

Die Rolle der Gasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft in Deutschland

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

M. Sc. Stella Marie Johanne Oberle

Tag der mündlichen Prüfung:

Hauptreferent:

Korreferent:

03.11.2023

Prof. Dr. rer. pol. Martin Wietschel

Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner

Karlsruhe, Dezember 2023



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung -
Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Danksagung

Ich möchte mich bei allen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben. Diese Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und an der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG).

Ein besonderer Dank geht an meinen Doktorvater Prof. Martin Wietschel, der mir mit Rat und Tat zur Seite stand, mir viel Freiraum und Vertrauen schenkte und stets ein offenes Ohr für mich hatte. Ebenso danke ich Prof. Wolf Fichtner für das Korreferat, Prof. Christof Weinhardt und Prof. Martin Ruckes für die Prüfung und den Vorsitz der Prüfungskommission.

Des Weiteren geht ein herzliches Dankeschön an die Stadtwerke Karlsruhe und die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice für den spannenden und wichtigen Austausch. Darüber hinaus möchte ich mich auch bei der Netzeigentumsgesellschaft Rheinstetten und den Stadtwerken Esslingen am Neckar bedanken. Ohne die Unterstützung aller dieser Unternehmen wäre der tiefe Praxisbezug dieser Arbeit nicht möglich gewesen.

Auch meinem Mentor Dr. Till Gnann möchte ich herzlich für seine Unterstützung, hilfreichen Tipps und Hinweise sowie das konstruktive Feedback danken. Außerdem möchte ich mich bedanken, bei meinen Kolleginnen und Kollegen am Fraunhofer ISI und IEG für den interessanten Austausch und die hilfreichen Inspirationen.

Nicht zuletzt bin ich meiner Familie und meinen Freunden sehr dankbar, die mir immer Mut gemacht und Verständnis gezeigt haben. Ein ganz besonderer Dank geht an meinen Partner Volkan Isik, der mein Fels in der Brandung ist.

Stella Oberle

Zusammenfassung

Mit der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem werden erneuerbare Energieerzeugungsanlagen ausgebaut und fossile Energieträger ersetzt. Der Großteil der nationalen Energiesystemstudien zeigen einen deutlichen Rückgang der deutschen Gasnachfrage, trotz der existierenden Alternativen zu fossilem Erdgas. Bleibt ein Gasverteilnetz in gleicher Größe bei einem deutlichen Nachfragerückgang erhalten, so werden die Netzkosten auf immer weniger Netznutzende umverteilt, sodass die Netzentgelte deutlich steigen. Darüber hinaus bindet die Regulierung von Gasverteilnetzen, durch die vorgegebenen langen Nutzungsdauern, Kapital über einen langen Zeitraum, wodurch die Flexibilität von Netzbetrieben bei Investitionsentscheidungen eingeschränkt ist. Gerade die heutigen Herausforderungen durch die Energiewende erfordern flexibles Handeln von den Netzbetrieben, sodass ein zukünftiger wirtschaftlicher Betrieb von Gasverteilnetzen fraglich ist. Jedoch stellen die existierenden Gasverteilnetze für die entsprechenden Unternehmen ein elementares Anlagevermögen dar.

Deshalb werden in dieser Arbeit die Rolle von Gasverteilnetzen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland bis 2050 und wie dessen regulatorischer Rahmen ausgestaltet werden soll untersucht. Zuerst werden die Nachfrageentwicklungen der Verbrauchssektoren und deren Einfluss auf Gasverteilnetze betrachtet. Anschließend werden mögliche Investitionsoptionen für Gasverteilnetzbetriebe ermittelt. Zur ökonomischen Bewertung der identifizierten Investitionsoptionen wird das Modell MERLIN entwickelt. Dieses Modell verbindet erstmalig eine detaillierte Abbildung des aktuellen und zukünftigen regulatorischen Rahmens mit einer langfristigen Investitionsbewertung und verschiedenen Nachfrageszenarien. Die Untersuchungen dieser Arbeit basieren auf realen Daten von zwei Netzbetrieben.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine anteilige Stilllegung des Gasverteilnetzes mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Regulierung für Netznutzende und Netzbetriebe die attraktivste Investitionsoption ist. Hierbei weist der aktuelle regulatorische Rahmen noch Lücken auf, sodass dieser um eine entsprechende Berücksichtigung der Stilllegungskosten sowie eine Verkürzung der Nutzungsdauern von Bestandsanlagen erweitert werden sollte. Bevor ein Gasverteilnetz stillgelegt wird, sollte eine Mitnutzung der leeren Leitungen geprüft werden. Bei einem Rückbau der Gasleitungen sollte dies möglichst mit einem Ausbau des Wärmenetzes verbunden werden. Dadurch können Kosten gespart und Letztverbraucher am Gasverteilnetz, welche keine Alternative zur gasbasierten Wärmeversorgung haben, vermieden werden. Des Weiteren zeigt die Untersuchung, dass unter den aktuell diskutierten Regulierungsvorschlägen Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz für einen Gasnetzbetrieb wirtschaftlich unattraktiver als eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten sind. In wie weit sich andere Regulierungsmöglichkeiten für Wasserstoff auf die Netzbetriebe auswirken ist weiterer Forschungsbedarf.

Diese Arbeit wurde im Rahmen meiner Forschungsarbeit am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) sowie an der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) erstellt und von Prof. Dr. Martin Wietschel am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) betreut.

Abstract

With the transformation to a climate-neutral energy system, renewable energy production sites are expanded and fossil energy sources are replaced. The majority of national energy system studies show a significant decrease in gas demand despite the existing alternatives to fossil natural gas. If the size of a gas distribution network remains unchanged in the face of a significant decline in demand, network costs will be distributed across fewer and fewer network users and cause network charges to rise significantly. In addition, the regulation of gas distribution networks binds capital over a long period of time due to the stipulated long depreciation periods. This limits the flexibility of network operators when making investment decisions. The future economic operation of gas distribution networks is at stake, because today's challenges, posed by the energy transition in particular, require network operators to act flexible. However, the existing gas distribution networks are a fundamental asset for the respective companies.

Therefore, in this thesis the role of gas distribution networks on the way to a climate-neutral energy system in Germany by 2050 and how its regulatory framework should be designed is investigated. As a first step, the demand developments of the consumption sectors and their influence on gas distribution networks are analyzed. Then, possible investment options for gas distribution network operators are identified. The MERLIN model is developed for the economic evaluation of the identified investment options. This model combines for the first time a detailed representation of the current and future regulatory framework with a long-term investment assessment and various demand scenarios. The investigations of this thesis are based on real data from two network operators.

The results show that partial decommissioning of the gas distribution network with consideration of decommissioning costs in the regulation, is the most attractive investment option for network users and network operators. The current regulatory framework still has gaps in this respect. It should be expanded to include corresponding consideration of decommissioning costs and a shortening of the depreciation period of existing network components. Before a gas distribution network is decommissioned, a joint use of the empty pipes should be examined. If the gas pipelines are dismantled, this should be combined with an expansion of the heating network, if possible. This can save costs and avoid end users on the gas distribution network who have no alternative to gas-based heat supply. Furthermore, the thesis shows that under the regulatory proposals currently under discussion, investing in a hydrogen-compatible gas distribution network is less economically attractive for a gas network operator than partial decommissioning with consideration of the decommissioning costs. To what extent other regulatory options for hydrogen affect network operators requires further research.

This thesis was carried out as part of my research at the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI) and the Fraunhofer Research Institution for Energy Infrastructures and Geothermal Systems (IEG) under the supervision of Prof. Dr. Martin Wietschel at the Institute for Industrial Production (IIP) at the Karlsruhe Institute of Technology (KIT).

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	xi
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Problemstellung und Forschungsfragen	2
2 Grundlagen	7
2.1 Die leitungsgebundene Energieversorgung	7
2.1.1 Netzbetriebe	8
2.1.2 Endnutzende	12
2.2 Bestehende Literatur zur integrierten leitungsgebundenen Energieversorgung	17
2.2.1 Multienergiesysteme - MES	18
2.2.2 Stand der Forschung der Netzregulierung	22
2.2.3 Stand der Forschung zur Zukunft der Gasverteilnetze	23
2.3 Regulierung der leitungsgebundenen Energieversorgung	26
2.3.1 Einführung in die Netzregulierung in Deutschland	27
2.3.2 Erlösbergrenze	29
2.3.3 Netzentgelte	41
2.4 Bewertung von Investitionsentscheidungen	43
2.5 Synthese	45
3 Entwicklungsperspektiven der Gasverteilnetze im Energiesystem	49
3.1 Perspektive der Endnutzenden	49
3.1.1 Gebäudesektor	50
3.1.2 Industriesektor	57
3.1.3 Verkehrssektor	63
3.2 Perspektive der Netzbetriebe	65
3.2.1 Alternative Nutzungsoptionen der Gasverteilnetze	65
3.2.2 Stilllegung der Gasverteilnetze	71
3.3 Synthese	77
4 Modellierung der Investitionsbewertung für die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen	79
4.1 Implementierung des regulatorischen Rahmens	81
4.1.1 Erlösbergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode	81
4.1.2 Erlösbergrenze während der Regulierungsperiode	86
4.2 Ableitung der Netzentgelte	87
4.3 Bewertung von Investitionsoptionen	88
4.4 Validierung von MERLIN	89
5 Datenbedarf und Annahmen der Investitionsbewertung für die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen	93
5.1 Längenbezug der Daten	93

5.2	Erstellung der fiktiven Netzbetriebe	94
5.3	Allgemeine Inputdaten und Annahmen	96
5.3.1	Allgemeingültige Annahmen	96
5.3.2	Spezifische Daten für einen Netzbetrieb	97
5.4	Szenarien der Gasnachfrage	98
5.5	Netzlängenentwicklung basierend auf Nachfrageszenarien	99
5.6	Beschreibung der Investitionsoptionen	100
5.6.1	Investitionsstopp	100
5.6.2	Stilllegungsmaßnahmen	101
5.6.3	Weitere Investitionsoptionen	109
6	Bewertung der Investitionsoptionen unter der Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens	119
6.1	Investitionsstopp	120
6.2	Stilllegung	122
6.2.1	Auswirkungen auf den Netzbetrieb	123
6.2.2	Entwicklung der Netzentgelte	124
6.2.3	Kapitalkostenabzug	126
6.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse zur Stilllegung von Gasverteilnetzen	128
6.3	Sensitivitätsanalyse	129
6.3.1	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	130
6.3.2	Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse	133
6.4	Weitere Investitionsoptionen	133
6.4.1	Ausbau des Wärmenetzes	134
6.4.2	Umrüstung zur Wasserstoffverteilung	138
6.4.3	Alternative Nutzung der passiven Infrastruktur	143
6.4.4	Zusammenfassung der weiteren Investitionsoptionen	146
6.5	Synthese	147
7	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick	151
7.1	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	151
7.2	Diskussion und weiterer Forschungsbedarf	156
A	Anhang	161
A.1	Nutzungsdauern nach GasNEV Anlage 1	161
A.2	Nutzungsdauern nach StromNEV Anlage 1	163
A.3	Abbildungen des grafischen Vergleichs zur Ermittlung der Netzebenen verschiedener Industriebranchen	165
A.4	Verbraucherpreisgesamtindex	168
A.5	Spezifische Daten für summenbasierten Netzbetrieb	169
A.6	Nachfrageentwicklungen der fiktiven Netzbetriebe	170
A.7	Asset Portfolio Investitionsstopp	173
A.8	Netzlängenentwicklung der fiktiven Netzbetriebe	203
A.9	Netzlängenentwicklung der fiktiven Netzbetriebe mit Zeitverzögerung für Rückstellungen	206
A.10	Stilllegungskosten	209
A.11	Rückstellungen des summenbasierten Netzbetriebs	217
A.12	Rückstellungsaufösungen für den vollständigen Rückbau des durchschnittsbasierten Netzbetriebs	218
A.13	Rückstellungsaufösungen des summenbasierten Netzbetriebs	220
A.14	Beeinflussbare Kosten des durchschnittsbasierten Netzbetriebs	223
A.15	Beeinflussbare Kosten des summenbasierten Netzbetriebs	226
A.16	Entwicklung der Wärmenachfragen	229

A.17 Entwicklung der Wärmenetzlängen	231
A.18 Investitionen in den Wärmenetzausbau	233
A.19 Entwicklung der Wärmenetzkosten	236
A.20 CO ₂ -Preisentwicklungen für das Wärmenetz	241
A.21 Material der Leitungen des summenbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit	242
A.22 Ergebnisse der Kapitalwerte für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb	243
A.23 Ergebnisse der Netzentgelte für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Gasszenario	244
A.24 Ergebnisse der Erlösobergrenzen für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb	245
A.25 Ergebnisse des Kapitalkostenabzugs für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Mittelwegsszenario und Gasszenario	248
A.26 Auswirkungen des Verbots von negativen Kapitalkostenabzügen	250
A.27 Annahme der Entwicklung von Zinssätzen in der Sensitivitätsanalyse	252
A.28 Annahme der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen in der Sensitivitätsanalyse	254
A.29 Annahme der Entwicklung des Effizienzwertes in der Sensitivitätsanalyse	255
A.30 Annahme der Entwicklung der Personalkosten in der Sensitivitätsanalyse	256
A.31 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Erlösobergrenze	258
A.32 Erträge des Gasverteilnetzbetriebs durch die Übergabe der Leitungen an einen Wasserstoffnetzbetrieb	259
A.33 Restwerte des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes	260
A.34 Kapitalkosten des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes	263
A.35 Erlösobergrenzen des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes	265
Abbildungsverzeichnis	269
Tabellenverzeichnis	273
Literaturverzeichnis	277

Abkürzungen

Abs.	Absatz
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
AK/ HK	Anschaffungskosten/ Herstellungskosten
ALADIN	Alternative Automobiles Diffusion and Infrastructure
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASTRA	Assessment of Transport Strategies
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBH	Becker Büttner Held
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BfJ	Bundesamt für Justiz
BHKW	Blockheizkraftwerke
BKZ	Baukostenzuschuss
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMJV	Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BNetzA	Bundesnetzagentur
BV Glas	Bundesverband Glasindustrie e. V.
BWP	Bundesverband Wärmepumpe
bzw.	beziehungsweise
CAPEX	Capital Expenditures
CCS	Carbon Capture and Storage

CCU	Carbon Capture and Usage
CEER	Council of European Energy Regulators
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DEA	Dateneinhüllungsanalyse (Data Environment Analysis)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DigiNetz – Gesetz	Gesetz zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze
DN	Nennweite
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
DVGW – EBI	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT
ebd.	ebenda
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	Europäische Energiebörse (European Energy Exchange)
EFH	Einfamilienhaus
EK	Eigenkapital
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ENTSOG	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
et al.	und andere (et alii)
EU	Europäische Union
FK	Fremdkapital
FNB	Fernleitungsnetzbetriebe
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GHD	Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen
GPO	Gase Partner Onlineshop
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
H₂	Wasserstoff
HAL	Hausanschlussleitung
IEA	Internationale Energieagentur
IEAGHG	IEA Greenhouse Gas Research & Development Programme
IEG	Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie
IIP	Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
JAZ	Jahresarbeitszahl
KEA – BW	Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KSpG	Kohlendioxidspeichergesetz
Lkw	Lastkraftwagen
LRegB	Landesregulierungsbehörde
MERLIN	Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation
MES	Multienergiesystem (Multi-Energy-System)
MFH	Mehrfamilienhaus
Mio.	Millionen
MNA	Modellnetzanalyse
MOP	Maximaler Betriebsdruck (Maximum Operating Pressure)
Mrd.	Milliarden
NEG	Netzeigentumsgesellschaft Rheinstetten GmbH & Co. KG
NEV – Pacht	Netzentgeltverordnungspacht
oemof	Open energy modelling framework
OPEX	Operational Expenditures
PE	Polyethylen
PE – HD	Polyethylen hoher Dichte
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PVC	Polyvinylchlorid
SFA	Stochastische Effizienzgrenzanalyse (Stochastic Frontier Analysis)
Sincal	Siemens Network Calculation
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SWE	Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH & Co. KG

SWK	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
SWKN	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
TKG	Telekommunikationsgesetz
TN – H₂	Treibhausgasneutralität-Wasserstoff
TN – PtG/PtL	Treibhausgasneutralität-Power-to-Gas/ Power-to-Liquid
TN – Strom	Treibhausgasneutralität-Strom
TOTEX	Total Expenditures
Tsd.	Tausend
TUBerlin	Technische Universität Berlin
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetriebe
VPPs	Virtual Power Plants
WasserstoffNEV	Wasserstoff-Netzentgeltverordnung
z. B.	zum Beispiel
ZfK	Zeitschrift für kommunale Wirtschaft

1 Einleitung

„Die Frage, wie wir regulatorisch und politisch mit dem Thema Rückbau und damit auch den Rückstellungen umgehen, ist die Gretchenfrage in allen Wirtschaftlichkeitsberechnungen [für Gasnetze].“

- Michael Seidel im ZfK Interview [Hoeren und Mohl, 2023, S. 2]

1.1 Motivation

Die globale Erderwärmung schreitet weiter voran und ist im Zeitraum von 2011 bis 2020 um 1,1 °C im Vergleich zu den Temperaturen von 1850 bis 1900 gestiegen [IPCC, 2023, S. 4]. Dennoch erhöhen sich die weltweiten Treibhausgasemissionen weiter [ebd.]. Um den durch menschliche Aktivitäten verursachten Klimawandel abzuwenden, hat die EU Ende 2019 den European Green Deal verabschiedet. Dieser sieht vor, dass die EU bis 2050 keine Nettotreibhausgasemissionen mehr aufweist [European Commission, 2019]. Deutschland verschärfte 2021 die nationalen Klimaziele, nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes, dass das ursprüngliche Klimaschutzgesetz verfassungswidrig war [Bundesverfassungsgericht, 2021]. Die neuen Klimaschutzziele sehen eine Klimaneutralität in Deutschland bereits ab 2045 vor [BMJV und BfJ, 2021a].

Zur Erreichung der Klimaziele sind die wichtigsten Schritte der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, die Steigerung der Energieeffizienz und die Substitution fossiler Energieträger. Erdgas spielt in der Dekarbonisierungsstrategie eine zwiespältige Rolle. Zwar ist Erdgas ein fossiler Energieträger, galt jedoch bis 2021, aufgrund der im Vergleich zu Kohle niedrigeren spezifischen Treibhausgasemissionen, als mögliche Brückenoption während der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem. Neue Erkenntnisse zeigen jedoch, dass die Treibhausgasemissionen entlang der Wertschöpfungskette von Erdgas bisher deutlich unterschätzt wurden [Alvarez et al., 2018, S. 3] und, durch die Rolle als Brückentechnologie, Investitionen in erdgasbasierte Infrastruktur zu Lock-In Effekten führen [Gürsan und de Gooyert, 2021, S. 17], welche sogenannte „Stranded Assets“ zur Folge haben können. „Stranded Assets“ sind Vermögenswerte, die unvorhergesehen oder verfrüht abgeschrieben bzw. abgewertet oder in Verbindlichkeiten umgewandelt werden [Caldecott et al., 2013, S. 7]. In Bezug auf z. B. Gasnetze können „Stranded Assets“ auftreten, wenn ein Bedarf nach einem Netz so stark zurückgeht, dass ein Weiterbetrieb unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht mehr tragfähig ist. Deshalb regen unter anderem Kemfert et al. [2022, S. 1] eine Debatte über die Rolle von Erdgas im Prozess zu einem klimaneutralen Energiesystem an.

Eine Maßnahme zur Substitution fossiler Energieträger ist die verstärkte Nutzung von Sektorkopplungstechnologien, zu denen neben strombasierten Wärmepumpen auch Power-to-Gas- (PtG-) Anlagen gehören [Wietschel et al., 2018b, S. 2]. PtG-Anlagen produzieren strombasiert synthetische Kraft- und Brennstoffe, wie z. B. synthetisches Methan als Erdgas-Ersatz. Durch den Einsatz dieser Technologien findet nicht nur in den Verbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie eine stärkere Integration statt, sondern auch in den entsprechenden leitungsgebundenen Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas. Dies führt zu einem stärkeren Wettbewerb zwischen z. B. Gas- und Wärmenetzen, sowie zu Synergien, wie z. B. zwischen Strom- und Wärmenetzen.

Während die Europäische Kommission Gaskraftwerke, gasbasierte Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien und die gasbasierte Wärmeerzeugung für effiziente Fernwärmenetze unter bestimmten Umständen als nachhaltige Investitionen einstuft [Europäische Kommission, 2022, S. 2], plant das Vereinigte Königreich ab 2035 keine neuen Gaskessel zu erlauben, sondern in Gebäuden ausschließlich kohlenstoffarme Technologien, wie strombasierte Wärmepumpen oder wasserstoffbasierte Gaskessel zu nutzen [HM Government, 2021, S. 22]. Bereits im Jahr 2013 führte Dänemark ein Einbauverbot von fossilen Öl- und Gaskesseln für Neubauten ein und in den Niederlanden gilt seit 2018 ein „De-facto-Verbot“ von Gasnetzanschlüssen von Neubauten [Braungardt et al., 2021, S. 7]. Ein ähnliches Vorgehen wird derzeit in Deutschland diskutiert, bei welchem ab 2024 jede neue Heizung mit einem Anteil von 65 % erneuerbaren Energien betrieben werden soll [BMWK und BMWSB, 2022a, S. 1]. Die verbleibenden 35 % können über gas- oder wasserstoffbasierte Technologien abgedeckt werden [Koalitionsausschuss, 2023, S. 16]. Inwieweit gasbasierte Anwendungen in den verschiedenen Verbrauchssektoren eine Rolle spielen werden, ist somit offen, beeinflusst jedoch langfristig die Bedarfe an leitungsgebundener Infrastruktur.

Die Diskussion um die Rolle von Erdgas und Gasnetzen im zukünftigen Energiesystem verschärfte sich Anfang 2022 durch den Angriffskrieg Russlands in der Ukraine [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 3], durch den eine Energiekrise ausgelöst wurde und eine Reduzierung der Abhängigkeit von Erdgas, insbesondere aus Russland, angereizt wird. Infolgedessen erkannte Ende 2022 die Bundesnetzagentur (BNetzA) an, dass die kalkulatorischen Nutzungsdauern der Gasnetzanlagen nicht mehr den aktuellen Bedingungen entsprechen. Die bisher unterstellten langen kalkulatorischen Nutzungsdauern basieren auf einer theoretisch unbegrenzten Nutzung der Gasinfrastruktur, welche unter den aktuellen Entwicklungen und insbesondere vor dem Hintergrund eines angestrebten Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Energieträger nicht mehr sachgemäß erscheint [ebd.]. In ihrem Beschluss genehmigt die BNetzA eine optionale Verkürzung der Nutzungsdauern von neuen Gasnetzanlagen (Anschaffung ab 2023), deren Nutzungsdauern länger als bis 2045 sind [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 2]. Eine Verkürzung der Nutzungsdauern erhöht die Flexibilität der Netzbetriebe auf die aktuellen Herausforderungen zu reagieren. Der Beschluss beinhaltet keine Verkürzung der Nutzungsdauern von Bestandsanlagen und weist keine Regelung für die Stilllegung von Gasinfrastrukturanlagen auf [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 24, 27].

1.2 Problemstellung und Forschungsfragen

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 trennte der Gesetzgebende die Wertschöpfungsstufen Beschaffung, Handel und Vertrieb von Transport und Verteilung über Energieversorgungsnetze, da diese natürliche Monopole darstellen [Seidel und Mahn, 2020, S. 15 f]. Um einen Missbrauch der Monopolstellung der Netze zu vermeiden, wird über den regulatorischen Rahmen eine Art Wettbewerb zwischen den Netzbetrieben angeregt. Der regulatorische Rahmen in Deutschland, aber auch in anderen europäischen Ländern, übt mit einer anreizorientierten Regulierung mittels Erlösobergrenze in Kombination mit einem Effizienzvergleich einen Kostendruck auf Strom- und Gasnetzbetriebe aus [Seidel und Mahn, 2020, S. 12f]. Durch die bereits erwähnten langen kalkulatorischen Nutzungsdauern, welche bis zu 65 Jahren entsprechen können, werden die Vermögenswerte lange gebunden und dadurch die Flexibilität der Netzbetriebe deutlich eingeschränkt. Flexibles Handeln wird allerdings gerade in Bezug auf die heutigen Herausforderungen zur Erreichung der Klimaziele benötigt, wodurch sich die Netzbetriebe in einem Spannungsfeld zwischen regulatorischen und politischen Vorgaben befinden [ebd.]. Gasnetze stellen für Unternehmen in vielen Ländern ein wichtiges Anlagevermögen dar [Oduro und Taylor, 2023, S. 7]. Trotz unterschiedlicher, seitens der Gasbranche vorgeschlagenen und teilweise bereits begonnenen, Ansätze zur Weiternutzung und Dekarbonisierung der Gasnetze, wie die Nutzung und Verteilung von Wasserstoff, synthetischem Methan oder Biogas, sieht der Großteil der deutschlandweiten Energiesystemstudien einen deutlichen Rückgang in der

Gasnachfrage, insbesondere in der Gebäudewärme, und somit auch im Bedarf nach Gasverteilnetzen [Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021], [BCG, 2021], [dena, 2021b], [Fraunhofer ISI et al., 2021a], [Fraunhofer ISI et al., 2022]. Somit stellt sich die übergeordnete Frage, welche im weiteren Verlauf mittels untergeordneten Forschungsfragen adressiert wird: ***Wie verändert sich die Rolle der Gasverteilnetze auf dem Pfad zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland bis 2050¹ und wie sollte dafür der regulatorische Rahmen ausgestaltet werden?***

Die bisherigen Studien, welche sich mit der Zukunft der Gasverteilnetze befassen, sind meist Gesamtsystemstudien, die mittels Typnetzen Gasverteilnetze analysieren [Däuper et al., 2018], [Frontier Economics et al., 2017], [Wachsmuth et al., 2019]. Diese Studien zeigen bereits einen Bedarf der Gasnetzstilllegung auf und quantifizieren diesen indikativ für die Gesamtheit der deutschen Gasverteilnetze. Des Weiteren weisen die Studien auf die Herausforderungen durch den aktuellen regulatorischen Rahmen hin, untersuchen diesen jedoch nicht im Detail. Dadurch entsteht eine Diskrepanz zwischen der systemischen Ebene der Analyse und dem Handlungsraum regionaler Akteure. Regional höher aufgelöste Studien, wie von Fesefeldt et al. [2021], Giehl et al. [2021] und Zwickl-Bernhard und Auer [2022], simulieren Gasverteilnetze für bestimmte Regionen und Städte bzw. Stadtteile. Es werden ebenfalls teilweise Stilllegungsbedarf ausgewiesen, doch ein Einbezug des regulatorischen Rahmens sowie eine wirtschaftliche Bewertung der Stilllegung aus der Perspektive der Netzbetriebe findet nicht statt. Darüber hinaus fokussieren sich die Studien überwiegend auf den Gebäudesektor und lassen teilweise gewisse Anteile der Industrienachfrage nach Erdgas in ihre Analysen einfließen. Eine gemeinsame Betrachtung von Wärmenetzen und Gasverteilnetzen wird nicht durchgeführt. Der Autorin dieser Arbeit sind bisher lediglich die Arbeiten von Then et al. [2020b], Then et al. [2020a] und Then et al. [2021] bekannt, welche einen vereinfachten Ansatz der Regulierung berücksichtigen und das Zusammenspiel zwischen Investitionsentscheidungen von Strom- und Gasnetzbetrieben sowie Gebäudebesitzenden analysieren. Die vereinfachte Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens findet in Jahresschritten statt, sodass zeitliche Abhängigkeiten durch die Regulierungsperioden nicht berücksichtigt werden. Eine Analyse der Herausforderungen und Konsequenzen der Gasverteilnetzstilllegung wird ebenfalls nicht durchgeführt.

Der aktuelle Stand der Literatur weist Lücken bei der Betrachtung der zukünftigen Rolle der Gasverteilnetze in einem klimaneutralen Energiesystem auf. Die zuvor erwähnten Studien führen keine detaillierte Analyse der Nachfrageentwicklung in allen drei Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr in Bezug auf Gasverteilnetze durch. Insbesondere die Berücksichtigung der Industrie wird meist lediglich über prozentuale Anteile durchgeführt, sodass keine genauen Informationen vorliegen, welche Industriebranchen über Gasverteilnetze versorgt werden. Daraus ergibt sich die untergeordnete Forschungsfrage: *Wie verändert sich die Nachfrage der Nutzenden der Gasverteilnetze in der Zukunft?*

Teilweise weisen die betrachteten Studien Stilllegungsbedarfe der Gasverteilnetze aus, oder verweisen auf die Umrüstung von Gasverteilnetzen zur Verteilung von Wasserstoff. Eine Analyse der weiteren alternativen Nutzungsmöglichkeiten für Gasverteilnetze, wenn diese nicht für die Verteilung von Gasen benötigt werden, wie z. B. eine Mitnutzung der Leerrohre durch Telekommunikationsnetzbetriebe, wird in keiner der betrachteten Studien durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit werden entsprechende zu bewertende Investitionsoptionen für Gasverteilnetzbetriebe identifiziert und damit die folgende untergeordnete Forschungsfrage beantwortet: *Welche alternativen Nutzungsmöglichkeiten für Gasverteilnetze existieren in Bezug auf ein klimaneutrales Energiesystem?*

¹ Die vorliegende Arbeit entstand in dem Zeitraum, in welchem die neuen Klimaziele beschlossen und entsprechende Nachfrageszenarien erstellt wurden, sodass die neuen Szenarien mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2045 nicht in dieser Arbeit berücksichtigt werden konnten.

