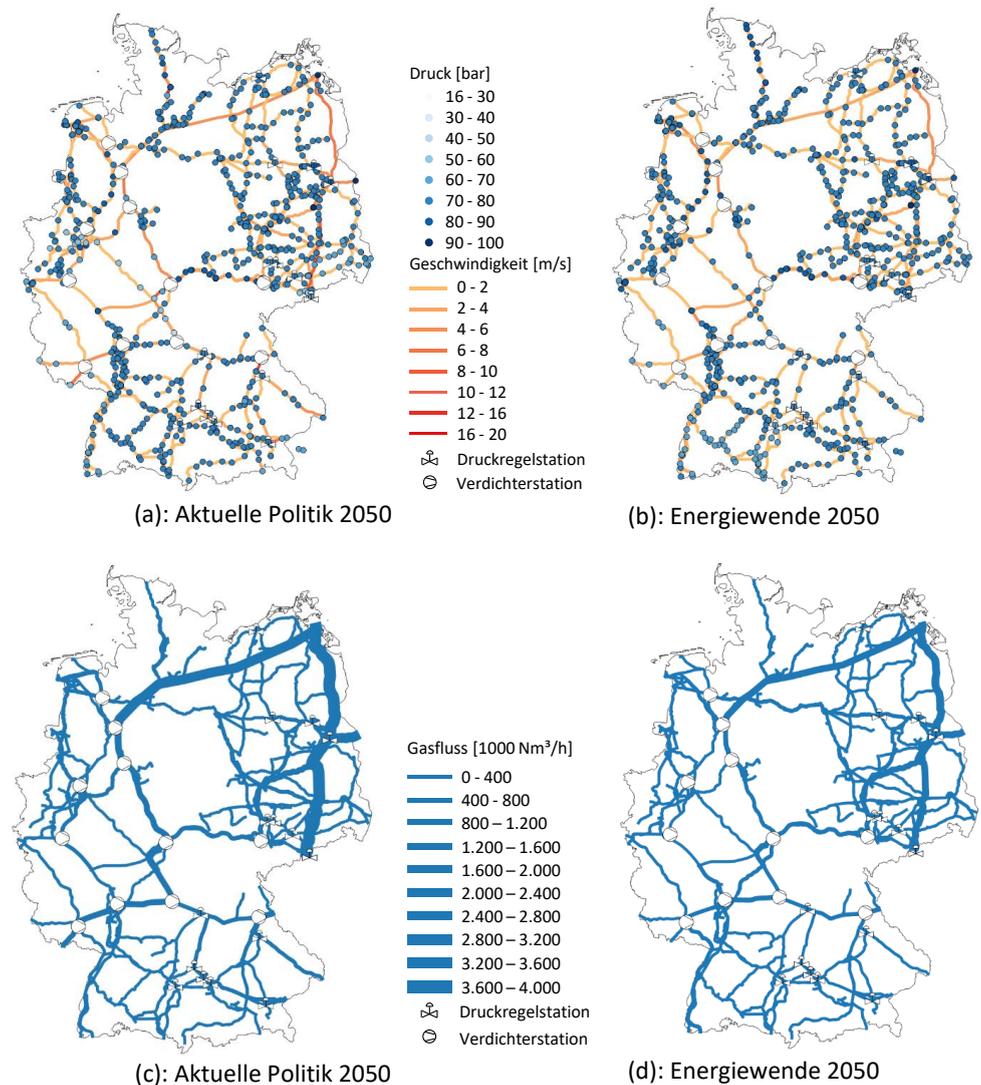
Quelle: Eigene

Ein vollständig
für den Expor
Importkapazit
sungen nicht i

Langfristiger Zeithorizont

Der langfristige Zeithorizont des Jahres 2050 soll betrachtet werden, um zukünftige Änderungen der Importabhängigkeit aufzuzeigen. Zunächst wird in Abbildung 5.10 der Wegfall aller westeuropäischen Importe betrachtet. Dieser Fall erscheint kurz- und mittelfristig unwahrscheinlich, ist langfristig aber nicht vollständig auszuschließen. Eine solche Situation bedeutet, dass nur noch russisches Gas über die GÜP Lubmin/Greifswald, Mallnow und Waidhaus nach Deutschland gelangt.

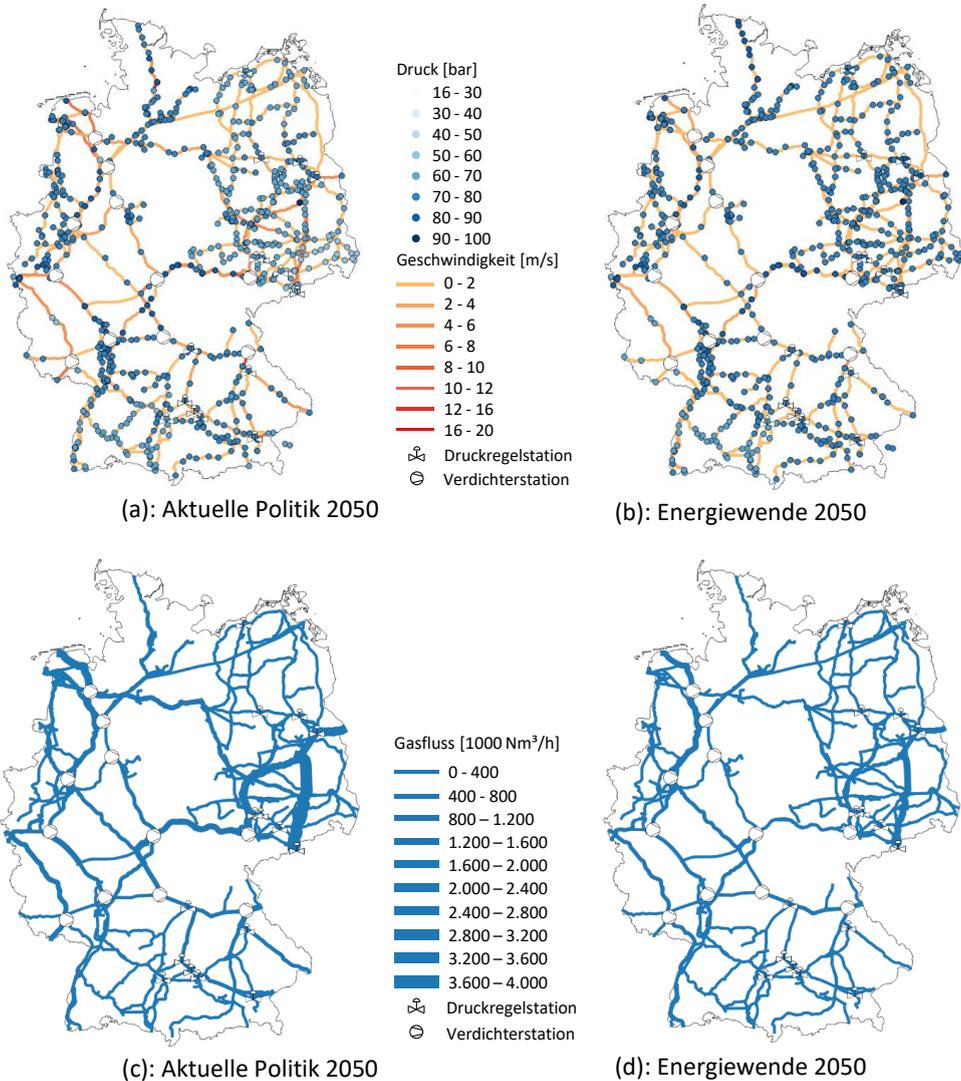
Abbildung 5.10: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, kein Import über Westeuropa



Quelle: Eigene Darstellung

Dieser Wegfall von ca. 96,2 GWh/h H₂ Importkapazität ist zwar schwerwiegend, da die drei genannten Importpunkte für russisches Gas jedoch in Summe über 153,3 GWh/h H₂ Kapazität verfügen, genügen diese um den Importbedarf von 145,7 GWh/h H₂ im Szenario *Aktuelle Politik* bzw. 92,7 GWh/h H₂ im Szenario *Energiewende* bilanziell zu bedienen.

Abbildung 5.11: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, Ausfall Nord Stream



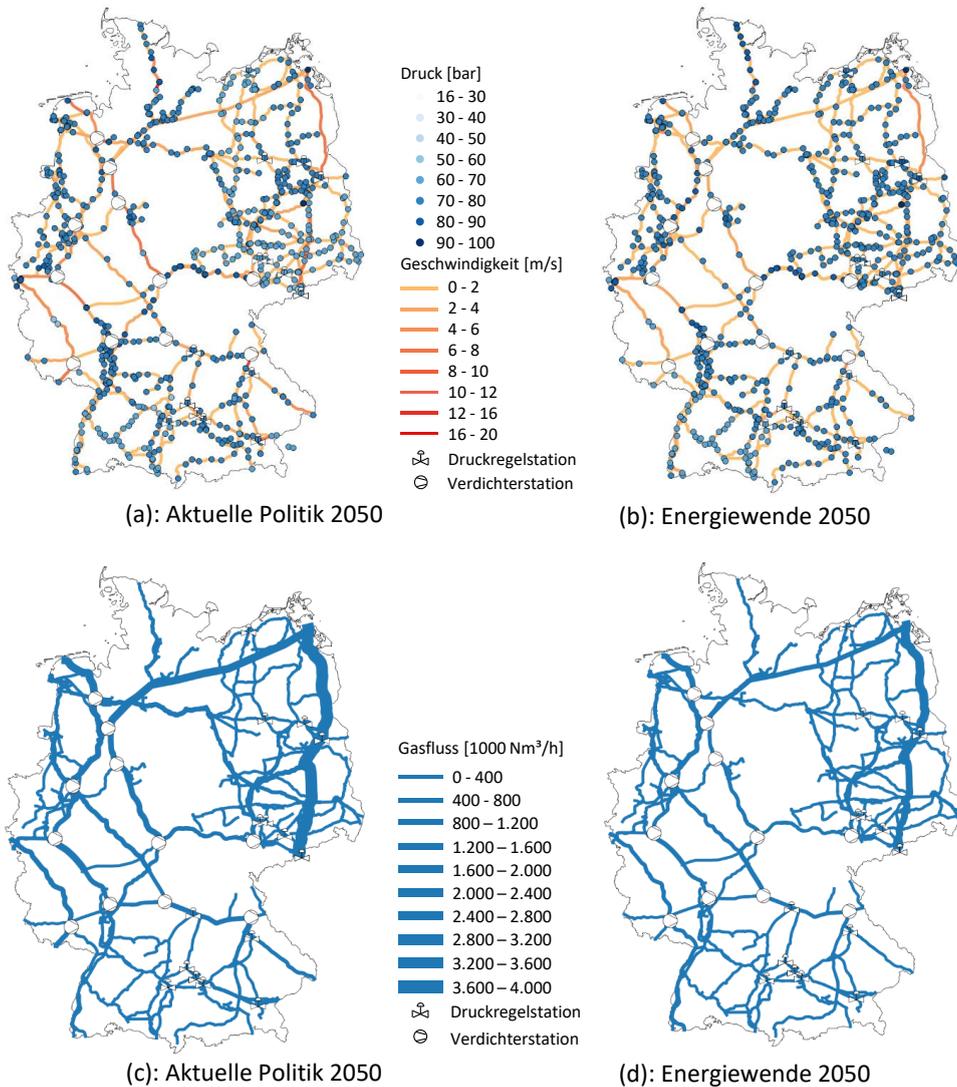
Quelle: Eigene Darstellung

Das Ergebnis der Lastflussrechnungen in Abbildung 5.10 zeigt, dass neben bilanziellen Überlegungen auch eine Lösung für den Lastfluss mit GASOPT gefunden werden konnte, so dass der Ausfall westeuropäischer Importe technisch beherrschbar erscheint, wenn russisches Gas uneingeschränkt zur Verfügung steht.

Als nächstes soll der Ausfall von Importen über die Nord Stream betrachtet werden. Diese werden, wie in den Betrachtungen zum kurzfristigen Zeithorizont, durch zur Kapazität proportionale Erhöhungen der Importe an den anderen GÜP kompensiert. Abbildung 5.11 zeigt das Ergebnis der Lastflussrechnungen beider Szenarien bei Ausfall der Nord Stream im Jahr 2050. Da eine Lösung gefunden wurde, ist die Situation als technisch beherrschbar anzusehen. Wie auch in den kurzfristigen Betrachtungen auf Basis des Jahres 2015 wird neben dem Import in Mallnow Gas über die STEGAL von Westdeutschland zum GÜP Deutschneudorf transportiert, um den Export nach Tschechien aufrecht zu erhalten. Die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten treten hinter dem norwegischen GÜP Dornum, auf der JAGAL bzw. der südlichen OPAL und dem südlich an die Verdichterstation Rothenstadt folgenden Teil der MEGAL im Szenario *Aktuelle Politik* auf. Diese stellen jedoch keinen Engpass dar. Durch die höheren Gasflüsse im Szenario *Aktuelle Politik* als im Szenario *Energiewende* ist das Druckniveau insbesondere im Osten Deutschlands geringer, wengleich unkritisch.

Im Folgenden soll anstatt des Ausfalls der Importe über die Nord Stream der Ausfall der Importe über die osteuropäischen Routen durch die Ukraine bzw. Weißrussland betrachtet werden. Dies bedeutet, dass kein Gas an den GÜP in Mallnow bzw. Waidhaus importiert werden kann. Die Ausfälle werden annahmegemäß erneut durch erhöhte Importe der anderen GÜP ausgeglichen. Das Ergebnis der Lastflussrechnungen beider Szenarien des Jahres 2050 zeigt, dass die Situation ebenfalls in beiden Fällen technisch beherrschbar ist (vgl. Abbildung 5.12). Die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten treten im Szenario *Aktuelle Politik* mit hohen Transiten auf. Insbesondere die MIDAL zwischen Rehden und Reckrod, die Leitung von Porz nach Gernsheim des OGE-Netzes, nördliche Teile der TENP und die OPAL weisen die höchsten Geschwindigkeiten auf. Diese sind jedoch deutlich geringer als 10 m/s und stellen somit keinen Engpass dar. Auch hier ist das Druckniveau insbesondere im Osten Deutschlands im Szenario *Aktuelle Politik* geringer als im Szenario „Energiewende“.

Abbildung 5.12: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, kein Import über Osteuropa



Quelle: Eigene Darstellung

Zuletzt soll der vollständige Ausfall russischer Importe betrachtet werden. Für das Szenario *Aktuelle Politik* ist es nicht möglich, die Ausspeisungen durch Erhöhungen der Importe der weiteren GÜP bilanziell zu bedienen, da deren maximale Einspeisekapazitäten zur Deckung der Ausspeisungen nicht ausreichen. Hier ist folglich eine Absenkung entweder der inländi-

schen Ausspeisungen oder der Exporte erforderlich. Anders stellt sich die Situation im Szenario *Energiewende* dar. Hier ergibt sich die in Abbildung 5.13 dargestellte Lösung der Lastflussrechnung. Die notwendige Importleistung bleibt unterhalb der Importkapazitäten der einzelnen GÜP. Da in dieser Situation Importe im Osten Deutschlands ausbleiben, ist ein bedeutender Transport von Gas aus Westdeutschland nach Ostdeutschland erforderlich. Die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten treten auf der an den norwegischen GÜP Dornum angeschlossenen Leitung auf. Aufgrund der geringen Transite im Szenario *Energiewende* bleibt die Situation insgesamt

sicherheit adre

Abbildung 5.1



Quelle: Eigene

5.4.2 Verso

Die Betrachtu

chungsfreie V

Gasspeicher u

werken in der Spitzenlastsituation des Jahres untersucht.

Kurzfristiger Zeithorizont

Kurzfristig basieren die Betrachtungen erneut auf denen des Jahres 2015. Die maximale Ein- bzw. Ausspeisung des Gastransportnetzes im Jahr 2015 in Höhe von 288,6 GWh/h H₂ ist selbst

bei voller Verfügbarkeit der Importpunkte mit in Summe 240,8 GWh/h H₂ bereits bilanziell nicht ohne Speicher zu decken. Aus diesem Grund ist es im kurzfristigen Zeithorizont nicht möglich, bei zum Jahr 2015 vergleichbaren Auspeisungen die Gasversorgung ohne Speicher aufrecht zu halten. Entweder sind Auspeisungen zur Bedienung von inländischer Nachfrage oder von Exporten entsprechend einzuschränken.

Bei zeitgleichem Auftritt einer Situation, die den Volllastabruf von Gaskraftwerken erfordert, sind entsprechend einer vorzunehmenden Priorisierung weitere Auspeisungen zu unterbinden. Eine solche Situation kann z. B. das Auftreten einer Dunkelflaute⁶⁷ ohne signifikante Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen in Kombination mit einer hohen Stromlast sein. Typischerweise sind hiervon Verbraucher (z. B. flexible Industriebetriebe) betroffen, die unterbrechbare Transportkapazitäten beim Netzbetreiber gebucht haben. Deren Entgelte für den Netzanschluss sind durch einen Faktor für unterbrechbare Kapazitäten reduziert (vgl. [ONTRAS, 2018]).

Langfristiger Zeithorizont

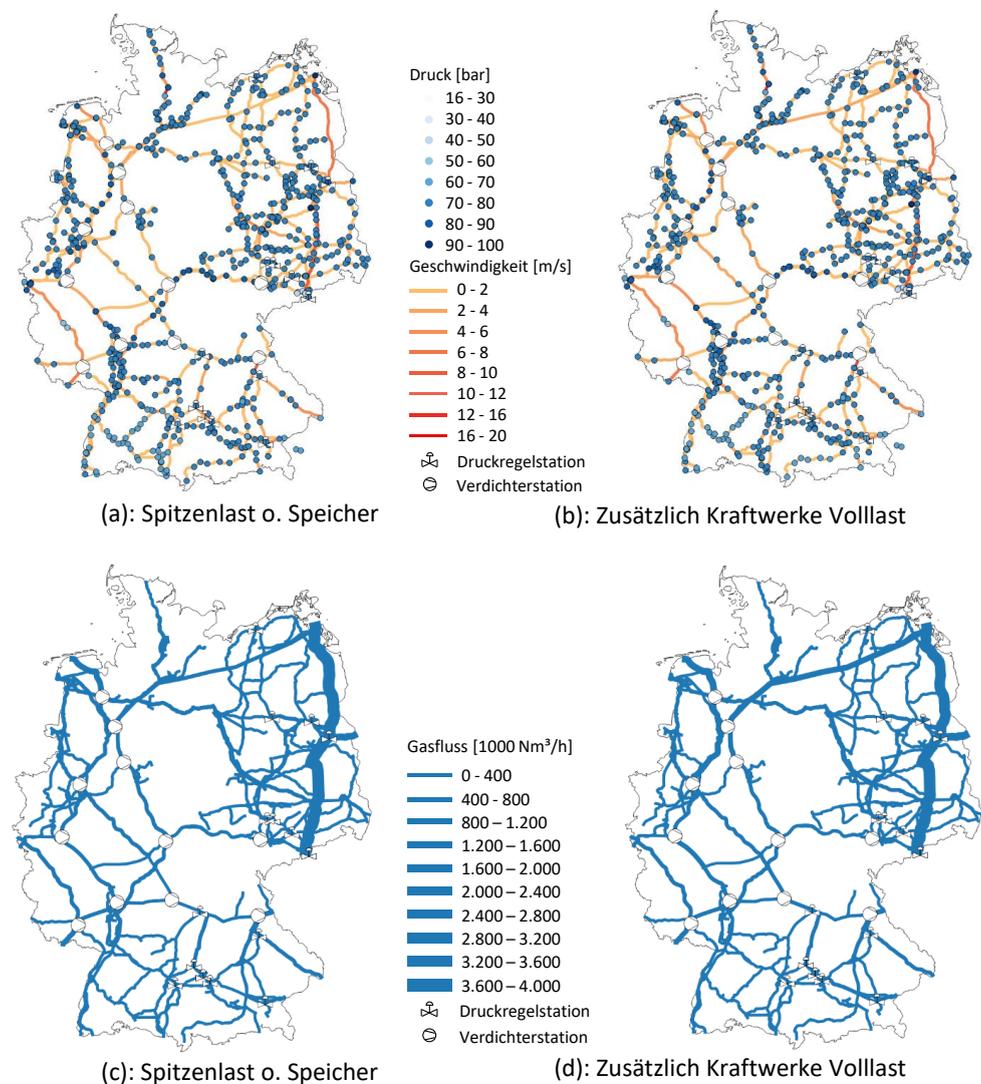
Nun soll der langfristige Zeithorizont der Versorgungssicherheit betrachtet werden. Auch hier wird zunächst die Situation leerer Gasspeicher bei anschließend zeitgleichem Volllastabruf der Gaskraftwerke betrachtet. Da KWK-fähige Gaskraftwerke im Szenario *Aktuelle Politik* ab dem Jahr 2030 und im Szenario *Energiewende* ab dem Jahr 2035 nicht mehr betrieben werden (ersetzt durch biomassegefeuerte Anlagen, siehe auch Abbildung 3.21), werden diese für das Jahr 2050 als nicht mehr verfügbar angesehen. Der Gaseinsatz in Gaskraftwerken ergibt sich so gemäß dem Vorgehen in Abschnitt 2.5.3 zu in Summe 19,7 GWh/h H₂ für nicht KWK-fähige Kraftwerke. Die fehlende Einspeisung aus Gasspeichern muss offensichtlich über zusätzliche Importe kompensiert werden. Diese werden analog zu den Betrachtungen zur Importabhängigkeit in Abschnitt 5.4.1 erneut proportional zur Kapazität auf die einzelnen GÜP aufgeteilt.

Zunächst kann festgehalten werden, dass die bereits in Unterkapitel 5.1 und 5.3 genannten Auspeisungen der Spitzenlaststunde des Jahres 2050 des Szenarios *Aktuelle Politik* in Höhe von 152,2 GWh/h H₂ und des Szenarios *Energiewende* von 116,4 GWh/h H₂ bilanziell von der Importkapazität der deutschen GÜP gemäß Tabelle 3.1 deutlich übertroffen werden. Ein bilanzieller Engpass besteht folglich nicht mehr. Weiterhin sind alle Lastflussrechnungen mit

⁶⁷ Zeiten ohne Sonne und Wind, in denen keine Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen möglich ist [Huneke et al., 2017].

GASOPT erfolgreich, so dass die technische Beherrschbarkeit ohne Leitungsengpässe zu erwarten ist.

Abbildung 5.14: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei Betrachtung der Versorgungssicherheit im Jahr 2050 für das Szenario Aktuelle Politik

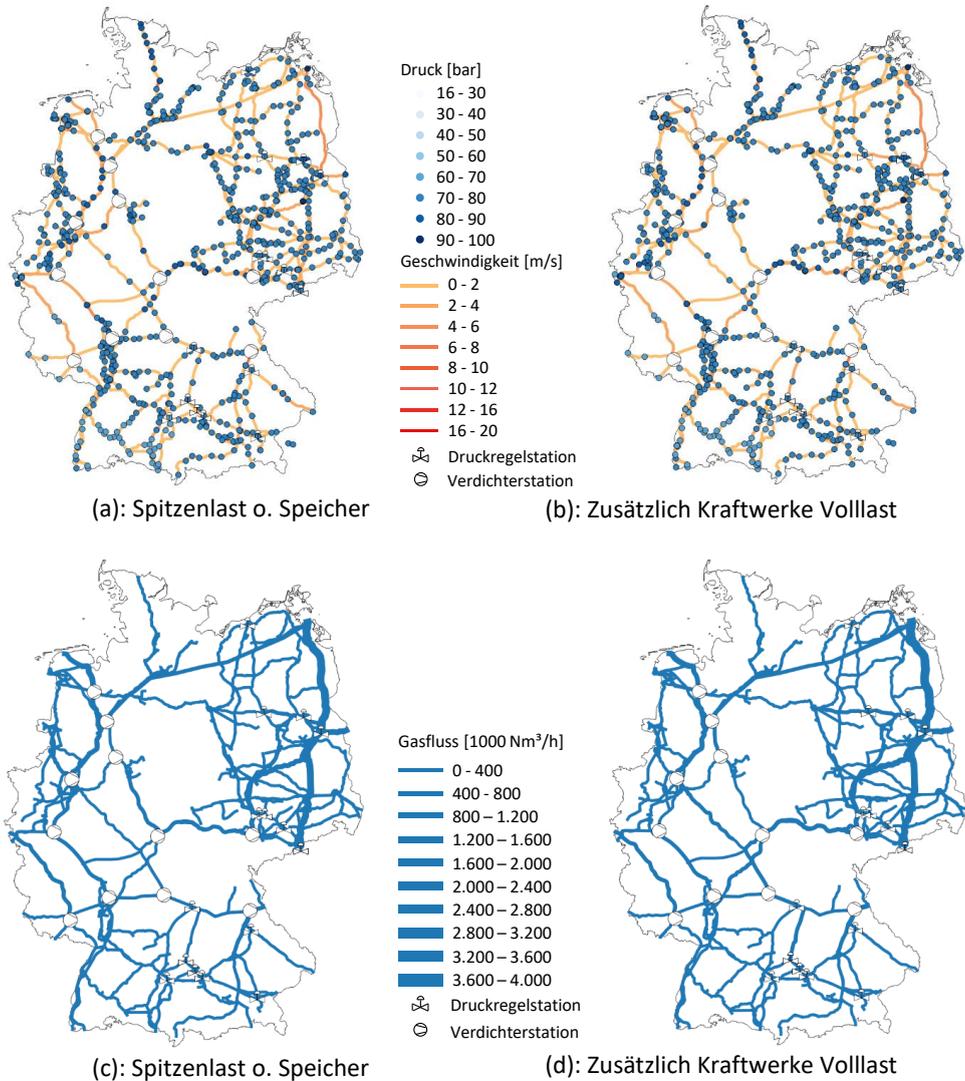


Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5.14 zeigt hierzu das Ergebnis der Lastflussrechnung des Jahres 2050 für das Szenario *Aktuelle Politik*. Abbildung 5.14 (a) und (c) zeigen das Ergebnis für die Betrachtung ohne

Speicher, Abbildung 5.14 (b) und (d) die Situation bei zusätzlichem Volllastabruf der Gaskraftwerke.

Abbildung 5.15: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei Betrachtung der Versorgungssicherheit im Jahr 2050 für das Szenario Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund der nur geringen wegfallenden Speichereinspeisung in Höhe von 34,4 GWh/h (vgl. Abbildung 5.1) unterscheidet sich das Lastflussergebnis ohne und mit Speichereinspeisung nur

geringfügig. Nur auf der NEL von Lubmin/Greifswald nach Rehden zeigt sich ein erkennbar höherer Gasfluss bei Volllastabwurf in Abbildung 5.14 (c) und (d), da mehr Gas von der Nord Stream in Richtung Westdeutschland transportiert werden muss.

Abbildung 5.15 zeigt das Ergebnis der Lastflussrechnung der gleichen Betrachtungen für die Spitzenlaststunde des Jahres 2050 im Szenario *Energiewende*. Auch hier unterscheidet sich das Ergebnis der Lastflussrechnung nur marginal von der Situation mit Speichern in Abbildung 5.4 (b) und (d). Der Speichereinsatz bei gefüllten Speichern in Höhe von 51,0 GWh/h H_2 kann unproblematisch über erhöhte Importe kompensiert werden. Auch der Betrieb aller nicht KWK-fähigen Gaskraftwerke ist gemäß Abbildung 5.15 (b) und (d) ohne Einschränkung möglich und die Lastflussänderungen sind marginal.

Folglich lässt sich festhalten, dass die netzseitige Versorgungssicherheit aufgrund der rückgängigen Gasnachfrage in beiden Szenarien im Jahr 2050 gegenüber der Situation im Jahr 2015 deutlich erhöht ist, insofern bilanziell genug Gas über die Import-GÜP bereitgestellt werden kann. Hier genügt die Importkapazität ganzjährig, um auf eine Einspeisung aus Speichern zu verzichten. Innerdeutsche Netzengpässe treten nicht auf.