Zwar zeigen die aufgeführten Studien einen Stilllegungsbedarf quantitativ auf, führen aber keine wirtschaftliche Bewertung unter der Berücksichtigung des aktuellen regulatorischen Rahmens oder eine Analyse der benötigten Anpassungen der Regulierung zur Berücksichtigung von Stilllegungen durch. Darüber hinaus besteht noch eine Lücke in der Analyse des regulatorischen Rahmens von Gasverteilnetzen unter Einbindung der zeitlichen Abhängigkeiten. Diese Lücken werden in dieser Arbeit geschlossen und zur Beantwortung der untergeordneten Frage genutzt: *Welche Auswirkungen haben verschiedene Stilllegungsstrategien und deren unterschiedlichen Berücksichtigungen der Stilllegungskosten in der Regulierung auf Netznutzende und Netzbetriebe?*

Abschließend führen die berücksichtigten Studien keine gemeinsame Betrachtung von Wärmenetzen und Gasverteilnetzen durch. Aufgrund des stärkeren Einsatzes von Sektorkopplungstechnologien, verstärkt sich die Konkurrenz zwischen Wärme- und Gasverteilnetz bei der Wärmeversorgung, sodass eine integrierte Analyse dieser Netze benötigt wird. Somit sollte ein Wärmenetzausbau mit einem Weiterbetrieb des Gasverteilnetzes verglichen werden. Des Weiteren wird eine ökonomische Analyse der alternativen Nutzungsmöglichkeiten, die bei der Beantwortung der zweiten Forschungsfrage identifiziert wurden, benötigt, um diese mit den Stilllegungsstrategien vergleichen zu können. Somit stellt sich die untergeordnete Frage: *Welche Auswirkungen haben alternative Nutzungsmöglichkeiten und ein Ausbau der Wärmenetze auf die Netznutzenden und Netzbetriebe von Gasverteilnetzen?*

Zur Beantwortung dieser Forschungsfragen werden in dieser Arbeit die Perspektiven der Endnutzenden und der Netzbetriebe eingenommen, da die Nachfrageentwicklung der Endnutzenden den Bedarf nach leitungsgebundenen Infrastrukturen darstellt. Jedoch beeinflussen die Investitionsentscheidungen der Netzbetriebe sowie der geltende Regulierungsrahmen die Kosten der Endnutzenden. Somit ist eine Investitionsbewertung aus der Perspektive des Netzbetriebs nicht ausreichend, sondern auch deren Auswirkung auf Endnutzende ist notwendig, um gesamtwirtschaftliche Restriktionen in die Bewertung einfließen zu lassen.

Im Folgenden wird der Aufbau der vorliegenden Arbeit beschrieben. Zunächst wird die Ausgangssituation der Netzbetriebe und Endnutzenden erläutert, ein detaillierter Einblick in den aktuellen Stand der Literatur gewährt und der aktuelle Regulierungsrahmen in Deutschland vorgestellt (Kapitel 2). Anschließend befassen sich die ersten Abschnitte von Kapitel 3 mit der Perspektive der Endnutzenden zur Beantwortung der ersten Forschungsfrage. Dabei wird mit einer vereinfachten Gesamtkostenbetrachtung die verschiedenen Wärmeversorgungstechnologien im Gebäudesektor verglichen und mit Ergebnissen in der Literatur vertieft. Anschließend wird die Nachfrage der Industriebranchen, welche über Gasverteilnetze versorgt werden, identifiziert sowie verschiedene Pfade für die zukünftige Nachfrageentwicklung des Verkehrssektors untersucht. Der zweite Teil des dritten Kapitels stellt die Perspektive der Netzbetriebe dar. Hierbei werden zuerst die alternativen Nutzungsmöglichkeiten der Gasverteilnetze, wie die Verteilung von Wasserstoff, CO₂ und die Nutzung der Leerrohre durch Strom- und Telekommunikationsnetzbetriebe untersucht (Beantwortung der zweiten Forschungsfrage). Anschließend werden die Möglichkeiten der Stilllegung von Gasverteilnetzen und unterschiedliche Optionen die entstehenden Stilllegungskosten in der Regulierung zu berücksichtigen aufgezeigt.

In Kapitel 4 wird das in dieser Arbeit entwickelte Modell MERLIN vorgestellt. Dieses Modell integriert eine detaillierte Analyse der Regulierung, inklusive deren zeitlichen Abhängigkeiten, in eine langfristige Investitionsbewertung. Im darauffolgenden Kapitel (Kapitel 5) werden die benötigten Inputdaten und Annahmen beschrieben sowie die analysierten Investitionsoptionen erläutert. In der Analyse wird zwischen den Optionen eines Investitionsstopps, einer anteiligen Stilllegung des Gasverteilnetzes sowie einem vollständigen Rückbau unterschieden. Die Investitionsbewertung wird anhand von drei verschiedenen Regulierungsoptionen für die Gasnetzstilllegung durchgeführt, um die dritte Forschungsfrage zu beantworten. Anschließend werden die Annahmen und Vorgehensweisen für die Bewertung der alternativen Nutzungsmöglichkeiten der Gasverteilnetze, welche zur Beantwortung der zweiten Forschungsfrage identifiziert wurden, sowie der

Ausbau von Wärmenetzen erläutert. Damit wird die letzte Forschungsfrage beantwortet. Alle Analysen werden für fiktive Netzbetriebe, welche basierend auf und in Kooperation mit realen Netzbetrieben erstellt wurden, durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 6 dargestellt. Die gewonnenen Erkenntnisse, Schlussfolgerungen, Diskussion und weiterer Forschungsbedarf umfasst Kapitel 7.

2 Grundlagen

Ziel dieses Kapitels ist es das Themenfeld dieser Arbeit abzugrenzen, bereits vorhandene Literatur und Analyseansätze aufzuzeigen, die offenen Fragestellungen zu verdeutlichen sowie nötiges Grundlagenwissen und Definitionen zu erläutern. Im ersten Schritt wird die leitungsgebundene Energieversorgung mit Fokus auf den Verteilnetzbetrieben und den Endnutzenden beschrieben. Anschließend bietet Abschnitt 2.2 einen Überblick über die bereits existierenden Untersuchungen und Modellen im Bereich der Analyse der integrierten leitungsgebundenen Energieversorgung, der Netzregulierung und zur Rolle der Gasverteilnetze. In Abschnitt 2.3 erfolgt eine Erläuterung des heute gesetzlich vorgegebenen regulatorischen Rahmens der Verteilnetze und Abschnitt 2.4 umfasst das Vorgehen zur Investitionsbewertung. Abschließend (Abschnitt 2.5) werden die beschriebenen Grundlagen und aufgezeigten Forschungslücken zusammengefasst und ein Einblick in die Vorgehensweise der vorliegenden Arbeit gegeben.

2.1 Die leitungsgebundene Energieversorgung

In der Energiewirtschaft wird zwischen Primärenergie, Sekundärenergie (Endenergie) und Nutzenergie unterschieden [Schiffer, 2019, S. 2]. Primärenergieträger sind naturbelassene Energieträger, wie zum Beispiel Erdgas oder Erdöl, aber auch die Wind- und Wasserkraft. Diese können über Umwandlungsprozesse zu Endenergie (Sekundärenergieträger) in Form von Strom, Wärme oder Kraftstoffen umgewandelt werden und zur Erzeugung von Nutzenergie, wie Prozesswärme, Raumwärme, mechanische Energie oder Licht, eingesetzt werden [Schiffer, 2019, S. 2, 7]. Diese Nutzung erfolgt in verschiedenen Verbrauchssektoren, wie Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Haushalte [ebd.]. Neben dieser energetischen Nutzung werden Primär- (z. B. Kohle oder Erdgas) und bestimmte Sekundärenergieträger (z. B. Wasserstoff) nicht-energetisch, insbesondere im Industriesektor beispielsweise für chemische Prozesse oder die Eisenproduktion, genutzt [Schiffer, 2019, S. 2].

Die entsprechende Wertschöpfungskette verdeutlicht Abbildung 2.1 [Linnemann, 2021, S. 8]. Beginnend mit der Erzeugung, welche die Förderung von Primärenergieträgern und die Umwandlung zu Sekundärenergieträgern umfasst, werden die Energieträger mit Hilfe der Transportnetzinfrastruktur über nationale Grenzen transportiert. Nachdem die entsprechenden Energieträger gehandelt wurden, werden diese über die Verteilnetzinfrastruktur zu den Endkunden (Endnutzenden) in den verschiedenen Verbrauchssektoren verteilt [ebd.].

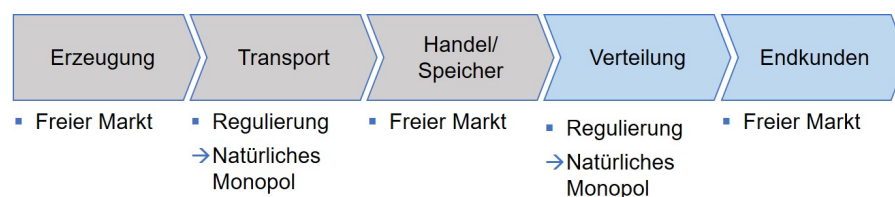


Abbildung 2.1: Die Wertschöpfungskette in der Energiewirtschaft nach Linnemann [2021, S. 8]

Unter die sogenannte leitungsgebundene Energieversorgung fällt die Versorgung mit Strom, Gas und Wärme [Schiffer, 2019, S. 20]. Im Strom- und Gasmarkt sind die Wertschöpfungsstufen Transport und Verteilung von den übrigen Wertschöpfungsstufen entkoppelt (sog. Entflechtung, siehe auch Abschnitt 2.3). Bereits durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte wurden diese geöffnet und ein Wettbewerb geschaffen in dem beispielsweise Endkunden ihre Lieferanten frei wählen können [Linnemann, 2021, S. 8], [Schiffer, 2019, S. 12]. Der Transport und die Verteilung von Strom und Gas zählt zu den natürlichen Monopolen, da der Aufbau von parallelen Infrastrukturen nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. Aus diesem Grund werden diese Wertschöpfungsstufen über die Netzregulierung überwacht (siehe dazu Abschnitt 2.3) [ebd.].

Die in Abbildung 2.1 grau hinterlegten Wertschöpfungsstufen werden im Rahmen dieser Arbeit nicht detaillierter betrachtet, der Fokus liegt auf dem Zusammenspiel der letzten beiden Wertschöpfungsstufen, der Verteilung und den Endkunden.

2.1.1 Netzbetriebe

Im Folgenden werden zunächst die drei verschiedenen leitungsgebundenen Infrastrukturen anhand deren technischen Aufbaus und Strukturdaten verglichen. Anschließend wird auf die Besonderheiten der Strom- und Gasinfrastruktur durch die Entflechtung und die unterschiedlichen Besitzstrukturen der Netze eingegangen sowie das Spannungsfeld der Netzbetriebe durch die Energiewende beschrieben.

Die Verteilung der leitungsgebundenen Energieträger erfolgt für Strom über Kabelleitungen mit unterschiedlichen Spannungsebenen, für Gas über Leitungsrohre mit unterschiedlichen Druckstufen und für Wärme über isolierte Leitungen mittels verschiedener Wärmeträgermedien. Strom- und Gasnetze sind überregional vernetzte Infrastrukturen, welche sich in einen überregionalen Netzteil, der Übertragungs- bzw. Transportnetze, sowie einen regionalen Teil, den Verteilnetzen aufteilen lassen. Wärmenetze hingegen sind lokal geschlossene Systeme.

Von den 37.500 km (Stand 2020) Leitungen des Stromübertragungsnetzes sind der Großteil (37.300 km) der Höchstspannungsebene zugeordnet, wie Tabelle 2.1 darstellt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 39], [Schütte, 2019, 176]. Hingegen liegt der Großteil der Stromverteilnetze in der Niederspannungsebene (< 1 kV) mit 1,26 Mio. km [ebd.]. Dies zeigt eine relativ klare Aufteilung der Spannungsebenen zwischen Stromübertragungs- und Stromverteilnetz.

Tabelle 2.1: Aufbau des Stromübertragungsnetz und der Stromverteilnetze (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 39], [Schütte, 2019, 176]

Spannungsebene	Übertragungsnetzlänge in km	Verteilnetzlänge in km
Höchstspannung (380 kV bzw. 220 kV)	37.300	200
Hochspannung (110 kV)	200	94.600
Mittelspannung (10/20 kV)	-	524.500
Niederspannung (< 1 kV)	-	1.203.900

Eine ähnliche Aufteilung zeigt sich zwischen dem Gastransportnetz und den Gasverteilnetzen, wobei die Überschneidung der Netzlängen in den Hochdruckstufen im Transport- und Verteilnetz größer sind als bei Strom. Der Großteil des Gastransportnetzes (38.600 km) ist der höchsten Druckstufe (> 16 bar) zugeordnet [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 344]. In den Gasverteilnetzen entsprechen 204.300 km

der Niederdruckstufe und 269.600 km der Mitteldruckstufe. Darüber hinaus zählen insgesamt 80.700 km der Gasverteilnetze zu den Hochdruckstufen. Somit liegt der Großteil der Gasverteilnetze in der Nieder- und Mitteldruckebene und rund 15 % im Hochdruckbereich, während das Gastransportnetz ausschließlich Hochdruckleitungen umfasst.

Tabelle 2.2: Aufbau des Gastransportnetzes und der Gasverteilnetze (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 344], [Schütte, 2019, 180]

Druckebene	Transportnetzlänge in km	Verteilnetzlänge in km
Hochdruck (> 16 bar)	38.600	23.100
Hochdruck (5 bar - 16 bar)	2.900	28.400
Hochdruck (1 bar - 5 bar)	100	29.200
Mitteldruck (0,1 bar - 1 bar)	-	269.600
Niederdruck (≤ 0,1 bar)	-	204.300

Wärmenetze werden in Wasser- und Dampfnetze unterschieden, wobei der Großteil der Netze Wassernetze mit 28.700 km sind, welche Temperaturen von 30 °C bis 140 °C verteilen [BDEW, 2021a]. Dampfnetze hingegen verteilen Wärme ab 100 °C und umfassen im Jahr 2020 etwa 2.600 km in Deutschland [ebd.].

Tabelle 2.3 vergleicht die drei verschiedenen Netzinfrastrukturen anhand ihrer Strukturdaten. Stromverteilnetze sind in Deutschland (Stand 2020) die größten Netze mit 1,88 Mio. km [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 39], während Gasverteilnetze lediglich 554.000 km umfassen und Wärmenetze 31.000 km [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 344], [BDEW, 2021a]. Die verteilte Energiemenge ist in Gasverteilnetzen mit 742 TWh dennoch deutlich höher als in den Stromverteilnetzen [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 37, 346]. Die höchsten Investitionen werden derzeit (2020) in die Stromnetze, sowohl in das Übertragungsnetz wie auch in die Verteilnetze, getätigt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 138]. Investitionen in Gasverteilnetze und in Wärmenetze liegen in einer ähnlichen Größenordnung [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 372], [BDEW, 2021b].

Tabelle 2.3: Vergleich der Netzstrukturdaten von Gasverteil-, Stromverteil- und Wärmenetzen (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 37 - 39, 138, 344, 346, 372], [Statista, 2022], [BDEW, 2021a], [BDEW, 2021b]

Strukturdaten	Strom		Gas		Wärme	
	Übertragungsnetz	Verteilnetz	Transportnetz	Verteilnetz	Wassernetz	Dampfnetz
Anzahl Netzbetriebe	4	879	16	665	164	
Netzlängen in Tsd. km	37,5	1.883,2	41,6	554,5	28,7	2,6
Entnahmemenge in TWh	26,1	418,1	199,5	741,6	112,3	
Investitionen in Mrd. €	3,9	4,8	1,4	1,7	1,8	
Aufwendungen in Mrd. € pro Jahr	0,4	3,3	0,4	1,4		-

Entsprechend der Netzgrößen sind auch die Anzahl der Netzbetriebe der Stromverteilnetze mit 879 Betrieben höher als für die Gasverteilnetze mit 665 Betrieben [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 39, 344]. Wie bereits erwähnt unterliegen diese Betriebe, sowie die vier Stromübertragungsnetzbetriebe und 16 Gastransportnetzbetriebe, strengen regulatorischen Vorschriften, welche ihre wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestimmen [ebd.]. Eine Folge dieser Regulierung sind unterschiedliche Netzbetriebsmodelle, welche sich insbesondere über die Besitzverhältnisse des Anlagevermögens und der intern oder

extern erbrachten Dienstleistungen unterscheiden [Linnemann, 2021, S. 79]. Man unterscheidet hierbei zwischen [Koch und Spier, 2018, S. 16], [Linnemann, 2021, S. 79]:

- „schlanken Netzgesellschaften“: ohne Personal zur Betriebsführung, ohne Netzeigentum
- „großen Netzgesellschaften“: mit Personal zur Betriebsführung, mit Netzeigentum
- Netzgesellschaften mit Personal zur Betriebsführung, ohne Netzeigentum
- Netzgesellschaften ohne Personal zur Betriebsführung, mit Netzeigentum

Netzbetriebsmodelle ohne Netzeigentum zählen auch zum Pachtmodell, bei welchem das Netz von einem Dritten, wie z. B. dem Mutterkonzern, gepachtet wird [Linnemann, 2021, S. 80f]. Die Festlegung des Pachtzinses wird unterschiedlich durchgeführt und kann unabhängig von der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) oder der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) vereinbart werden. Hierbei liegt das Risiko beim Netzbetrieb. Liegt die vereinbarte Pacht über den genehmigten Erlösen, so trägt der Netzbetrieb die Verluste. Liegt diese unterhalb der genehmigten Erlöse kürzt die Regulierungsbehörde diese auf das übliche Marktniveau, sodass eine hohe Pacht nicht die Erlösobergrenze und somit die Netzentgelte unverhältnismäßig erhöht. Darüber hinaus kann die Pacht auch auf die zulässige Höhe der Erlöse festgelegt werden, sodass sich diese kostenneutral für den Netzbetrieb auswirkt. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit einer NEV-Pacht, welche auf der Strom- oder Gasnetzentgeltverordnung basiert. Hierbei wird die Höhe der Pacht über die Höhe der Kapitalkosten inklusive Pachtnebenkosten bestimmt. Wenn die NEV-Pacht geringer ist als die erlaubten Erlöse, so erwirtschaftet der Netzbetrieb Mehrerlöse. Ist die NEV-Pacht kleiner, so trägt der Netzbetrieb die entstehenden Verluste [ebd.].

Modelle ohne eigenes Personal zur Betriebsführung zählen zu den Dienstleistungsmodellen, bei welchen der Netzbetrieb nicht über das entsprechende Personal verfügt und dieses über Dienstleistende eingekauft wird [Linnemann, 2021, S. 82]. Hierbei können Teile der Betriebsführung oder gar die gesamte Betriebsführung über externes Personal abgedeckt werden. Letzteres zählt dann zum Betriebsführungsmodell [ebd.].

Die Regulierung schreibt neben der Entflechtung, welche zu den verschiedenen Netzbetriebsmodellen führt, in Deutschland eine Erlösobergrenze vor (genauer beschrieben in Abschnitt 2.3). Weltweit, aber auch innerhalb der Europäischen Union, werden unterschiedliche Instrumente der Kosten- und Anreizregulierung sowie unterschiedliche Zeiträume der Regulierungsperioden angewendet. Tabelle 2.4 gibt einen Überblick der Netzstrukturen und Regulierungen in ausgewählten europäischen Ländern [CEER, 2022, S. 9, 37, 68, 73, 86]. Die betrachteten Länder zeigen insbesondere für Strom- und Gasverteilnetze eine wesentlich geringere Anzahl der Netzbetriebe als in Deutschland und auch die Netzlängen sind tendenziell geringer. Lediglich Italien kommt auf Verteilnetzbetriebe im dreistelligen Bereich und die Netzlängen sind vergleichsweise nah an den Verteilnetzlängen in Deutschland. Die angewendeten Regulierungen der betrachteten Länder zeigen eine Tendenz zur Anreizregulierung mit Erlösobergrenze. Dennoch werden auch andere Instrumente verwendet, wie die Preisobergrenze in Italien und den Niederlanden, oder die Kostenzuschlagsregulierung in Österreich und Italien. In Österreich und den Niederlanden wird auch eine Heterogenität der Regulierung zwischen den Netzebenen und den Netzen an sich erkennbar. Dies betrifft auch die Dauer der Regulierungsperiode, welche in den Ländern zwischen drei und sechs Jahren liegt, während in Deutschland eine Regulierungsperiode fünf Jahren entspricht [CEER, 2022, S.9, 37, 45, 68, 73, 86]. Ein Vergleich der Regulierungssysteme in Europa von CEER [2022, S. 162] kommt zu dem Ergebnis, dass die meisten Länder eine Anreizregulierung mit Erlösobergrenze verwenden, während eine Kostenzuschlagsregulierung (siehe auch Abschnitt 2.3) nur von wenigen Ländern angewendet wird und somit eine Ausnahme darstellt.

In Deutschland wird mittels der Erlösobergrenze in Kombination mit einem Effizienzvergleich (siehe Abschnitt 2.3) ein Kostendruck auf die Netzbetriebe erzeugt [Seidel und Mahn, 2020, S. 12f]. Durch die

Tabelle 2.4: Angewendete Netzregulierung in verschiedenen Ländern [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 37 - 39, 138, 344, 346, 372], [CEER, 2022, S. 9, 37, 68, 73, 86]

Land		Gastransportnetz	Gasverteilnetze	Stromübertragungsnetz	Stromverteilnetze
Deutschland	Netzbetriebe	16	665	4	879
	Netzlänge	41.600 km	554.500 km	37.500 km	1.883.200 km
	Regulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze
	Regulierungsperiode	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
Österreich	Netzbetriebe	2	21	2	122
	Netzlänge	2.000 km	44.000 km	7.000 km	250.500 km
	Regulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Kostenzuschlagsregulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze
	Regulierungsperiode	4 Jahre	5 Jahre	jährlich	5 Jahre
Finnland	Netzbetriebe	1	19	1	77
	Netzlänge	ca. 1.200 km	ca. 2.000 km	ca. 14.300 km	ca. 410.000 km
	Regulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze
	Regulierungsperiode	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Irland	Netzbetriebe	1	1	1	1
	Netzlänge	ca. 2.477 km	ca. 11.913 km	ca. 6.711 km	ca. 172.000 km
	Regulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze
	Regulierungsperiode	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
Italien	Netzbetriebe	9	ca. 194	11	ca. 126
	Netzlänge	ca. 35.100 km	ca. 266.000 km	ca. 73.600 km	ca. 1.276.000 km
	Regulierung	Kostenzuschlagsregulierung für Kapitalkosten, Preisobergrenze für Betriebskosten	Kostenzuschlagsregulierung für Kapitalkosten, Preisobergrenze für Betriebskosten	Kostenzuschlagsregulierung für Kapitalkosten, Preisobergrenze für Betriebskosten	Kostenzuschlagsregulierung für Kapitalkosten, Preisobergrenze für Betriebskosten
	Regulierungsperiode	4 Jahre	6 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Niederlande	Netzbetriebe	1	7	1	7
	Netzlänge	12.000 km	125.000 km	21.000 km	329.000 km
	Regulierung	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Preisobergrenze	Anreizregulierung mit Erlösobergrenze	Anreizregulierung mit Preisobergrenze
	Regulierungsperiode	3 - 5 Jahre	3 - 5 Jahre	3 - 5 Jahre	3 - 5 Jahre

langen Nutzungsdauern, insbesondere der Leitungen¹, von bis zu 65 Jahren, führt dies zu einer langen Kapitalbindung und verringert dadurch die Flexibilität der Netzbetriebe sich an aktuelle Herausforderungen, wie der Energiewende, anzupassen. Innerhalb dieses regulatorischen Rahmens sollen die Netzbetriebe den Netzbetrieb zuverlässig gewähren, zukunftssicher investieren und auch entsprechende Renditen für ihre Anteilseigner erwirtschaften. Somit befinden sich Netzbetriebe in einem Spannungsfeld zwischen einschränkender Regulierung und gesetzlich vorgeschriebenen Anpassungen an die Energiewende, weshalb die Frage aufkommt, inwieweit der aktuelle regulatorische Rahmen die Umsetzung der Energiewende unterstützt oder gar behindert [ebd.].

¹ Auch Gebäude, wobei diese auch anderweitig genutzt werden können und Leitungen ohne entsprechende Anpassung lediglich für die Verteilung von Strom oder Gas verwendet werden können.

2.1.2 Endnutzende

Die Endkunden im Energiemarkt lassen sich auf die verschiedenen Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD) und Verkehr aufteilen und entsprechen den Endnutzenden der leitungsgebundenen Energieversorgung (oder auch Netznutzende), sofern die Endnutzenden einen Bedarf an Strom, Wärme oder Gas haben. Nachfolgend wird zunächst auf die aktuelle Energienachfrage (Stand 2020) in den verschiedenen Verbrauchssektoren eingegangen und darauf, wie sich diese Nachfrage laut verschiedenen Szenarien von Energiesystemstudien entwickelt. Darüber hinaus wird der Begriff der Sektorkopplung, welcher gewisse Effekte in der Nachfrageentwicklung erklärt, beschrieben und auf die Zusammensetzung der Endkundenpreise eingegangen.

Weltweit ist Deutschland der drittgrößte Importeur von Erdgas mit 911 TWh² (Stand 2020) [IEA, 2021a, S. 15]. Der größte Importeur ist China mit 1.371 TWh und auf Platz zwei liegt Japan mit 1.152 TWh. Dicht hinter Deutschland ist Italien mit 724 TWh auf Platz vier der Erdgasimporteure. Bei der Produktion von erneuerbarem Strom liegt Deutschland mit 242 TWh im Jahr 2019 auf Platz sechs, nach China, den USA, Brasilien, Kanada und Indien [IEA, 2021a, S. 31]. Die gesamte deutsche Endenergienachfrage im Jahr 2020 betrug 2.333 TWh, von denen 26 % im Industriesektor für die energetische Nutzung eingesetzt wurde und 10 % für die nicht-energetische Nutzung [AGEB, 2022, S. 11]. Weitere 26 % wurden im Haushaltssektor und 24 % im Verkehrssektor verbraucht sowie 14 % im GHD-Sektor [ebd.]. Abbildung 2.2 zeigt die Anteile der verbrauchten Energieträger in den verschiedenen Verbrauchssektoren. Unter Gasen, dargestellt in blau, sind Naturgase, wie Erdgas, Erdölgas und Grubengas, sowie sonstige Gase, wie Flüssiggas, Raffineriegas, Kokerei und Stadtgas, Gicht- und Konvertergas, zu verstehen [Fraunhofer ISI, 2021, S. 4]. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird unter dem Begriff Gase zusätzlich auch Biogas und synthetisches Methan, welches basierend auf Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid hergestellt wird, zusammengefasst. Als erneuerbare Energien (Grün) wird insbesondere Biomasse in Abbildung 2.2 betrachtet, der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion ist nicht gesondert ausgewiesen (Strom in Gelb) [ebd.].

Man erkennt, dass im Haushaltssektor insbesondere Gase (ausschließlich Erdgas) genutzt werden, aber auch Mineralöl, Strom und erneuerbare Energien verbraucht werden [AGEB, 2022, S. 22]. Nah-/ Fernwärme wird zu kleineren Anteilen genutzt. Ähnlich verhält sich die Energieträgeraufteilung in der Industrie, wobei Mineralöle eine kleinere Rolle als im Haushaltssektor spielen und dafür ein größerer Anteil an Strom verbraucht wird [AGEB, 2022, S. 21]. Der Anteil an genutzter Nah-/ Fernwärme ist in der Industrie ähnlich hoch wie im Haushaltssektor. Im Verkehr dominiert die Nutzung von Mineralöl-Produkten [AGEB, 2022, S. 25], während der GHD-Sektor überwiegend Strom verbraucht, aber auch größere Anteile Gase und Mineralöle [AGEB, 2022, S. 23].

In Bezug auf die leitungsgebundenen Energieträger erkennt man, dass Gas und Strom in den Verbrauchssektoren Haushalte, Industrie und GHD die größten Anteile der Nachfrage decken, während Nah-/ Fernwärme einen geringeren Anteil umfasst. Im Verkehrssektor wird bisher nur wenig Strom oder Gas nachgefragt, sodass leitungsgebundene Energieträger eine geringere Rolle einnehmen.

Verschiedene Energiesystemstudien analysieren die Entwicklung der Endenergienachfrage in den verschiedenen Verbrauchssektoren. Die in dieser Arbeit betrachteten Studien streben eine Klimaneutralität bis 2045 (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021], dena [2021b]) bzw. bis 2050 (Fraunhofer ISI

² 1 Milliarde Kubikmeter = 10,97 TWh

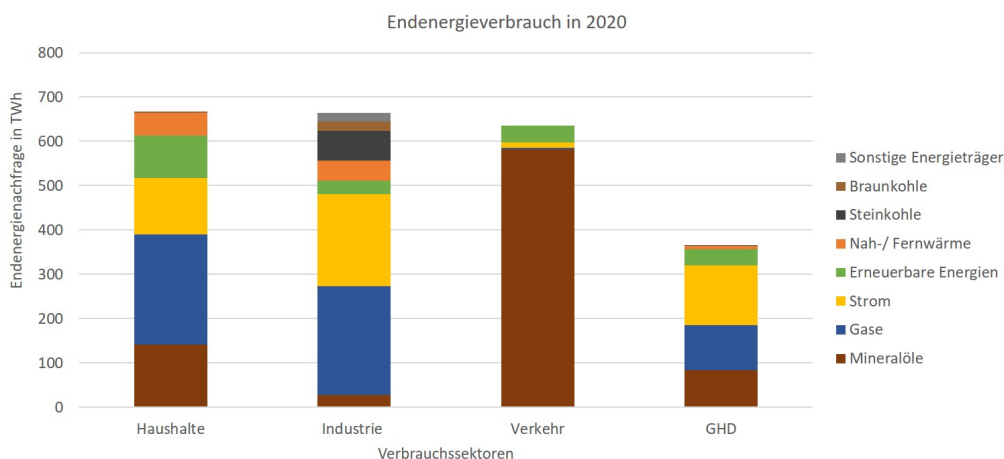


Abbildung 2.2: Endenergienachfrage der verschiedenen Verbrauchssektoren nach AGEB [2022, S. 21 - 23, 25]

et al. [2021a])³ an. Fraunhofer ISI et al. [2021a] unterscheiden in ihren Langfristszenarien 3 (LFS3) drei Extremszenarien. Das TN-Strom Szenario fokussiert sich auf den Einsatz von Strom in den Verbrauchssektoren, während sich das TN-PtG/PtL Szenario auf den Einsatz von Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) und das TN-H₂ auf den Einsatz von Wasserstoff fokussieren. Im Unterschied zu den Szenarien von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021] und dena [2021b] berücksichtigen die Szenarien von Fraunhofer ISI et al. [2021a] nicht die neuen Klimaziele, welche eine Klimaneutralität bis 2045 anstreben [BMJV und BfJ, 2021a, §3], sondern verfolgen das Ziel einer Klimaneutralität bis 2050. Dennoch geben die Szenarien einen Einblick in die Bandbreiten in welchen sich das Energiesystem zukünftig entwickeln kann.

Im Folgenden liegt der Fokus auf der zukünftigen Entwicklung der leitungsgebundenen Energieträger in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Aufgrund der ähnlichen Technologien des Energieverbrauchs von Haushalten und GHD, werden diese beiden Sektoren in den Energiesystemstudien häufig als Gebäudesektor zusammengefasst. Abbildung 2.3 zeigt die verschiedenen Studienergebnisse für die Entwicklung der Strom- (oben) und Nah-/ Fernwärmenachfrage (unten). Stromseitig erkennt man, dass insgesamt die Nachfrage zunimmt. Dabei schwankt die Stromnachfrage im Gebäudesektor auf einem ähnlichen Niveau in den verschiedenen Studien, während im Industrie- und Verkehrssektor überwiegend eine steigende Stromnachfrage prognostiziert wird. Auch die Nachfrage nach Nah-/ Fernwärme steigt tendenziell an, mit Ausnahme von BCG [2021] und dena [2021b]. Abgesehen von dena [2021b] zeigen die Szenarien einen deutlichen Anstieg der Nah-/ Fernwärmenachfrage im Gebäudesektor, wobei im Industriesektor die Nachfrage eher konstant bleibt oder abnimmt.

³ Seit November 2022 sind die neuen Langfristszenarien, welche eine Klimaneutralität bis 2045 anstreben, veröffentlicht. Aufgrund von Abhängigkeiten zu anderen Modellrechnungen und Projekten sowie des Zeitrahmens in dem diese Arbeit erstellt wurde, können die neuen Langfristszenarien nicht bei den Analysen dieser Arbeit herangezogen werden.

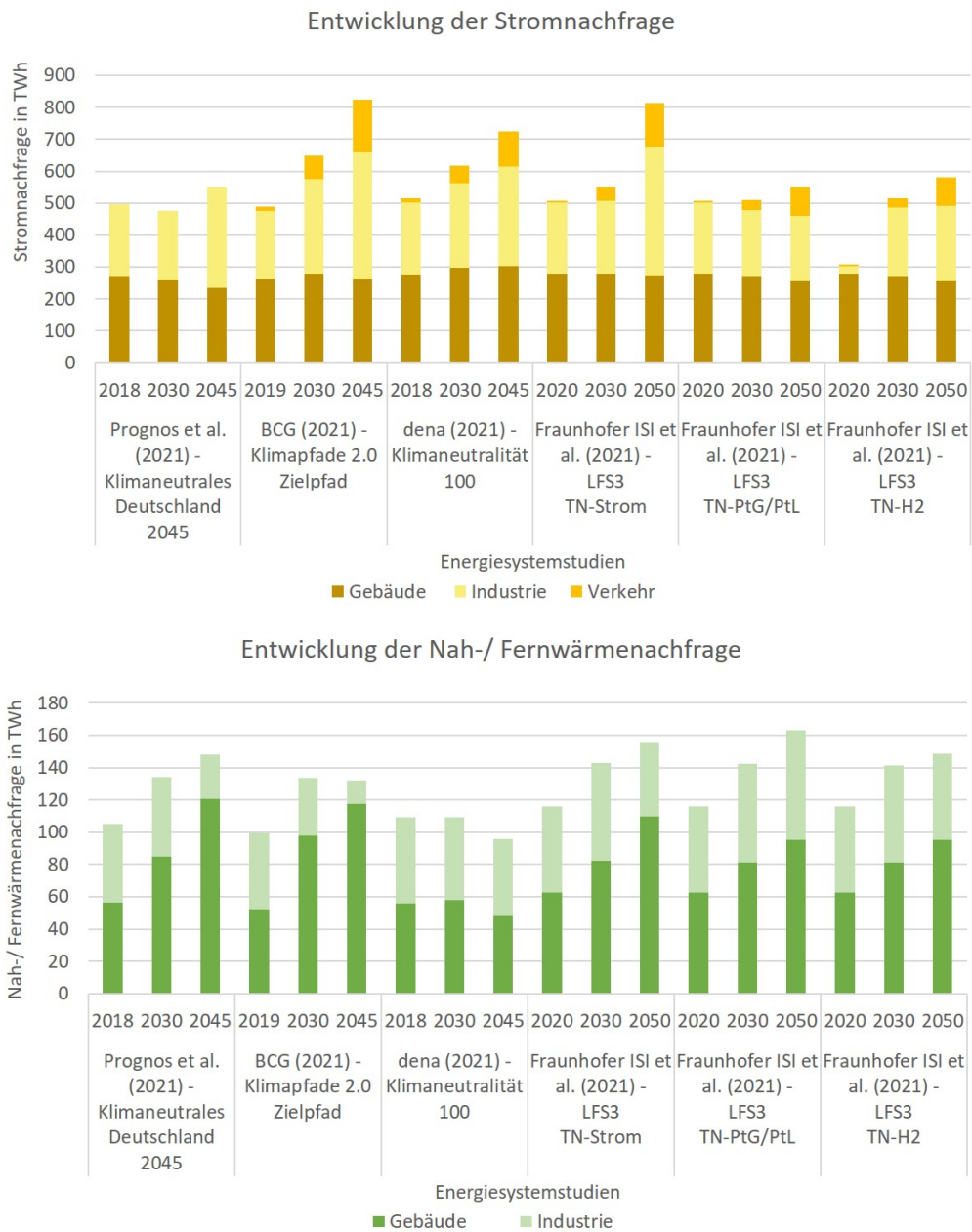


Abbildung 2.3: Zukünftige Entwicklung der Strom- und Nah-/ Fernwärmenachfrage basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021], dena [2021b] und Fraunhofer ISI et al. [2021a]

In Abbildung 2.4 wird die Nachfrageentwicklung in den verschiedenen Energiesystemstudien für Gas (oben) und Wasserstoff (unten) gegenübergestellt. Man erkennt deutlich, dass abgesehen vom TN-PtG/PtL Szenario von Fraunhofer ISI et al. [2021a], welches den Einsatz unter anderem von synthetischem Methan (PtG) fokussiert, alle Szenarien einen drastischen Rückgang der Gasnachfrage in allen Sektoren prognostizieren. Im Gebäudesektor wird dieser Rückgang selbst im TN-PtG/PtL Szenario von Fraunhofer ISI et al. [2021a] prognostiziert, sodass alle betrachteten Szenarien einen deutlichen Gasnachfragerückgang im Gebäudesektor zeigen. Vergleicht man dies mit der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage, so erkennt man einen Anstieg der Nachfrage in allen betrachteten Szenarien, insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor. Lediglich dena [2021b] und das TN-H2 Szenario von Fraunhofer ISI et al. [2021a], welches den Einsatz von Wasserstoff fokussiert, zeigen eine Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor 2045 bzw. 2050.

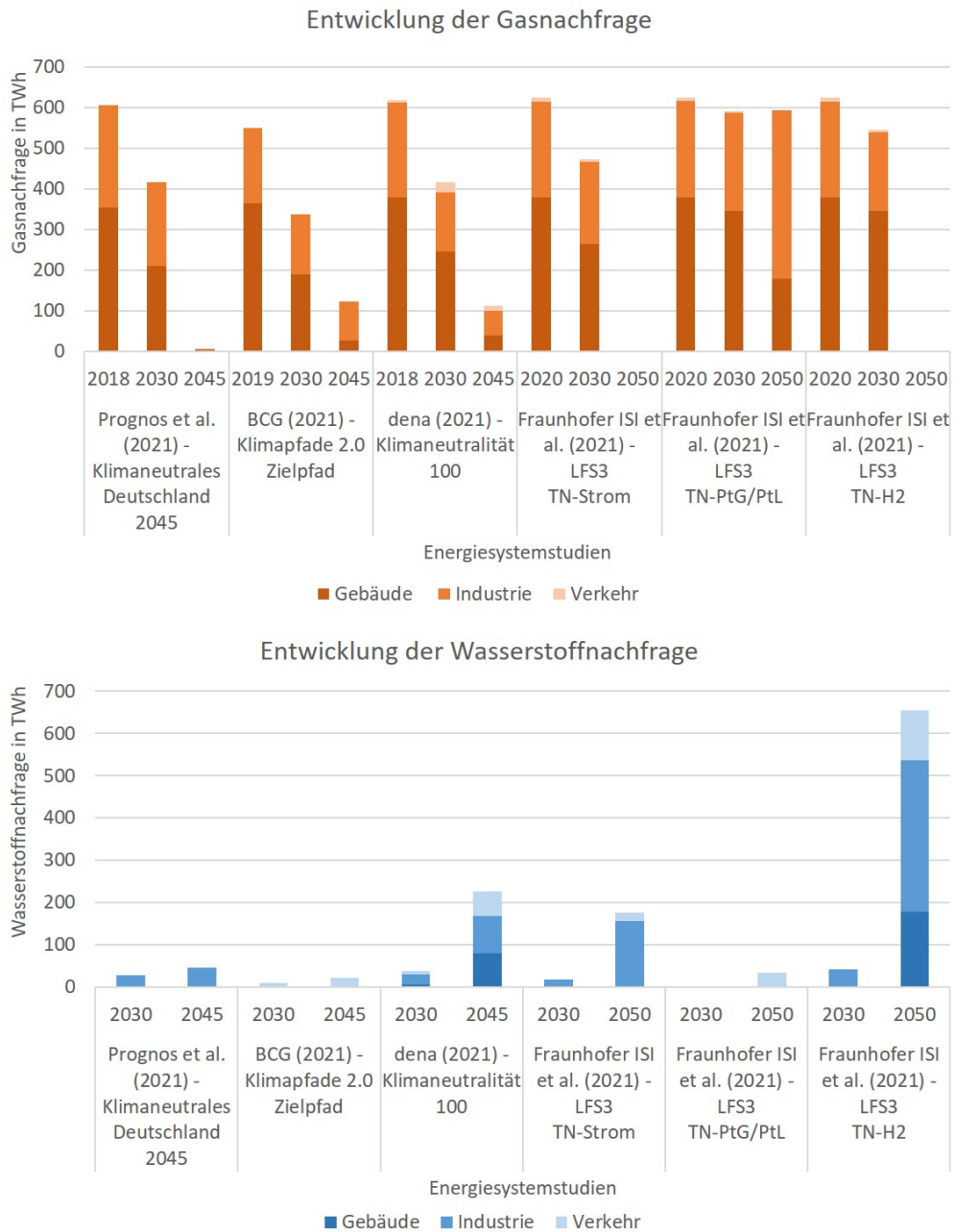


Abbildung 2.4: Zukünftige Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021], dena [2021b] und Fraunhofer ISI et al. [2021a]

Die zuvor beschriebenen Szenarien der Energiesystemstudien haben das gemeinsame Ziel eines klimaneutralen Energiesystems. Um dies zu erreichen gibt es unterschiedliche Maßnahmen, wie die Verringerung der Nachfrage über effizienzverbessernde Maßnahmen (z. B. Gebäudedämmung) oder den Wechsel von fossilen Energieträgern, wie Kohle, Mineralöl und Erdgas, zu erneuerbaren Energieträgern, wie Strom aus erneuerbarer Energie oder synthetischen Kraft-/Brennstoffen (PtG/ PtL) [Wietschel et al., 2018b, S. 2]. Dieser Wechsel fällt unter die Definition der Sektorkopplung, auch Sektorenkopplung genannt, nach Wietschel et al. [2018b, S. 13], welche neben den Energieträgern auch den Einsatz von Energieformen wie der Abwärme über Sektorgrenzen hinweg einschließt. Ramsebner et al. [2021, S. 23] untersuchen die große Menge an unterschiedlichen Definitionen für Sektorkopplung in der bestehenden Literatur. Die Autoren kommen

zu der Schlussfolgerung, dass Sektorkopplung die Integration erneuerbaren Stroms in das Energiesystem umfasst und eine Integration anderer erneuerbarer Energien, wie z. B. Abwärme, Teil der Analyse von Multienergiesystemen (MES) ist [ebd.]. Typische Sektorkopplungstechnologien sind somit strombasierte Wärmepumpen (Power-to-Heat), welche Raumwärme, Warmwasser oder Prozesswärme für Gebäude oder Industrieprozesse produzieren, strombasiert erzeugte gasförmige oder flüssige Energieträger (Power-to-Gas/Power-to-Liquid), wie synthetisches Methan, welche neben der Wärmeproduktion auch nicht energetisch genutzt werden können, oder die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wie z. B. bei der Elektromobilität [Wietschel et al., 2018b, S. 10]. Wietschel et al. [2018b, S. 11] unterscheiden zwischen verschiedenen Perspektiven auf die Sektorkopplung, wobei in dieser Arbeit insbesondere die System- bzw. Infrastrukturperspektive eingenommen sowie das Zusammenspiel der Endnutzendenperspektive und der Infrastrukturperspektive (Netzbetriebe) aufgezeigt wird.

Mit der System- bzw. Infrastrukturperspektive auf die Sektorkopplung ist die Verbindung der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr mit deren Infrastrukturen gemeint [Wietschel et al., 2018b, S. 11] und somit eine stärkere integrierte Betrachtung der „leitungsgebundenen Energieträger Strom, Fern-/Nahwärme, Gas und Wasserstoff“ [Wietschel et al., 2018b, S. 12]. Durch diese Integration entsteht zwischen den leitungsgebundenen Energieträgern, welche bei Strom und Gas zu den natürlichen Monopolen gehören, ein Wettbewerb, welcher in den oben beschriebenen Szenarien insbesondere im Gebäudesektor deutlich wird. Gebäude können mit Wärme über strombasierte Wärmepumpen, also über Stromnetze, versorgt werden, über Wärmenetze oder über Gaskessel, welche zukünftig über Gasnetze mit synthetischem Methan oder Wasserstoff befeuert werden. Dieser Wettbewerb wird in Kapitel 3 genauer erläutert.

Neben den technischen und ökonomischen Einflüssen der Sektorkopplung auf die Endnutzenden und Infrastrukturbetriebe muss auch die Regulierung die entstehenden Effekte berücksichtigen und eine Verzögerung der Umsetzung, über eine zügige Anpassung des regulatorischen Rahmens, verhindert werden. So spielt die Regulierung z. B. bei der Refinanzierung der verschiedenen Netzinfrastrukturen über Netzentgelte eine wichtige Rolle [Wietschel et al., 2018b, S. 19]. Die zuvor beschriebenen Szenarien zeigen eine Zunahme der Stromnachfrage, welche zu einer erhöhten Auslastung des Stromnetzes und somit zu einem Stromnetzausbau führt. Diese Investitionen werden über Netzentgelte auf die verschiedenen Endnutzenden (Netznutzenden) verteilt und können in Regionen mit einem hohen Zubau von erneuerbarer Energie zu einer Verteilung hoher Kosten auf eine weniger stark steigende Nachfrage führen, sodass die Netzentgelte steigen. Umgekehrt zeigen die zuvor beschriebenen Szenarien einen starken Rückgang der Gasnachfrage. Bleibt die Größe des Gasnetzes konstant und somit auch die Kosten für den Netzbetrieb, so werden diese Kosten auf immer weniger Netznutzende verteilt und die Netzentgelte steigen deutlich an [Wachsmuth et al., 2019, S. 179], [Oberle et al., 2020, S. 25]. Dies kann zu einer Abwärtsspirale für Gasverteilnetze werden, da aufgrund steigender Netzentgelte weitere Netznutzende zu anderen Technologien wechseln. Mit diesem Trend wird ein zukünftiger wirtschaftlicher Betrieb der Gasverteilnetze fraglich und Stilllegungsmaßnahmen können unumgänglich werden.

Netzentgelte sind Teil der Endkundenpreise für Strom und Gas. Ihre Bestimmung wird in Abschnitt 2.3.3 detaillierter beschrieben. Endkundenpreise für Nah-/ Fernwärme beinhalten keine separaten Netzentgelte, da Wärmenetze bisher nicht gesetzlich entflechtet wurden, also keine Trennung des leitungsgebundenen Wärmetransports von Wärmeerzeugung und -vertrieb gefordert wird. Wärmepreise bestehen daher nur aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis [AGFW, 2022]. Der Grundpreis setzt sich aus den Investitionen in Erzeugungsanlagen, Leitungen und Übergabestationen sowie aus den Personalkosten für den Betrieb, Wartung und Instandhaltung der Anlagen zusammen. Hingegen ist der Arbeitspreis abhängig vom Wärmeverbrauch und beinhaltet die Kosten des Brennstoffeinsatzes für die Wärmeerzeugung und den Energiebedarf der Pumpen [ebd.]. 2021 betrug der durchschnittliche Mischpreis der Wärmepreise in den verschiedenen

Bundesländern 8,28 €ct/kWh für bis zu 15 kW mit einem Anteil von 75 % des Arbeitspreises [Wolf, 2021, S. 8]. Somit können die Endkunden über den eigenen Wärmeverbrauch den Großteil der Kosten beeinflussen.

Tabelle 2.5 zeigt die unterschiedlichen Endkundenpreisbestandteile für durchschnittliche Haushaltskunden in 2021 für Strom und Gas. Der Stromgesamtpreis ist deutlich höher als der Gaspreis⁴. Im Vergleich hierzu liegt der durchschnittliche Wärmepreis über dem Gaspreis, aber deutlich unter dem Strompreis. Der von den Lieferanten beeinflussbare Preisanteil beträgt stromseitig lediglich 26,3 %, während dieser gaseitig 44,1 % beträgt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 286, 452]. Dieser Anteil umfasst die Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge. Somit ist der seitens der Regulierung vorgegebene Anteil des Preises deutlich höher bei Strom als bei Gas. Die Preisbestandteile, welche seitens der Netzbetriebe erhoben werden, wie die Netzentgelte, liegen in 2021 auf einem ähnlich hohen Anteil am Endkundenpreis bei Strom und Gas, wobei die absoluten Zahlen mit Netzentgelten in Höhe von 7,17 €ct/kWh stromseitig im Durchschnitt wesentlich höher ausfallen als gaseitig mit 1,49 €ct/kWh [ebd.]. Mit einem Anteil der Netzentgelte von fast einem Viertel des Gesamtpreises wird deutlich, dass die Investitionsentscheidungen der Netzbetriebe eine signifikante Auswirkung auf die Endnutzenden haben.

Tabelle 2.5: Vergleich der durchschnittlichen mengengewichteten Preisbestandteile für Stromhaushaltskunden (2.500 kWh bis 5.000 kWh) Gashaushaltskunden (5.556 kWh bis 55.556 kWh) in 2021 [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 286, 452]

Preisbestandteile	Strom		Gas	
	Preisbestandteile in €ct/kWh	Preisanteile in %	Preisbestandteile in €ct/kWh	Preisanteile in %
Gesamtpreis	32,63	100,0	6,68	100,0
Von Lieferanten beeinflussbarer Preisanteil	8,59	26,3	2,95	44,1
Netzentgelte	7,17	22,0	1,49	22,3
Entgelte für Messung/Messtellenbetrieb	0,34	1,1	0,10	1,4
Konzessionsabgabe	1,67	5,1	0,08	1,2
EEG-Umlage	6,50	19,9	-	-
CO ₂ -Abgabe	-	-	0,46	6,8
Weitere Umlagen	1,09	3,3	-	-
Strom-/Gassteuer	2,05	6,3	0,55	8,2
Umsatzsteuer	5,21	16,0	1,06	15,9

2.2 Bestehende Literatur zur integrierten leitungsgebundenen Energieversorgung

Abschnitt 2.1 verdeutlicht den Bedarf einer integrierten Betrachtung der leitungsgebundenen Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas, welche der Infrastrukturperspektive auf die Sektorkopplung entspricht. Im folgenden Abschnitt werden bisherige Untersuchungen zur integrierten Betrachtung der drei Netze aufgezeigt und verglichen sowie verschiedenen Open Source Frameworks zur Analyse integrierter Energiesysteme vorgestellt. Des Weiteren werden Arbeiten zum Thema der Netzregulierung verglichen und auf den Stand der Literatur zur Zukunft der Gasverteilnetze eingegangen.

⁴ Dies ist der Stand 2021. Durch den Krieg in der Ukraine und die daraus folgende Energiekrise sind die Beschaffungskosten für Gas im vierten Quartal 2022 fast um das Fünffache gestiegen gegenüber 2021, sodass Haushalte derzeit Preise von 20,04 €ct/kWh bezahlen. Die Beschaffung von Strom verteuerte sich ebenfalls um mehr als das Doppelte und führt zu Haushaltsstrompreisen von 40,07 €ct/kWh [BDEW, 2022a, Folie 5], [BDEW, 2022b, Folie 8]. Der Anstieg des Strompreises ist u. a. durch den Wegfall der EEG-Umlage geringer.

2.2.1 Multienergiesysteme - MES

Für die Literaturrecherche wird die Datenbank Scopus verwendet. Diese wird mittels der Suchbegriffe „Multi-Energy-Systems“, „Gas and Heat and Electricity“ und „integrated energy networks“ im Zeitraum von 2014 bis heute (November 2022) durchsucht. Dabei werden Veröffentlichungen zum Thema Netzflexibilität, Energiemärkte, Zuverlässigkeit der Netze und Stromabschaltung („curtailment“) nicht berücksichtigt.

Mancarella [2014] gibt einen Überblick über bereits existierende Ansätze und Perspektiven auf sogenannte Multienergiesysteme (Multi-Energy-System MES) mit dem Ziel deren Komplexität besser zu verstehen. MES sind Systeme, welche die Interaktion von Strom-, Wärme- und Gasnetzen über verschiedene Sektoren hinweg betrachten. Somit führt die Betrachtung von MES zu einem integrierten Konzept von Energieinfrastrukturen [Guelpa et al., 2019, S. 3], welches die verschiedenen Modellierungen der Energieinfrastrukturen berücksichtigt. Tabelle 2.6 gibt einen Überblick über die drei verschiedenen Problemstellungen, welche bei der Netzmodellierung gelöst werden. Man erkennt, dass Wärme- und Gasnetze beide den Druckunterschied als Bewertungsparameter haben. Wärmenetze werden allerdings größtenteils mit Wasser betrieben, welches als inkompressibel angesehen wird, sodass bei der Modellformulierung zwischen inkompressibel und kompressibel (Gas) unterschieden wird [Guelpa et al., 2019, S. 6]. Pandapipes ist ein Python-basiertes Open Source Tool, welches zur Netzberechnung von Wärme- und Gasnetzen eingesetzt werden kann [Lohmeier et al., 2020]. In Kombination mit pandapower, ein Open Source Stromnetzberechnungstool, können MES analysiert werden [Thurner et al., 2018]. Beide Tools wurden von den Entwicklern mit kommerziellen Alternativen verglichen, wie Stanet (Gas-/Wärmenetz), NEPLAN oder Sincal (Gas-/ Wärme-/ Stromnetz), und haben neben den Kriterien der kommerziellen Tools den Vorteil, einfach angepasst und verändert werden zu können, während die kommerziellen Alternativen den Quellcode nicht veröffentlichen [Lohmeier et al., 2020], [Thurner et al., 2018].

Tabelle 2.6: Modellierung von Energieinfrastrukturen nach Guelpa et al. [2019, S. 6]

Energievektor	Bewertungsparameter	Modellierung
Wärmenetze	Druckunterschied	nichtlineares Problem auf Basis der Erhaltungsgleichung
Stromnetze	Spannungsunterschied	dynamische Modelle, stochastische, zufallsabhängige und robuste Optimierung
Gasnetze	Druckunterschied	nichtlineares Problem für verdichtbare Strömungen (Turbulenz)

MES-Ansätze unterstützen bei der Planung und dem Betrieb von integrierten Energiesystemen und sind meist Gesamtsystemoptimierungen mit unterschiedlichen räumlichen Abdeckungen von einem Gebäude bis zu einem Land [Mancarella, 2014, S. 1]. Die Systeme untersuchen die „internen“ Interaktionen des Systems, wie die Erzeugung von Wärme mittels einer Wärmepumpe, sowie die Auswirkungen auf das Systemumfeld, wie die Stromnetze [Mancarella, 2014, S. 7]. Um die Komplexität dieser Systeme herunterzubrechen beschreibt Mancarella [2014] drei Konzepte, Microgrids, Virtual Power Plants (VPPs) und Energy Hubs [Mancarella, 2014, S. 6f]. Während Microgrids Systeme darstellen, welche auch im Inselmodus betrieben werden können, beschreiben VPPs Systeme zur gekoppelten Erzeugung von Energie, wie z. B. Blockheizkraftwerke zur Erzeugung von Strom und Wärme. Im Gegensatz zu den beiden ersten Konzepten wurde das Energy Hub Konzept speziell für MES entwickelt und von Geidl und Andersson [2007] eingeführt. Geidl und Andersson [2007] beschreiben Energy Hubs als eine Einheit, welche vereinfacht den Input und Output, sowie die Umwandlung und Speicherung von verschiedenen Energieträgern darstellt, vergleichbar

mit einem erweiterten Netzknoten [Geidl und Andersson, 2007, S. 145]. Dieses Konzept hat sich in der Modellierung von MES durchgesetzt und wird neben der klassischen Optimierung stetig weiterentwickelt, wie Tabelle 2.7 zeigt. In der Tabelle erkennt man auch, dass zunächst die Modellierung von MES überwiegend für die Planung von Energiesystemen eingesetzt wurde und neuere Veröffentlichungen eher den Betrieb, insbesondere den Netzbetrieb, berücksichtigen oder vorrangig untersuchen. Der Großteil der betrachteten Untersuchungen schließt die Analyse von Strom-, Wärme- und Gasnetzen mit ein. Lediglich Jalil-Vega und Hawkes [2018b], Jalil-Vega et al. [2020] und Chaudry et al. [2021] berücksichtigen dabei auch Wasserstoff. Wie bereits von Mancarella [2014] beschrieben, sind der Großteil der MES-Ansätze Optimierungen von Gesamtenergiesystemen, welche teilweise auch die Speicherung mitberücksichtigen und räumlich variabel sind.

Tabelle 2.7: Übersicht über MES-Ansätze in der Literatur

Quelle	Leitungsgebundene Infrastruktur	Methode	Anwendung	Ansatz	Systemgrenzen
de Durana, José María Gonzalez et al. [2014]	Strom, Wärme, Gas	Simulation	Planung/ Betrieb	Agenten-basierte Simulation	Energienetze, Umwandlung, Speicher
Liu und Mancarella [2016]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Planung/ Betrieb	Multi-Vektor Ansatz	Variabel
van Beuzekom et al. [2017]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Planung	Kostenoptimierung mit Randbedingungen Emissionen und Erneuerbare Energieziele	Gesamtsystem mit Energienetzen
Jalili-Vega und Hawkes [2018a]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Planung/ Betrieb	Kostenoptimierung für Investitionen und Betrieb mit Emissionen als Randbedingungen	Gesamtsystem mit Energienetzen
Jalili-Vega und Hawkes [2018b]	Strom, Wärme, Gas, Wasserstoff	Optimierung	Planung/ Betrieb	Kostenoptimierung für Investitionen und Betrieb mit Emissionen als Randbedingungen	Gesamtsystem mit Energienetzen
Clegg und Mancarella [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Wirtschaftliche Zielfunktion zur Optimierung der Transportkosten	Gesamtsystem mit Energienetzen
Qin et al. [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Planung	Partikelschwarm-Optimierungsalgorithmus mit Netzen als Restriktionen	Gesamtsystem mit Energienetzen
Wang und Shao [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Optimierung der gesamten Betriebskosten	Gesamtsystem mit Energienetzen
Liu et al. [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Optimierung des Gewinns der Verbraucher mit de-taillierten Netzrestriktionen	Gesamtsystem mit Energienetzen
Wang et al. [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Eshraghi et al. [2019]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Comodi et al. [2019]	Strom, Wärme	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Jalili-Vega et al. [2020]	Strom, Wärme, Wasserstoff	Optimierung	Planung	Kostenoptimierung mit der Berücksichtigung von Netzrestriktionen	Gesamtsystem mit Energienetzen
Eladi et al. [2020]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Ghanbari et al. [2020]	Strom, Gas	Optimierung	Planung/ Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Hemmati et al. [2020]	Strom, Gas	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	CHPs, Gaskessels, Batterien, Wärmepumpen
Chaudry et al. [2021]	Strom, Wärme, Gas, Wasserstoff	Optimierung	Planung/ Betrieb	Kostenoptimierung und Emissionsreduktion	Gesamtsystem mit Energienetzen
Li et al. [2022]	Strom, Wärme, Gas	Optimierung	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen
Huang et al. [2022]	Strom, Wärme, Gas	Simulation	Betrieb	Integriertes Energiesystem (IES) mit dynamischen Netzflüssen	Energienetze
Mou et al. [2022]	Strom, Wärme, Gas	Simulation	Betrieb	Energy Hub Ansatz	Gesamtsystem mit Energienetzen

Kriechbaum et al. [2018, S. 8] beschreiben MES-Modelle ebenfalls als Modelle, welche neben der Erzeugungs- und Endnutzenseite den Energiefluss der Netze, Speicher und Energieumwandlung zwischen den Netzen untersuchen. Damit dienen die Modelle als Schnittstelle zwischen den Netzen und den Netznutzenden [Kriechbaum et al., 2018, S. 10f]. Um auf den bereits existierenden Ansätzen zur MES-Modellierung aufzubauen, gibt es verschiedene Open Source Frameworks, mit welchen man sich in einer Art Baukasten-Prinzip MES-Modelle erstellen kann. Kriechbaum et al. [2018, S. 13] geben einen Überblick über die gängigen Python-basierten Open Source Frameworks Calliope, oemof und urbs (Tabelle 2.8). Alle drei Frameworks können für die Planung oder den Betrieb von MES eingesetzt werden und sind variabel in der räumlichen Abdeckung und Auflösung. Die Frameworks sind nach dem Energy Hub Konzept aufgebaut und führen vor allem ökonomische Untersuchungen durch. Lediglich urbs beinhaltet auch ökologische Restriktionen. Neben Strom, Wärme und Gas betrachtet oemof auch den Transportsektor und führt auch Mixed Integer Problemlösungen durch. Für die Lastflussanalysen wird bei allen drei Frameworks der Typ II verwendet, bei welchem nach Kriechbaum et al. [2018, S. 9f] die Leitungsverluste als Funktion des Flusses berücksichtigt sind.