5.5 Netzseitiges Power-to-Gas-Potenzial

Abschließend soll eine Betrachtung des gasnetzseitigen Transportpotenzials für Power-to-Gas (PtG) erfolgen. PtG bietet die Möglichkeit, elektrische Energie mittels Elektrolyse und ggf. anschließender Methanisierung in Wasserstoff bzw. Methan als Synthetic Natural Gas (SNG) umzuwandeln und in das Gasnetz einzuspeisen (vgl. Abschnitt 2.6.3). Hierdurch kann auf die Transport- und Speicherinfrastruktur des Gasnetzes zugegriffen werden, um zeitliche und räumliche stromnetzseitige Engpässe aufgrund der volatilen Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auszugleichen. Das Gas kann beispielsweise zum Betrieb von Gaskraftwerken genutzt werden, so dass diese klimaneutral arbeiten, da das bei der Gasverbrennung emittierte CO_2 der Atmosphäre während des Methanisierungsprozesses vorab entnommen wurde. [dena, 2013]

Gemäß [Hüttenrauch et al., 2017] ist PtG insbesondere mit Blick auf 100 % erneuerbare Energiesysteme im Allgemeinen und auf Stromsysteme im Besonderen eine mögliche technische Option zur Vermeidung von Engpässen im Stromtransportnetz. Mittels Offshore-Windenergieanlagen erzeugte elektrische Energie, die lokal nicht abgenommen werden kann, lässt sich so in geänderter Form in den vergleichsweise windarmen, aber verbrauchsstarken Süden

Deutschlands transportieren. Da die Standorte von Onshore-Windenergieanlagen und PV-Anlagen großflächig in Deutschland verteilt sind, sind die Transportdistanzen im Falle einer standortnahen SNG-Erzeugung an diesen Anlagen zum Verbraucher kurz und aus Sicht des Gastransportnetzes unkritisch. Eine Einbindung auch auf Verteilernetzebene erscheint hier insbesondere aufgrund niedriger erforderlicher Drücke sinnvoll, da auf eine externe energieaufwendige Verdichtung auf das Druckniveau des Transportnetzes verzichtet werden kann. Im Fall einer Wasserstoffeinspeisung sind jedoch maximal zulässige Konzentrationsgrenzen angeschlossener Verbraucher zu beachten. Eine ausführliche Analyse hierzu liefert [Müller-Syring et al., 2013]. Heizgeräte zeigen sich als vergleichsweise tolerant, Gasturbinen verfügen aufgrund geänderter brenntechnischer Eigenschaften des Gasgemischs jedoch nur über geringe Toleranzen. Auch CNG-Tanks in Fahrzeugen sind aufgrund der Wechselwirkung des Wasserstoffs mit dem Stahl des Tanks heute nur beschränkt kompatibel. Eine Einspeisung von Wasserstoff in Verteilernetze bietet gegenüber dem Transportnetz den Vorteil, dass an diese häufig nur Verbraucher mit vergleichsweise hohen Zumischungsgrenzen angeschlossen sind. Da die Wasserstoffeinspeisung in das Gastransportnetz derart nur in engeren Grenzen möglich erscheint, sind keine Engpässe durch steigende Gasflüsse aufgrund der Zusp eisung zu erwarten.

Im Folgenden soll nun das technische Transportpotenzial zur Aufnahme von SNG untersucht werden, das in das Gastransportnetz eingespeist werden kann. Dazu wird die Spitzenlastsituation des Szenarios *Energiewende* des Jahres 2050 erneut betrachtet. Dieses Szenario wird gewählt, da der Einsatz von Power-to-Gas nur in klimapolitisch sehr ambitionierten Szenarien eine Option darstellt (s. o.). Generell kann die Einspeisung des aus Offshore-Windenergieanlagen erzeugten SNGs in die Fernleitungen nahe dem norwegischen GÜP Dornum und dem russischen GÜP Lubmin/Greifswald oder in die deutlich kleineren überregionalen küstennahen Transportleitungen unterschieden werden.

Im ersten Fall ergibt sich die Einspeisekapazität aus den Importkapazitäten aus Norwegen und Russland. Die zugehörigen GÜP Emden, Dornum und Lubmin/Greifswald stellen im Jahr 2050 zusammen ca. 131,0 GWh/h H₂ Importkapazität zur Verfügung. Bei Berücksichtigung der auf Basis einer umfangreichen Literaturlauswertung in [Hüttenrauch et al., 2017] erwarteten Technologieentwicklung für die Elektrolyse und Methanisierung⁶⁸ (s. Tabelle 5.2) entspricht dies

⁶⁸ Bei einem angegebenen Intervall wird der Mittelwert berücksichtigt.

im Jahr 2050 einer elektrischen Elektrolyseleistung in Höhe von 178,2 (168,2) GW_{el}. Der Wert ohne Klammer kennzeichnet die Nutzung der alkalischen Elektrolyse, der Wert mit Klammer die Nutzung der Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse. Die genannten Werte stellen technische Obergrenzen dar. In den betrachteten Szenarien dieser Arbeit genügen 131,0 GWh/h H₂ Einspeisekapazität, um die maximalen Einspeisungen des Jahres 2050 in der Spitzenlastsituation im Szenario *Energiewende* von 116,5 GWh/h H₂ vollständig zu bedienen (vgl. Unterkapitel 5.1). Netzengpässe sind auf Grundlage der in dieser Arbeit durchgeführten Lastflussrechnungen zur Importabhängigkeit in Abschnitt 5.4.1 bei Einspeisung in diese Fernleitungen nicht zu erwarten, wenn fossiles Gas zur Deckung der ermittelten Gasnachfrage substituiert wird.

Tabelle 5.2: Erwartete Entwicklung der Wirkungsgrade von Elektrolyse und Methanisierung

[%]	2014	2020	2030	2040	2050
Alkalische Elektrolyse	70 - 82	84	84	84	84
PEM-Elektrolyse	75	74 - 87	82 - 93	85 - 93	85 - 93
Methanisierung	70 - 80	80	85	85	85 - 90

Quelle: [Hüttenrauch et al., 2017]

Die Investitionen in diese Power-to-Gas Anlagen belaufen sich unter Nutzung der Literaturwerte gemäß Tabelle 5.3 abhängig vom Zeitpunkt ihrer Installation auf erwartete 122,5 (159,8) Mrd. €₂₀₁₅ im Jahr 2040 oder 102,5 (159,8) Mrd. €₂₀₁₅ im Jahr 2050⁶⁹, wenn diese vollständig zu diesem Zeitpunkt installiert werden.

⁶⁹ Bei einem angegebenen Intervall wird der Mittelwert berücksichtigt. Ausnahme sind die spezifischen Investitionen der Methanisierung des Jahres 2040, da der Mittelwert von 237,5 €₂₀₁₅/kW_{el} unter dem Wert des Jahres 2050 liegt. Daher wird hier für das Jahr 2040 ebenfalls 250 €₂₀₁₅/kW_{el} gewählt.

Tabelle 5.3: Erwartete Entwicklung der spezifischen Investitionen von Elektrolyse und Methanisierung

[€ ₂₀₁₅ /kW _{el}]	2014	2020	2030	2040	2050
Alkalische Elektrolyse	1.000 – 1.500	800 – 1.000	400 - 700	325 - 550	250 – 400
PEM-Elektrolyse	2.000 – 6.000	1.200	700		
Methanisierung	1.000	200 – 300	200 - 300	200 - 275	250

Quelle: [Hüttenrauch et al., 2017]

Die betrachteten Investitionen beziehen sich nur auf die Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen. Die Kosten für die Gesamtanlage inklusive Speisewasseraufbereitung und Netzanschlüssen können die genannten Werte verdoppeln [Hüttenrauch et al., 2017].

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, das Gas nicht nur in Fernleitungen, die heute als Importroute fungieren, sondern in Leitungen der darunterliegenden Netzebene des überregionalen Transports einzuspeisen, so dass eine höhere Standortflexibilität der PtG-Anlagen gegeben ist. So kann die Einspeisung nahe an den Standorten erfolgen, an denen die Stromleitungen der deutschen Offshore-Windparks an Land gehen. Als Standorte für die Einspeisung von SNG aus Power-to-Gas in das Gasnetz werden daher Netzknoten nahe an Anbindungsstellen der Offshore-Windparks an das deutsche Onshore-Stromtransportnetz ausgewählt. Diese sind dem Offshore Netzentwicklungsplan 2025 [50Hertz Transmission GmbH et al., 2016] entnommen. Eine Übersicht der ausgewählten fünf Standorte zeigt Abbildung 5.16.

Die drei westlichen Standorte werden von Strom aus Offshore-Windenergieanlagen aus der Nordsee gespeist, während die zwei östlichen Standorte aus Strom der Ostsee gespeist werden. Da das Einspeisepotenzial letztlich von Höhe und räumlicher Verteilung der Lastsituation abhängt, gilt ein ermittelter Wert nicht für alle Lastsituationen, sondern ist als Größenordnung zu verstehen. In dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass Power-to-Gas nur im Szenario *Energiewende* von Bedeutung ist. Daher wird die Spitzenlastsituation dieses Szenarios zur Abschätzung des Einspeisepotenzials herangezogen. Zusätzlich wird angenommen, dass das SNG nicht unmittelbar in Speicher eingespeist wird, da dies in der Spitzenlaststunde nicht sinnvoll wäre.

Abbildung 5.16: Standorte der PtG-Anlagen

-  PtG-Anlagen
-  Druckregelstation
-  Verdichterstation
-  Fernleitung
-  Überregionaler Transport

———
 ———
 /h H_s
 d der
 n. Die
 ndort
 H_s. In
 t. Die
 öhung
 hoch.
 erfor-
 nicht
 ; PtG-
 istant

zu halten. Die PtG-Einspeisung beträgt derart in Summe aller fünf Standorte 51,3 GWh/h H_s. Das Ergebnis der zugehörigen Lastflussrechnung zeigt Abbildung 5.17.

⁷⁰ Nach Auswertung von [Platts, 2015] gilt als untere Druckgrenze 16 bar für die Ausspeisung in Verteilernetze und 30 bar für die Ausspeisung in Kraftwerke.

Abbildung 5.1



Quelle: Eigene

Mit Blick auf c

Richtung Süde

Richtung Süde

Ähnlich verhäl

Druckwerte im Umfeld des Standorts deutlich ab. Abbildung 5.1/ (b) zeigt die zugehörigen Lastflüsse. Insbesondere im Nordwesten Deutschlands ist der aufgrund der PtG-Einspeisung gestiegene Gasfluss zu erkennen. Das PtG wird so über die Leitungen des OGE-Netzes – wie erwartet – in den Süden Deutschlands transportiert. Bei Ansetzung der AEL (PEM)-Elektrolyse ergeben sich so für die beiden östliche Standorte maximale elektrische Leistungen der PtG-Anlagen von je 6,0 (5,7) GW_{el} und für den mittleren Standort von 15,3 (14,4) GW_{el}. Die Einspeisung an den beiden westlichen Standorten ist aufgrund der Anbindung an Fernleitungen weiter steigerbar, so dass sich der Maximalwert an den Importkapazitäten der naheliegenden GÜP orientiert.

Zuletzt sei darauf hingewiesen, dass im Falle eines derart umfangreichen Ausbaus von PtG-Kapazitäten der Bedarf an aufbereitetem Wasser für den Betrieb der Elektrolyse und ggf. auch der Kohlendioxidbedarf der Methanisierung außerordentlich hoch und eine entsprechende Versorgung zu gewährleisten ist. Für die beiden westlichen Standorte ergibt sich eine installierte elektrische Elektrolyseleistung von jeweils 21,3 (20,1) GW_{el} für die AEL (PEM)-Elektrolyse

mit einer zugehörigen Wasserstofferzeugung von etwa 125,8 kg/s. Zusammen mit einem spezifischen destillierten Wasserbedarf von ca. 10 l H₂O/kg H₂ [Balan, 2016] ergibt sich ein für die Elektrolyse bereitzustellender Wasservolumenstrom von etwa 1.257 l/s an jedem der beiden Standorte. Dies entspricht unter Berücksichtigung eines deutschen Wasserverbrauchs von 123 l pro Kopf und Tag im Jahr 2015 [BDEW, 2017] dem Wasserverbrauch einer Großstadt mit ca. 883.000 Einwohnern. Für die gebräuchliche katalytische Methanisierung ergibt sich mit einem massenbezogenen CO₂/H₂-Verhältnis von ca. 5,45 [Uusitalo et al., 2017] zusätzlich ein CO₂-Bedarf von 685,4 kg CO₂/s. Dies entspricht den typischen CO₂-Emissionen⁷¹ von Braunkohlekraftwerken mit einer installierten Leistung von 2.143,7 MW_{el}. Engpässe sind daher vielmehr bei der ausreichenden Bereitstellung von aufbereitetem Wasser und Kohlendioxid und weniger im Gastransportnetz zu erwarten.

⁷¹ Unter Berücksichtigung eines spezifischen CO₂-Emissionsfaktors von 1,151 kg/kWh_{el} bezogen auf die Stromerzeugung eines Braunkohlekraftwerks [Umweltbundesamt, 2017].

6 Schlussbetrachtung

Im Rahmen einer Schlussbetrachtung sollen die in Kapitel 3 und 5 ermittelten Auswirkungen der Energiewende auf das Gastransportsystem in Form einer abschließenden Ergebniswertung beleuchtet und auf ihre zu erwartenden Konsequenzen für die am Gastransportsystem beteiligten Akteure hin untersucht werden.

6.1 Abschließende Ergebniswertung

Die Ergebnisse zur langfristigen Entwicklung der Gasnachfrage in Deutschland aus Kapitel 3 bestätigen die Ergebnisse der deutschen Szenariolandschaft (vgl. Unterkapitel 3.7). Demnach ist im langfristigen Zeitraum bis 2050 nicht nur in Szenarien, die eine konsequente Umsetzung von Maßnahmen zur vollständigen Erreichung der Ziele der Energiewende unterstellen, sondern auch in Szenarien, die nur bereits heute politisch beschlossene Maßnahmen als realisiert ansetzen, ein signifikanter Rückgang der langfristigen Gasnachfrage zu erwarten. Wenngleich die quantitative Ausprägung dieses Rückgangs in den einzelnen Szenarien unterschiedlich ist, so ist der Trend doch eindeutig.

Im Szenario *Aktuelle Politik* sinkt die Nachfrage deutlicher als im Szenario *Energiewende*, da Kohle und Öl als günstige Alternativen zu Gas diesem vorgezogen werden. Die erhöhte Gasnachfrage im Szenario *Energiewende* zeigt, dass Gas mit im Vergleich zu Kohle und Öl geringeren spezifischen CO₂-Emissionen eine Brücke zur Erreichung der Ziele der Energiewende sein kann. Dies bedingt jedoch keinen Anstieg der Gasnachfrage, sondern nur einen geringeren Rückgang der langfristigen Gasnachfrage im Vergleich zur ausschließlichen Umsetzung heute bereits beschlossener politischer Maßnahmen. Die Gefahr von Lock-In-Effekten aufgrund hoher Wechselkosten ist an dieser Stelle von hoher Relevanz. So ist z. B. die heutige Installation von Gasheizungen vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele zum Ende der wirtschaftlichen und technischen Lebensdauer zu diskutieren und nicht vor den heutigen Zielen.