Tabelle 2.8: Übersicht über Open Source Frameworks für die Modellierung von MES nach Kriechbaum et al. [2018, S. 13]

	Calliope	oemof	urbs
Anwendung	Planung/ Betrieb	Planung/ Betrieb	Planung/ Betrieb
Modellformulierung	Linear	Linear und Mixed Integer	Linear
Räumliche Abdeckung	Lokal bis national	Lokal bis national	Lokal bis national
Untersuchungskriterium	Ökonomisch	Ökonomisch	Ökonomisch mit zusätzlichen ökologischen Restriktionen
MES-Ansatz	Energy Hub	Energy Hub	Energy Hub
Sektorabdeckung	Strom, Wärme, Gas	Strom, Wärme, Gas, Verkehr	Strom, Wärme, Gas
Räumliche Auflösung	Einzel- und Multi-Regionen	Einzel- und Multi-Regionen	Einzel- und Multi-Regionen
Lastfluss	Netzflusstyp II	Netzflusstyp II	Netzflusstyp II

Die hier betrachtete Literatur zeigt, dass es bereits eine Vielzahl von Ansätzen und Untersuchungen zur techno-ökonomischen und ökologischen Betrachtung von MES gibt. Oduro und Taylor [2023] untersuchen die aktuellen Herausforderungen der Energienetze im internationalen Kontext und führen Vorteile, aber auch Lücken der bisherigen Arbeiten zu MES auf.

Neben der weiterhin bestehenden Herausforderung der Integration von erneuerbaren Energien in die Energienetze, insbesondere in Stromnetze, aber auch in Wärmenetze, führen Oduro und Taylor [2023, S. 4ff] die stärkere Elektrifizierung der Sektoren als Herausforderung auf. Diese wird in verschiedenen Ländern über Anreize und Verbote, wie z. B. das Verbot von Gaskesseln in Neubauten, vorangetrieben [Oduro und Taylor, 2023, S. 6], [HM Government, 2021]. Darüber hinaus ist die Unsicherheit in Bezug auf zukünftige politische Entscheidungen eine große Herausforderung, welche insbesondere bei Gasnetzen zu höheren Investitionsrisiken führt [Oduro und Taylor, 2023, S. 6], [vivedeconomics, 2018]. Die Zukunft der Gasnetze an sich wird von Oduro und Taylor [2023, S. 7] als Herausforderung aufgeführt, da in vielen Ländern dies einer der wichtigsten Vermögenswerte (Asset) ist und die zukünftigen Entwicklungen, insbesondere im Gebäudesektor (siehe für Deutschland Abschnitt 2.1.2), einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage prognostizieren. Dennoch gibt es Ansätze auch Gasnetze zu dekarbonisieren, wie z. B. über die Umrüstung zum Transport und der Verteilung von Wasserstoff oder klimaneutralen Gasen, wie synthetisches Methan oder Biogas. Des Weiteren werden Herausforderungen in Bezug auf den regulatorischen Rahmen und den Auswirkungen des Klimawandels aufgeführt [Oduro und Taylor, 2023, S. 7f].

Die bisherigen Ansätze zur Untersuchung von MES führen zur Verringerung von Kosten, zu weniger Abregelung von erneuerbaren Energien, zu einer verbesserten Energieeffizienz des Systems und zu geringeren Emissionen [Oduro und Taylor, 2023, S. 10ff]. Diese Untersuchungen finden allerdings unter idealisierten Bedingungen statt und führen zu optimalen Lösungen, welchen allerdings eine praktische Anwendung fehlt [Oduro und Taylor, 2023, S. 12]. Neben der hohen Komplexität und den Herausforderungen bei der Datenverfügbarkeit führt insbesondere die fehlende Einbindung der regulatorischen Herausforderungen zu dieser Lücke der Anwendbarkeit. Dies ist aber laut Oduro und Taylor [2023, S. 11] ein bisher wenig erforschtes Gebiet und auch Biggar [2022, S. 10] weist auf die Lücke zwischen der theoretischen Regulierung und den Herausforderungen bei der Anwendung der Regulierung hin.

2.2.2 Stand der Forschung der Netzregulierung

Das Forschungsfeld der Regulierung in der Energiewirtschaft ist sehr breit, sodass im Folgenden der Fokus auf der Netzregulierung liegt. Wie zuvor wird für die Literaturrecherche die Datenbank Scopus verwendet. Gesucht wird nach den Begriffen „revenue cap“, „energy network regulation“ und „regulation distribution network“. Aufgrund der geringen Menge an Veröffentlichungen wird der Zeitraum von 2009 bis heute (November 2022) betrachtet.

Das Ergebnis der Literaturrecherche zur Netzregulierung mit Fokus auf Verteilnetze ist in Tabelle 2.9 dargestellt und zeigt, dass der Großteil der betrachteten Literatur Stromverteilnetze betrifft sowie insbesondere deren Regulierung in europäischen Ländern mit vermehrten Veröffentlichungen zu Deutschland. Der Länderbezug ist relevant, da auch innereuropäisch unterschiedliche Regulierungsregime angewendet werden (wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt). Während Deutschland, Dänemark, Finnland, Italien und Schweden eine Anreizregulierung mittels der Erlösbergrenze als Instrument anwenden, verwenden die Niederlande die Anreizregulierung mittels Preisbergrenze [Oduro und Taylor, 2023, S. 5], [Dorigoni und Portatadino, 2009, S. 249], [CEER, 2022, S. 37]. In den außereuropäischen Ländern kommt auch die Kostenzuschlagsregulierung zum Einsatz, wie z. B. in Japan und in vereinzelt Staaten in den USA (z. B. Kalifornien) [Oduro und Taylor, 2023, S. 5]. Norwegen verwendet ebenfalls eine Anreizregulierung mittels Erlösbergrenze [Bjørndal et al., 2010, S. 318].

Eine Vielzahl der Studien in Tabelle 2.9, wie von Agrell [2015], Agrell und Grifell-Tatjé [2016], Bjørndal et al. [2018], Andor et al. [2019], Waidelich et al. [2022] und Thanassoulis et al. [2022], beschäftigen sich mit der Ermittlung der Effizienz von Netzbetrieben und den Effizienzvergleichsmethoden. Diese sind relevant für die entsprechenden Regulierungsbehörden, um einen effizienten Netzbetrieb anzureizen. Die entsprechenden Methoden werden in Abschnitt 2.3.2.1 genauer beschrieben. Die Auswirkung der Liberalisierung und die daraus resultierenden Besitzverhältnisse, welche bereits in Abschnitt 2.1.1 erläutert sind, werden von Dorigoni und Portatadino [2009], Di Pillo et al. [2020] und zum Teil auch von Bremberger et al. [2016] untersucht. Ein weiterer Themenbereich ist die Festlegung des Qualitätselements, welches von Schmidthaler et al. [2015] für Stromverteilnetze und von Sanft [2015] für Gasverteilnetze analysiert wird. Campbell [2018] vergleicht die beiden gängigsten Instrumente der Anreizregulierung, die Preis- und die Erlösbergrenze und Havyatt [2022] beschreibt einen neuartigen Regulierungsvorschlag für Australien, bei welchem die Verbrauchendenpräferenz einbezogen wird.

Über Auswirkungen der Regulierung unter den Herausforderungen der Dekarbonisierung des Energiesystems veröffentlichen Agne und Trapp [2013], Jenkins und Pérez-Arriaga [2017] und Huang und Söder [2017]. Agne und Trapp [2013] untersuchen die Auswirkungen der verschiedenen Elemente der Erlösbergrenze auf den Netzbetrieb mit Fokus auf den Zeitverzug bei der Anerkennung von Investitionen, um die Bedeutung der Regulierung für eine erfolgreiche Energiewende aufzuzeigen. Hingegen schlagen Jenkins und Pérez-Arriaga

[2017] eine neue Methode zur Ermittlung der Erlöse für Netze mit hohen dezentralen Energieeinspeisungen vor. Die Wirkung von Investitionen in Stromverteilnetze mit und ohne dezentraler Energieerzeugung auf verschiedene Anreizregulierungssysteme wird von Huang und Söder [2017] untersucht.

Tabelle 2.9: Literatur zur Netzregulierung

Literatur	Leitungsgebundene Infrastrukturen	Netzebene	Land	Fokus
Dorigoni und Portatadino [2009]	Gas	Verteilnetz	Italien	Liberalisierung im Gasmarkt und Anpassung des regulatorischen Rahmens für einen weiterhin effizienten Netzbetrieb
Agne und Trapp [2013]	Strom	Übertragungsnetz	Deutschland	Auswirkung verschiedener Elemente der Erlösobergrenze für Netzentgelte auf Netzbetriebe
Agrell [2015]	Strom	Verteilnetz	Deutschland	Ansätze für Effizienzvergleiche
Schmidthaler et al. [2015]	Strom	Verteilnetz	EU	Zusammenhang Versorgungssicherheit und Netzregulierung (Qualitätselement)
Sanft [2015]	Gas	Verteilnetz	Deutschland	Instandhaltungsstrategien im regulatorischen Rahmen (Qualitätselement)
Bremberger et al. [2016]	Strom	Übertragungs- und Verteilnetz	EU	Auswirkungen der kostenbasierten und anreizorientierten Regulierung auf Dividendenpolitik und unterschiedliche Eigentumsverhältnisse
Agrell und Grifell-Tatjé [2016]	Strom	Verteilnetz	Schweden	Modell zur Bewertung der Effizienz von Netzbetrieben mit Ausfallwahrscheinlichkeiten
Jenkins und Pérez-Arriaga [2017]	Strom	Verteilnetz	Referenznetz	Neue Methode zur Ermittlung erlaubter Erlöse für Stromnetze mit hohen Anteilen von dezentraler Energieversorgung
Huang und Söder [2017]	Strom	Verteilnetz	Schweden	Untersuchung der Wirkung von Verteilernetzinvestitionen mit und ohne dezentraler Energieerzeugung auf verschiedenen Anreizregulierungssysteme
Bjørndal et al. [2018]	Strom	Verteilnetz	Norwegen	Bewertung von Ineffizienzen (Benchmark)
Campbell [2018]	Strom	-	-	Vergleich der Regulierungsmechanismen von Preis- und Erlösobergrenze
Andor et al. [2019]	Strom, Gas	Verteilnetz	Finnland	Analyse von Methoden zur Effizienzermittlung
Di Pillo et al. [2020]	Strom, Gas	Verteilnetz	Italien	Einfluss neuer Eigentumsstrukturen auf die Investitionen in Infrastrukturen
Waidelich et al. [2022]	Gas	Transportnetz	Deutschland	Untersuchung der Methode des Effizienzvergleichs
Havyatt [2022]	Strom	Verteilnetz	Australien	Untersuchung zu Regulierungsvorschlägen, die die Verbrauchendenpräferenz widerspiegelt
Thanassoulis et al. [2022]	Strom, Gas	Verteilnetz	Norwegen, Finnland, Deutschland	Übersicht über explizite und implizite Anreize zur Effizienzverbesserung

Dieser Stand der Literatur zur Netzregulierung zeigt eine Vielzahl von Themenbereichen, die untersucht werden. Wie Oduro und Taylor [2023] bereits dargelegt hat, beschäftigt sich diese Literatur noch recht wenig mit den Herausforderungen, die durch ein integriertes Energiesystem seitens der Regulierung entstehen. Insbesondere die Herausforderung der ungewissen Zukunft von Gasverteilnetzen wird in der Literatur zur Netzregulierung bisher wenig erforscht.

2.2.3 Stand der Forschung zur Zukunft der Gasverteilnetze

Auch für diesen letzten Abschnitt der Literaturrecherche wird, neben den verbreiteten Studien, die Datenbank Scopus nach „future role gas network“, „investment gas distribution network“, „regulation gas distribution network“ und „gas distribution network“ im Zeitraum von 2016 bis heute (November 2022) durchsucht.

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, zeigen die aktuellen Energiesystemstudien in ihren Szenarien einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage, insbesondere im Gebäudebereich [Prognos, Öko-Institut,

Wuppertal-Institut, 2021], [BCG, 2021], [dena, 2021b], [Fraunhofer ISI et al., 2021a]. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021, S. 27] zeigen Pfade auf wie das Ziel eines klimaneutralen Deutschlands bis 2045 gelingen kann. Hierbei verweist die Studie in Bezug auf den Gebäudesektor darauf, dass Gasverteilnetze nicht mehr ausreichend ausgelastet sein werden und Teile des Netzes entsprechend stillgelegt werden müssen [Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021, S. 17]. Eine entsprechend detaillierte Gasnetzmodellierung und eine Betrachtung des benötigten regulatorischen Rahmens werden nicht durchgeführt. Auch die Studie von BCG [2021, S. 168, 177] betrachtet keine detaillierte Gasnetzplanung und beinhaltet keine Investitionen und Kosten für mögliche NetZRückbauten. Anders als die anderen Studien führt BCG [2021, S. 14, 147] eine betriebswirtschaftliche und nicht volkswirtschaftliche Analyse durch und verweist auf die Wichtigkeit einer kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanung für die Netzplanung. Eine volkswirtschaftliche Bewertung des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems in Deutschland führt die dena [2021b, S. 24, 157] durch und berücksichtigt auch eine quantitative und qualitative Analyse der Gas- und Wasserstoffnetze. Eine detaillierte Modellierung dieser Netze und eine entsprechende Berücksichtigung der Stilllegungsmaßnahmen werden jedoch nicht betrachtet [dena, 2021b, S. 158, 163]. Lediglich in den Langfristszenarien 3 von Fraunhofer ISI et al. [2021b, S. 24] werden auch Gasverteilnetze modelltechnisch bewertet und ein entsprechender Rückbau quantifiziert. Der benötigte oder aktuell vorhandene regulatorische Rahmen ist allerdings nicht Teil der Studie.

Andere Studien fokussieren sich direkt auf Verteilnetzbetriebe und die Auswirkung der Energiewende auf Gasnetze bzw. Gasverteilnetze. In der Studie „Verteilnetzbetreiber 2030“ von Bergmann et al. [2018, S. 10] werden mittels Umfrageergebnissen die aktuellen Aufgaben und Herausforderungen von Verteilnetzbetrieben aufgezeigt. Die Studie zeigt auf, dass Verteilnetzbetriebe eine Schlüsselrolle bei der Energiewende einnehmen, da immer mehr erneuerbare Energien dezentral eingespeist werden, die Netzbetriebe entsprechend flexibler agieren müssen und die Versorgungsaufgaben komplexer werden. Dafür benötigen die Netzbetriebe ein entsprechendes Handlungsumfeld, welches nur durch eine entsprechende Regulierung ermöglicht werden kann, aber derzeit eher weniger der Realität entspricht und eher hindert als den Wandel anreizt [ebd.].

Um die Lücke der Studien ohne detaillierte Gasnetzbetrachtung zu schließen führen Däuper et al. [2018, S. 1] integrierte Netzplanungen für verschiedene repräsentative Typnetze durch. Die Analyse nimmt eine betriebswirtschaftliche Perspektive ein und rechtliche sowie regulatorische Bedingungen werden betrachtet. Der Fokus liegt auf der Analyse des Gebäudesektors und es wird angenommen, dass 35 % der Industriegasnachfrage über Gasverteilnetze verteilt werden [Däuper et al., 2018, S. 3, 10]. Der Verkehrssektor wird nicht berücksichtigt [Däuper et al., 2018, S. 3]. Rückbaukosten, welche aufgrund von Stilllegungsmaßnahmen entstehen, werden nicht in die Analyse mit einbezogen und somit eine alternative Nutzung der nicht mehr benötigten passiven Infrastruktur angenommen [Däuper et al., 2018, S. 14]. Da die Auswirkung der verschiedenen Szenarien auf Effizienzwerte nur mittels einer Analyse vieler ähnlicher Gasverteilnetze durchgeführt werden kann, sehen Däuper et al. [2018, S. 14] von solch einer Untersuchung ab. Die Betrachtung des regulatorischen Rahmens zeigt verschiedene Anpassungsbedarfe, wie z. B. die Kürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern oder die Berücksichtigung eines Wagniszuschlags für höhere Eigenkapitalzinssätze, auf [Däuper et al., 2018, S. 23, 25].

Im Gegensatz zu den zuvor genannten Studien beinhaltet die Studie von Frontier Economics et al. [2017, S. 75f], welche im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.) erstellt wurde, eine detaillierte Abschätzung der Rückbaukosten für Gasnetze. Die Studie befasst sich mit der Rolle der Gasnetze im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem und untersucht Pfade mit und ohne Gasinfrastruktur unter Einbeziehung aller Sektoren [Frontier Economics et al., 2017, S. 1]. Basierend auf diesen Kostenannahmen bewerten Wachsmuth et al. [2019, S. 19] und Bouacida et al. [2022, S. 7] die Kosten für die Stilllegung von Gasnetzen. Dabei gibt Bouacida et al. [2022, S. 5, 14] eine Übersicht über mögliche Transformationspfade der Gasinfrastruktur hin zu einem klimaneutralen Energiesystem in Frankreich und Deutschland. Basierend

auf existierenden Szenarien wird ein Narrativ der Stakeholder zum Thema Gas deutlich und mögliche Stilllegungen von Teilen der Gasverteilnetze werden aufgezeigt [ebd.]. Wachsmuth et al. [2019, S. 19] bewerten die wesentlichen Herausforderungen der deutschen Gasinfrastruktur durch die Energiewende. Mittels Modellnetzen führen Wachsmuth et al. [2019, S. 125ff, 143ff] detaillierte Gasnetzanalysen durch und quantifizieren den anfallenden Gasnetzrückbau in den betrachteten Szenarien. Wachsmuth et al. [2019, S. 206] weisen auch auf eine mögliche Umgestaltung der Netzrefinanzierung hin und darauf, dass für die Stilllegung der Netze sowie in Bezug auf die noch angeschlossenen Netznutzenden eine entsprechende angepasste Regulierung benötigt wird. Ohne diese Anpassungen werden die Netzentgelte aufgrund der sinkenden Nachfrage deutlich ansteigen.

Die bisher beschriebenen Studien führen zum Teil Gasnetzsimulationen von Typnetzen und Gesamtsystemoptimierungen durch. Im Gegensatz dazu optimiert Fesefeldt et al. [2021, S. 14] das gesamte Gasverteilnetz einer Region mit einer halben Millionen Einwohnern. Die Ergebnisse zeigen positive Synergien zwischen strombasierten Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken. Neben ökonomischen Aspekten fließen Energieeffizienzmaßnahmen und politische Ziele in die Optimierung ein [ebd.]. Giehl et al. [2021, S. 1] führt ebenfalls eine Kostenoptimierung der Gasverteilnetze durch, fokussiert sich hierbei aber nicht auf eine Region, sondern unterscheidet zwischen den verschiedenen Bundesländern in Deutschland. Da die Daten von Gasverteilnetzen nicht frei verfügbar sind, wendet Giehl et al. [2021, S. 3] eine Modellnetzanalyse (MNA) an, mit welcher vereinfacht Gasverteilnetze auf Landkreisebene erzeugt werden. Giehl et al. [2021, S. 6] geht auch darauf ein, dass Teile der Industriegasnachfrage über Gasverteilnetze versorgt werden und geht von einem Anteil von 35 % der gesamten Industriegasnachfrage aus. Auch die Ergebnisse von Giehl et al. [2021, S. 9] zeigen einen Stilllegungsbedarf der Gasverteilnetze aufgrund des Rückgangs der Gasnachfrage insbesondere bei der Wärmeerzeugung. Giehl et al. [2021, S. 9] weist auch darauf hin, dass Standards für die Finanzierung und Planung der Gasnetzstilllegung benötigt werden, um eine gewisse Planungssicherheit zu ermöglichen.

Laut Zwickl-Bernhard und Auer [2022, S. 1] ist die Wärmeversorgung im Gebäudesektor auch ohne Gasverteilnetze machbar und sogar zu bevorzugen. Dies zeigen die Autoren in ihrer Analyse eines Quartiers in Wien. Dabei untersuchen sie zwei Dekarbonisierungspfade, einer mit Fokus auf strombasierten Wärmepumpen und einer mit Fokus auf Wärmenetzen. Sie weisen darauf hin, dass man sogenannte „Stranded Assets“ (Vermögenswerte, welche nicht refinanziert werden können aufgrund einer verkürzten Nutzungsdauer) somit vermeiden kann [Zwickl-Bernhard und Auer, 2022, S. 14]. Hickey et al. [2019] adressieren die Frage ob es eine Zukunft für Gasverteilnetze in einem dekarbonisierten Energiesystem gibt. Insbesondere das finanzielle Risiko von „Stranded Assets“ werden am Beispiel von Irlands Gasverteilnetz untersucht. Dafür verwenden die Autoren ein Finanzmodell mit einem integrierten Energiesystemmodellansatz. Darüber hinaus befassen sich Şenel und Guldmann [2016, S. 62f] mit dem Zusammenhang der geografischen Lage und der Investitionen in Energieinfrastrukturen. Sie zeigen auf, dass die spezifischen städtischen und geografischen Parameter einen relevanten Einfluss auf die Verteilnetzinvestitionen haben und somit bei entsprechenden Analysen nicht vernachlässigt werden sollten [Şenel und Guldmann, 2016, S. 81].

Die zuvor beschriebenen Ansätze einer detaillierteren Untersuchung von Gasverteilnetzen beschäftigen sich insbesondere mit dem Rückbau von Gasverteilnetzen und sind teils regional sehr detailliert aufgelöst. All diese Untersuchungen beinhalten keine Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen der Gasverteilnetze. Sofern der Autorin dieser Arbeit bekannt, befassen sich lediglich Then et al. [2020b], Then et al. [2020a] und Then et al. [2021] mit dem Zusammenspiel von Gasnetzbetrieb und Nutzungsverhalten der Endnutzenden im Gebäudesektor unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens. In [Then et al., 2020b, S. 1] beschreiben die Autoren den Zusammenhang zwischen Gasnetzlänge und Gasnachfrageentwicklung, bzw. Rückgang der Gasnetznutzenden, mittels Potenzgesetz. Dadurch wird gezeigt, dass die Netzkosten wesentlich langsamer absinken als die Gasnachfrage. Darüber hinaus werden mittels verschiedener Strategien

die Entwicklung der Netzkosten und die daraus resultierenden Netzentgelte ermittelt, um zu untersuchen wie kritisch der Effekt der stark steigenden Netzentgelte aufgrund einer sinkenden Gasnachfrage ist. Für die Einbeziehung des regulatorischen Rahmens wird die Erlösobergrenze vereinfacht im Modell abgebildet [Then et al., 2020b, S. 5]. Die untersuchten Strategien umfassen entweder die Stabilisierung der jährlichen Erlöse, oder die Stabilisierung des Netzalters, oder das Ziel die Netzentgelte möglichst niedrig zu halten [Then et al., 2020b, S. 6]. Die Analyse wird mittels realer Netzdaten der Stadt Bamberg durchgeführt, aber beinhaltet keine Kosten durch Stilllegungsmaßnahmen [Then et al., 2020b, S. 19].

In [Then et al., 2020a, S. 1f] führen die Autoren eine Simulation verschiedener Agenten mit einem Strom- und Gasnetzmodell durch und verbinden diese mit einer Gebäudesanierungsoptimierung. Mit diesem Modellkonstrukt können technische, wirtschaftliche und regulatorische Einflüsse untersucht werden. Das Ziel der Untersuchung ist es, die Wechselwirkungen von Gebäudesanierungsmaßnahmen auf die Gas- und Stromnachfrage sowie die Auswirkung von Investitionsstrategien von Netzbetrieben auf die Netzentgelte aufzuzeigen. Der regulatorische Rahmen ist wieder mittels vereinfachter Erlösobergrenze basierend auf jährlichen Netzkosten und festgelegter Eigenkapitalverzinsung und Steuern im Modell abgebildet [Then et al., 2020a, S. 4]. Aufbauend auf Then et al. [2020a] werden in [Then et al., 2021, S. 1, 22] mittels eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodells die Wechselwirkungen zwischen Investitionsentscheidungen von Strom- und Gasnetzbetrieben und Gebäudebesitzenden untersucht. Durch die hohe Komplexität des Modells wird die Optimierung für einzelne Jahre durchgeführt [Then et al., 2021, S. 10].

Der Stand der Literatur zur Zukunft der Gasverteilnetze zeigt, dass der Großteil der Studien eine notwendige Stilllegung einzelner Gasnetzabschnitte aufzeigen, aber dies in unterschiedlichen Detailgraden untersuchen. Während der Großteil der aufgezeigten Literatur die regulatorischen Bedingungen nicht betrachten, zeigen vereinzelt Studien die Einflüsse und Herausforderungen auf. Lediglich Then et al. [2020b], Then et al. [2020a] und Then et al. [2021] bilden die Regulierung mittels Erlösobergrenze vereinfacht ab. Der Fokus liegt hierbei aber auf dem Zusammenspiel von Strom- und Gasnetzbetrieben sowie Gebäudebesitzenden. Basierend auf diesem Stand der Literatur können folgende Forschungslücken identifiziert werden:

- Detaillierte regionale wirtschaftliche Bewertung der Stilllegung von Gasverteilnetzen
- Detaillierte Analyse des aktuellen und zukünftigen regulatorischen Rahmens, welche auch die entstehenden Zeitverzögerungen aufgrund der Regulierung mit abbildet
- Einflüsse des Industrie- und Verkehrssektor auf Gasverteilnetze
- Konkurrenz zwischen Gas- und Wärmenetzen
- Alternative Nutzung der Gasverteilnetze neben der Umrüstung zur Wasserstoffverteilung

Im Folgenden werden die Grundlagen der Netzregulierung und Investitionsbewertung genauer beschrieben.

2.3 Regulierung der leitungsgebundenen Energieversorgung

In diesem Unterkapitel wird zunächst ein Einblick in die Netzregulierung in Deutschland gegeben (Abschnitt 2.3.1) und anschließend die Ermittlung der Erlösobergrenze mittels der Regulierungsformel detailliert beschrieben (Abschnitt 2.3.2). Abbildung 2.5 gibt einen Überblick über die Regulierungsformel und deren verschiedene Bestandteile sowie deren Definition inklusive den entsprechenden Abschnittsnummern in diesem Unterkapitel.

$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$				Kapitel 2.2.2
Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil	$KA_{dnb,t}$	Definiert in § 11 ARegV		Kapitel 2.2.2
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil	$KA_{vnb,t}$	$KA_{vnb,t} = (GK_t - KA_{dnb,0} - KKA_{b,t}) \cdot Eff$		Kapitel 2.2.2
Beeinflussbarer Kostenanteil	$KA_{b,t}$	$KA_{b,t} = GK_t - KA_{dnb,0} - KKA_{b,t} - KA_{vnb,t}$		Kapitel 2.2.2
Kapitalkostenaufschlag	KKA_t	$KKA_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$		Kapitel 2.2.2.2
Weitere Bestandteile		$V_t, B_0, T, VPI_t, PF_t, Q_t, VK_t, S_t$		Kapitel 2.2.2.4
Effizienzwert	Eff	Effizienzwert nach Effizienzvergleich § 12 ARegV		Kapitel 2.2.2.1
Kapitalkostenabzug	$KKA_{b,t}$	$KKA_{b,t} = KKA_0 - KK_t$		Kapitel 2.2.2.2
Kapitalkosten	KK_t	$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$		

Abbildung 2.5: Regulierungsformel der Erlösobergrenze und deren weiteren Bestandteile (Eigene Darstellung basierend auf BMJV und BfJ [2021c])

Im ersten Schritt werden die allgemeine Regulierungsformel der Erlösobergrenze und die Bildung der Kostenanteile erläutert (Abschnitt 2.3.2). Die Kostenanteile werden unter anderem mittels des Effizienzfaktors aufgeteilt, welcher durch einen Effizienzvergleich ermittelt wird und in Abschnitt 2.3.2.1 beschrieben ist. Zur Berücksichtigung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze findet ein Kapitalkostenabgleich statt (Abschnitt 2.3.2.2), welcher sich aus dem Kapitalkostenabzug ($KKA_{b,t}$) und dem Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) zusammensetzt. Der Kapitalkostenabzug führt zu einer Berücksichtigung der vorhandenen Kapitalkosten, während der Kapitalkostenaufschlag die Kapitalkosten der neuen Investitionen in die Erlösobergrenze einfließen lässt. In Abschnitt 2.3.2.3 werden die bei den Kapitalkosten verwendeten Eigenkapitalzinssätze genauer erläutert und anschließend werden die weiteren Bestandteile der Erlösobergrenze beschrieben (Abschnitt 2.3.2.4). Abschließend wird in Abschnitt 2.3.3 auf die Bildung der Netzentgelte basierend auf der Erlösobergrenze eingegangen.

2.3.1 Einführung in die Netzregulierung in Deutschland

Energieversorgungsnetze sind natürliche Monopole. Das bedeutet, dass es günstiger ist eine Leistung von einem Anbieter als von mehreren konkurrierenden Anbietern zu erbringen [Seidel und Mahn, 2020, S. 14]. Im Prinzip kann ein Netzbetrieb auch eine direkte Leitung parallel zu einem anderen Netzbetrieb verlegen, um bestimmte Kunden zu versorgen, aber dies ist sehr kostenintensiv und somit i. d. R. nicht wirtschaftlich. Dementsprechend können Kunden auch den Netzbetrieb nicht wechseln und die Gefahr besteht, dass der Netzbetrieb diese Situation mit z. B. unverhältnismäßig hohen Netzentgelten missbraucht. Um dies zu vermeiden werden Strom- und Gasnetzbetriebe streng reguliert [ebd.]. Hingegen müssen Wärmenetze laut der „Sektoruntersuchung Fernwärme“ vom Bundeskartellamt [2012, S. 5] nicht wie Strom- und Gasnetze reguliert werden, da Wärmenetze nicht überregional vernetzt sind, sondern geschlossene Systeme mit einer bedarfsoptimierten Wärmeerzeugung darstellen. Für Strom- und Gasnetze bedeutet die Regulierung, dass die Regulierungsbehörde Preise oder die entsprechende Kalkulationsgrundlage im Voraus („ex ante“) prüft

und genehmigt [Seidel und Mahn, 2020, S. 14]. Die Regulierungsvorschriften befinden sich im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und in weiteren Verordnungen wie der Netzentgeltverordnung Strom und Gas (StromNEV, GasNEV) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) [ebd.].

In Deutschland sind Strom- und Gasnetze kein Staatseigentum und bis 1997 wurden die verschiedenen Netzgebiete als Gebietsmonopole betrieben [Seidel und Mahn, 2020, S. 15]. Die Versorgungsunternehmen waren sogenannte „integrierte Unternehmen“, welche die Belieferung der Kunden und den Netzbetrieb vereinen. Die Überwachung des Marktes erfolgte „ex ante“ (im Voraus) durch die Energieaufsicht für Kleinkundenpreise und „ex post“ (im Nachhinein) durch die Kartellbehörde für die Großkundenpreise. Dies wurde auch nach der Liberalisierung der Märkte beibehalten, wodurch Kunden dann die Lieferanten frei wählen konnten, nicht aber ihren Netzbetrieb. Erst mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 zur Öffnung der Strom- und Gasmärkte wurde eine Trennung, die sogenannte Entflechtung (engl. Unbundling), des Netzbetriebs von den restlichen Elementen der Wertschöpfungskette innerhalb eines Unternehmens nötig [Seidel und Mahn, 2020, S. 15f]. Unternehmen, welche mehr als 100.000 Kunden umfassen, müssen nach dieser Regelung eine separate Netzgesellschaft gründen und somit neben einer Trennung der Kontoführung, der Tätigkeitsbeschreibung im Jahresbericht und einem begrenzten Informationsfluss auch eine organisatorische Trennung durchführen [ebd.]. Zur Überwachung der Regulierung wurden Regulierungsbehörden gegründet, welche auf Bundesebene die Bundesnetzagentur (BNetzA) und auf Landesebene die verschiedenen Landesregulierungsbehörden (LRegB) sind. Netzbetriebe mit mehr als 100.000 Kunden werden in der Regel von der BNetzA überprüft, Netzbetriebe mit weniger Kunden von den entsprechenden LRegB [Seidel und Mahn, 2020, S. 17]. Unter gewissen Umständen können auch Ausnahmen der Zuständigkeiten vereinbart werden [ebd.].

Ab 2005 wurde in Deutschland eine Kostenregulierung durchgeführt, welche ab 2007 in eine Anreizregulierung wechselte [Seidel und Mahn, 2020, S. 16]. Bei der Kostenregulierung wird zwischen der Renditeregulierung (engl. Rate-of-Return-Regulation) und der Kostenzuschlagsregulierung (engl. Cost-Plus-/ Mark-Up-Regulation) unterschieden [Kirchberg, 2015, S. 26]. Bei der Renditeregulierung gibt die Regulierungsbehörde eine Rendite basierend auf einer bestimmten Kapitalverzinsung vor. Die Kostenzuschlagsregulierung hingegen gewährt dem Netzbetrieb auf die Netzkosten einen anteiligen Gewinnaufschlag. In Deutschland wurde die Kostenzuschlagsregulierung angewendet, während in den USA die Renditeregulierung eingesetzt wird [ebd.]. Der Nachteil dieser Regulierungsmethode ist, dass sie dazu anreizt die Kosten zu steigern und somit höhere Gewinne zu erreichen [Seidel und Mahn, 2020, S. 19], da sich eine Effizienzsteigerung nicht auf die Erlöse auswirkt [Kirchberg, 2015, S. 27].

Im Gegensatz zur Kostenregulierung werden bei der Anreizregulierung die Erlöse und die Netzkosten für einen gewissen Zeitraum (Regulierungsperiode) entkoppelt, sodass eine Kostensenkung in diesem Zeitraum zu höheren Erlösen führt [Seidel und Mahn, 2020, S. 20]. Man unterscheidet bei der Anreizregulierung zwischen der Preisobergrenze (engl. Price-Cap), der Erlösobergrenze (engl. Revenue-Cap) und dem Vergleichswettbewerb (engl. Yardstick-Competition) [Kirchberg, 2015, S. 28ff]. Die Preisobergrenze wird vor Beginn der Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörde festgelegt und jährlich um die Inflation (Veränderung des Verbraucherpreisindex) und einer Zielvorgabe seitens der Regulierungsbehörde für die Steigerung der Produktivität angepasst. Im Gegensatz dazu begrenzt die Regulierungsbehörde die erwirtschafteten Erlöse mittels der Erlösobergrenze. Beide zuvor genannten Anreizregulierungsmethoden können um einen Vergleichswettbewerb ergänzt werden. Hierfür wird ein Effizienzvergleich von strukturell ähnlichen Netzbetrieben durchgeführt [ebd.].

In Deutschland wird seit 2007 eine Anreizregulierung mittels der Erlösobergrenze und einem entsprechenden Effizienzvergleich verwendet [Seidel und Mahn, 2020, S. 20]. Durch die Entkopplung der erlaubten Erlöse und den Netzkosten während der Regulierungsperioden führen sinkende Kosten in diesem Zeitraum zu zusätzlichen Gewinnen und steigende Kosten zu geringeren Gewinnen [ebd.], wie in Abbildung 2.6 illustriert.

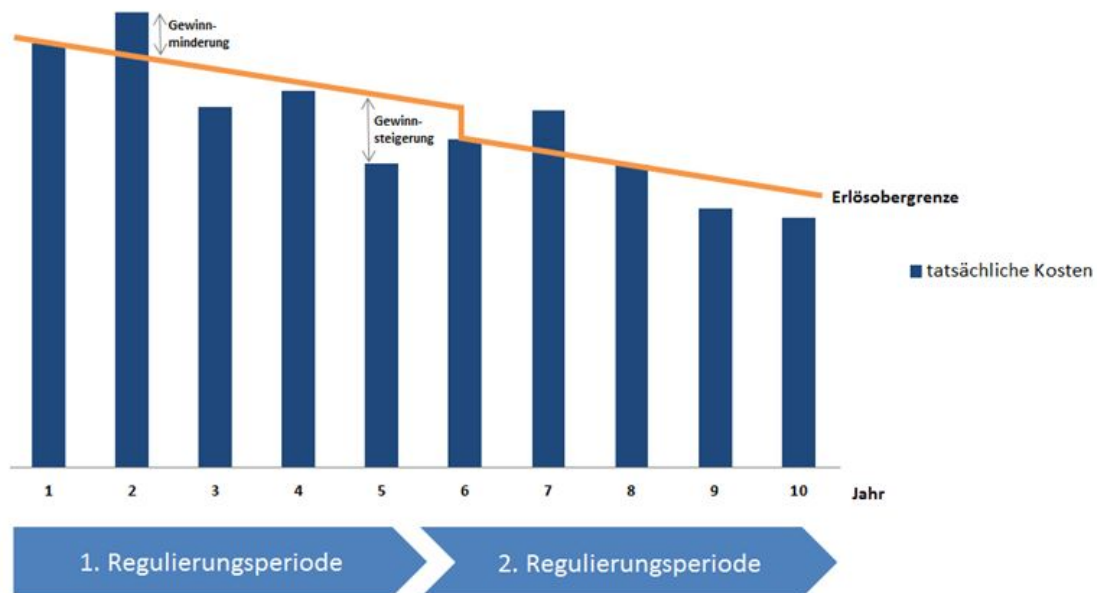


Abbildung 2.6: Zusammenhang Erlösobergrenze und steigende bzw. sinkende Netzkosten [BNetzA, 2022c]

Durch den Effizienzvergleich (siehe Abschnitt 2.3.2.1) wird zusätzlich berücksichtigt, dass effiziente Netzbetriebe mehr verdienen als ineffiziente, da durch den über Effizienzvergleich bestimmten Effizienzwert (Wert zwischen 60 % und 100 %) das Absinken der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode beeinflusst wird [Seidel und Mahn, 2020, S. 20]. Somit sinkt die Erlösobergrenze bei ineffizienten Netzbetrieben stärker als bei effizienten, wodurch Anreize für einen effizienten Netzbetrieb geschaffen werden [ebd.]. Das Basisjahr für die nachfolgende Regulierungsperiode ist das dritte Jahr einer laufenden Regulierungsperiode, welche in Deutschland fünf Jahre umfasst [Seidel und Mahn, 2020, S. 21]. Steigert ein Netzbetrieb seine Effizienz bis zum Basisjahr durch Kostensenkung wird diese in der nächsten Regulierungsperiode mittels sinkender Erlösobergrenze an die Netznutzenden weitergegeben (siehe 2. Regulierungsperiode in Abbildung 2.6) und für weitere Gewinne muss der Netzbetrieb weitere Ineffizienzen abbauen [ebd.]. Schafft es ein Netzbetrieb nicht, effizient zu wirtschaften, verschlechtert sich der entsprechende Effizienzwert für die nächste Regulierungsperiode, wodurch die Erlösobergrenze stärker sinkt [ebd.]. Dies verdeutlicht, dass für den wirtschaftlichen Erfolg eines Netzbetriebs zum einen die Netzkosten und zum anderen auch der Effizienzwert ausschlaggebend sind [Seidel und Mahn, 2020, S. 22]. Wie genau die Erlösobergrenze ermittelt wird und die Netzkosten sowie der Effizienzwert zusammenhängen, wird im nächsten Abschnitt erläutert.

2.3.2 Erlösobergrenze

Die Erlösobergrenze besteht aus verschiedenen Bestandteilen, welche zu bestimmten Zeiten ermittelt werden und für einen gewissen Zeitraum gelten. Im Folgenden werden diese Bestandteile und deren zeitliche Abhängigkeiten beschrieben.

Vor Beginn der Regulierungsperiode findet eine Kostenprüfung basierend auf den Kosten im Basisjahr statt [BNetzA, 2017a], [Seidel und Mahn, 2020, S. 22]. Das Basisjahr ist das dritte Jahr der aktuellen Regulierungsperiode. Abbildung 2.7 verdeutlicht den zeitlichen Verlauf der Regulierungsperioden für Strom- (Grün) und Gasnetzbetriebe (Grau). Die dritte Regulierungsperiode endet aktuell für Gasnetzbetriebe 2022

und für Stromnetzbetriebe 2023. Die Kostenprüfung basierend auf dem Basisjahr fand 2021 mit dem Basisjahr 2020 für Gasnetzbetriebe statt und 2022 für das Basisjahr 2021 für Stromnetzbetriebe. Die entsprechenden Basisjahre für die verschiedenen Regulierungsperioden sind in Abbildung 2.7 über bzw. unter den Regulierungsperioden aufgeführt. Im letzten Jahr der aktuellen Regulierungsperiode wird der Effizienzvergleich für die nächste Regulierungsperiode durchgeführt [Seidel und Mahn, 2020, S. 22].

2010				2015				2020				2025								
1. Regulierungsperiode Gas				2. Regulierungsperiode Gas				3. Regulierungsperiode Gas				4. Regulierungsperiode Gas								
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	...
1. Regulierungsperiode Strom				2. Regulierungsperiode Strom				3. Regulierungsperiode Strom				4. Regulierungsperiode Strom								
2011				2016				2021				2026								

Abbildung 2.7: Der zeitliche Verlauf der Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf BNetzA [2017a])

Für die Kostenprüfung werden aufwandsgleiche Kosten und kalkulatorische Kosten berücksichtigt (siehe Abbildung 2.8) [Seidel und Mahn, 2020, S. 22], [Linnemann, 2021, S. 70]. Aufwandsgleiche Kosten werden der Gewinn- und Verlustrechnung des Jahresberichtes entnommen und enthalten die Betriebskosten (Operational Expenditures - OPEX), wie z. B. Material- und Personalkosten [Seidel und Mahn, 2020, S. 22]. Die kalkulatorischen Kosten werden speziell für die Kostenprüfung der Regulierungsbehörde berechnet und entsprechen den Kapitalkosten (Capital Expenditures - CAPEX), welche z. B. Eigenkapitalzinsen (EK-Zinsen) oder Abschreibungen enthalten. Die Betriebskosten und Kapitalkosten zusammen ergeben die Gesamtkosten (Total Expenditures - TOTEX). Für die Bestimmung der regulatorischen Netzkosten, welche in Abbildung 2.8 in Grün dargestellt sind, wird von den Gesamtkosten kostenmindernde Erlöse, wie sonstige Erträge und die Baukostenzuschuss-Auflösungen (BKZ-Auflösungen), abgezogen (Orange in Abbildung 2.8) [ebd.].

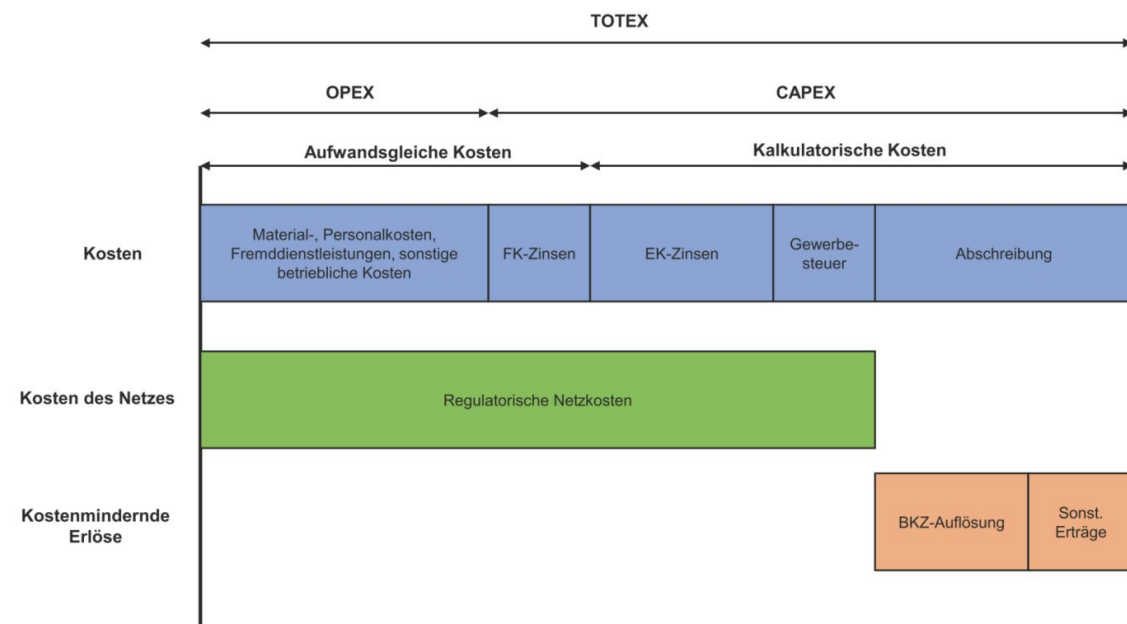


Abbildung 2.8: Zusammensetzung der regulatorischen Netzkosten [Linnemann, 2021, S. 70]

Nach den gesetzlichen Vorgaben darf eine Regulierungsbehörde nur die Netzkosten genehmigen, welche die „eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“ [Seidel und Mahn, 2020, S. 26]. Somit führen diese Kostenprüfungen zu Kürzungen der Netzkosten, welche gegebenenfalls zu einer

niedrigeren Erlösobergrenze führen kann. Netzbetriebe im Pacht- oder Dienstleistungsmodell, müssen die Kosten seitens des Verpachtenden bzw. des Dienstleistenden entsprechend der Netzkosten des Netzbetriebs vollständig aufbereiten [Seidel und Mahn, 2020, S. 27].

Basierend auf den genehmigten regulatorischen Netzkosten ermittelt die Regulierungsbehörde die Erlösobergrenze individuell für die verschiedenen Netzbetriebe unter der Anwendung folgender Regulierungsformel [BMJV und BfJ, 2021c, Anlage 1]:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (2.1)$$

Mit:

- EO_t : Erlösobergrenze in € im Jahr t
- $KA_{dnb,t}$: Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- $KA_{vnb,t}$: Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- V_t : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t
- $KA_{b,t}$: Beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- B_0 : Effizienzbonus in € im Basisjahr
- T : Zeitperiode von 5 Jahren
- VPI_t : Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
- VPI_0 : Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
- PF_t : Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t
- KKA_t : Kapitalkostenaufschlag in € im Jahr t
- Q_t : Zu- und Abschlag nach § 19 Qualitätselement in € im Jahr t
- VK_t : volatiler Kostenanteil in € im Jahr t
- VK_0 : volatiler Kostenanteil in € im Basisjahr
- S_t : Summe der Zu- und Abschläge nach § 5 Abs. 3 in € im Jahr t

Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile weiter erläutert.

Die Gesamtkosten eines Netzes werden bei der Anwendung der Regulierungsformel in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile aufgeteilt. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{dnb,t}$) sind Teil der Erlösobergrenze, wie Formel 2.1 zeigt, aber unterliegen nicht dem Effizienzvergleich [BNetzA, 2017a], da diese Kosten als effizient und notwendig für einen gewissen sozialen Standard eingestuft sind [Seidel und Mahn, 2020, S. 33]. Während einer laufenden Regulierungsperiode können die Kostenschwankungen jährlich berücksichtigt werden [Seidel und Mahn, 2020, S. 34]. Folgende Kosten und Erlöse fließen in die Ermittlung der nicht beeinflussbaren Kosten nach § 11 ARegV ein [BMJV und BfJ, 2021c]:

- Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten
- Konzessionsabgaben
- Betriebssteuern

- Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen
- Betriebs- und Personalratstätigkeiten
- Bestimmte genehmigte Investitionsmaßnahmen von Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetrieben, sowie für Stromverteilnetzbetrieben (§ 23 ARegV)
- Erweiterter Bilanzausgleich § 23 Gasnetzzugangsverordnung, abzüglich Pauschale gezahlt von Biogaseinspeisenden
- Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen
- Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen, Betriebskindertagesstätten
- Entscheidungen über grenzübergreifende Kostenaufteilung
- Forschung und Entwicklung nach § 25a ARegV
- Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen
- Bundesweite Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 5 Energieleitungsausbaugesetzes
- Vorschriften der Kapazitätsreserve nach § 13e Abs. 3 EnWG

Weitere Bestandteile der Gesamtkosten zählen zu den beeinflussbaren Kostenanteilen, wie die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,t}$) und der Kapitalkostenabzug ($KKAb_t$) (siehe Abschnitt 2.3.2.2). Formel 2.2 verdeutlicht die Zusammensetzung der Gesamtkosten.

$$GK_t = KA_{dnb,0} + KA_{b,t} + KA_{vnb,t} + KKAb_t \quad (2.2)$$

Mit:

GK_t : Gesamtkosten in € im Jahr t

$KA_{dnb,0}$: Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Basisjahr

$KA_{b,t}$: Beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t

$KA_{vnb,t}$: Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t

$KKAb_t$: Kapitalkostenabzug in € im Jahr t

Die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,t}$) werden als Ineffizienzen im Verlauf der fünf Jahre während der Regulierungsperiode abgebaut. Die entsprechende Verteilung erfolgt über einen ansteigenden Index von 0,2 bis 1, welcher den sogenannten Verteilungsfaktor (V_t) in der Formel 2.1 darstellt [Seidel und Mahn, 2020, S. 28]. Zur Ermittlung der beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,t}$) wird die Formel 2.2 entsprechend umgestellt, sodass die Differenz aus Gesamtkosten, dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{dnb,t}$), vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,t}$) und der Kapitalkostenabzug ($KKAb_t$) gebildet wird:

$$KA_{b,t} = GK_t - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t} \quad (2.3)$$

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,t}$) entsprechen dem Kostenanteil, welcher als effizient gilt und somit nicht innerhalb der Regulierungsperiode verringert werden muss. Mittels der Differenz aus Gesamtkosten, der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und des Kapitalkostenabzugs multipliziert

mit dem Effizienzwert (nach § 11 Abs. 3 ARegV) wird dieser Kostenanteil bestimmt (siehe Formel 2.4) [BMJV und BfJ, 2021c].

$$KA_{vnb,t} = (GK_t - KA_{dnb,0} - KKA_b_t) \cdot Eff \quad (2.4)$$

Mit:

Eff: Effizienzwert

Der zur Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,t}$) verwendete Effizienzwert ist eine prozentuale Wert der bestimmt, welcher Anteil der beeinflussbaren Kosten als effizient gilt und somit innerhalb der fünf Jahre der Regulierungsperiode nicht abgebaut werden muss [BNetzA, 2017a], [Seidel und Mahn, 2020, S. 30]. Netzbetriebe mit Effizienzwerten geringer 60 % oder mit fehlender Datenübermittlung erhalten einen Effizienzwert von 60 %, sodass dies der geringste erzielbare Effizienzwert ist [BNetzA, 2017b]. Dies bedeutet, dass 60 % der beeinflussbaren Kosten effizient sind und 40 % der beeinflussbaren Kosten entsprechen den Ineffizienzen. Der nächste Abschnitt erläutert die Ermittlung dieses Effizienzwertes mittels des Effizienzvergleichs.

2.3.2.1 Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich nach § 12 ARegV wird mittels verschiedener mathematischer Methoden durch die BNetzA durchgeführt und liefert den Benchmark der Netzbetriebe [Seidel und Mahn, 2020, S. 61]. Netzbetriebe mit mehr als 30.000 Netznutzenden im Stromnetz oder mehr als 15.000 Netznutzenden im Gasnetz unterliegen dem Effizienzvergleich, während Netzbetriebe mit weniger Netznutzenden über ein vereinfachtes Verfahren einen einheitlichen durchschnittlichen Effizienzwert basierend auf dem Effizienzvergleich verwenden können [BNetzA, 2017b]. In den Effizienzvergleich fließen die beeinflussbaren Netzkosten als Input ein und als Output die erzielten Leistungen, wie z. B. die Anzahl versorgter Netzanschlüsse [BNetzA, 2017b]. Zusätzlich werden Umwelteinflüsse, welche den Netzbetrieb erleichtern oder erschweren berücksichtigt [Seidel und Mahn, 2020, S. 61].

Die Verfahren für den Effizienzvergleich werden erforscht und stetig weiterentwickelt (siehe auch Abschnitt 2.2.2) [Seidel und Mahn, 2020, S. 65]. Bei parametrischen Verfahren wird eine Kostenfunktion vorgegeben, welche möglichst die Kostenabhängigkeiten trifft. Ist dies nicht der Fall, kann das Ergebnis des Effizienzvergleichs Unternehmen als ineffizient bewerten, welche es eigentlich nicht sind, eine sogenannte „Scheinineffizienz“ tritt auf. Dies wird vermieden, wenn man nichtparametrische Methoden verwendet, welche keine Kostenfunktion anwenden, allerdings auch nicht, wie bei den parametrischen Methoden, eine Auskunft über die Ursache der Ineffizienz geben. Des Weiteren gibt es Verfahren, welche sich an Durchschnittswerten orientieren oder an Grenzwerten, bei welchen das beste Unternehmen oder die besten Unternehmen als Orientierung dienen. Bei stochastischen Methoden wird eine geringere Fehleranfälligkeit erzielt, da man Ausnahmen von besonders guten oder schlechten Basisjahren umgeht. Dass es keine Ausreißer im Basisjahr gibt und alle Daten konsistent vorliegen, wird bei deterministischen Verfahren angenommen [ebd.]. Um die verschiedenen Schwächen der Effizienzvergleichsverfahren auszugleichen, werden immer mehrere der Verfahren angewendet [Seidel und Mahn, 2020, S. 65], [BNetzA, 2017b].

Die deutsche Regulierungsbehörde verwendet die Dateneinhüllungsanalyse (Data Environment Analysis - DEA) und die Stochastische Effizienzgrenzanalyse (Stochastic Frontier Analysis - SFA). Beide Methoden sind grenzbasierte Verfahren, doch während die DEA eine nichtparametrisch-deterministische Methode ist,

basiert die SFA auf einer parametrisch-stochastischen Methode [ebd.]. Eine detailliertere Beschreibung über die Anwendung der beiden Methoden geben [Seidel und Mahn, 2020, S. 66ff], [Linnemann, 2021, S. 74f] und [Frontier Economics und TU Berlin, 2019].

Nach Anwendung der beiden Effizienzvergleichsverfahren, jeweils mit standardisierten und nicht-standardisierten Aufwandparametern, ergeben sich vier verschiedenen Effizienzwerte für einen Netzbetrieb, aus welchen die Regulierungsbehörde den besten auswählt [Seidel und Mahn, 2020, S. 70], [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 25]. Die Untersuchungen von Frontier Economics und TU Berlin [2019] ergaben für die dritte Regulierungsperiode, dass 183 Netzbetriebe dem Effizienzvergleich durchlaufen haben [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 41], von denen 150 den besten Effizienzwert über das SFA-Verfahren erhalten haben und 33 über das DEA-Verfahren [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 134]. Abbildung 2.9 verdeutlicht, dass insgesamt die besten Effizienzwerte über das DEA-Verfahren (Rot) erzielt wurden, während die schlechtesten Effizienzwerte über das SFA-Verfahren (Grün) [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 135]. Insgesamt ergab sich ein durchschnittlicher Effizienzwert von 92,41 % mit dem niedrigsten Effizienzwert von 67,05 % [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 134].

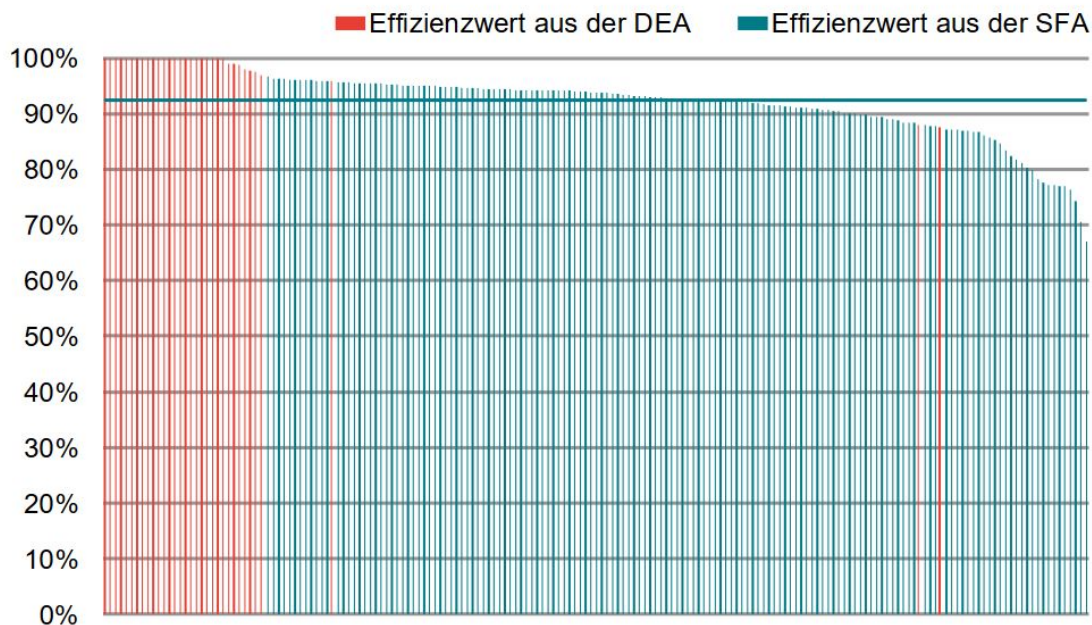


Abbildung 2.9: Verteilung der ausgewählten besten Effizienzwerte in der dritten Regulierungsperiode [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 135]

2.3.2.2 Kapitalkostenabgleich

Mit der ARegV-Novelle 2016 wurde ab der dritten Regulierungsperiode der Kapitalkostenabgleich für Verteilnetzbetriebe eingeführt, um die jährlichen Veränderungen der Kapitalkosten ohne Zeitverzug zu berücksichtigen [BNetzA, 2022c]. Der Kapitalkostenabgleich besteht aus zwei Bestandteilen, dem Kapitalkostenabzug und dem Kapitalkostenaufschlag [ebd.].