Die Lastflussrechnungen des Gastransportnetzes in Kapitel 5 zeigen, dass sich diese Nachfragereduzierung folgerichtig in einer sinkenden Netzauslastung niederschlägt. Die der Fernleitungsebene nachgelagerte Netzebene des überregionalen Transports operiert auch in den kritischsten Stunden des Jahres 2050 sowohl des Szenarios *Aktuelle Politik* als auch des Szenarios *Energiewende* ohne Engpässe. Im Gegenteil, das Netz erscheint für die zu erwartende zukünftige

tige Entwicklung aufgrund kaum abfallender Drücke und nahezu durchgängigen Strömungsgeschwindigkeiten von unter 2 m/s für die zu erwartende zukünftige Entwicklung überdimensioniert.

Wie weitergehende Untersuchungen zeigen, bewirken diese geringen Auslastungen des Gastransportnetzes langfristig eine deutliche Verringerung der deutschen Importabhängigkeit. So kann der Ausfall von sogar mehreren Importrouten über alternative Routen kompensiert werden, sofern die innerdeutschen Verdichterstationen einen flexiblen Lastfluss ermöglichen, um Gas entgegen der üblichen Flussrichtung zu transportieren. Abhängig von der Höhe der zu erbringenden Exporte wäre langfristig auch ein vollständiges Ausbleiben russischer Gaslieferungen technisch durch erhöhte Importe über westeuropäische Routen ausgleichbar. Auch die Versorgungssicherheit erhöht sich im Vergleich zur heutigen Situation, da Speicher aus technischer Sicht nicht mehr zum saisonalen Lastausgleich benötigt werden. Die Importkapazitäten der Import-GÜP und die Transportkapazitäten des Netzes sind ausreichend, um selbst in Spitzenlastsituationen langfristig auf eine Ausspeisung von Gas aus Speichern zu verzichten.

Mit Blick auf die häufig diskutierte Möglichkeit via Power-to-Gas erzeugten Wasserstoff oder SNG in das Gastransportnetz einzuspeisen, zeigt sich, dass das Netz insbesondere SNG in großem Stil aufnehmen und die Gasnachfrage des Jahres 2050 vollständig durch dieses Gas gedeckt werden kann. Allerdings gilt es hier, den enormen Wasser- und für die Methanisierung erforderlichen CO₂-Bedarf zu berücksichtigen. Der Bedarf an aufbereitetem Wasser bewegt sich in der Größenordnung des Wasserbedarfs deutscher Großstädte. Zusätzlich ist im Fall einer Methanisierung ein CO₂-Bedarf in der Größenordnung der CO₂-Emissionen mehrerer tausend Megawatt Braunkohlekraftwerksleistung erforderlich, dessen Bereitstellung schwierig bis unrealistisch erscheint. Idealerweise wird dieses CO₂ in Direct-Air-Capture-Anlagen der Atmosphäre entnommen.

Als Fazit lässt sich untersuchungsübergreifend festhalten, dass eine Abnahme der Auslastung und somit der Bedeutung der Gastransportinfrastruktur in der Zukunft zu erwarten ist. Sofern die Gaseinspeisung aus alternativen, klimaneutralen Gasquellen nicht signifikant an Bedeutung gewinnt und eine erhöhte Nachfrage induziert, ist ein langfristiger Fortbetrieb der gesamten bestehenden Gasinfrastruktur vor dem Hintergrund der in der Energiewende angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems kritisch zu diskutieren. Da die Entwicklung der zu erwartenden Gastransite nicht allein von der deutschen Energiewende abhängt, gilt diese

Aussage nur eingeschränkt für die Fernleitungen, jedoch deutlich für die Ebene des überregionalen Transports innerhalb Deutschlands. Aus diesem Grund ist eine technische Ertüchtigung des Netzes zum Transport alternativer Energieträger wie beispielsweise Wasserstoff zu untersuchen.

6.2 Konsequenzen für Akteure

Die Erkenntnisse aus den Untersuchungen dieser Arbeit sollen nun auf ihre Konsequenzen für die am Gastransportsystem beteiligten Akteure Lieferanten, Netzbetreiber, Speicherbetreiber und Letztverbraucher hin betrachtet werden. Darüber hinaus sollen auch beachtenswerte Aspekte für politische Entscheidungsträger genannt werden.

Unter **Gaslieferanten** werden Gas in das Gastransportnetz einspeisende Akteure verstanden. Dies sind aus- und inländische Gasförderer, Einspeiser von Biomethan und Power-to-Gas-Anlagenbetreiber. Mit Blick auf ausländische, Gas nach Deutschland liefernde Akteure wird in den Betrachtungen zur abnehmenden Importabhängigkeit Deutschlands in Abschnitt 5.4.1 deutlich, dass deren individuelle Bedeutung langfristig abnimmt. Sofern keine langfristigen Lieferverträge bestehen, gibt es einen hohen Wettbewerb zwischen den Produzenten, um Gas zur Deckung der laut Unterkapitel 3.6 sinkenden inländischen Nachfrage zu liefern. Für die inländischen Gasförderer sind die langfristigen Auswirkungen irrelevant, da die Förderung in Deutschland bis 2030 praktisch ausläuft (vgl. Abschnitt 2.6.1). Für die Einspeiser von Biomethan ändert sich aus technischer Sicht wenig; diese tragen weiterhin nur in sehr geringem Maße zur Deckung der Ausspeisungen aus dem Gastransportnetz bei. Es ist jedoch auf Grundlage der in Unterkapitel 3.6 ermittelten, sinkenden inländischen Gasnachfrage wahrscheinlich, dass im Fall des Anschlusses an Verteilernetze die Biomethaneinspeisungen häufiger lokal die Ausspeisungen übersteigen. Um Abregelungen oder gar Abschaltungen der Biomethaneinspeisung zu vermeiden, macht dies entweder den Einsatz von Speichern auf Verteilernetzebene oder eine Rückverdichtung des Gases in höhere Netzebenen erforderlich. Für die bestehenden Power-to-Gas-Anlagenbetreiber (siehe Abschnitt 2.9.3) ändert sich schließlich wenig, da bestehende Anlagen Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen sind und ein wirtschaftlicher Betrieb bisher nicht gegeben ist. Bei Anbindung dezentraler Power-to-Gas-Anlagen an Verteilernetze gilt es ebenso wie für die Einspeiser von Biomethan die sinkenden Ausspeisungen zur Deckung der inländischen Nachfrage zu beachten. Dies gilt insbesondere im Fall einer Wasserstoffbeimischung. Durch niedrigere Lasten ist es wahrscheinlich, dass die Beimischung häufig

nicht möglich ist, da dies eine unzulässige Konzentrationszunahme des Wasserstoffs darstellen würde. Im Fall einer Einspeisung von mittels Power-to-Gas hergestelltem SNG anstatt Wasserstoff in das Gastransportnetz bestehen gemäß der Betrachtung in Unterkapitel 5.5 deutlich geringere Einschränkungen. Da das Gas in diesem Fall auf deutlich höheren Drücken eingespeist werden muss, ist jedoch eine verlustbehaftete Verdichtung des Gases erforderlich. Darüber hinaus ist der enorme Bedarf an Wasser und CO₂ zu beachten.

Für die **Netzbetreiber** steht kurz- und mittelfristig die Umstellung deutscher L-Gasgebiete auf H-Gasgebiete im Fokus. Bei Betrachtung des langfristigen Horizonts in Richtung 2050 zeigen die Ergebnisse in Unterkapitel 5.3 deutlich geringere Druckabfälle und Gasflüsse im Vergleich zum Jahr 2015. Das Netz wird absehbar deutlich unterhalb der Auslastungsgrenze betrieben. Ein über Kraftwerksanschlüsse hinausgehender relevanter Netzausbau erscheint daher aus heutiger Sicht nicht notwendig, so dass langfristig die wesentliche Tätigkeit der Netzbetreiber der eigentliche Netzbetrieb darstellt. Darüber hinaus kann eine Umwidmung von Teilen des Transportnetzes für den Transport alternativer Energieträger wie z. B. Wasserstoff in den Fokus rücken. Spätestens zum Ende der technischen Lebensdauer ist die Notwendigkeit der Instandsetzung zu prüfen, sofern alle Verbraucher über alternative Leitungen mit Gas versorgt werden können.

Mit Blick auf die **Speicherbetreiber** zeigen die Ergebnisse in Unterkapitel 5.1 einen abnehmenden saisonalen und untertägigen Speicherbedarf, ebenfalls aufgrund der sinkenden Ausspeisungen zur Deckung der inländischen Nachfrage. Bilanziell besteht sogar die Möglichkeit diese Ausspeisungen ganzjährig ohne den Einsatz von Speichern zu decken, wie die Betrachtungen zur Versorgungssicherheit in Abschnitt 5.4.2 zeigen. Auch der Bedarf an strategischer Reserveleistung aus großvolumigen unterirdischen Speichern nimmt ab, da die deutsche Importabhängigkeit gemäß Abschnitt 5.4.1 ebenfalls deutlich abnimmt. Weitergehend ist aufgrund der abnehmenden absoluten saisonalen Volatilität mit einer Verringerung der Preisdifferenz zwischen Sommer und Winter zu rechnen, was den kostendeckenden Speicherbetrieb zusätzlich erschwert.

Zuletzt soll der Blick auf die **Letztverbraucher** geworfen werden. Für die Letztverbraucher steigt zunächst – wie bereits genannt – die Versorgungssicherheit bei sinkender Importabhängigkeit Deutschlands. Dieser aus Letztverbrauchersicht erfreulichen Entwicklung stehen jedoch die in die Netzentgelte umgelegten Kosten der Gastransportinfrastruktur gegenüber, die typischerweise auf bezogene Energieeinheiten [kWh H_s] umgelegt werden. Da die inländische

Nachfrage rückgängig ist, werden die Kosten auf weniger Gas umgelegt, so dass die Netzentgelte bei gleicher Rechnungsgrundlage aus heutiger Perspektive langfristig steigen werden.

Auch für **politische Entscheidungsträger** lassen sich Hinweise aus den Ergebnissen dieser Arbeit ableiten. So wurde in Unterkapitel 1.1 darauf hingewiesen, dass das Ziel des energiepolitischen Handelns in Bezug auf die Gasversorgung stark von Versorgungssicherheit geprägt ist. Vor dem Hintergrund zu erwartender rückgängiger Gasnachfragen sind Anreize für Investitionen in neue Importrouten und neue Transportquellen kritisch zu diskutieren und abzuwägen. Auch hier sind Lock-In-Effekte zu vermeiden, die einer Realisierung der langfristigen energiepolitischen Ziele im Zuge der Energiewende im Wege stehen. Anreize für Marktakteure zum Abschluss langfristiger Lieferverträge oder die Investition in teure Pipelineprojekte sind vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der Energiewende kritisch zu hinterfragen und in der Folge anzupassen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Das angestrebte Klimaziel, nämlich den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, stellt eine wesentliche Motivation für die Umsetzung der deutschen Energiewende dar. Dies bedeutet für die Akteure des Gastransportsystems grundlegende Veränderungen. Die Identifikation einer zukunftsfähigen Gastransportinfrastruktur ist folglich von hoher Relevanz. Heute baut die entsprechende Netzausbauplanung nahezu exklusiv auf den einspeiseseitigen Kriterien Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit auf (siehe auch Netzentwicklungsplan Gas 2016 [Fernleitungsnetzbetreiber, 2017]). Die unterstellte zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage basiert ausschließlich auf einem mittelfristigen Referenzszenario der Gasnachfrage bis 2026. Eine Berücksichtigung alternativer Nachfrageentwicklungen erfolgt bisher nicht. Somit wird auch der Einfluss der bereits bis zum Jahr 2050 definierten Ziele der Energiewende ignoriert.

Vor diesem Hintergrund zielt diese Arbeit auf die Entwicklung und Anwendung einer Methodik ab, um die deutsche Gastransportnetzinfrastruktur im Kontext der Ziele der Energiewende zu bewerten und resultierende Konsequenzen für die beteiligten Akteure abzuleiten. Die durchzuführenden Untersuchungen sollen praxisrelevante Aspekte der Importabhängigkeit, wie den Ausfall einzelner oder mehrerer Gasimportrouten, oder der Versorgungssicherheit, wie den Fall leerer Gasspeicher, aufgreifen. Eine solche Methodik liegt in der wissenschaftlichen und praktischen Literatur bisher nicht vor und ist Motivation dieser Arbeit. Die entwickelte Methodik gliedert sich in drei zentrale Schritte: Erstens die Ableitung zukünftiger Gasnachfragen mithilfe des Energiesystemmodells IKARUS, zweitens die räumliche und zeitliche Disaggregation der ermittelten Werte auf Netzknoten zur Identifikation relevanter Netznutzungsfälle und drittens die Lastflussberechnung mittels des entwickelten Gasnetzoptimierungsmodells GASOPT.

Die Anwendung des vorliegenden Energiesystemmodells IKARUS gewährleistet über die zwei Szenarien *Energiewende* und *Aktuelle Politik* die plausible und konsistente Ableitung zukünftiger Entwicklungen der Gasnachfrage bis zum Jahr 2050. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Lastflussmodell GASOPT ermöglicht im Vergleich zu bestehenden Modellen erstmalig die Abbildung der gesamten deutschen Gastransportnetzinfrastruktur in Form eines mathematischen Optimierungsproblems. In simulationsbasierten Modellierungen müssen die Fahr-

wege des Gases durch Verdichter bzw. Druckregelstationen vom Anwender vorgegeben werden und sind damit von dessen Fachwissen bzw. Erfahrung abhängig. GASOPT dagegen bestimmt die Fahrwege modellendogen. Durch diese Fähigkeit ermöglicht GASOPT netzseitig anspruchsvolle Untersuchungen zu Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit ohne zusätzliche Eingaben. Die Bewertung, inwiefern eine Netzinfrastruktur einen Netznutzungsfall technisch beherrschen kann, ist somit nicht an die Fähigkeiten des Anwenders gebunden.

In einer ersten Analyse konnte ein für die Modellierung geeignetes, georeferenziertes Topologiemodell des deutschen Gastransportnetzes abgeleitet werden, das auch ein generisches Verdichter- und Druckregelstationsmodell umfasst. Räumliche und zeitliche Betrachtungen der Gaseinspeisungen und -ausspeisungen zeigten insbesondere die Unterscheidbarkeit von temperaturabhängigen und -unabhängigen Ausspeisungen. Alle Daten bezogen sich auf das Jahr 2015, welches aufgrund der vergleichsweise hohen quantitativen und qualitativen Datenverfügbarkeit als Basisjahr für die Untersuchungen dieser Arbeit gewählt wurde. Sowohl recherchierte als auch hergeleitete Daten wurden soweit möglich plausibilisiert und validiert.