Kapitalkostenabzug (KKA_t)

Mittels des Kapitalkostenabzugs wird die Wertminderung der Netzbestandteile bestimmt und bei der Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (Formel 2.4) und den beeinflussbaren Kosten

(Formel 2.3) berücksichtigt [Seidel und Mahn, 2020, S. 46]. Im Laufe der Regulierungsperiode steigt der Kapitalkostenabzug durch den Wertverlust der Netzbestandteile stetig an, wie in Abbildung 2.10 dargestellt [BNetzA, 2022c]. Aufgrund der Neueinführung dieser Regelung gibt es eine Übergangsregelung nach § 34 Abs. 5 ARegV, nach der Anlagen, welche zwischen 2007 und 2016 (inkl.) beschafft wurden, nicht dem Kapitalkostenabzug unterliegen, sodass ein Sockeleffekt („Übergangssockel“) entsteht [BNetzA, 2017a], [BMJV und BfJ, 2021c].

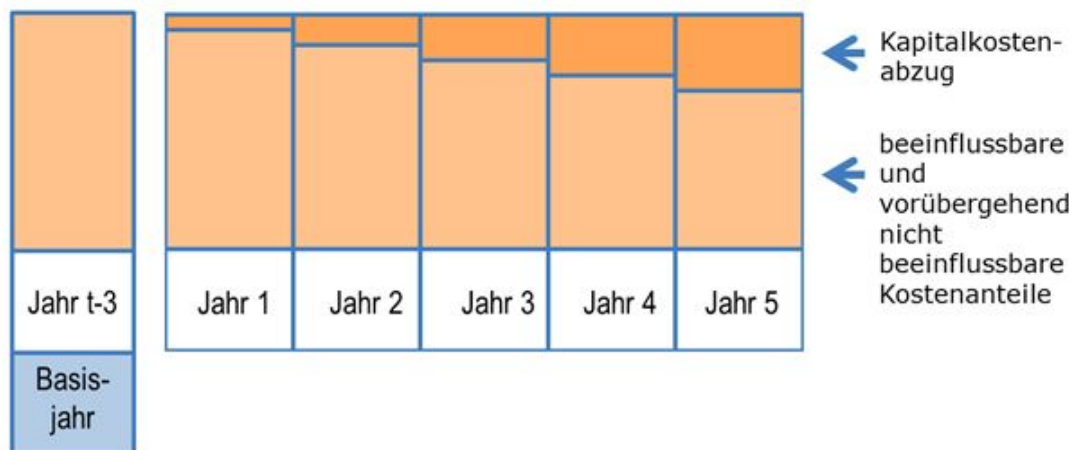


Abbildung 2.10: Steigender Kapitalkostenabzug während der Regulierungsperiode und entsprechendes Absinken der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten [BNetzA, 2022c]

Der Kapitalkostenabzug wird festgelegt, bevor die Regulierungsperiode startet und berechnet sich aus der Differenz der Kapitalkosten im Basisjahr abzüglich der Kapitalkosten in den verschiedenen Jahren der Regulierungsperiode (siehe Formel 2.5) [BNetzA, 2017a], [BMJV und BfJ, 2021c, Anlage 2a]. Die entsprechenden Kapitalkosten werden als Summe der kalkulatorischen Abschreibung, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und der Fremdkapitalverzinsung (siehe Formel 2.6) berechnet [ebd.].

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t \quad (2.5)$$

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t \quad (2.6)$$

Mit:

$KKAb_t$: Kapitalkostenabzug in € im Jahr t

KK_t : Kapitalkosten in € im Jahr t

AB_t : Kalkulatorische Abschreibung in € im Jahr t

EKZ_t : Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung in € im Jahr t

$GewSt_t$: Kalkulatorische Gewerbesteuer in € im Jahr t

FKZ_t : Fremdkapitalverzinsung in € im Jahr t

Die kalkulatorischen Abschreibungen (AB_t) werden linear durchgeführt und berücksichtigen längere Nutzungsdauern als die handelsrechtlichen Abschreibungen [Seidel und Mahn, 2020, S. 22]. Diese Nutzungsdauern sind jeweils in der Anlage 1 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) bzw. der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu entnehmen (siehe auch im Anhang Tabelle A.1 und Tabelle A.2) [BMJV und BfJ, 2021e], [BMJV und BfJ, 2021d]. Bei der kalkulatorischen Abschreibung wird zwischen Altanlagen (vor 01.01.2006 aktiviert) und Neuanlagen (ab 01.01.2006 aktiviert) unterschieden [BMJV und BfJ, 2021e, § 6], [BMJV und BfJ, 2021d, § 6]. Für Altanlagen errechnet man den eigenfinanzierten Anteil nach Formel 2.7 und den fremdfinanzierten Anteil nach Formel 2.8 [ebd.].

$$EK - Anteil_{Altanlagen} = \sum_{n=1}^N Abschreibungen_{Tagesneuwert} \cdot EK - Quote \quad (2.7)$$

$$FK - Anteil_{Altanlagen} = \sum_{n=1}^N Abschreibungen_{AK/HK} \cdot FK - Quote \quad (2.8)$$

Mit:

$EK - Anteil_{Altanlagen}$: Eigenfinanzierter Anteil der Altanlagen in €

$FK - Anteil_{Altanlagen}$: Fremdfinanzierter Anteil der Altanlagen in €

$EK - Quote$: Eigenkapitalquote

$FK - Quote$: Fremdkapitalquote

n : Assetelement

N : Anzahl aller Assets

Die Eigenkapitalquote entspricht dem betriebsnotwendigen Eigenkapital dividiert durch das betriebsnotwendige Vermögen basierend auf den kalkulatorischen Restwerten nach Anschaffungskosten/ Herstellungskosten (AK/HK) [BMJV und BfJ, 2021e, § 6], [BMJV und BfJ, 2021d, § 6]. Diese Quote ist gesetzlich auf 40 % begrenzt und die Differenz aus 100 % und der Eigenkapitalquote ergibt die Fremdkapitalquote. Die Tagesneuwerte einer Anlage werden mittels Multiplikation der AK/HK mit Indices basierend auf Indexreihen des statistischen Bundesamtes nach § 6a GasNEV/ StromNEV ermittelt. Neuanlagen hingegen werden lediglich linear basierend auf den AK/HK abgeschrieben. Ist der Abschreibzeitraum abgelaufen entspricht der kalkulatorische Restwert dem Wert null und Abschreibungen unter Null sind nicht zulässig. Für die Änderung einer Abschreibedauer wird der Restwert zum Änderungszeitpunkt durch die restliche Abschreibedauer dividiert [ebd.].

Zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (EKZ_t) muss zunächst das zu verzinsende betriebsnotwendige Eigenkapital errechnet werden [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]. Dieses ist die Summe aus

- den kalkulatorischen Restwerten des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen,
- den kalkulatorischen Restwerten des fremdfinanzierten Anteils der Altanlagen,
- den kalkulatorischen Restwerten der Neuanlagen,
- dem betriebsnotwendigen Umlaufvermögen,
- dem Abzug des Abzugskapitals und

- dem verzinslichen Fremdkapital

Darauf basierend wird der Mittelwert aus Jahresanfang und -ende ermittelt [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]. Unter das Abzugskapital fallen folgende Bestandteile [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]:

- Rückstellungen
- Erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
- Erhaltene Baukostenzuschüsse inklusive passivierter Leistungen der Netznutzenden zur Netzanschlusskostenerstattung
- Sonstige zinslose Verbindlichkeiten

Im nächsten Schritt wird das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Alt- und Neuanlagenanteile, welche jeweils basierend auf den Anteil an dem gesamten Anlagevermögen errechnet werden, aufgeteilt [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich dann aus der Summe des Neuanlagenanteils multipliziert mit der seitens der Regulierungsbehörde vorgegebenen Neuanlagenzinssatzes (siehe auch Abschnitt 2.3.2.3) und dem Altanlagenanteil multipliziert mit dem seitens der Regulierungsbehörde vorgegebenen Altanlagenzinssatzes (siehe auch Abschnitt 2.3.2.3) [ebd.]. Übersteigt die Eigenkapitalquote 40 %, so muss der überschüssige Eigenkapitalanteil mit dem sogenannten Eigenkapital-II-Zinssatzes (siehe auch Abschnitt 2.3.2.3) verzinst werden [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7], [BNetzA, 2017a].

Basierend auf der ermittelten Eigenkapitalverzinsung kann die kalkulatorische Gewerbesteuer ($GewSt_t$) ermittelt werden [BMJV und BfJ, 2021e, § 8], [BMJV und BfJ, 2021d, § 8], [BNetzA, 2017a]. Dafür wird die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung mit der entsprechenden GewSt.-Messzahl und dem entsprechenden Hebesatz der Kommune multipliziert [ebd.].

Die Fremdkapitalverzinsung (FKZ_t) wird entsprechend ihrer realen Höhe, limitiert auf vergleichbare marktübliche Zinsen, berücksichtigt [BMJV und BfJ, 2021e, § 5], [BMJV und BfJ, 2021d, § 5].

Kapitalkostenaufschlag (KKA_t)

Der Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt Investitionen, welche nach dem Basisjahr einer Regulierungsperiode getätigt werden, direkt in der Erlösbergrenze, sodass die Refinanzierung der Investition nicht mehr wie zuvor mit einem Zeitverzug bei der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt [BNetzA, 2022c], [BNetzA, 2017c], sondern jedes Jahr für das Folgejahr beantragt wird [BNetzA, 2017a]. Die zukünftigen Investitionen werden auf Plankostenbasis angenommen und die Differenz zwischen Plankosten und tatsächlichen Kapitalkosten wird über das Regulierungskonto verbucht [BNetzA, 2017c]. Der Kapitalkostenaufschlag steigt entsprechend der neuen Investitionen, wie in Abbildung 2.11 illustriert [ebd.].

Errechnet wird der Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) mit den Kapitalkosten des entsprechenden Jahres, sodass dieser sich aus der Summe der kalkulatorischen Abschreibungen der neuen Investitionen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung der neuen Investitionen, der entsprechenden kalkulatorischen Gewerbesteuer und der benötigten Fremdkapitalverzinsung (Formel 2.6) ergibt [BMJV und BfJ, 2021c, § 10 a].

Die kalkulatorische Abschreibung erfolgt linear basierend auf den AK/HK mit den Nutzungsdauern aus Anlage 1 GasNEV bzw. StromNEV (siehe auch im Anhang Tabelle A.1 und Tabelle A.2) [BMJV und BfJ, 2021c, § 10 a], [BMJV und BfJ, 2021e], [BMJV und BfJ, 2021d]. Die Berechnung der kalkulatorischen

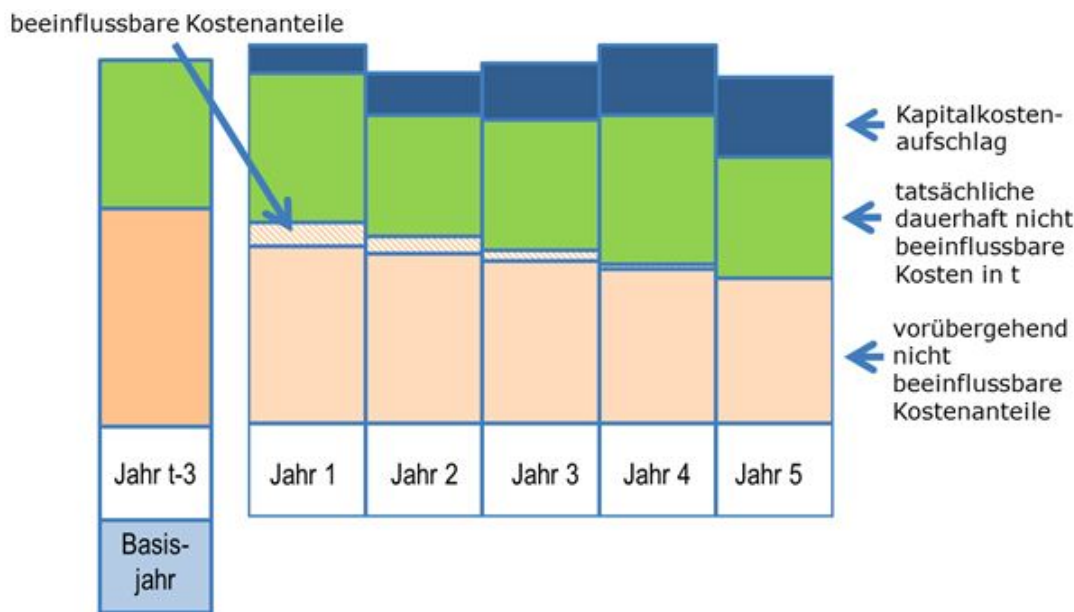


Abbildung 2.11: Berücksichtigung des Kapitalkostenaufschlags während der Regulierungsperiode [BNetzA, 2017c]

Eigenkapitalverzinsung wird mit Hilfe einer kalkulatorischen Verzinsungsbasis und einem nach § 10a Abs. 7 ARegV ermittelten kalkulatorischen Zinssatzes durchgeführt. Für die Verzinsungsbasis wird der Mittelwert aus Jahresanfang und Jahresende für die kalkulatorischen Restwerte der investierten Anlagen abzüglich der Restwerte für Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse gebildet [BMJV und BfJ, 2021c, § 10 a]. Zur Ermittlung der Restwerte für Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse werden diese über 20 Jahre linear abgeschrieben [BMJV und BfJ, 2021e, § 9], [BMJV und BfJ, 2021d, § 9]. Für den kalkulatorischen Zinssatz wird ein Mischzinssatz aus kalkulatorischem Eigenkapital-Zins (EK-Zins) und kalkulatorischem Fremdkapital-Zins (FK-Zins) für Neuanlagen, gewichtet entsprechen 40 % EK-Zins und 60 % FK-Zins, ermittelt (siehe auch Abschnitt 2.3.2.3) [BMJV und BfJ, 2021c, § 10 a]. Anschließend wird für die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer die zuvor berechnete kalkulatorische Verzinsungsbasis mit 40 % gewichtet und mit dem kalkulatorischen EK-Zins, der entsprechenden Gewerbesteuermesszahl sowie dem entsprechenden Gewerbesteuerhebesatz der Kommune im Basisjahr multipliziert [ebd.]. Wie bereits beim Kapitalkostenabzug werden auch beim Kapitalkostenaufschlag die Fremdkapitalzinsen in voller Höhe berücksichtigt [BMJV und BfJ, 2021e, § 5], [BMJV und BfJ, 2021d, § 5].

2.3.2.3 Festlegung der Eigenkapitalzinssätze

Üblicherweise erwarten Geldgebende eine wettbewerbsfähige und dem Risiko der Branche entsprechende Verzinsung, welche durch den Markt bestimmt wird [BNetzA, 2017a]. Hierbei ist das Eigenkapital (EK) höher verzinst als das Fremdkapital (FK), da EK-Gebende das Unternehmensrisiko haben und FK-Gebende im Falle einer Insolvenz zuerst eine entsprechende Erstattung erhalten [Seidel und Mahn, 2020, S. 24]. Im Falle der natürlichen Monopole, wie den Strom- und Gasnetzen, gibt die Regulierungsbehörde (BNetzA) den EK-Zinssatz vor [BNetzA, 2017a]. Für die EK-Verzinsung von Neuanlagen wird zunächst ein risikofreier Basiszins mittels des Durchschnitts der Umlaufrendite von festverzinslichen Wertpapieren der letzten 10 Jahren gebildet [ebd.]. Dazu kommt ein Wagniszuschlag, welcher basierend auf verschiedenen wissenschaftlichen Methoden unter Berücksichtigung der Situation von nationalen und internationalen Kapitalmärkten sowie der Bewertung von Netzbetrieben auf diesen Märkten, der durchschnittlichen Verzinsung für Netzbetriebe in anderen Ländern und der Beobachtung und Quantifizierung von unternehmerischen Wagnissen ermittelt

wird [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]. Zusätzlich wird die Körperschaftsteuer mit einem Faktor von 1,225 berücksichtigt [BNetzA, 2017a]. Für Altanlagen wird der EK-Zinssatz von der Inflation gemäß § 7 Abs. 4 GasNEV bzw. StromNEV bereinigt [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7], sodass dieser etwas niedriger ist als der EK-Zinssatz für Neuanlagen [Seidel und Mahn, 2020, S. 25].

Die von der Regulierungsbehörde gewährte EK-Verzinsung entspricht keiner sogenannten „Monopolrendite“ oder einem garantierten Zins, sondern ist an den Effizienzwert gebunden [BNetzA, 2017a]. Nur wenn ein Netzbetrieb einen Effizienzwert von 100 % hat und dessen Netzkosten unter der genehmigten Erlösobergrenze sind, erzielt dieser Netzbetrieb die gesamte kalkulatorische EK-Verzinsung [ebd.]. Somit entspricht die EK-Verzinsung dem kalkulatorischen Gewinn eines Netzbetriebs und dient damit als Basis für die Gewerbesteuer [Seidel und Mahn, 2020, S. 25].

Da im Rahmen der Regulierung eine hohe EK-Quote, aufgrund der sich erhöhenden Netzkosten, als ineffizient gilt, ist die EK-Verzinsung auf einen Anteil von 40 % begrenzt [Seidel und Mahn, 2020, S. 24]. Höheres Eigenkapital wird mit dem sogenannten EK-II-Zinssatz verzinst [BNetzA, 2017a]. Dieser Zinssatz ermittelt sich aus dem Durchschnitt der Renditereihe der Deutschen Bundesbank der letzten zehn Jahre und ist deutlich geringer als der EK-Zinssatz für das Eigenkapital unter 40 % [Seidel und Mahn, 2020, S. 25], [BNetzA, 2017a], [BMJV und BfJ, 2021e, § 7], [BMJV und BfJ, 2021d, § 7]. Somit ist der EK-II-Zinssatz ähnlich hoch wie der Fremdkapitalzinssatz [Seidel und Mahn, 2020, S. 25].

2.3.2.4 Weitere Bestandteile der Regulierungsformel

Neben den bisher beschriebenen Hauptbestandteilen der Regulierungsformel werden im Folgenden die restlichen Bestandteile kurz beschrieben.

Effizienzbonus B_0

Effiziente Verteilnetzbetriebe, also Netzbetriebe mit einem Effizienzwert von 100 %, können ab der dritten Regulierungsperiode einen Bonus zur Erhöhung der Erlösobergrenze erhalten [BNetzA, 2017c]. Dies ist der sogenannte Effizienzbonus, welcher gleichmäßig über die fünf Jahre der Regulierungsperiode (T) verteilt wird. Damit wird angereizt weiterhin effizient zu wirtschaften, auch wenn man bereits einen Effizienzwert von 100 % erreicht hat [ebd.]. Ermittelt wird dieser Bonus mittels der Supereffizienzanalyse nach Anlage 3 ARegV und ist begrenzt auf maximal 5 % [BNetzA, 2017c], [BMJV und BfJ, 2021c, § 12a].

Verbraucherpreisgesamtindex VPI

Die in der Erlösobergrenze berücksichtigten Verbraucherpreisgesamtindices sind für alle Netzbetriebe gleich und dienen der Korrektur der Inflation [Seidel und Mahn, 2020, S. 35]. Somit heben diese die Erlösobergrenze an. Die verwendeten Verbraucherpreisindices entsprechen dem Verbraucherpreisgesamtindex des Statistischen Bundesamtes [ebd.].

Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor PF_t

Auch der generelle sektorale Produktivitätsfaktor ist für alle Netzbetriebe gleich und reduziert die Erlösobergrenze [Seidel und Mahn, 2020, S. 35]. Hiermit wird die allgemeine Produktivitätssteigerung berücksichtigt, mit der Annahme, dass in der Netzwirtschaft die Produktivität schneller steigt als im gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt [Seidel und Mahn, 2020, S. 36]. Darüber hinaus soll mittels dieses Faktors die Einstandspreisentwicklungsunterschiede ausgeglichen werden. Diese Unterschiede treten auf, da dem Verbraucherpreisindex übliche Kostenstrukturen eines durchschnittlichen Haushalts in Deutschland hinterlegt sind und die Kostenstruktur von Netzbetrieben zu diesen abweicht. Seit der dritten Regulierungsperiode legt die BNetzA

den sektoralen Produktivitätsfaktor vor Beginn der Regulierungsperiode fest. Für die dritte Regulierungsperiode entspricht der Faktor für Stromnetzbetriebe 0,9 % und für Gasnetzbetriebe 0,49 % [ebd.].

Qualitätselement Q_t

Um das Risiko zu minimieren, dass Netzbetriebe notwendige Investitionen für einen stabilen Netzbetrieb auslassen um Kosten zu sparen, wurde die Qualitätsregulierung für Stromnetzbetriebe eingeführt [BNetzA, 2017c]. Mittels der Netzzuverlässigkeit wird ermittelt wie lange die Netze der verschiedenen Stromnetzbetriebe nicht verfügbar waren [Seidel und Mahn, 2020, S. 54]. Entspricht dies einem Referenzwert, dann kommt es zu keiner Anpassung der Erlösobergrenze. Bei einer Netzzuverlässigkeit über dem Referenzwert wird ein Zuschlag in Form des Qualitätselementes auf die Erlösobergrenze gewährt, während bei einer Netzzuverlässigkeit unter dem Referenzwert ein Abschlag zur Verringerung der Erlösobergrenze festgelegt wird [ebd.].

Für Gasnetzbetriebe gibt es bisher keine Qualitätsregulierung [Seidel und Mahn, 2020, S. 58], aber in § 19 Abs. 2 der ARegV wird darauf verwiesen, dass eine „Anwendung des Qualitätselements bei Gasversorgungsnetzen im Laufe der zweiten oder zu Beginn oder im Laufe einer späteren Regulierungsperiode erfolgen“ [BMJV und BfJ, 2021c, § 19] kann. Sanft [2015, S. 18] untersuchte im Rahmen seiner Dissertation verschiedene Rehabilitationsstrategien für Gasnetze unter der Berücksichtigung des damaligen regulatorischen Rahmens und erarbeitete Vorschläge für eine Qualitätsregulierung. Er weist darauf hin, dass nicht getätigte Ersatzinvestitionen durchaus eine Kostenersparnis erzielt und somit die Gefahr einer Verschlechterung der Netzsubstanz besteht [Sanft, 2015, S. 18]. Hingegen verweisen Seidel und Mahn [2020, S. 58] darauf, dass die Zuverlässigkeit der Gasnetze höher ist als die der Stromnetze, da auch das Gefährdungspotenzial höher ist. Entsteht eine Störung im Stromnetz wird die Versorgung unterbrochen [Seidel und Mahn, 2020, S. 58]. Tritt hingegen ein Gasleck auf, kann es bis hin zu einer Explosion kommen. Aus diesem Grund wird das technische Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (DVGW) streng eingehalten [Seidel und Mahn, 2020, S. 58], [DVGW, 2022]. Dadurch haben Gasnetzbetriebe kaum Möglichkeiten die Kosten zu Lasten der Netzqualität zu senken [ebd.].

Volatile Kostenanteile VK

Volatile Kosten sind Teil der beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und schwanken von Jahr zu Jahr stark [Seidel und Mahn, 2020, S. 34]. Somit gelten diese Kosten nicht zwingend als effizient, unterliegen aber dem Effizienzvergleich [ebd.]. Nach § 11 Abs. 5 ARegV gelten für Gasnetze vor allem Kosten von Treibenergie als volatile Kosten [Seidel und Mahn, 2020, S. 34], [BMJV und BfJ, 2021c, § 11]. In den Stromnetzen fallen bei der Beschaffung von Netzverlusten relevante volatile Kosten an [Seidel und Mahn, 2020, S. 34]. Nach Vorgabe der Regulierungsbehörde werden die volatilen Kosten durch den Netzbetrieb jährlich angepasst [ebd.].

Saldo des Regulierungskontos S_t

Über das Regulierungskonto werden tatsächliche und genehmigte Erlöse erfasst und abgeglichen [BNetzA, 2017c]. Diese Abweichungen treten vor allem durch Prognoseungenauigkeiten der Nachfrageentwicklung, mittels derer die Netzentgelte festgelegt werden (siehe Abschnitt 2.3.3), auf. Der Ausgleich erfolgt über Zu- und Abschlägen, welche über die drei folgenden Jahre des Regulierungskontoabgleichs berücksichtigt werden. Damit werden stark schwankende Netzentgelte verhindert und eine gewisse Planungssicherheit für Netznutzende gewährt [ebd.]. Neben dem Ausgleich der Erlösunterschiede wurde das Regulierungskonto erweitert und deckt mittlerweile auch Abweichungen der Plan- und Ist-Werte der vorgelagerten Netzkosten, der vermiedenen Netzentgelte, des Kapitalkostenaufschlags und der Kosten aus dem EEG-Einspeisemanagements

(bis 2021) ab [Seidel und Mahn, 2020, S. 40]. Auf Grund dieser Anpassungen wird der erste Ausgleich mittels einer Übergangsregulierung in der dritten Regulierungsperiode über die gesamte Regulierungsperiode verteilt [BNetzA, 2017c].

2.3.3 Netzentgelte

Netzentgelte sind Teil des Energiepreises (Strom oder Gas), welche Endnutzende für den Energiebezug bezahlen (siehe auch Abschnitt 2.1.2) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 167]. Durch Netzentgelte werden Betriebs-, Unterhaltungs- und Ausbaukosten der Netze auf alle Netznutzende „diskriminierungsfrei und möglichst verursachungsgerecht unter Beachtung der Erlösobergrenze“ [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 390] verteilt. Netzentgelte werden jährlich von den Netzbetrieben basierend auf der Erlösobergrenze kalkuliert und dürfen nicht unter dem Jahr oder rückwirkend angepasst werden [Seidel und Mahn, 2020, S. 72]. Hierfür wird die Erlösobergrenze, wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben, basierend auf den für einen effizienten Netzbetrieb notwendigen Netzkosten gebildet. Einzelne Bestandteile der Erlösobergrenze unterliegen jährlichen Schwankungen und dürfen auch während der Regulierungsperiode angepasst werden, wie z. B. der Verbraucherpreisgesamtindex, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kapitalkostenaufschlag [ebd.]. Die angepasste Erlösobergrenze wird dann möglichst nach Auftreten der Netznutzung auf die Netznutzenden verteilt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 169].

In den Stromnetzen werden lediglich für die Entnahme, also die Endnutzenden, Netzentgelte erhoben, während Einspeisende (Stromerzeugende) trotz der Netznutzung keine Netzentgelte bezahlen [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 167]. Eine entsprechende Anpassung der Netzentgeltsystematik für Stromnetzentgelte ist in Diskussion aufgrund steigender fluktuierender Einspeisung, höhere Eigenversorgung und zur Anreizung der Sektorkopplung. Für die Berechnung der Ausspeisenetzentgelte werden die spezifischen Jahreskosten (€/kW) auf die Netz- und Umspannebenen verteilt. Großabnehmenden mit einer Abnahme > 100.000 kWh pro Jahr, welche zu den sogenannten leistungsgemessenen Kunden gehören, werden über eine Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 16 StromNEV die spezifischen Jahreskosten zugeordnet. Nicht leistungsgemessene Netznutzende, wie Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe, erhalten einen Arbeits- und Grundpreis [ebd.]. Für diese Ermittlung gibt es keine Vorgaben welche allgemeine Gültigkeit haben und nach § 17 Abs. 6 StromNEV sollen diese lediglich in einem „angemessenen Verhältnis“ [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 167] sein. Zum Schluss findet eine Verprobung nach § 20 StromNEV statt, bei welcher geprüft wird, dass durch die ermittelten Netzentgelte die genehmigte Erlösobergrenze nicht überschritten wird [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 167], [BMJV und BfJ, 2021d, § 20].

Abbildungen 2.12 und 2.13 zeigen die Entwicklung der Stromnetzentgelte der letzten Jahre [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 173f]. Man erkennt, dass die Netzentgelte für Haushalte (Abbildung 2.12) leicht höher sind als die Netzentgelte der Gewerbekunden (Abbildung 2.13 blaue Balken), während die Netzentgelte der Industriekunden (Abbildung 2.13 graue Balken) wesentlich geringer sind. Insgesamt zeigen beide Abbildungen leicht steigende Netzentgelte in den letzten Jahren.

Von Gasnetzbetrieben wird die Netzentgeltsystematik über eine Kostenträgerrechnung⁵ nach Abs. 3 GasNEV durchgeführt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 391], [BMJV und BfJ, 2021e, Abs. 3]. Bei Anwendung des Regelfalles werden, anders als von Stromnetzbetrieben, Ein- und Ausspeisekapazitätsentgelte ermittelt [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 391]. Hingegen werden für örtliche Gasverteilnetze, wie bei Stromnetzen, lediglich für Ausspeisende Arbeits- und Leistungs- bzw.

⁵ Methode zur Ermittlung wofür während der Leistungserstellung Kosten aufgetreten sind [Thommen et al., 2017, S. 254].

**Elektrizität: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten
Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb) für Haushaltskunden**
in ct/kWh

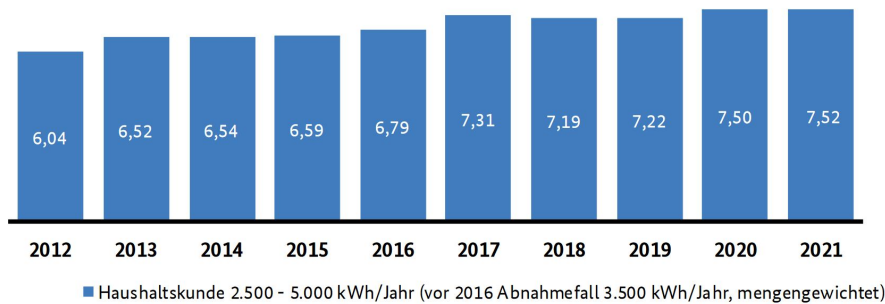


Abbildung 2.12: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Stromnetzentgelte für Haushalte in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 173]

**Elektrizität: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte
(inkl. Messstellenbetrieb) für "Gewerbekunden" 50 MWh und
"Industriekunden" 24 GWh in ct/kWh**

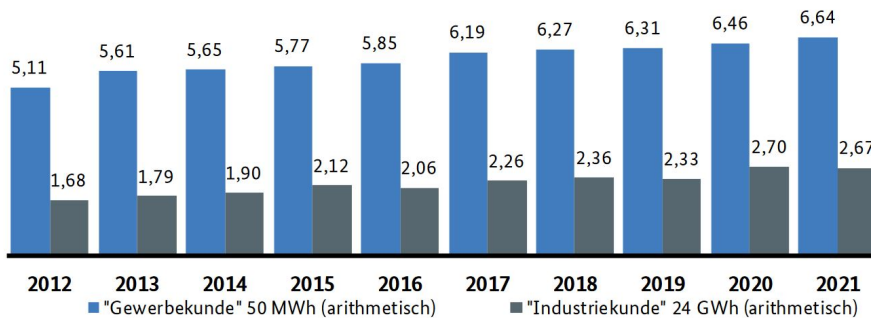


Abbildung 2.13: Entwicklung des arithmetischen Mittelwertes der Stromnetzentgelte für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 174]

Grundpreise festgelegt. Dies erfolgt nach dem Netzpartizipationsmodell, womit eine Aufteilung in Ortstransportnetzanteil und Ortsverteilnetzanteil durchgeführt wird. Netznutzende mit geringen Verbräuchen haben einen größeren Anteil am Ortsverteilnetz, wohingegen Netznutzende mit größeren Verbräuchen eher am Ortstransportnetz angeschlossen sind und somit geringere Anteile am Ortsverteilnetz haben. Somit basiert die Aufteilung nicht auf der tatsächlichen Verortung der Anschlüsse, sondern Netznutzende mit gleichen Abnahmemengen werden gleich behandelt [ebd.]. Zum Schluss wird, wie auch bei Stromnetzbetrieben, eine Verprobung der Netzentgelte nach § 16 GasNEV durchgeführt [BMJV und BfJ, 2021e, § 16].

Die durchschnittlichen Gasnetzentgelte der letzten Jahre zeigt Abbildung 2.14 [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 393]. Wie bereits bei den Stromkunden sind die Gasnetzentgelte für Haushalte (dunkelblaue Linie) die höchsten und die Gasnetzentgelte für Industriekunden die niedrigsten. Auch die Gasnetzentgelte sind in den letzten Jahren leicht gestiegen, aber insgesamt sind diese deutlich niedriger als die Stromnetzentgelte.

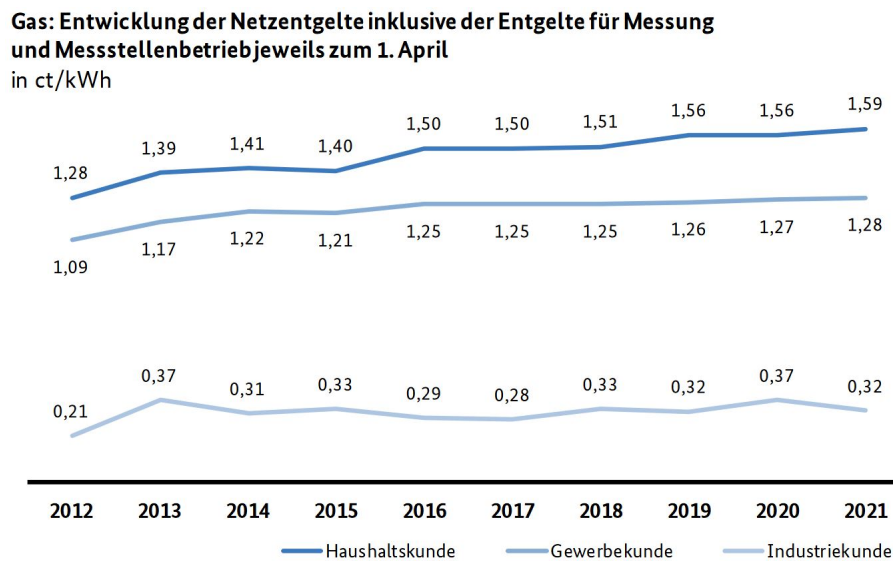


Abbildung 2.14: Entwicklung der durchschnittlichen Gasnetzentgelte in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 393]

Strom- wie auch Gasnetzentgelte sind regional und von Netzbetrieb zu Netzbetrieb unterschiedlich [BNetzA, 2022a]. Ein Grund dafür ist das Netzalter, da ein altes Netz geringere Restwerte und somit geringere Kapitalkosten aufweist. Dies ändert sich aber sobald das Netz erneuert werden muss. Ein weiterer Grund ist eine unterschiedliche Auslastung der Netze, da durch eine geringe Auslastung die Netzkosten auf wenige Netznutzende aufgeteilt werden und somit die Entgelte höher sind als bei Netzen mit einer ähnlichen Kostenstruktur aber höherer Auslastung (mehr Netznutzende) [ebd.].

2.4 Bewertung von Investitionsentscheidungen

Investieren führt zu verschiedenen Herausforderungen, wie einer hohen und langfristigen Kapitalbindung unter bestimmten Risiken, welche wiederum auch die Flexibilität eines Unternehmens einschränkt [Thommen et al., 2017, S. 334f]. Somit beeinflussen Investitionen den Unternehmenserfolg und auch an sich das Fortbestehen eines Unternehmens [ebd.], sodass jede Investitionsentscheidung gründlich vorbereitet wird. Bei der Investitionsplanung werden zunächst Investitionsmöglichkeiten bzw. Investitionsoptionen im Rahmen einer Anregungsphase identifiziert [Thommen et al., 2017, S. 336]. Dies ist in dieser Arbeit unter anderem Teil des Kapitels 3. Anschließend findet eine technische und wirtschaftliche Prüfung der Investitionsoptionen statt [Thommen et al., 2017, S. 336f]. Die technische Prüfung der verschiedenen Investitionsoptionen wird in dieser Arbeit basierend auf bestehender Literatur vorgenommen und ebenfalls in Kapitel 3 erläutert. Die wirtschaftliche Prüfung der Investitionsoptionen steht im Mittelpunkt dieser Arbeit und kann basierend auf verschiedenen Investitionsrechenverfahren durchgeführt werden, wie in Abbildung 2.15 aufgeführt.

Die verschiedenen Investitionsrechenverfahren lassen sich in zwei Gruppen einteilen, statische Verfahren und dynamische Verfahren (siehe Abbildung 2.15), und dienen zur quantitativen Bewertung von Investitionsoptionen [Thommen et al., 2017, S. 342]. Je nach Investitionsart sind andere Investitionsrechenverfahren geeignet [Panos, 2009, S. 164]. Statische Verfahren berücksichtigen keine zeitliche Komponente, sodass der gleiche Wert für alle Perioden angenommen und mit durchschnittlichen Werten gerechnet wird [Thommen et al., 2017, S. 342]. Aufgrund der einfachen und übersichtlichen Anwendung werden diese Verfahren oft für die Bewertung von kleineren Investitionen eingesetzt [Thommen et al., 2017, S. 342][Panos, 2009, S. 176]. Da die zeitliche Komponente nicht berücksichtigt ist, findet bei diesen Verfahren keine Auf- bzw.



Abbildung 2.15: Die verschiedenen Investitionsrechenverfahren [Thommen et al., 2017, S. 342]

Abzinsung statt [Thommen et al., 2017, S. 342]. Gerade bei kapitalintensiven Investitionen mit einer langen Nutzungsdauer, wie bei Investitionen in leitungsgebundene Energieinfrastruktur, ist diese zeitliche Komponente relevant, da Geld, welches heute angelegt wird, aufgrund der Verzinsung zu einem späteren Zeitpunkt mehr Wert ist [Panos, 2009, S. 147]. Im Gegenzug hat ein Betrag der heute fällig wird einen höheren Wert als ein später fälliger Betrag. Dies nennt man den „Zeitwert einer Zahlung“ (engl. time value of money) [ebd.]. Zur Berechnung eines zukünftigen Zahlungswertes wird aufgezinst und zur Berechnung des heutigen Wertes einer zukünftigen Zahlung wird abgezinst. Letzteres wird auch Barwert (present value) genannt und nach folgender Formel berechnet [Panos, 2009, S. 148].

$$K_0 = \frac{K_t}{(1+i)^n} \quad (2.9)$$

Mit:

K_0 : Heutiger Zahlungsbetrag in €

K_t : Zukünftiger Zahlungsbetrag in €

i : Zinssatz

n : Zeitdauer in Jahren

Die dynamischen Investitionsrechenverfahren stellen im Vergleich zu den statischen Verfahren einen zeitlichen Bezug her [Thommen et al., 2017, S. 352]. Es werden die Daten über die gesamte Nutzungsdauer miteinbezogen und zeitlich unterschiedliche Zahlungen berücksichtigt. Allerdings werden die Investitionen mit der Annahme bewertet, dass alle Informationen vorliegen. Um zu positive Bewertungen zu vermeiden, können ein höherer Kalkulationszinssatz, geringere Einzahlungen, größere Auszahlungen oder eine verkürzte Nutzungsdauer angenommen werden. Zusätzlich werden Sensitivitäten, z. B. anhand unterschiedlicher Absatzmengen, gerechnet, um die Stabilität des Ergebnisses der Investitionsrechnung zu überprüfen. Drei dynamische Verfahren werden unterschieden (siehe Abbildung 2.15); die Kapitalwertmethode, die interne Zinssatzmethode und die Annuitätenmethode. Die interne Zinssatzmethode und die Annuitätenmethode basieren auf der Kapitalwertmethode [ebd.].

Nach Hastings [2021, S. 105] ist die Kapitalwertmethode (engl. Net Present Value Method) eine der gängigsten Methoden zur Bewertung von Investitionen im Assetmanagement. Der Kapitalwert entspricht der Differenz aller abgezinster Ein- und Auszahlungen durch eine Investition abzüglich der Investition zu Beginn und dem Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer [Thommen et al., 2017, S. 342].

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} + \frac{L_n}{(1+i)^n} \quad (2.10)$$

Mit:

I_0 : Investition in €

a_t : Auszahlungen in € während der Nutzungsdauer z. B. Löhne, Reparaturen

e_t : Einzahlungen in € während der Nutzungsdauer, größtenteils Erlöse

L_n : Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer (Restwert) in €

t : Zeitindex, mit $t = 0, 1, \dots, n$

i : Kalkulationszinssatz (Diskontierungszinssatz)

n : Kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

Es ist wichtig zu beachten, dass bei dieser Methode die Abschreibungen, Eigenkapitalrenditen und Fremdkapitalzinsen nicht direkt berücksichtigt werden, sondern indirekt im Kalkulationszinssatz (auch Diskontierungszinssatz genannt) enthalten sind [Panos, 2009, S. 166]. Dieser kann entweder basierend auf den Finanzierungskosten bestimmt werden, wodurch die Investition mindestens eine Rendite in Höhe der Kosten des eingesetzten Kapitals erwirtschaftet [Thommen et al., 2017, S. 350]. Alternativ orientiert man sich an den Renditen anderer Investitionsmöglichkeiten oder gibt eine Zielrendite basierend auf verschiedenen Faktoren, wie Marktchance und Risiko, vor [ebd.].

Die Höhe des Kapitalwertes gibt Auskunft welche Investition die vorteilhafteste ist. Investitionen mit einem positiven Kapitalwert erwirtschaften einen Überschuss während der Rückzahlung des eingesetzten Kapitals mit der Mindestverzinsung durch den Diskontierungszinssatz [Thommen et al., 2017, S. 350]. Bei einem negativen Kapitalwert ist dies nicht gegeben [ebd.].

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die Bewertung verschiedener Investitionsoptionen die Kapitalwertmethode angewendet, da diese die Basis der dynamischen Verfahren darstellt und einen zeitlichen Bezug der Investitionen berücksichtigt [Thommen et al., 2017, S. 353]. Details zur Einbindung dieser Methode in den methodischen Rahmen dieser Arbeit sind in Kapitel 4 erläutert.

2.5 Synthese

Dieses Kapitel liefert Hintergrundinformationen zur leitungsgebundenen Energieversorgung über Stromverteilnetze, Gasverteilnetze und Wärmenetze sowie deren Endkunden bzw. Netznutzenden in den Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Abschnitt 2.1.1 zeigt, dass der Aufbau und die Aufteilung von Strom- und Gasnetzen vergleichbar sind, obwohl die Abgrenzung der verschiedenen Druckstufen zwischen Gastransportnetz und Gasverteilnetze nicht so deutlich sind, wie in den Stromnetzen. Strom- und Gasverteilnetze sind entflochten und unterliegen einer Netzregulierung, während dies auf Wärmenetze, welche regionale geschlossene Systeme sind, nicht zutrifft. Die Entflechtung der Strom- und Gasnetze führt zu unterschiedlichen Netzbetriebsmodellen, welche sich in den Anlagenbesitzverhältnissen und der erbrachten

eigenen Leistung unterscheiden. Seitens der Netzregulierung gibt es unterschiedliche Ansätze und in Europa wird überwiegend die Anreizregulierung mittels Erlösbergrenze, wie auch in Deutschland, angewendet. Durch diese Regulierung wird auf die Netzbetriebe ein Kostendruck ausgeübt und die langen vorgeschriebenen Nutzungsdauern führen zu langen Kapitalbindungen und verringern somit ein flexibles Handeln der Netzbetriebe. Flexibles Handeln ist allerdings eine Voraussetzung, um die politisch vorgeschriebenen Anpassungen an die Energiewende umzusetzen. Somit befinden sich die Netzbetriebe in einem Spannungsfeld zwischen strenger Regulierung und geforderten Anpassungen seitens der Politik, welches zukunftsweisende Investitionsentscheidungen erschwert. Dies führt zu der Frage, inwieweit der regulatorische Rahmen die Umsetzung der Energiewende unterstützt oder gar verzögert? Und welche Investitionsoptionen für das dekarbonisierte Energiesystem zukunftsweisend sind?

In den Verbrauchssektoren Gebäude und Industrie wird, wie in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, insbesondere die Versorgung mit Gas und Strom nachgefragt, während Wärmenetze eine kleinere Rolle spielen. Der Verkehrssektor benötigt bisher kaum leitungsgebundene Energieträger, aber Szenarien von Energiesystemstudien zeigen einen Anstieg der Stromnachfrage in den kommenden Jahrzehnten. Diese Szenarien zeigen insgesamt einen Anstieg der Strom- und Nah-/ Fernwärmenachfrage. Für Gasnetze wird ein Rückgang der Nachfrage aufgezeigt, welcher insbesondere im Gebäudesektor deutlich ausgeprägt ist. Die Wasserstoffnachfrage steigt hingegen insbesondere im Industriesektor an. Diese Entwicklungen basieren auf einem verstärkten Einsatz von Sektorkopplungstechnologien, wie Wärmepumpen oder PtG-Anlagen, sodass eine integrierte Betrachtung nicht nur der Verbrauchssektoren, sondern auch der leitungsgebundenen Energieinfrastruktur durchgeführt werden muss, da die Netze insbesondere bei der Wärmeversorgung miteinander im Wettbewerb stehen. Somit besteht eine direkte Konkurrenz zwischen Gas- und Wärmenetzen, weshalb eine parallele Verlegung dieser Netze ökonomisch ineffizient ist. Insbesondere der starke Rückgang der Gasnachfrage führt zu Herausforderungen für Gasverteilnetze und erschwert die Refinanzierung der Netze, da die Netzkosten auf immer weniger Netznutzende verteilt werden und somit die Netzentgelte deutlich ansteigen. Dies kann zu einer Abwärtsspirale führen, da stark steigende Netzentgelte zu weiteren Wechseln von Netznutzenden, weg vom Gasverteilnetz, führen können. Dadurch stellt sich die Frage, ob Gasverteilnetze zukünftig noch wirtschaftlich betrieben werden können?

In der Literatur (Abschnitt 2.2) sind Multienergiesysteme Ansätze zur Analyse von integrierten Energiesystemen inklusive detaillierten Netzflussbetrachtungen. Der Stand der Literatur in Abschnitt 2.2.1 zeigt, dass es bereits ausführliche Arbeiten in diesem Bereich gibt und auch Open Source Frameworks das Anknüpfen an bestehende Konzepte, wie den Energy Hub Ansatz, erleichtern. Diese Ansätze sind größtenteils Optimierungen von Gesamtsystemen unter der Einbeziehung von Netzen, sodass techno-ökonomische und ökologische Analysen durchgeführt werden können. Aufgrund der geringen Detailtiefe der Optimierung stellen diese Ansätze Lösungen in einem idealisierten Raum dar, welche wenig Bezug zur Anwendung haben und auch die Regulierung nicht miteinbeziehen.

Seitens der Netzregulierung (Abschnitt 2.2.2) werden insbesondere der Effizienzvergleich, die Liberalisierung und die entsprechenden Besitzverhältnisse sowie das Qualitätselement erforscht. Nur wenige Ansätze untersuchen die Regulierung in Bezug auf die Herausforderungen durch die Energiewende. Die wenigen bestehenden Ansätze fokussieren sich insbesondere auf Stromnetze, sodass eine Lücke in Bezug auf den regulatorischen Rahmen und die Herausforderungen durch die Energiewende für Gasverteilnetze deutlich wird.

Studien, welche sich mit der zukünftigen Rolle der Gasverteilnetze beschäftigen, sind in Abschnitt 2.2.3 genauer verglichen und zeigen einen Übergang von der Betrachtung der Netze mittels Typnetzen zu realen Netzen und Anwendungsfällen von konkreten Städten. Aufgrund des deutlichen Rückgangs der Gasnachfrage in bestehenden Studien, berücksichtigen einige Veröffentlichungen Stilllegungsbedarfe in unterschiedlichem Umfang. Hierbei werden teils Rückbaukosten ausgewiesen, aber eine genaue Rückbauplanung fehlt. Auch

dies sollte künftig im Rahmen der Regulierung angereizt und umgesetzt werden. Folglich weist die bestehende Literatur noch Lücken bei der Bewertung der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen und der benötigten regulatorischen Anpassung auf.

Die betrachteten Studien in Abschnitt 2.2.3 untersuchen insbesondere das Zusammenspiel zwischen Gasverteilnetz und Gebäudesektor. Vereinzelt wird die Gasnachfrage der Industrie, welche über Gasverteilnetze versorgt wird, abgeschätzt, aber eine detaillierte Aufteilung der verschiedenen Branchen auf die Netzebenen, Gastransport- und Gasverteilnetz, wird nicht durchgeführt. Dadurch ist unklar, inwieweit industrielle Prozesse, welche noch keine Alternativen zur Gasnutzung haben, an Gasverteilnetze angeschlossen sind und somit eine Stilllegung verhindern. Auch der Verkehrssektor wird in den meisten Studien vernachlässigt.

Bisher beschäftigen sich nur wenige der Veröffentlichungen in Abschnitt 2.2.3 mit dem Zusammenhang der Investitionsentscheidung von Netzbetrieben und Endnutzenden unter der Berücksichtigung des vereinfachten regulatorischen Rahmens. Die derzeit bekannten Ansätze fokussieren sich dabei auf die Synergien und Konkurrenz zwischen Gas- und Stromverteilnetzbetrieben und den Entscheidungen von Gebäudebesitzenden. Eine Forschungslücke wird insbesondere bei der Bewertung und Planung von Stilllegungsmaßnahmen unter einer detaillierten Einbeziehung des regulatorischen Rahmens, welche auch die zeitlichen Abhängigkeiten berücksichtigt, erkenntlich. Bei dieser Bewertung sollten alle drei Verbrauchssektoren, Gebäude, Industrie und Verkehr, auf deren Auswirkung auf Gasverteilnetze untersucht werden sowie die Konkurrenzsituation zum Wärmenetz. Da es neben Stilllegungsmaßnahmen auch andere alternative Nutzungsmöglichkeiten für Gasverteilnetze gibt, sollte eine Bewertung der verschiedenen Investitionsoptionen durchgeführt werden.

Abbildung 2.16 gibt einen Überblick über den Rahmen dieser Arbeit. In dunkelblau sind die verschiedenen Kriterien dargestellt. Blau sind die Bestandteile, welche Teil dieser Arbeit sind und die grauen Felder sind außerhalb des Umfangs dieser Arbeit. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Planung von Gasverteilnetzen in Konkurrenz zu Wärmenetzen. Hierfür wird ein Modell erstellt, welches verschiedene Investitionsoptionen ökonomisch bewertet und die Auswirkung der Investitionen für die Netzbetriebe sowie die Netznutzenden unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens simuliert. Räumlich liegt der Fokus somit auf Stadtebene bzw. Netzgebietsebene und es wird eine langfristige Betrachtung bis 2050⁶ in Jahresschritten durchgeführt. Mittels qualitativer und teils quantitativer Bewertungen werden die verschiedenen Anwendungsgebiete der Gasverteilnetze in den Verbrauchssektoren betrachtet (Kapitel 3) und Investitionsoptionen abgeleitet.

⁶ Aufgrund der Abhängigkeit dieser Arbeit mit anderen Modellrechnungen und Projekten können die neuen Klimaziele mit einer Klimaneutralität bis 2045 nicht direkt berücksichtigt werden.

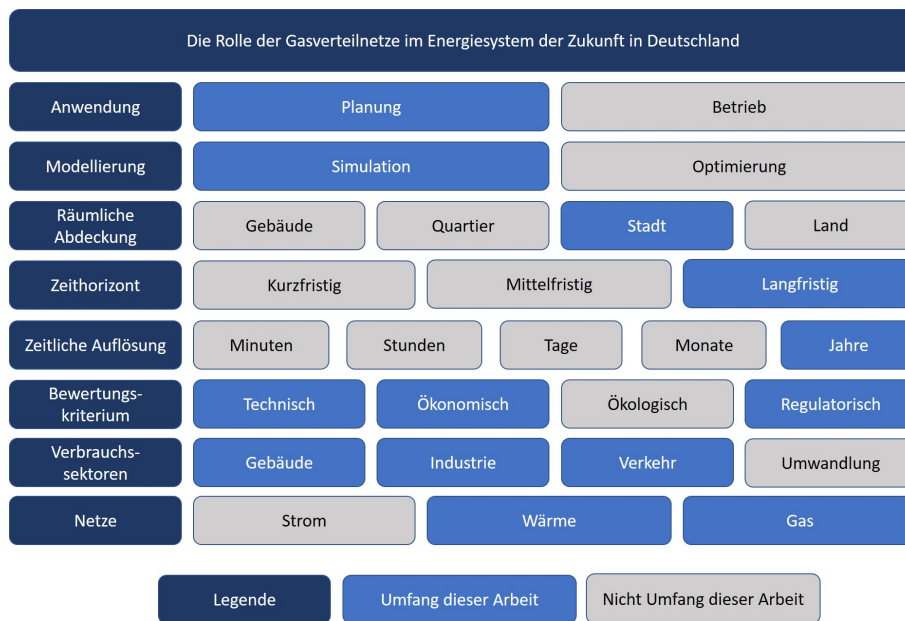


Abbildung 2.16: Morphologischer Kasten als Überblick über den Umfang dieser Arbeit (Eigene Darstellung)

Dieses Kapitel liefert neben der Abgrenzung des Themas dieser Arbeit einen detaillierten Einblick in die Netzregulierung (Abschnitt 2.3) und die Investitionsbewertung (Abschnitt 2.4), welche die Basis der Modellierung in dieser Arbeit darstellt. Um die verschiedenen Optionen der Gasnetzbetriebe für zukünftige Investitionen, wie die alternative Nutzung oder Stilllegungsmaßnahmen, zu bewerten, werden die entsprechenden Investitionsoptionen zunächst in Kapitel 3 identifiziert und die Frage der zukünftigen Anwendungsgebiete der Gasverteilnetze beantwortet. Anschließend erfolgt eine wirtschaftliche Prüfung der Investitionsoptionen mittels des dynamischen Verfahrens der Kapitalwertmethode gekoppelt an den aktuellen regulatorischen Rahmen (Kapitel 4). Damit können zum einen die Investitionsoptionen bewertet und verglichen werden sowie mögliche Anpassungen an die Regulierung und deren Auswirkung auf Netzbetrieb und Endnutzenden aufgezeigt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird aufgrund des hohen Datenbedarfs kein Effizienzvergleich verschiedener Netzbetriebe durchgeführt.

Um anwendungsbezogenen Ergebnisse zu erstellen, basieren die Daten dieser Arbeit auf zwei realen Netzbetrieben, der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH und den Stadtwerken Esslingen (siehe Kapitel 5). Mittels diesen Daten können zwei fiktive Netzbetriebe erstellt werden und somit die Daten zu einem gewissen Grad anonymisiert werden, sodass die gewonnenen Erkenntnisse einen wertvollen wissenschaftlichen und praktischen Beitrag leisten, aber keine direkten Rückschlüsse auf die Situation der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH und der Stadtwerke Esslingen gezogen werden können.

Die Ergebnisse werden in Kapitel 6 dargestellt. Zum Schluss werden die Erkenntnisse zusammengefasst und diskutiert sowie ein Ausblick in weitere Forschungsbedarfe und Erweiterungsmöglichkeiten des hier beschriebenen Ansatzes aufgezeigt (Kapitel 7).

3 Entwicklungsperspektiven der Gasverteilnetze im Energiesystem

Dieses Kapitel ist unterteilt in die Perspektive der Endnutzenden und der Netzbetriebe auf die zukünftige Rolle der Gasverteilnetze. Unter der Perspektive der Endnutzenden werden die derzeitigen Anwendungsgebiete von Gas aufgezeigt und beleuchtet, wie sich diese im Rahmen der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland ändern. Deshalb wird zwischen dem Gebäude¹-, Industrie²- und Verkehrssektor unterschieden. Dabei werden die verschiedenen Sektoren unterschiedlich tief behandelt. Der Gebäudesektor wird bereits in Bezug auf dessen Gasverbrauch in vielen verschiedenen Veröffentlichungen adressiert und eine sinkende Gasnachfrage prognostiziert. Somit wird in dieser Arbeit eine betriebswirtschaftliche Gesamtkostenbetrachtung aus Sicht bestimmter Gebäudebesitzenden durchgeführt und mit der bestehenden Literatur abgeglichen. In Bezug auf den Industriesektor weist die aktuelle Literatur zu Gasverteilnetzen noch Lücken auf, sodass zunächst genauer betrachtet wird, welche Industriebranchen überhaupt für Gasverteilnetze relevant sind und ob es Alternativen für die gasbasierten Industrieprozesse gibt. Hingegen ist der Verkehrssektor ein oft vernachlässigter Sektor in Bezug auf die Zukunft der Gasverteilnetze. Deshalb wird basierend auf Gnann et al. [2022] ein erster Einblick in die Relevanz des Verkehrssektors für Gasverteilnetze aufgezeigt. Nachdem somit eine detaillierte, aber überwiegend qualitative Analyse der Endnutzenden der Gasverteilnetze vorgenommen wurde, wird anschließend die Perspektive der Netzbetriebe eingenommen. In Abschnitt 3.2.1 werden Alternativen für die Nutzung der Gasverteilnetze³ vorgestellt, wenn diese nicht mehr für die Verteilung von Gas benötigt werden. Abschließend werden in Abschnitt 3.2.2 verschiedene Stilllegungsmaßnahmen und deren Rahmenbedingungen sowie Annahmen und regulatorische Anpassungsvorschläge beschrieben.

3.1 Perspektive der Endnutzenden

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 ausführlich beschrieben ist Gas insbesondere in den Verbrauchssektoren Gebäude und Industrie ein wichtiger Energieträger, während im Verkehrssektor aktuell kaum Gas nachgefragt wird. Der Bedarf nach Infrastrukturen, wie dem Gasverteilnetz, wird durch die Endnutzennachfrage getrieben, sodass ein detaillierter Einblick in die Entwicklung dieser Sektoren für die Bewertung der Rolle der Gasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft unumgänglich ist. Im Folgenden wird der Status Quo der drei Sektoren beschrieben, sowie deren zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten aufgezeigt.

¹ Die Ausführungen zum Gebäudesektor basieren überwiegend auf der Veröffentlichung von Oberle et al. [2020].

² Diese Betrachtungen basieren vor allem auf der Analyse von Oberle et al. [2022b].

³ Dies basiert insbesondere auf der Veröffentlichung von Oberle et al. [2022a].

3.1.1 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor wird Gas im Bestand insbesondere für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Im derzeitigen Gebäudebestand⁴ versorgen Erdgas-Heizungen den größten Teil der Gebäude mit Wärme, während Raumwärme den größten Anteil an der gesamten Endenergienachfrage im Gebäudebereich ausmacht [dena, 2021a, S. 30]. Im Gegensatz dazu waren im Neubau 2019 bereits knapp 50 % der Wärmeerzeugungstechnologien Wärmepumpen oder Biomasse-Öfen [dena, 2021a, S. 27]. Eine Wärmeversorgung über Wärmenetze wird bereits bei 8 % der neugebauten Wohngebäude und bei 14 % der neugebauten Nicht-Wohngebäude genutzt, wobei insbesondere Mehrfamilienhäuser in städtischen Gebieten an das Wärmenetz angeschlossen sind [dena, 2021a, S. 28, 29, 33].

dena [2021a, S. 34] bestätigt die bereits in Abschnitt 2.1.2 aufgezeigte Entwicklung, dass Heizsysteme mit Gas und auch Öl abnehmen und dafür Wärmepumpen sowie Wärmenetzanschlüsse zunehmen. Eine eingeschränkte Nutzung von Ölheizungen, aber auch festen fossilen Brennstoffen wie Kohle, sieht das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ab 2026 vor [BMJV und BfJ, 2020, § 72]. Ein Verbot für Gasheizungen wird in der EU diskutiert, insbesondere nachdem eine Studie der IEA [2021b, S. 19] ein Verbot aller neuen Kessel, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, bereits ab 2025 vorschlägt. Auch in Deutschland wird derzeit diskutiert, dass ab 2024 jede neue Heizung mit einem Anteil von 65 % erneuerbaren Energien betrieben werden soll [BMWK und BMWSB, 2022a, S. 1]. Das Vereinigte Königreich sieht bereits vor, dass ab 2035 keine neuen Gaskessel mehr verkauft werden [HM Government, 2021, S. 22]. Die zukünftigen Entwicklungen der Wärmeversorgung von Gebäuden, wie bereits in Abschnitt 2.1.2 dargestellt, zeigen eine solche Verringerung der Gaskessel. Diese werden abgelöst durch einen Wechsel zur strombasierten Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen und durch Wärmenetze. Diese Szenarien sind allerdings meist volkswirtschaftliche Kostenoptimierungen. In [Oberle et al., 2020, S. 25f] werden diese zukünftig relevanten Technologien, Wärmepumpen und ein Anschluss an ein Wärmenetz, welches mittels Großwärmepumpe versorgt wird, im Vergleich zu Gaskesseln auf betriebswirtschaftlicher Gesamtkostenbasis aus Sicht der Gebäudebesitzenden verglichen. Die Gesamtkostenbetrachtung in diesem Abschnitt basiert auf der Veröffentlichung von Oberle et al. [2020].