In den Szenarien *Energiewende* und *Aktuelle Politik* wurde unter Nutzung des Energiesystemmodells IKARUS eine unterschiedlich deutlich ausgeprägte Reduktion der deutschen Gasnachfrageentwicklung ermittelt. Das Szenario *Energiewende* unterstellte die vollständige Erreichung der beschlossenen Zielvorgaben der Energiewende, während das Szenario *Aktuelle Politik* nur die Umsetzung bereits politisch beschlossener Maßnahmen beinhaltete. Die inländische Gasnachfrage sank bis zum Jahr 2050 im Szenario *Aktuelle Politik* um deutliche 71,2 % und im Szenario *Energiewende* um „nur“ 53,5 % gegenüber dem Jahr 2015. In beiden Szenarien wurde Gas für Heizzwecke im Haushalts- und GHD-Sektor zunehmend durch Strom für Wärmepumpen ersetzt. Im Szenario *Energiewende* ergänzten Gaskraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Größenordnung der ermittelten Rückgänge wurde auch durch einen Vergleich mit mehreren wissenschaftlichen Studien bestätigt.

Die Ermittlung der räumlich und zeitlich hochaufgelösten Netznutzungsfälle des Jahres 2050 für GASOPT basierte auf einer Skalierung derer des Jahres 2015. Ein Netznutzungsfall konnte für eine beliebige Stunde des Jahres durch Zuordnung der stündlichen Ein- und Ausspeisungen auf Netzknoten erzeugt werden. Für die Überprüfung der technischen Beherrschbarkeit ausgewählter Netznutzungsfälle wurde GASOPT in zwei Stufen durchlaufen: Die erste Stufe ermittelte die Schaltung der aktiven Elemente in Verdichter- und Druckregelstationen, bevor in der zweiten Stufe ein belastbares Lastflussergebnis erzeugt wurde. GASOPT zeigte dabei kurze

Rechenzeiten von wenigen Stunden für eine beliebige Lastflussrechnung. Die Modellbildung wurde zusätzlich durch eine Backtesting-Rechnung der Spitzenlastsituation des Jahres 2015 plausibilisiert. Eine Verifizierung von GASOPT über einen Vergleich mit der als Industriestandard anzusehenden Simulationssoftware SIMONE war ebenfalls erfolgreich.

Die berechneten Netznutzungsfälle des Jahres 2050 zeigten deutliche Unterschiede zum Jahr 2015. Die Ausspeisungen des Szenarios *Aktuelle Politik* waren aufgrund einer nur geringen temperaturabhängigen Gasnachfrage sehr konstant, so dass eine saisonale Volatilität wie im Jahr 2015 nicht mehr gegeben war. Diese betrug im Jahr 2015 ausspeiseseitig 193,8 GWh/h H₂ und im Szenario *Aktuelle Politik* geringe 22,8 GWh/h H₂ für das Jahr 2050. Im Szenario *Energiewende* lag der Wert immerhin bei ausspeiseseitig 70,8 GWh/h H₂. Jedoch sank auch im Szenario *Energiewende* die absolute Differenz der Ein- bzw. Ausspeisung von Sommer zu Winter deutlich. Aus diesem Grund waren die Ein- und Ausspeisungen in Untergrundspeicher zum Ausgleich der saisonalen Volatilität der inländischen Nachfrage sehr gering.

Bei Betrachtung der räumlichen Entwicklung der inländischen Gasnachfrage zeigten sich im Vergleich zum Jahr 2015 in beiden Szenarien flächendeckende Reduktionen. Im Szenario *Energiewende* lag die Reduktion bei durchschnittlich 55,0 % und im Szenario *Aktuelle Politik* gar bei 76,9 % je Region. Nur im Szenario *Energiewende* wurde in vereinzelt Regionen eine Zunahme der Gasnachfrage ermittelt, die in einem erhöhten Betrieb von Gaskraftwerken zu begründet war. Der Maximalwert lag bei einer Zunahme von 221 % am Kraftwerksstandort Irsching. Im Szenario *Aktuelle Politik* nahm die Gasnachfrage in allen Regionen ab. Die GASOPT-Rechnungen der aus Sicht des Netzes anspruchsvollsten Situationen, also Spitzenlast und maximaler Import, ergaben, dass die Netzauslastung im Vergleich zum Jahr 2015 aufgrund der geringeren Ausspeisungen flächendeckend signifikant abnimmt. Dies äußerte sich sowohl in geringeren Druckverlusten, als auch in geringeren Strömungsgeschwindigkeiten des Gases. Netzengpässe konnten erfolgreich vermieden werden und alle Situationen waren technisch beherrschbar.

Die geringere Netzauslastung schaffte in beiden Szenarien für das Jahr 2050 freiwerdende Transportkapazitäten, die die gasseitige Energiesicherheit Deutschlands deutlich erhöhten, wie Untersuchungen zur Importabhängigkeit und Versorgungssicherheit zeigten. So war in beiden Szenarien ein Ausfall der Gasversorgung über die osteuropäischen Gasrouten der Ukraine und Weißrusslands zu kompensieren, wenn das ausbleibende Gas über westeuropäi-

sche Gasrouten oder die Nord Stream importiert werden konnte. Für das Szenario *Energiewende* war im Jahr 2050 sogar das vollständige Ausbleiben russischen Gases über den osteuropäischen Korridor und/oder die Nord Stream beherrschbar. Diese Zuverlässigkeit bestätigte sich auch bei Betrachtung der Versorgungssicherheit. Selbst im Fall leerer Gasspeicher und eines zeitgleichen Vollastabrufs der bestehenden Gaskraftwerke operierte das Transportnetz nicht an den Grenzen seiner technischen Transportfähigkeit. Die Notwendigkeit einer Speicherauspeisung war somit bei zur Verfügung stehenden Gasimporten in ausreichender Höhe auch im Spitzenlastfall nicht gegeben.

Zuletzt wurde ergänzend die Möglichkeit betrachtet, fossiles Erdgas durch klimaneutrales SNG aus Power-to-Gas-Anlagen zu ersetzen. Die Ergebnisse zeigten, dass die Ausspeisungen der Spitzenlaststunde des Jahres 2050 im Szenario *Energiewende* technisch vollständig durch SNG gedeckt werden konnten. Dazu wurde angenommen, dass das SNG an den fünf Standorten erzeugt wird, an denen die Stromleitungen der deutschen Offshore-Windparks Festland erreichen, und in die jeweils nächste Gasleitung eingespeist wird. Als kritisch wurde der hohe Wasser- und Kohlendioxidbedarf an diesen Standorten identifiziert.

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit ließ sich folgern, dass der langfristige Betrieb der Gastransportinfrastruktur in ihrer heutigen Gestalt in beiden Szenarien (*Energiewende* und *Aktuelle Politik*) bis 2050 nicht sinnvoll erscheint, sofern klimaneutral erzeugtes Gas aus alternativen Quellen keine neue Nachfrage induziert. Einschränkend sei genannt, dass der Betrieb der deutschen Gasfernleitungen zur Bedienung europäischer Gastransite weniger von der *Energiewende* als von der gesamteuropäischen Entwicklung abhängig ist.

Weiterhin konnte geschlussfolgert werden, dass die bestehende Importabhängigkeit Deutschlands von ausländischen Versorgern abnimmt und deren Marktmacht somit einschränkt wird. Für die Einspeiser von Biomethan und SNG (aus Power-to-Gas-Anlagen) in Gasverteilernetze galt es, die geringe Ausspeisung zur Deckung der inländischen Gasnachfrage zu beachten. Da eingespeistes Gas auch abgenommen werden muss, wären hier zusätzliche Speicherkapazitäten oder eine Rückspeisung des Gases in höhere Netzebenen erforderlich. Hierzu wären technische Nachrüstungen der Infrastruktur, wie z. B. Verdichter, erforderlich. Mit Blick auf die Netzbetreiber zeigte sich kein zusätzlicher Netzausbaubedarf, der über kleine Projekte, wie den Anschluss von Gaskraftwerken, hinausgeht. Ihre langfristige Aufgabe würde sich vermehrt auf den Netzbetrieb fokussieren. Gegebenenfalls würde neben der L-/H-Gas Umstellung eine Umwidmung von Teilen des Netzes zum Transport alternativer Energieträger wie Wasserstoff

in den Fokus und Tätigkeitsbereich der Netzbetreiber rücken. Da die technische Notwendigkeit der saisonalen Speicherung von Gas in untertägigen Gasspeichern abnahm, stünde das Geschäftsmodell der Speicherbetreiber von großen Untergrundspeichern vor großen Herausforderungen. Aus Sicht der Letztverbraucher war die sinkende Importabhängigkeit und steigende Versorgungssicherheit als positiv zu bewerten, wobei die entstehenden Kosten zum Betrieb der Gasinfrastruktur auf immer geringere ausgespeiste Gasmengen umgelegt werden müssten. Zuletzt galt für politische Entscheidungsträger, dass Anreize für Investitionen in neue Importrouten und neue Transportquellen ebenso wie solche zum Abschluss langfristiger Gaslieferverträge vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele der Energiewende abzuwägen sind, um Lock-In-Effekte zu vermeiden.

Aktuelle Forschungsvorhaben wie „Erdgas-BRidGE“ [ewi ER&S & TU Dresden (EE2), 2018] oder „SciGRID Gas“ [DLR Institute of Networked Energy Systems, 2019] zeigen, dass die Ergebnisse dieser Arbeit als von hoher Relevanz für den politischen und wissenschaftlichen Diskurs anzusehen sind. In „Erdgas-BRidGE“ wird die Bedeutung und zukünftige Rolle von Erdgas in der deutschen Energiewende erforscht, während in „SciGRID Gas“ Daten und Methoden für ein Open Source Modell des europäischen Gastransportnetzes generiert werden sollen. Aus diesem Grund wurde die Formulierung des mathematischen Optimierungsmodells von GASOPT öffentlich zur Verfügung gestellt und kann für diese oder andere Projekte genutzt werden [Gillessen, 2019]. Sofern Anwender die kommerziellen Daten für ein geeignetes Topologiemodell erwerben oder das Projekt „SciGRID Gas“ zukünftig eine ausreichende Datenbasis offen zur Verfügung stellt, kann der Quellcode flexibel zur Lastflussberechnung genutzt werden. Mögliche Anwender sind in der (inter-)nationalen Community der Energiesystemmodellierung zu sehen, die Zukunftsszenarien von Gasnetzen betrachten möchten.

Ausblickend scheint die technische Notwendigkeit eines Speicherbetriebs bei zuverlässigen Gasimporten langfristig nicht mehr gegeben, so dass die Notwendigkeit von Speichern zu diskutieren und wirtschaftlich zu überprüfen ist. Auch die Vorhaltung einer strategischen Gasreserve ähnlich zur Ölreserve ist zu bewerten. Weiterhin ist die Frage zu prüfen, ob Mindestausspeisemengen für eine wirtschaftliche Gasversorgung in einigen Landkreisen Deutschlands bestehen oder eine Umwidmung auf andere Gase von Teilen des Netzes sinnvoll ist. Abschließend sei festgehalten, dass die Ergebnisse dieser Arbeit eine Motivation für vergleichbare, langfristige Betrachtungen in der praktischen Netzausbauplanung bilden sollen.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; et al. (2016) „Netzentwicklungsplan Strom 2025 - Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 - Version 2015, 2. Entwurf - Zahlen, Daten, Fakten“.
- AGEB (2012) *Energie in Zahlen: Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen*. Berlin: AG Energiebilanzen e. V. — 978-3-9814271-2-7
- AGEB (2017a) „Energiebilanz 2015“. Abgerufen am 17.05.2017 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>.
- AGEB (2017b) „FAQ - Definitionen/Methodik“. Abgerufen am 17.05.2017 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/31-0-DefinitionenMethodik.html> (archiviert unter <http://www.webcitation.org/6qWVBDXsw>).
- AGORA Energiewende (2016) „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015“.
- Arndt, W.-H.; Döge, N.; Marker, S. (Hrsg.) (2016) *Elektrifizierungspotential kommerzieller Kraftfahrzeug-Flotten im Wirtschaftsverkehr als dezentrale Energie-Ressource in städtischen Verteilnetzen - komDRIVE*. Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin. — 978-3-7983-2801-3
- Balan, O.M. (2016) „Evaluation technico-économique et environnementale du stockage par méthane des énergies renouvelables, dans les conditions spécifiques de la Roumanie et dans un cas générique européen“. Paris: Arts et Métiers ParisTech.
- Baumann, C. (2016) *Simulation der europäischen Märkte für Erdgas und Strom*. 1. Auflage. Aachen. (Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 167). — 978-3-941704-56-5
- Bayernets (2017) „Statistik“. Abgerufen am 19.04.2017 von <http://www.bayernets.de/statistik.aspx>.
- BBSR (2017a) „Raumabgrenzungen - Kreisreform in Mecklenburg-Vorpommern“. Abgerufen am 17.05.2017 von <http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/Raumabgrenzungen/KreisreformMeckPomm.html> (archiviert unter <http://www.webcitation.org/6qWwc8OpP>).
- BBSR (2017b) „Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus“. Abgerufen am 19.05.2017 von http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/UeberRaumbeobachtung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Download_ROP2035/DL_ROP2035_uebersicht.html?nn=444934.
- BDEW (2017) „Entwicklung des Wasserverbrauchs pro Kopf und Tag in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2016 (in Litern)“. *Statista*. Abgerufen am 29.01.2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12353/umfrage/wasserverbrauch-pro-einwohner-und-tag-seit-1990/>.
- BDEW; VKU; & GEODE (2016) „Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“.

- BGW (2006) „Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden“.
- Biogaspartner (2017) „Branchenbarometer Biomethan 1/2015“. Abgerufen am 21.05.2017 von <http://www.biogaspartner.de/downloads/branchenbarometer/branchenbarometer-12015.html>.
- BMUB (2016) „Klimaschutzplan 2050 - Zusammenfassung“.
- BMVI (2016) „Verkehr in Zahlen 2016/17“.
- BMWi (2016a) „Die Energie der Zukunft - Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende - Berichtsjahr 2015 - Langfassung“.
- BMWi (2016b) „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015“.
- BMWi (2018) „Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung“. Abgerufen am 15.01.2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-instrumente-zur-sicherung-der-versorgung.html> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6wUE-pEvM7>).
- BMWi (2017a) „Versorgungssicherheit bei Erdgas - Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG“.
- BMWi (2017b) „Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung“.
- BMWi & BMU (2011) „Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011“.
- BNetzA (2016a) „Kraftwerkliste“. Abgerufen am 10.05.2016 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html.
- BNetzA (2016b) „Monitoringbericht 2016“.
- Bo, L. (2012) *Simulation and capacity calculation in real German and European interconnected gas transport systems*. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier. (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, 8). — 978-3-95404-253-1
- Bo, L.; Gorshkov, A.; Hotopp, S.; et al. (2013) „Overall simulation of German natural gas transmission systems“. Gehalten auf der: *8th Pipeline Technology Conference 2013*. Hannover.
- Börjeson, L.; Höjer, M.; Dreborg, K.-H.; et al. (2006) „Scenario types and techniques: Towards a user's guide“. *Futures*. 38 (7), S. 723–739, doi:10.1016/j.futures.2005.12.002.
- Bothe, D. & Seeliger, A. (2005) „Forecasting European Gas Supply - Selected results from EUGAS model and historical verification“. *EWI Working Paper*. 5 (1).

- Bundesregierung (2011) „Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“. *BGBl. I Nr. 43*.
- Bundesregierung (2017a) „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)“. *BGBl. I S. 2532 (Nr. 49)*.
- Bundesregierung (2017b) „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)“. *BGBl. I S. 3343*.
- Bundesregierung (2017c) „Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“. *BGBl. I S. 2808*.
- Bundesregierung (2015a) „Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz – EEWärmeG)“. *BGBl. I S. 1722*.
- Bundesregierung (2015b) „Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)“. *BGBl. I S. 1789*.
- Burer, S. & Letchford, A.N. (2012) „Non-Convex Mixed-Integer Nonlinear Programming: A Survey“.
- Cerbe, G. (Hrsg.) (2008) *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung ; mit 133 Tafeln, 102 Beispielen, 66 Aufgaben*. 7., vollst. neu bearb. Aufl. München: Hanser. — 978-3-446-41352-8
- Chen, T.-P. (2008) „Hydrogen Delivery Infrastructure Options Analysis - Final Report“. Abgerufen am 19.05.2017 von https://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/delivery_infrastructure_analysis.pdf.
- Chyong, C.-K.; Noel, P.; & Reiner, D. (2012) „The Economics of the Nord Stream Pipeline System“.
- Colebrook, C.F. (1939) „Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws“. *Journal of the Institution of Civil Engineers*. 11 (4), S. 133–156.
- Conway, M. (2003) „Introduction to Scenario Planning“. 28.9.2003, Abgerufen am 21.07.2017 von <https://de.slideshare.net/mkconway/introduction-to-scenario-planning>.
- DEHSt (2017a) „Anlagenliste 2016“. *Publikationen*. Abgerufen am 08.06.2017 von https://www.dehst.de/DE/Die-DEHSt-kennenlernen/publikationen/publikationen-node.html;jsessionid=6467947CDD49D7019CB27DDCD8E56B15.1_cid284.
- DEHSt (2017b) „Factsheet - Europäischer Emissionshandel 2013-2020“.
- dena (2015) „Flexibilisierung in der Stromnachfrage“.

- dena (2017) „Pilotprojekte im Überblick“. Abgerufen am 21.05.2017 von <http://www.power-to-gas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/>.
- dena (2013) „Power to Gas - Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife“.
- DESTATIS (2017a) „Anzahl der Erwerbstätigen in Deutschland nach dem Inländerkonzept von 1991 bis 2016 (in 1.000)“.
- DESTATIS (2015) „Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung“.
- DESTATIS (2017b) „Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland von 1991 bis 2016 (in Milliarden Euro)“.
- DESTATIS (2016) „Gebäude und Wohnungen 2015“.
- DESTATIS (2017c) „GENESIS-Online Datenbank“. Abgerufen von <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/logon>.
- DESTATIS (2013) „Zensus 2011 - Bevölkerung - Bundesrepublik Deutschland am 9. Mai 2011“.
- Dieckhöner, C. (2012) „Simulating Security of Supply Effects of the Nabucco and South Stream Projects for the European Natural Gas Market“. *The Energy Journal*. 33 (3), doi:10.5547/01956574.33.3.6.
- DLR Institute of Networked Energy Systems (2019) „SciGRID GAS - General information (FKZ: 03ET4063)“. Abgerufen am 25.04.2019 von <https://www.gas.scigrd.de/> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/77towttF1>).
- DVGW (2013) „Technische Regel - Arbeitsblatt G 260 (A) - Gasbeschaffenheit“.
- DVGW (2006a) „Technische Regel - Arbeitsblatt G 2000 - Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze“.
- DVGW (2006b) „Technische Regel - Arbeitsblatt GW 303-1 - Berechnung von Gas- und Wasserrohrnetzen - Teil 1: Hydraulische Grundlagen, Netzmodellierung und Berechnung“.
- DWD (2015) „Deutschlandwetter im Winter 2014/15“. Abgerufen am 22.11.2017 von https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2015/20150227_Deutschlandwetter_Winter2014_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- DWD Climate Data Center (2017) „Historische stündliche Stationsmessung der Lufttemperatur und Luftfeuchte, Version v004“. Abgerufen am 14.03.2017 von ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/air_temperature/historical/.
- EEA (2017) „Primary energy consumption by fuel“. *European Environment Agency*. Abgerufen am 07.12.2017 von <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/primary-energy-consumption-by-fuel-6/assessment-1>.

- EEX (2016) „Transparency in Energy Markets - Tatsächliche blockscharfe Produktion (≥ 100 MW)“. Abgerufen am 26.09.2016 von <https://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/tatsaechliche-blockscharfe-produktion-100-mw->.
- Egging, R.; Holz, F.; & Gabriel, S.A. (2010) „The World Gas Model“. *Energy*. 35 (10), S. 4016–4029, doi:10.1016/j.energy.2010.03.053.
- Emonts, B.; Schiebahn, S.; Görner, K.; et al. (2017) „Re-energizing energy supply: Electrolytically-produced hydrogen as a flexible energy storage medium and fuel for road transport“. *Journal of Power Sources*. 342, S. 320–326, doi:10.1016/j.jpowsour.2016.12.073.
- ENTSOE (2015) „Ten-Year Network Development Plan 2015“.
- ENTSOE (2017a) „Ten-Year Network Development Plan 2017“.
- ENTSOE (2017b) „Ten-Year Network Development Plan 2017 - Annex A: Infrastructure Projects - A2: Project Details“.
- ENTSOE (2017c) „Transparency Platform“. Abgerufen am 22.05.2017 von <https://transparency.entsoe.eu/>.
- Europäische Kommission (2014) „Communication from the commission to the European Parliament and the Council on the short term resilience of the European gas system“.
- Eurostat (2017) „NUTS - Übersicht“. Abgerufen am 17.05.2017 von <http://ec.europa.eu/eurostat/de/web/nuts/overview> (archiviert unter <http://www.webcitation.org/6qWkgPMQv>).
- ewi ER&S & TU Dresden (EE2) (2018) „Forschungsprojekt: Erdgas-BRidGE (FKZ: 03ET4055)“.
- Fasold, H.-G. (2010) „Langfristige Gasbeschaffung für Europa. Pipelineprojekte und LNG-Ketten“. *gwf - Gas/Erdgas*. 151 (9), S. 528–535.
- Fernleitungsnetzbetreiber (2017) „Netzentwicklungsplan Gas 2016 - 2026“.
- FFE (2014) „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“.
- Fishbone, L.G. & Abilock, H. (1981) „Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version“. *International Journal of Energy Research*. 5 (4), S. 353–375, doi:10.1002/er.4440050406.
- Fluxys (2017) „Nominations and flows on interconnection points“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://gasdata.de.fluxys.com/sdp/Pages/Reports/NominationsFlows.aspx>.
- Fluxys Belgium (2017) „Electronic Data Platform“. Abgerufen am 21.04.2017 von <https://gasdata.fluxys.com/transmission-hub-services/>.
- FNB Gas (2017a) „Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016“.

- FNB Gas (2017b) „Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 - 2. Entwurf“.
- FNB Gas (2017c) „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber - Konsultationsdokument“.
- Fraunhofer ISI (2016) „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012“.
- GAMS Development Corp. (2017) *General Algebraic Modeling System*. Fairfax, Virginia, USA.
- Gas Connect Austria (2017) „Vorfall in der Erdgasstation Baumgarten“. Abgerufen am 11.01.2018 von <http://www.gasconnect.at/de/News-And-Press/Aussendungen/2017-12-12%20Vorfall%20in%20der%20Erdgasstation%20Baumgarten> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6wOhtQ495>).
- Gascade (2017) „Netzdaten“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://ivo.gascade.biz/ivo/physicalFlows.jsessionid=D5E83D5EAC6F41B9C6D12284FDF526D3?0>.
- Gasunie (2017) „Transparenzdatenbank“. Abgerufen am 19.04.2017 von <http://transparenz.gasunie.de/mts.web/netzkarte/Index?lang=de&inst=gud>.
- Gasunie TS (2017) „Dataport“. Abgerufen am 20.04.2017 von <https://www.gasunietransportservices.nl/en/transparency/dataport>.
- Geißler, B. (2011) *Towards globally optimal solutions for MINLPs by discretization techniques: with applications in gas network optimization*. 1. Aufl. München: Verl. Dr. Hut. (Mathematik). — 978-3-8439-0168-0
- Gillessen, B. (2019) *GitHub Repository GASOPT*. Abgerufen am 25.04.2019 von <https://github.com/bgillessen/GASOPT>.
- Gillessen, B.; Heinrichs, H.; Hake, J.-F.; et al. (2019a) „Energy security in context of transforming energy systems: a case study for natural gas transport in Germany“. *Energy Procedia*. 158, S. 3339–3345, doi:10.1016/j.egypro.2019.01.966.
- Gillessen, B.; Heinrichs, H.; Hake, J.-F.; et al. (2019b) „Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition“. *Applied Energy*. 251, S. 113377, doi:10.1016/j.apenergy.2019.113377.
- Growitsch, C.; Hecking, H.; & Panke, T. (2014) „Supply Disruptions and Regional Price Effects in a Spatial Oligopoly-An Application to the Global Gas Market: Supply in the Global Gas Market“. *Review of International Economics*. 22 (5), S. 944–975, doi:10.1111/roie.12138.
- GRTgaz (2017) „Öffentliche Reports“. Abgerufen am 19.04.2017 von https://www.grtgaz-d.de/ofPortal/veroeffentlichung.jsessionid=C0946DE8EBE1AC7A8630962B6EA60EA5#_48_INSTANCE_xFqDw5LqIOSB_=https%3A%2F%2Fwww.grtgaz-d.de%2Ffrontend%2Fservlet%2Fcom.ecg.mts.nom.frontend.servlets.DlgObjectListTabbedPublic%3F.

- GTG Nord (2017) „Transparenztool“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://gtg-nord.de/de/transparenz/transparenztool.php>.
- GWI Essen (Hrsg.) (2013) *Gwi-Arbeitsblätter: Verbrennungskennwerte, Gaseigenschaften Berechnungen*. Essen: Vulkan-Verl.
- Hauser, P. (2016) „Diversification Strategies in the European Natural Gas Market - Optimal Investment Decisions in Infrastructure“. Gehalten auf der: *1st IAEE Eurasien Conference*. Baku.
- Hauser, P.; Hobbie, H.; & Möst, D. (2017) „Resilience in the German Natural Gas Network: Modelling Approach for a High-Resolution Natural Gas System“. Gehalten auf der: *14th International Conference on the European Energy Market 2017*. Dresden.
- Hecking, H. & Panke, T. (2012) „COLUMBUS - A global gas market model“. *EWI Working Paper*. 12 (1).
- Hecking, H.; Vatanserver, A.; Schulte, S.; et al. (2016) „Options for Gas Supply Diversification for the EU and Germany in the next Two Decades“.
- Heinrichs, H.U. & Markewitz, P. (2017) „Long-term impacts of a coal phase-out in Germany as part of a greenhouse gas mitigation strategy“. *Applied Energy*. 192, S. 234–246, doi:10.1016/j.apenergy.2017.01.065.
- Holz, F. (2009) *Modeling the European natural Gas Market - Static and dynamic Perspectives of an Oligopolic Market*. Berlin.
- Holz, F.; von Hirschhausen, C.; & Kemfert, C. (2006) „A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD)“. *DIW Discussion Papers*. (551).
- Holz, F.; Richter, P.M.; & Egging, R. (2013) „The role of natural gas in a low-carbon Europe: infrastructure and regional supply security in the global gas model“.
- Huneke, F.; Linkenheil, C.P.; & Niggemeier, M.-L. (2017) „Kalte Dunkelflaute - Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter“. Energy Brainpool GmbH & Co. KG.
- Huppmann, D.; Egging, R.; Holz, F.; et al. (2011) „The world gas market in 2030 - development scenarios using the World Gas Model“. *International Journal of Global Energy Issues*. 35, S. 64–84.
- Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.; Krause, H.; et al. (2017) „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze“. Abgerufen am 16.07.2017 von <http://www.dbi-gruppe.de/konstgas.html>.
- IBM (2016) *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*. Armonk, New York, USA.
- IEA (2017) „Energy security“. Abgerufen am 13.12.2017 von <https://www.iea.org/topics/energysecurity/> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6vgMmPgo3>).
- IEA (2016) „World Energy Outlook 2016“.

- IEK-STE (2013) „Kraftwerksdatenbank“.
- International Gas Union (2015) „World LNG Report - 2015 edition“.
- Jordgas (2017) „Transparenzdatenbank“. Abgerufen am 19.04.2017 von <http://transparenz.jordgastransport.de/mts.web/netzkarte/Index?lang=de&inst=statoil>.
- Koch, T.; Hiller, B.; Pfetsch, M.E.; et al. (Hrsg.) (2015) *Evaluating gas network capacities*. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics : Mathematical Optimization Society. (MOS-SIAM series on optimization). — 978-1-61197-368-6
- LAK (2017) „Energiebilanzen – Länderarbeitskreis Energiebilanzen“. Abgerufen am 07.04.2017 von <http://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/> (archiviert unter <http://www.webcitation.org/6pXf4ja5r>).
- LBEG (2011) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010“.
- LBEG (2012) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2011“.
- LBEG (2013) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012“.
- LBEG (2014) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013“.
- LBEG (2015) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2014“.
- LBEG (2016) „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015“.
- LfE (2016) „Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2017 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)“.
- Linssen, J.; Gillessen, B.; Heinrichs, H.; et al. (2017) „Electrification of Commercial Road Transport – Attainable Effects and Impacts on National Energy Supply Systems“. *Energy Procedia*. 105, S. 2245–2252, doi:10.1016/j.egypro.2017.03.641.
- LIWACOM Informationstechnik GmbH (2017) *SIMONE*. Essen.
- Lochner, S. & Bothe, D. (2007) „From Russia with gas: An analysis of the Nord Stream pipeline’s impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model“. *EWI Working Paper*. 7 (2).
- Lochner, S.; Dieckhoner, C.; & Lindenberger, D. (2010) „Model-based Analysis of Infrastructure Projects and Market Integration in Europe with Special Focus on Security of Supply Scenarios“.
- Lochner, S. & Lindenberger, D. (2009) „Analysis of the Impact of the Nord Stream Pipeline’s Onshore Connections on the Natural Gas Pipeline Transmission Grids in the Czech Republic and Slovakia“.
- Lochner, S. & Lindenberger, D. (2008) „Modellgestützte Untersuchung der Nord Stream-Anbindungsleitungen NORDAL und OPAL“.

- Lüdtke, K.H. (2004) *Process Centrifugal Compressors: Basics, Function, Operation, Design, Application*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Abgerufen am 06.06.2017 von <http://public.eblib.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=3099790>.
- Martinsen, D.; Funk, C.; & Linssen, J. (2010) „Biomass for transportation fuels? A cost-effective option for the German energy supply?“. *Energy Policy*. 38 (1), S. 128–140, doi:10.1016/j.enpol.2009.08.064.
- Martinsen, D.; Heinrichs, H.; Markewitz, P.; et al. (2014) *The system value of CCS technologies in the context of CO2 mitigation scenarios for Germany*. New York: Springer. — 978-3-319-11942-7
- Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P.; et al. (2006) „A Time Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results“.
- Martinsen, D.; Markewitz, P.; Müller, D.; et al. (2003) „IKARUS-Energieszenarien bis 2030“.
- Matthes, F.; Busche, J.; Döring, U.; et al. (2013) „Politiksznarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgasemissionsszenarien bis zum Jahr 2030“.
- Mietzner, D. (2009) *Strategische Vorausschau und Szenarioanalysen: Methodenevaluation und neue Ansätze*. 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler. (Gabler Research Innovation und Technologie im modernen Management). — 978-3-8349-1687-7
- Mischner, J. (2012) „Notices about hydraulic calculations of gas pipelines“. *GWF-Gas/Erdgas*. 4, S. 158–273.
- Mischner, J.; Fasold, H.-G.; Kadner, K.; et al. (2011) *Gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*. München: Oldenbourg Industrieverlag. (Edition gwf).
- Moryadee, S. (2015) „One-and-tro-level natural gas equilibrium models and algorithms“.
- Müller, D. (2015) „Vorlesung Gasnetze und Gasspeicher an der RWTH Aachen“.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; et al. (2013) „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“.
- Münch, K. (2015) *Netzinhaltsoptimierung von mengengesteuerten Gasnetzen*. 1. Aufl. Aachen: Printproduction Wolff. (Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 166). — 978-3-941704-54-1
- NEL (2017) „Netzdaten“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://ivo.nel-gastransport.biz/ivo/physicalFlows.jsessionid=1461E9A4CB3C3E47BACD1B92CBAB9D77?0#showData>.
- Nikuradse, J. (1933) „Strömungsgesetze in rauhen Röhren“. *Forschungsheft 361*. Berlin: VDI-Verlag.

- Nord Stream AG (2015) „Pressemitteilung: Wartungsphase der Nord Stream-Pipeline erfolgreich abgeschlossen“. *Nord Stream AG*. Abgerufen am 26.02.2018 von <https://www.nord-stream.com/de/presse-info/pressemitteilungen/wartungsphase-der-nord-stream-pipeline-erfolgreich-abgeschlossen-469/> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6xW58oPfn>).
- Nowega (2017) „Downloads“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://www.nowega.de/downloads/downloads.html>.
- ONTRAS (2018) „Preisblatt für den Netzzugang“.
- ONTRAS (2017) „Transparenz-Tool“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://www.ont-ras.com/de/netztransparenz/transparenz-tool/>.
- OPAL (2017) „Netzdaten“. Abgerufen am 19.04.2017 von [https://opal-gastrans-
port.biz/ivo/physicalFlows;jsessionid=AF4BD896FB6C516AE0B2A99C32FA5B18?0](https://opal-gastrans-port.biz/ivo/physicalFlows;jsessionid=AF4BD896FB6C516AE0B2A99C32FA5B18?0).
- Open Grid Europe (2017) „Netzdaten“. Abgerufen am 19.04.2017 von [https://www.open-
grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Abfrage-von-Netzdaten-
1804.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-C8C88EA6-67269BD3](https://www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Abfrage-von-Netzdaten-1804.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-C8C88EA6-67269BD3).
- Perner, J. (2002) *Die langfristige Erdgasversorgung Europas: Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS*. München: Oldenbourg Industrieverlag. (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 60). — 978-3-486-26536-1
- Perner, J. & Seeliger, A. (2004) „Prospects of gas supplies to the European market until 2030—results from the simulation model EUGAS“. *Utilities Policy*. 12 (4), S. 291–302, doi:10.1016/j.jup.2004.04.014.
- Petrovich, B.; Rogers, H.; Hecking, H.; et al. (2016) „European gas grid through the eye of the TIGER: investigating bottlenecks in pipeline flows by modelling history“.
- Petrovich, B.; Rogers, H.; Hecking, H.; et al. (2017) „Future European Gas Transmission Bottlenecks in Differing Supply and Demand Scenarios“.
- Platts (2015) *PowerVision GIS Map Layers - Natural Gas GIS Map Layers*.
- QGIS Development Team (2016) *QGIS 2.14.0*.
- Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; et al. (2015) „Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht“.
- Repenning, J.; Matthes, F.; Blanck, R.; et al. (2014) „Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde“.
- Richter, H. (1971) *Rohrhydraulik: Ein Handbuch zur praktischen Strömungsberechnung*. Berlin: Springer Berlin Heidelberg.
- Robinius, M.; Otto, A.; Heuser, P.; et al. (2017) „Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling“. *Energies*. 10 (7), S. 956, doi:10.3390/en10070956.

- Rövekamp, J. (2015) *Transportnetzberechnung zur Feststellung der Erdgasversorgungssicherheit in Deutschland unter regulatorischem Einfluss*. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier. (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 26). — 978-3-95404-932-5
- RWI (2016) „Erstellung der Anwendungsbilanzen 2014 bis 2015 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland - Endbericht - Oktober 2016“.
- Sack, J.-R.; Urrutia, J. (Hrsg.) (2000) *Handbook of computational geometry*. 1st ed. Amsterdam; New York: Elsevier. — 978-0-444-82537-7
- Saleh, J.M. (Hrsg.) (2002) *Fluid flow handbook*. New York: McGraw-Hill. (McGraw-Hill handbooks). — 978-0-07-136372-3
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; et al. (2014) „Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose“.
- Schmidt, M.; Steinbach, M.C.; & Willert, B.M. (2015) „High detail stationary optimization models for gas networks“. *Optimization and Engineering*. 16 (1), S. 131–164, doi:10.1007/s11081-014-9246-x.
- Schmidt, M.; Steinbach, M.C.; & Willert, B.M. (2016) „High detail stationary optimization models for gas networks: validation and results“. S. 437–472.
- Schulte, S. (2018) „COLUMBUS - Das Modell“. Abgerufen am 16.01.2018 von <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/modelle/columbus/>.
- Seeliger, A. (2006a) *Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030: Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugssituation ausgewählter Importnationen*. München: Oldenbourg. (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 61). — 978-3-8356-3100-7
- Seeliger, A. (2006b) „Entwicklung des weltweiten LNG-Angebots bis 2030 - Eine modellgestützte Analyse“. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. 30 (2), S. 91–101.
- Sieling, S. & Müllers, M. (2016) „Herausforderung ab KOV IX - Tägliche Netzkontoabrechnung“.
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2016) „Regionaldatenbank Deutschland“. Abgerufen am 17.05.2017 von <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon>.
- Terranets bw (2017) „Transparenzmodul“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://www.terranets-bw.de/portal/web/guest/transparenzmodul>.
- The MathWorks, Inc. (2017) *MATLAB 2017a*. Natick, Massachusetts, USA.
- Thyssengas (2017) „Infoassistent“. Abgerufen am 19.04.2017 von <https://netzzugang.thyssengas.com/publication/>.
- Umweltbundesamt (2016a) „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“.

- Umweltbundesamt (2017) „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016“.
- Umweltbundesamt (2016b) „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“. *Kennzahlen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. Abgerufen am 11.04.2017 von <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung-kwk>.
- UNFCCC (2018) *Katowice Climate Change Conference*. Abgerufen von <https://unfccc.int/katowice>.
- United Nations (2015) „Paris Agreement“.
- United Nations (2018) „The Paris Agreement“. Abgerufen am 10.01.2018 von http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php.
- Uusitalo, V.; Väisänen, S.; Inkeri, E.; et al. (2017) „Potential for greenhouse gas emission reductions using surplus electricity in hydrogen, methane and methanol production via electrolysis“. *Energy Conversion and Management*. 134, S. 125–134, doi:10.1016/j.enconman.2016.12.031.
- VGE (2010) *Gasversorgungsnetze in Deutschland*. WGI und Glückauf Verlag.
- Weiser, F. (2018) „TIGER - Das Modell“. Abgerufen am 16.01.2018 von <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/modelle/tiger/>.
- Wernicke, I. (2017a) *Gesprächsnotiz basierend auf einem Telefonat, geführt vom Verfasser am 10.05.2017*. Jülich.
- Wernicke, I. (2017b) *Gesprächsnotiz basierend auf einem Telefonat, geführt vom Verfasser am 11.05.2017*. Jülich.
- Wilkinson, A. & Kupers, R. (2014) *The essence of scenarios: learning from the Shell experience*. Amsterdam: Amsterdam University Press. — 978-90-8964-594-4
- WINGAS (2018) „Gashandel: Wie funktioniert der Erdgashandel in Deutschland?“. Abgerufen am 03.01.2018 von <https://www.wingas.com/rohstoff-erdgas/wie-wird-erdgas-gehandelt.html> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6wBqkpOyW>).
- Zeelink (2017) „Start des Planfeststellungsverfahrens für die Erdgasfernleitung ZEELINK“. *Zeelink*. Abgerufen am 13.10.2017 von <https://www.zeelink.de/start-des-planfeststellungsverfahrens-fuer-die-erdgasfernleitung-zeelink/> (archiviert unter: <http://www.webcitation.org/6uBQQrltw>).

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Markt- und Gastransportebene des Gassystems	11
Abbildung 2.2:	Europäisches Pipelinenetz	14
Abbildung 2.3:	Skizzierter Druckverlauf und mittlerer Druck in einer Rohrleitung	17
Abbildung 2.4:	Fernleitungen und zentrale GÜP des deutschen Gastransportnetzes	22
Abbildung 2.5:	Entwickeltes Topologiemodell des deutschen Gastransportnetzes 2015	24
Abbildung 2.6:	Generisches Verdichterstationsmodell (Drei angebundene Leitungen)	26
Abbildung 2.7:	Ermittelter Gasverbrauch der Haushalte im Jahr 2015	36
Abbildung 2.8:	Industriestandorte emissionshandelspflichtiger Branchen	38
Abbildung 2.9:	Ermittelter Gasverbrauch der Industrie im Jahr 2015	40
Abbildung 2.10:	Ermittelter Gasverbrauch der Gaskraftwerke mit Transparenzdaten 2015	42
Abbildung 2.11:	Ermittelter Gasverbrauch aller Gaskraftwerke im Jahr 2015	44
Abbildung 2.12:	Ermittelter Gasverbrauch des GHD-Sektors im Jahr 2015	47
Abbildung 2.13:	Ermittelter nichtenergetischer Gasverbrauch im Jahr 2015	49
Abbildung 2.14:	Ermittelter Gasverbrauch der Heizwerke im Jahr 2015	50
Abbildung 2.15:	Ermittelter Gasverbrauch des Verkehrs im Jahr 2015	52
Abbildung 2.16:	Inländische Förderung von Gas im Jahr 2015	54
Abbildung 2.17:	Historische und erwartete inländische Förderung bis 2030	55
Abbildung 2.18:	Ermittelte Biomethaneinspeisung im Jahr 2015	56
Abbildung 2.19:	Ermittelter Gasimport und -export im Jahr 2015	58
Abbildung 2.20:	Ermittelte Gasspeicherung im Jahr 2015	59
Abbildung 2.21:	Vergleich der Ein- und Ausspeisegänge im Jahr 2015	61
Abbildung 2.22:	Vergleich des Summeneinspeise- und -ausspeisegangs des Jahres 2015	62
Abbildung 2.23:	Ausspeisung je NUTS3-Region ohne Exporte und Speicher des Jahres 2015	63
Abbildung 3.1:	Ziele der Energiewende und historische Entwicklung (bis 2015)	66
Abbildung 3.2:	Einordnung von Zukunftszuständen	67
Abbildung 3.3:	Vereinfachte Übersicht IKARUS	69

Abbildung 3.4:	Angenommene Bevölkerungsentwicklung und Einordnung	71
Abbildung 3.5:	Angenommene Wohnflächenentwicklung und Einordnung	72
Abbildung 3.6:	Angenommene Erwerbstätigenentwicklung und Einordnung	73
Abbildung 3.7:	Angenommene Entwicklung des Bruttoinlandprodukts und Einordnung.....	74
Abbildung 3.8:	Angenommene Entwicklung der Personenverkehrsleistung und Einordnung.....	75
Abbildung 3.9:	Historischer Zusammenhang Güterverkehrsleistung und BIP.....	76
Abbildung 3.10:	Angenommene Entwicklung der Güterverkehrsleistung und Einordnung.....	76
Abbildung 3.11:	Entwicklung Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise der Szenarien.....	78
Abbildung 3.12:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs	79
Abbildung 3.13:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs	80
Abbildung 3.14:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie	81
Abbildung 3.15:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Haushalte	81
Abbildung 3.16:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs des GHD-Sektors.....	82
Abbildung 3.17:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrs	83
Abbildung 3.18:	Entwicklung des Energieeinsatzes zur Stromerzeugung	84
Abbildung 3.19:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	85
Abbildung 3.20:	Entwicklung der Systemkosten.....	86
Abbildung 3.21:	Entwicklung des Gasverbrauchs	87
Abbildung 3.22:	Einordnung der Gasnachfrageentwicklung in die Studienlandschaft	88
Abbildung 3.23:	Entwicklung der europäischen Gasnachfrage ohne Deutschland	89
Abbildung 4.1:	Ablauf des entwickelten Verfahrens.....	96
Abbildung 4.2:	Zuordnung flächiger Lasten auf Lastknoten	98
Abbildung 4.3:	Definitorische Orientierung der wesentlichen Modellgrößen	100
Abbildung 4.4:	Ablauf der ersten Stufe des entwickelten Verfahrens	107
Abbildung 4.5:	Baum als Teilgraph.....	108
Abbildung 4.6:	Druckschranken eines Baums	109
Abbildung 4.7:	Qualitative Linearisierung der Funktion $f = q q$	111
Abbildung 4.8:	Ablauf der zweiten Stufe des entwickelten Verfahrens	112
Abbildung 4.9:	Druck und Geschwindigkeit im Spitzenlastfall 2015.....	114

Abbildung 4.10: Gasfluss im Spitzenlastfall 2015.....	115
Abbildung 4.11: Abweichung des Ausgangsdrucks von GASOPT und SIMONE für eine exemplarische Rohrleitung (L = 10 km, D = 800 mm, k = 0,006 mm).....	117
Abbildung 4.12: Vergleich des ermittelten Ausgangsdrucks zwischen GASOPT und SIMONE mit Einordnung der Backtesting-Rechnung.....	118
Abbildung 4.13: Maximale Abweichungen durch Linearisierung in der Backtesting-Rechnung	120
Abbildung 5.1: Ein- und Ausspeisegänge des Jahres 2050 im Szenario <i>Aktuelle Politik</i>	122
Abbildung 5.2: Ein- und Ausspeisegänge des Jahres 2050 im Szenario <i>Energiewende</i>	124
Abbildung 5.3: Änderung der Ausspeisungen ohne Speicher und Exporte gegenüber 2015	127
Abbildung 5.4: Druck, Geschwindigkeit und Fluss unter Spitzenlast im Jahr 2050	128
Abbildung 5.5: Druck, Geschwindigkeit und Fluss in der Stunde des maximalen Imports des Jahres 2015	130
Abbildung 5.6: Druck, Geschwindigkeit und Fluss in der Stunde des maximalen Imports im Jahr 2050	131
Abbildung 5.7: Jährliche Ausgaben für die Gasimporte Deutschlands	133
Abbildung 5.8: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2015, Ausfall Nord Stream	135
Abbildung 5.9: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2015, kein Import über Osteuropa	136
Abbildung 5.10: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, kein Import über Westeuropa	137
Abbildung 5.11: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, Ausfall Nord Stream	138
Abbildung 5.12: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, kein Import über Osteuropa	140
Abbildung 5.13: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei maximalem Import im Jahr 2050, kein Import russischen Gases	141
Abbildung 5.14: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei Betrachtung der Versorgungssicherheit im Jahr 2050 für das Szenario <i>Aktuelle Politik</i>	143

- Abbildung 5.15: Druck, Geschwindigkeit und Fluss bei Betrachtung der
Versorgungssicherheit im Jahr 2050 für das Szenario Energiewende..... 144
- Abbildung 5.16: Standorte der PtG-Anlagen..... 149
- Abbildung 5.17: Druck, Geschwindigkeit und Fluss in der Spitzenlastsituation 2050,
maximale Einspeisung aus PtG 150

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Vor- und Nachteile des Pipeline- und LNG-Transports.....	13
Tabelle 2.2:	Brenntechnische Kenngrößen gemäß DVGW AB G 260	16
Tabelle 2.3:	Kombinatorik in Verdichterstationen	27
Tabelle 2.4:	Beschlossene Netzausbauprojekte	29
Tabelle 2.5:	Inländischer Gasverbrauch des Jahres 2015 nach Sektoren	30
Tabelle 2.6:	R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch im Haushaltssektor von 2010 bis 2013	33
Tabelle 2.7:	Koeffizienten zur Bestimmung des Profilkoeffizientenwerts h_r , Haushalte	35
Tabelle 2.8:	R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch der Industrie von 2010 bis 2013	39
Tabelle 2.9:	R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch im GHD-Sektor von 2010 bis 2013	46
Tabelle 2.10:	Koeffizienten zur Bestimmung des Profilkoeffizientenwerts h_r , GHD- Sektor	46
Tabelle 2.11:	Wochentagsfaktoren F des GHD-Sektors	46
Tabelle 2.12:	R^2 der Korrelation von Energiebedarfskenngößen und Endenergieverbrauch im Verkehrssektor von 2010 bis 2013	51
Tabelle 2.13:	Im- und Exporte 2015 je Nachbarland, Transparenzportale (TP) vs. BNetzA.....	57
Tabelle 3.1:	Angesetzte technische Importkapazitäten der wichtigsten GÜP	91
Tabelle 3.2:	Angesetzte technische Exportkapazitäten der wichtigsten GÜP	91
Tabelle 5.1:	Vergleich der Einspeise- und Ausspeisegänge.....	125
Tabelle 5.2:	Erwartete Entwicklung der Wirkungsgrade von Elektrolyse und Methanisierung.....	147
Tabelle 5.3:	Erwartete Entwicklung der spezifischen Investitionen von Elektrolyse und Methanisierung.....	148

A Anhang – Wirtschaftszweige

Tabelle A.1: Wirtschaftszweige des Industriesektors gemäß Energiebilanz

Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau

Ernährung und Tabak

Papiergewerbe

Grundstoffchemie

Sonstige chemische Industrie

Gummi- u. Kunststoffwaren

Glas u. Keramik

Verarbeitung v. Steine u. Erden

Metallerzeugung

NE-Metalle, -gießereien

Metallbearbeitung

Maschinenbau

Fahrzeugbau

Sonstige Wirtschaftszweige

Quelle: [AGEB, 2017a]

B Anhang – Kenndaten von Gaskraftwerken

Tabelle B.1: Elektrischer Nennwirkungsgrad, Gaskraftwerke

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>Inbetriebnahmejahr</i>						
	<1965	'65-'74	'75-'84	'85-'94	'95-2004	'05-'12	'13-'20
<i>Dampfkraftwerk</i>	0,251	0,286	0,325	0,351	0,362	0,390	0,399
<i>Gasturbine</i>	0,250	0,280	0,310	0,350	0,370	0,390	0,390
<i>GuD-Kraftwerk</i>	0,400	0,400	0,470	0,510	0,540	0,585	0,600

Quelle: [IEK-STE, 2013]

Tabelle B.2: Elektrischer Nennwirkungsgrad, gasgefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung

<i>Kraftwerkstyp</i>	<i>Inbetriebnahmejahr</i>						
	<1965	'65-'74	'75-'84	'85-'94	'95-2004	'05-'12	'13-'20
<i>Dampfkraftwerk</i>	0,209	0,238	0,271	0,293	0,302	0,325	0,332
<i>Gasturbine</i>	0,208	0,233	0,258	0,292	0,308	0,325	0,325
<i>GuD-Kraftwerk</i>	0,297	0,297	0,349	0,379	0,402	0,435	0,446

Quelle: [IEK-STE, 2013]

Tabelle B.3: Typische Kennzahlen von KWK-Anlagen

<i>KWK-Anlagentyp</i>	<i>Gesamtwirkungsgrad</i>	<i>Stromkennzahl</i>
<i>Gasmotor (BHKW)</i>	0,80 – 0,95	0,30 – 0,80
<i>Gasturbine mit Abhitzenutzung</i>	0,70 – 0,85	0,30 – 0,70
<i>Dampfkraftwerk</i>		
<i>Gegendruckturbine</i>	0,82 – 0,90	0,30 – 0,60
<i>Entnahme-Kondensationsturbine</i>	0,55 – 0,75	0,80 – 2,50
<i>GuD-Kraftwerk</i>		
<i>Gegendruckturbine</i>	0,80 – 0,90	0,70 – 0,85
<i>Entnahme-Kondensationsturbine</i>	0,60 – 0,75	1,50 – 2,70

Quelle:[Umweltbundesamt, 2016b]

Glossar

Amortisationszeit ist die Zeitspanne, in der das in eine Investition gesteckte Kapital zurückgeflossen ist.

Arbeitsgas bezeichnet das ein- und ausspeicherfähige Gasvolumen eines Gasspeichers.

Dunkelflaute ist ein Zeitraum ohne Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen, da weder Wind weht noch die Sonne scheint.

Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung ist ein Teilgebiet der mathematischen Optimierung. Gegenüber einer linearen Optimierung mit ausschließlich kontinuierlichen Variablen darf mindestens eine Variable nur ganzzahlige Werte annehmen.

Kanten verbinden die Knoten eines Graphen. In dieser Arbeit beschreiben Kanten Rohrleitungen, Verdichter sowie (Druckregel-)ventile.

Kissengas bezeichnet das nicht ein- und ausspeicherfähige Gasvolumen eines Gasspeichers. Dieses bleibt zu Stabilisationszwecken dauerhaft im Speicher.

Knoten beschreiben die Kopplungspunkte von Kanten eines Graphen.

KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) beschreibt die gleichzeitige Bereitstellung von Strom und nutzbarer Wärme in einem Kraftwerksprozess.

Lastflussberechnung beschreibt die numerische Bestimmung des Gasflusses in einem Gasnetz unter Berücksichtigung des Druckverlaufs.

Letztkunden kaufen Gas um dieses einer energetischen oder stofflichen Verwertung zuzuführen.

LNG (Liquified Natural Gas) ist durch Abkühlung auf Temperaturen unter -161 °C verflüssigtes Erdgas. Derart nimmt es nur $1/600$ des Volumens von gasförmigem Erdgas ein und kann mittels LNG-Tanker weltweit transportiert werden.

Lock-In Effekt bezeichnet den Umstand, dass eine Änderung des aktuellen Zustands aufgrund entstehender Wechselkosten unwirtschaftlich ist.

Marktgebiet kennzeichnet das Gebiet, das durch einen oder mehrere (Fernleitungs-)netzbetreiber mit Gas versorgt wird. Für den bilanziellen Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen ist der Marktgebietsverantwortliche verantwortlich.

Netzbetreiber planen, betreiben und warten Gasnetze und gewährleisten einen diskriminierungsfreien Zugang zu diesen.

Netznutzungsfall bezeichnet die Gesamtheit aller Ein- und Ausspeisungen von Gas an den Netzknoten des Gastransportnetzes in einer bestimmten Stunde.

Personenkilometer ist eine Maßeinheit für die Beförderungsleistung von Personen.

Pipeline werden die Fernleitungen zum internationalen Transport des Gastransportnetzes genannt.

Regasifizierung wird die Änderung des Aggregatzustands von flüssig zu gasförmig von LNG bezeichnet, um dieses in Gaspipelines einzuspeisen.

Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis elektrischer Energie zu genutzter Wärme eines Kraft-Wärme-Kopplungsprozesses.

Take-or-Pay-Vertrag ist ein Vertrag mit einer Zahlungsgarantie des Käufers, unabhängig davon, ob Gas abgenommen wird.

Transparenzdaten sind Daten, die aufgrund gesetzlicher Veröffentlichungspflichten oder freiwilliger Selbstverpflichtung von gaswirtschaftlichen Akteuren veröffentlicht werden.

Transportkunde sind Großhändler, Lieferanten und Letztverbraucher von Gas.

Tonnenkilometer ist eine Maßeinheit für die Beförderungsleistung von Gütern.

Verflüssigung wird die Änderung des Aggregatzustands von gasförmig zu flüssig von LNG bezeichnet, um dieses weltweit transportieren zu können.

Virtueller Handelspunkt bezeichnet einen fiktiven Punkt, an den Verkäufer Gas liefern und von dem Käufer Gas beziehen. Auf diese Weise wird die Marktebene vom Gastransport entkoppelt.

Band / Volume 489

The Balmer lines emission of fast hydrogen atoms at the plasma-solid interface in a low density plasma: challenges and applications

S. O. Dickheuer (2020), 117 pp

ISBN: 978-3-95806-458-4

Band / Volume 490

Micromechanical Characterization of Ceramic Solid Electrolytes for Electrochemical Storage Devices

J. F. Nonemacher (2020), xv, 131 pp

ISBN: 978-3-95806-461-4

Band / Volume 491

Nanoscale investigation of high temperature oxidation mechanisms of high-Cr ferritic steels

A. Vayyala (2020), xix, 105 pp

ISBN: 978-3-95806-467-6

Band / Volume 492

Electrolyte development for a SOFC operating at low temperature

J. Zhang (2020), vi, 121 pp

ISBN: 978-3-95806-471-3

Band / Volume 493

Modeling and Simulation of Polymer Electrolyte Fuel Cells

S. Zhang (2020), 4, xii, 214 pp

ISBN: 978-3-95806-472-0

Band / Volume 494

Ab initio perspective on hydrogenated amorphous silicon for thin-film and heterojunction photovoltaics

P. Czaja (2020), 107 pp

ISBN: 978-3-95806-474-4

Band / Volume 495

Measurements of Atmospheric OH and HO₂ Radicals by Laser-Induced Fluorescence on the HALO Aircraft during the OMO-ASIA 2015 Campaign

C. Künstler (2020), 156 pp

ISBN: 978-3-95806-477-5

Band / Volume 496

Tomographic observations of gravity waves with the infrared limb imager GLORIA

I. Krisch (2020), vii, 187 pp

ISBN: 978-3-95806-481-2

Band / Volume 497

Aquisition of temporally and spatially highly resolved data sets of relevant trace substances for model development and model evaluation purposes using a mobile measuring laboratory

D. Klemp, R. Wegener, R. Dubus, U. Javed (2020), 110 pp

ISBN: 978-3-95806-465-2

Band / Volume 498

Charakterisierung des Werkstoffverhaltens während des Kosinterns einer neuartigen, inert gestützten Festoxidbrennstoffzelle

F. Grimm (2020), ix, 168 pp

ISBN: 978-3-95806-482-9

Band / Volume 499

WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

M. Robinius et al (2020), VIII, 141 pp

ISBN: 978-3-95806-483-6

Band / Volume 500

Mechanical Behavior of Solid Electrolyte Materials for Lithium-ion Batteries

G. Yan (2020), x, 139 pp

ISBN: 978-3-95806-484-3

Band / Volume 501

Retrieval of atmospheric quantities from remote sensing measurements of nightglow emissions in the MLT region

Q. Chen (2020), 208 pp

ISBN: 978-3-95806-485-0

Band / Volume 502

Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem

B. Gillessen (2020), XVII, 186

ISBN: 978-3-95806-487-4

Weitere *Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich* unter

<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 502
ISBN 978-3-95806-487-4

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