Der aktuelle Stand der Technik für Gaskessel sind Brennwertkessel, die eine Effizienz von über 90 % erreichen [Hirzel, 2017, S. 346]. Mit Blick auf Maßnahmen zur Dekarbonisierung wird bis 2050 eine Umstellung von Erdgas auf synthetisches Methan, welches strombasiert produziert wird, diskutiert. Synthetisches Methan hat sehr ähnliche Eigenschaften wie Erdgas, sodass dieses ohne zusätzliche Anpassungen in Gasverteilnetze eingespeist und in Brennwertkesseln als Brennstoff verwendet werden kann [Viebahn et al., 2018, S. 892].

Strombasierte Wärmepumpen benötigen Strom und Umgebungswärme für die Wärmeerzeugung [Wietschel et al., 2018a, S. 105]. Wärmequellen, welche die Umgebungswärme zur Verfügung stellen, sind das Erdreich, die Umgebungsluft oder das Ab- bzw. Grundwasser. Die Effizienz von Wärmepumpen wird über die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) bemessen, welche das Verhältnis aus bereitgestellter Wärmemenge zur eingesetzten Strommenge darstellt [ebd.]. Die JAZ hängt stark von der eingesetzten Wärmequelle ab und liegt dabei im Schnitt zwischen 3,0 bei Luft-, 3,7 bei Wasser- und 4,1 bei Erdreich-Anlagen [Miara et al., 2011, S. 4]. Um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten, sollte die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem möglichst gering gehalten werden, weshalb sich niedrige Vorlauftemperaturen und im Zusammenhang damit Fußboden- und Wandheizungen für den Betrieb einer Wärmepumpe anbieten (typischerweise 30 bis 70 °C bei Raumwärme) [Wietschel et al., 2018a, S. 105], [Viebahn et al., 2018, S. 377]. Hierbei zeigt sich auch die Schwierigkeit der Nutzung von Wärmepumpen im Bereich der

⁴ Stand 2021

Bestandsgebäude, da diese meist nicht über eine Fußboden- oder Wandheizung verfügen und eine schlechtere Wärmeisolation als Neubauten aufweisen. Es können somit höhere Umrüstungskosten oder zusätzliche Kosten für die Gebäudesanierung anfallen [Wietschel et al., 2018a, S. 105]. Fraunhofer ISE [2020, S. 6] untersuchte mittels Feldtests den Einsatz von Wärmepumpen im Bestand. Die betrachteten Gebäude hatten spezifische Heizwärmebedarfe von 50 kWh/m^2 bis 250 kWh/m^2 und erreichten bei einem Einsatz von Luft-Wärmepumpen JAZ von 2,5 bis 3,8 (durchschnittlich 3,1). Die betrachteten Gebäude wurden teilweise saniert, aber eine Komplettsanierung war nicht notwendig. Als Faustregel werden spezifische Wärmebedarfe zwischen 120 kWh/m^2 und 150 kWh/m^2 als Grenze für den Einsatz von Wärmepumpen im Bestand angenommen [Fraunhofer ISI et al., 2021b, S. 6], [Wolf, 2022]. Bei höheren spezifischen Wärmebedarfen kann immer noch eine Wärmepumpe eingesetzt werden, aber der Betrieb ist weniger effizient und es fallen somit höhere Betriebskosten an [Fraunhofer ISE, 2020, S. 8]. Im Vergleich zu den Alternativen der Gebäudewärmeversorgung gilt es jedoch zu prüfen, ob ineffiziente Wärmepumpen zu höheren Betriebskosten als Gasbrennwertkessel, mit synthetischem Methan befeuert, führen.

Während Gasbrennwertkessel und Wärmepumpen dezentrale Wärmeerzeugungstechnologien sind, nutzen Wärmenetze zentrale Technologien [Wietschel et al., 2018a, S. 109]. Abhängig von der Distanz der Wärmeerzeugung zum Wärmeverbrauch spricht man von Nah- oder Fernwärmenetzen. Um das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems zu erreichen, muss dafür nicht nur der Strommix auf erneuerbare Energie umgestellt werden, sondern auch der Nah-/ Fernwärmemix in den Wärmenetzen. Abbildung 3.1 verdeutlicht die Anteile der Energieträger an der Nah-/ Fernwärmeerzeugung und man erkennt, dass 2019 der Großteil der Nah-/ Fernwärme mit Gas erzeugt wurde, aber auch bereits ein Anteil von 21 % durch erneuerbare Energie, wie z. B. Biomasse, gedeckt wird [AGEB, 2022, S. 14]. Die strombasierte Wärmeerzeugung mittels Großwärmepumpen spielt aktuell noch keine relevante Rolle, aber Energieszenarien zeigen zukünftig einen deutlichen Trend zu Großwärmepumpen in Wärmenetzen, wie z. B. in den drei Szenarien (TN-Strom, TN-PtG/PtL, TN-H₂) der Langfristszenarien 3 von Fraunhofer ISI et al. [2021a] (siehe auch Abschnitt 2.1.2), welche einen Anteil zwischen 67 % und 75 % an Großwärmepumpen in 2050 aufzeigen. Diese Szenarien zeigen auch, dass in allen drei Szenarien ein gewisser Anteil (5 % - 13 %) der Nah-/ Fernwärme basierend auf Wasserstoff erzeugt wird.

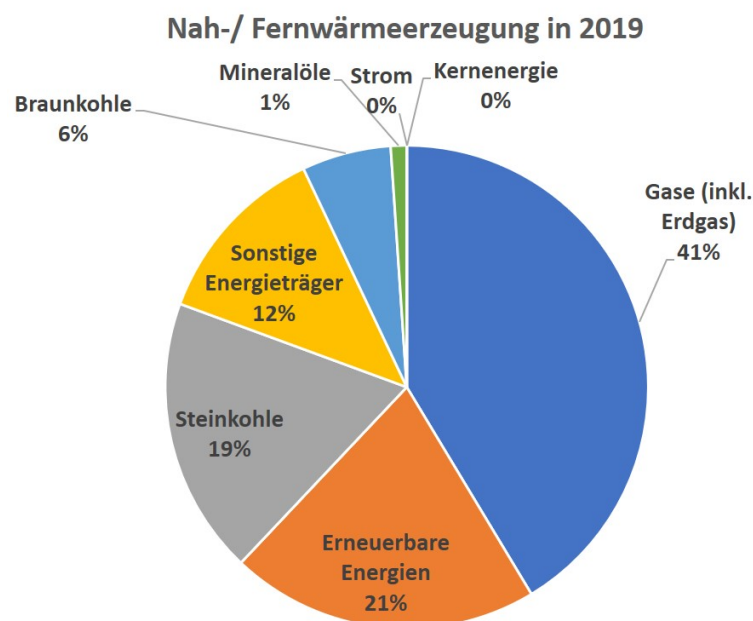


Abbildung 3.1: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Nah-/ Fernwärmeerzeugung in 2019 [AGEB, 2022, S. 14]

Mittels einer Fallstudie für bestimmte Gebäude vergleichen Oberle et al. [2020, S. 26] die entstehenden Gesamtkosten für Gebäudebesitzenden der zuvor beschriebenen Wärmeversorgungsmöglichkeiten. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die Randbedingungen der betrachteten Gebäude. Es werden ein Einfamilienhaus (EFH) mit 140 m² Wohnfläche und ein Mehrfamilienhaus (MFH) mit fünf Stockwerken mit je zwei Wohnungen, à 80 m² und somit insgesamt einer Wohnfläche von 800 m², betrachtet. Zusätzlich werden Bestandsgebäude und Neubauten sowie der heutige Stand basierend auf 2015 und der zukünftige Stand 2050 verglichen. Für das EFH im Bestand wird für den heutigen Stand ein Heizwärmebedarf von 236 kWh/m² angenommen, welches in einem jährlichen Heizwärmebedarf von 33.040 kWh_{Nutzenergie} pro Jahr resultiert [dena, 2016, S. 56]. Dies entspricht Gebäuden mit einem Baujahr zwischen 1949 und 1978, welches mit 37 % am Gebäudebestand (Stand 2016) die am meisten verbreiteten Baujahre umfasst [dena, 2016, S. 43]. Zukünftig verbessert sich auch im Bestand der Wärmebedarf auf 40 kWh/m², da die zukünftigen Bestandsgebäude den heutigen Neubauten entsprechen, und haben somit einen jährlichen Heizwärmebedarf von 5.600 kWh_{Nutzenergie} [Oberle et al., 2020, S. 26]. Für heutige MFH im Bestand wird ein Heizwärmebedarf von 166 kWh/m² angenommen (132.800 kWh_{Nutzenergie} pro Jahr) [dena, 2016, S. 56] und ebenfalls eine entsprechende Verbesserung des Heizwärmebedarfs auf 40 kWh/m² im Jahr 2050 (32.000 kWh_{Nutzenergie} pro Jahr). Für neugebaute EFH und MFH wird mit einem Heizwärmebedarf von 40 kWh/m² und somit ein jährlicher Nutzwärmebedarf pro Jahr von 5.600 kWh_{Nutzenergie} (EFH) und 32.000 kWh_{Nutzenergie} (MFH) für heute und zukünftig angenommen. Der Gebäudesektor ist jedoch ein sehr heterogener Sektor mit vielen verschiedenen Randbedingungen der betroffenen Akteure und sehr unterschiedlichen Gebäudestrukturen, wodurch auch die Wärmebedarfe und Umrüstungsaufwendungen bei einer Umstellung des Heizsystems sehr variieren. dena [2016, S. 59] zeigt auf, dass der Großteil der Gebäudewärmebedarfen zwischen 75 kWh/m² bis 250 kWh/m² pro Jahr liegen, aber geringere Anteile der Gebäude in Deutschland auch bereits Wärmebedarfe unter 50 kWh/m² pro Jahr (< 4 % der Gebäude in Deutschland) erreichen. Dennoch gibt es auch noch Gebäude mit Wärmebedarfen deutlich über 300 kWh/m² pro Jahr [dena, 2016, S. 59].

Tabelle 3.1: Gebäudeannahmen für 2015 und 2050 der Fallstudie in [Oberle et al., 2020, S. 26] basierend auf [dena, 2016, S. 56]

2015	EFH		MFH	
	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Wohnfläche in m ²	140		800	
Wärmebedarf in kWh/m ²	236	40	166	40
jährlicher Nutzwärmebedarf in kWh	33.040	5.600	132.800	32.000

2050	EFH		MFH	
	Bestand	Neubau	Bestand	Neubau
Wohnfläche in m ²	140		800	
Wärmebedarf in kWh/m ²	40	40	40	40
jährlicher Nutzwärmebedarf in kWh	5.600	5.600	32.000	32.000

Für den ökonomischen Vergleich der Wärmeversorgungsmöglichkeiten für Gebäudebesitzende in [Oberle et al., 2020, S. 26] werden die Investitionen und die Betriebskosten sowie die daraus resultierenden Gesamtkosten ermittelt. Der Vergleich basiert auf Kosten pro kWh Nutzenergie (Wärme), sodass die drei Versorgungsmöglichkeiten vergleichbar sind. Die entsprechenden Annahmen für die Ermittlung der Anschaffungskosten sind in Tabelle 3.2 aufgeführt. Mittels den Kostenentwicklungen aus [Henning und Palzer, 2015, S. 50f], einer mittleren Auslastung von 1500 h/a [Wietschel et al., 2018a, S. 217f] und den zuvor erläuterten Wärmebedarfen können die Investitionen in einen Gasbrennwertkessel und eine Wärmepumpe für die betrachteten EFH und MFH errechnet werden. Die Investitionen der Wärmenetzanschlüsse basieren auf

einem Expertengespräch mit den Stadtwerken Karlsruhe⁵. Darüber hinaus fallen in Bestandsgebäuden bei einem Wechsel zu Wärmepumpen aber auch zu Gasbrennwertkesseln Umrüstkosten für die Anpassungen des Heizsystems im Gebäude an. Zusätzlich werden die betrachteten Wärmeversorgungsmöglichkeiten heutzutage (Stand 2019) gefördert, sodass entsprechende Zuschüsse für die heutigen Betrachtungen berücksichtigt werden. Lediglich für Wärmepumpen im Bestand wird angenommen, dass diese nicht die Vorgaben von einer JAZ von 3,8, ohne eine grundlegende Sanierung, erfüllen [BWP, 2020, S. 8], sodass diese nicht gefördert werden. Zukünftig gehen Oberle et al. [2020, S. 26] von einem Auslaufen der Förderung aus.

Tabelle 3.2: Annahmen der Investitionen und Umrüstkosten verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien im Gebäudesektor basierend auf Wietschel et al. [2018a, S. 217f], Clausen [2012, S. 13-18] und Henning und Palzer [2015, S. 50f] in [Oberle et al., 2020, S. 27]

		Investitionen in €		Förderung	Nutzungsdauer	Zinssatz in %	Umrüstkosten in €/kWh	
		2015	2050	in €	in Jahren		2015	2050
Gasbrennwertkessel	EFH Bestand	4.000	1.000	800			0,02	0,02
	EFH Neubau		1.000	200			-	-
	MFH Bestand	15.000	4.000	3.000	20	2	0,02	0,02
	MFH Neubau		4.000	800			-	-
Luft-Wärmepumpe	EFH Bestand	26.000	4.000	-			0,03	0,05
	EFH Neubau	4.000	4.000	1.400			-	-
	MFH Bestand	106.000	20.000	-	25	2	0,03	0,04
	MFH Neubau	25.000	20.000	8.750			-	-
Wärmenetzanschluss ⁶	EFH Bestand						-	-
	EFH Neubau		15.000	1.500			-	-
	MFH Bestand				25	2	-	-
	MFH Neubau		40.000	4.000			-	-

Basierend auf verschiedenen Studien ([BCG und Prognos AG, 2018], [dena, 2018], [Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI, 2015]) schätzen Oberle et al. [2020, S. 26f] die Preisentwicklungen bis 2050 der verschiedenen Energieträger ab, um die Betriebskosten der verschiedenen Wärmeversorgungsoptionen zu ermitteln. Tabelle 3.3 beinhaltet die angenommenen Effizienzen und Preise. Die Szenarien zeigen auch einen Wechsel von Erdgas zu synthetischem Methan, weshalb auch diese Preise berücksichtigt sind. Ermittelt wurden diese mit Hilfe des PtG/PtL-Rechner von Frontier Economics [2017] und es wurden weitere 0,43 €/kWh für den Vertrieb [Frontier Economics, 2017], sowie 10 % Marge addiert. Der Nah-/ Fernwärmepreis 2050 wurde mittels einer linearen Extrapolation der Preise nach WIBERA [2018] ermittelt. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Effizienzentwicklungen basieren auf einer Literaturrecherche ([Hirzel, 2017, S. 346], [Viebahn et al., 2018, S. 378], [Wietschel et al., 2018a, S. 217f]).

Bereits die Annahmen in [Oberle et al., 2020, S. 26f] zeigen, dass Investitionen in neue Gasbrennwertkessel heute und auch 2050 im Vergleich zu Wärmepumpen und Wärmenetzanschlüssen die niedrigsten sind (siehe Tabelle 3.2). Der heutige und zukünftige Strompreis ist, trotz der geringeren Kosten für Wärmepumpenstrom, höher als für Erdgas und Wärme. Dennoch ist der Preis für synthetisches Methan in 2050 deutlich höher als die Preise der anderen Energieträger. Dies zeigt, dass die Gasanwendungen zwar niedrige Investitionen, aber in einem dekarbonisierten Energiesystem deutlich höhere Betriebskosten aufweisen, als die hier gezeigten Alternativen. Zu beachten ist auch, dass die Preisannahmen von Oberle et al. [2020, S. 26f] auf dem Stand 2019 sind und somit die aktuelle Energiekrise durch den Krieg in der Ukraine nicht berücksichtigen.

⁵ Experteninterview am 24.01.2020

⁶ Basierend auf Experteninterview am 24.01.2020

Tabelle 3.3: Annahmen der Effizienz- und Preisentwicklung der Wärmeerzeugungstechnologien bzw. Energieträgern basierend auf [Hirzel, 2017, S. 346], [Viebahn et al., 2018, S. 378], [Wietschel et al., 2018a, S. 217f] in [Oberle et al., 2020, S. 27]

		Gasbrennwertkessel/ Gas	Wärmepumpe/ Strom	Wärmenetzanschluss/ Wärme
		Bestandsgebäude/ Neubau	Bestands- gebäude	Neubau
Effizienz in %	2015	90	280	450
	2050		450	450
Durchschnittlicher Energieträgerpreis für Haushalte (vor Steuern) in €ct/kWh	2015	4,8	10,6	7,5
	2050	5,3	13,1	10,1
Preis für synthetisches Methan (vor Steuern) in €ct/kWh	2050	20,9	-	-
Durchschnittlicher Energieträgerpreis für Haushalte (nach Steuern) in €ct/kWh	2015	6,3	21,7	8,9
	2050	15,4	27,0	12,0
Wartungs- und Instandhaltungskosten in €ct/kWh	2015	1,3	1,4	2,3
	2050			

Abbildung 3.2 zeigt die in [Oberle et al., 2020] errechneten Gesamtkosten unterteilt in Investitionen (einfarbig), Betriebskosten (einseitig schraffiert) und Anteil der Netzentgelte an den Betriebskosten (beidseitig schraffiert) in €ct/kWh_{Nutzenergie}. Es wird deutlich, dass bereits heute in Neubauten (EFH und MFH) Wärmepumpen die günstigste Alternative für Gebäudebesitzende sind, während für Bestandsgebäude die Wärmepumpe lediglich 0,6 €ct/kWh_{Nutzenergie} teurer ist als der Gasbrennwertkessel. Dies liegt vor allem an der hohen Effizienz von Wärmepumpen und somit an den Verlusten, welche bei der Gasverbrennung auftreten. Wärmenetzanschlüsse sind heutzutage, laut Oberle et al. [2020, S. 28], die teuerste Alternative. In 2050 wird bei einem Einsatz von synthetischem Methan der Gasbrennwertkessel sehr teuer im Vergleich zu Wärmepumpen und einem Wärmenetzanschluss.

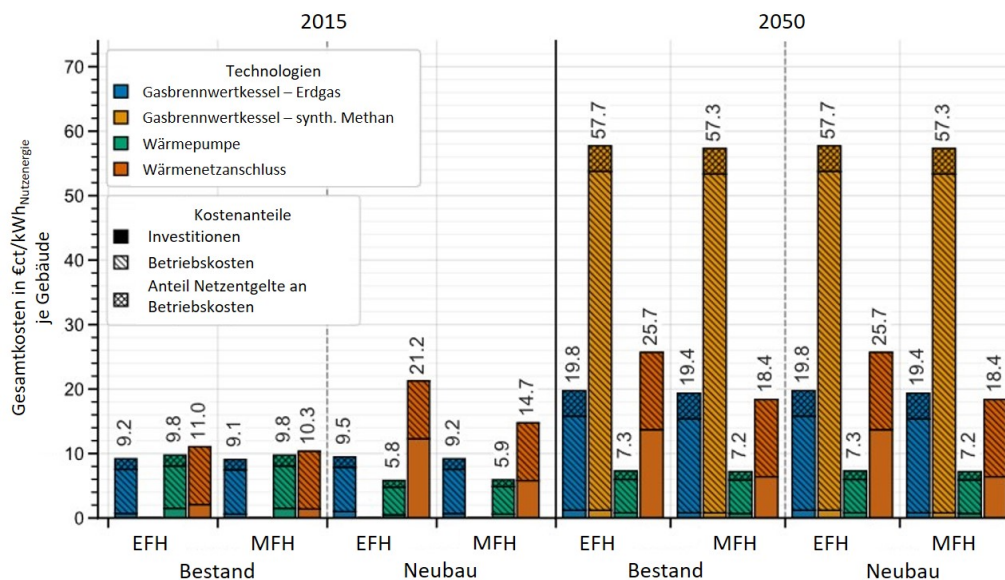


Abbildung 3.2: Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Wärmeerzeugungsoptionen für unterschiedliche Gebäude [Oberle et al., 2020, S. 28]

In [Oberle et al., 2020, S. 26f] werden die Anteile der Netzentgelte an den Energiepreisen konstant angenommen, sodass diese aufgrund der steigenden Energiepreise ebenfalls leicht zunehmen. Berücksichtigt man die Entwicklung, dass die Gasnetzentgelte aufgrund einer sinkenden Gasnachfrage deutlich steigen

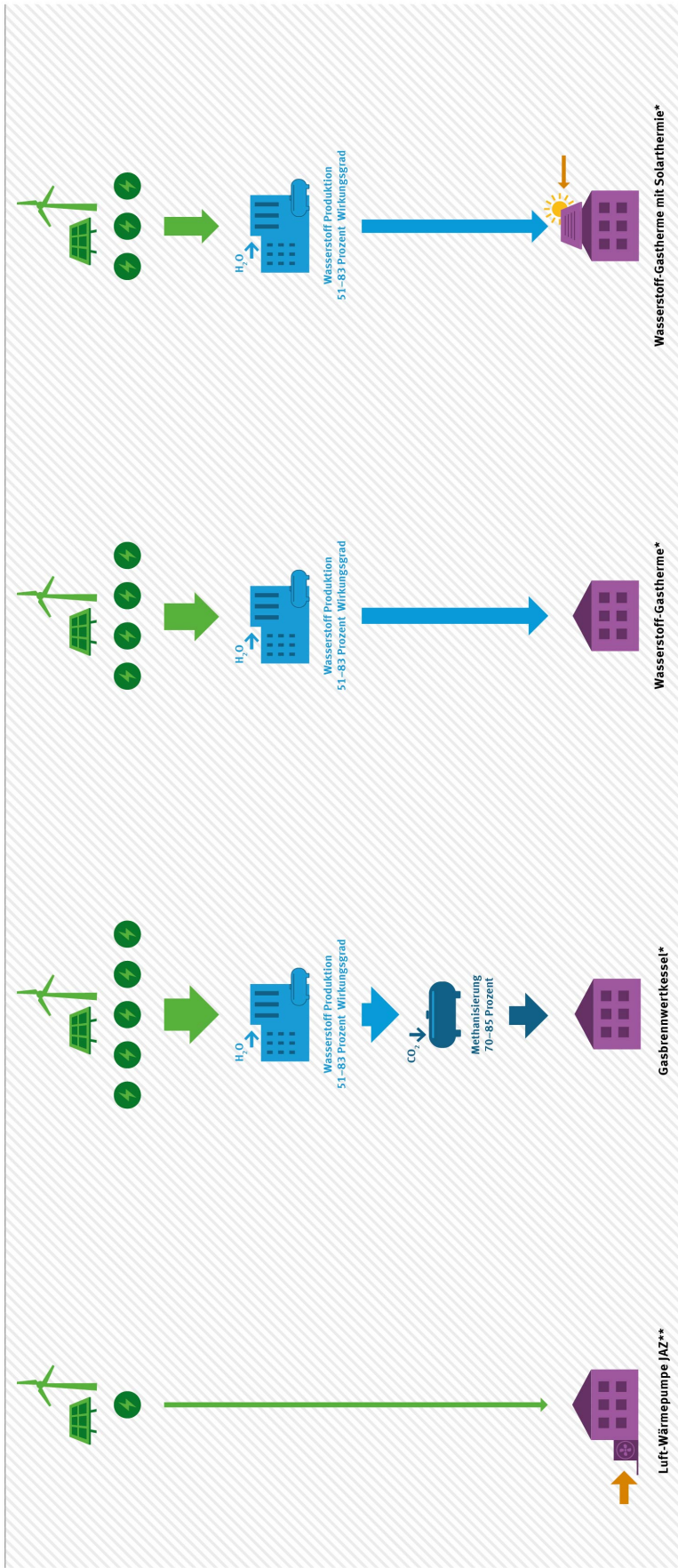
(siehe Kapitel 2), so kann der Einsatz von Gasbrennwertkesseln unattraktiver für Gebäudebesitzende werden und Wärmepumpen selbst im ineffizienten Betrieb eine attraktive Alternative darstellen. Dieser Vergleich zeigt, dass es viele Alternativen für die Wärmeversorgung von Gebäuden zur gasbasierten Wärmeversorgung gibt. Nichtsdestotrotz ist der Gebäudesektor ein sehr heterogener Sektor mit vielen verschiedenen Akteuren, welche sich in unterschiedlichen Lebenslagen und in unterschiedlichen Gebäudestrukturen mit unterschiedlichen Anforderungen an die Wärmeversorgung befinden.

Aktuelle Studien, wie [Meyer et al., 2021] und [Matthes et al., 2021], untersuchen auch den Einsatz von Wasserstoff in Gaskesseln als Alternative zu fossilen Brennstoffen und im Wettbewerb zu Wärmepumpen. Meyer et al. [2021, S. 1] führen einen ökonomischen Vergleich der Wärmeversorgungsmöglichkeiten Wasserstoffkessel, Brennstoffzellen-Heizung und Luft-Wärmepumpen mittels Fallstudien für Alt- und Neubauten durch. Für Bestandsgebäuden wird dabei ein Nutzwärmebedarf von 150 kWh/m^2 im Jahr und für Neubauten 60 kWh/m^2 im Jahr angenommen [Meyer et al., 2021, S. 25]. Die betrachteten Gebäude sind Ein- bis Zweifamilienhäuser mit einer Wohnfläche von 150 m^2 . Auch Matthes et al. [2021, S. 29] führen einen kostenbasierten Vergleich verschiedener Wärmepumpen mit Wasserstoffkesseln und Sensitivitätsanalysen durch. Dabei werden Einfamilienhäuser mit 110 m^2 unsaniert (277 kWh/m^2), teilsaniert (187 kWh/m^2) und saniert (120 kWh/m^2), sowie Mehrfamilienhäuser mit 2.845 m^2 unsaniert (182 kWh/m^2), teilsaniert (95 kWh/m^2) und saniert (70 kWh/m^2) betrachtet. Dies zeigt, dass Oberle et al. [2020] für Neubauten etwas optimistischer bezüglich des Wärmebedarfs waren, aber für Bestandsgebäude pessimistischer als Meyer et al. [2021] und optimistische als Matthes et al. [2021].

Die Ergebnisse von Meyer et al. [2021, S. 38] und Matthes et al. [2021, S. 35] zeigen, dass die Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor ökonomisch nicht vorteilhafter als der Einsatz von Wärmepumpen ist, insbesondere bei der Berücksichtigung des Infrastrukturausbaus. Für eine Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Gebäuden ist es notwendig zum einen die Gebäudetechnologien zur Wärmeversorgung auf Wasserstoff umzustellen und zum anderen auch die Gasverteilnetze entsprechend umzurüsten [Meyer et al., 2021, S. 40] (siehe auch Abschnitt 3.2.1). Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommen auch Thomsen et al. [2022, S. 11], welche eine dezentrale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor erst bei Wasserstoffendnutzendenpreisen von mindestens der Hälfte der Stromendnutzendenpreisen sehen. Den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeversorgung von Wärmenetzen (zentral) sehen Meyer et al. [2021, S. 39] weniger kritisch, wie auch verschiedene Szenarien der Langfristszenarien 3 von Fraunhofer ISI et al. [2021a] aufzeigen. Dabei müssen Pfadabhängigkeiten berücksichtigt werden, da wasserstoffbasierte Blockheizkraftwerke (BHKW) als Wärmeerzeuger in Wärmenetzen ebenfalls einen gewissen Anteil der Gasverteilnetze für die Wasserstoffversorgung benötigen, und hingegen Großwärmepumpen die Nachfrage in Stromverteilnetzen erhöhen [Friedmann et al., 2023].

Wie bereits die betrachteten Szenarien in Abschnitt 2.1.2 zeigen, bestätigen die in diesem Abschnitt aufgezeigten Analysen, dass Wasserstoff und synthetisches Methan eine nachgelagerte Rolle im Gebäudesektor einnehmen, da diese eine überwiegend teurere Alternative im Vergleich zur Wärmepumpe darstellen. Dies liegt auch an der Effizienz der unterschiedlichen Versorgungspfade, da es günstiger ist den Strom direkt mit Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung zu nutzen, als diesen Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse zu wandeln und ggf. anschließend über eine Methanisierung synthetisches Methan zu produzieren. Dies verbildlicht auch Abbildung 3.3, welche zeigt, dass die Wärmeversorgung mittels synthetischem Methan (Pfad Mitte links) das Fünffache und mittels Wasserstoff (Pfad Mitte rechts) das Vierfache an erneuerbarem Strom benötigt, als eine durchschnittliche Luft-Wärmepumpe mit einer JAZ von 3 [Umweltbundesamt, 2023]. Da erneuerbarer Strom, unter anderem aufgrund des hohen Platzbedarfs für z. B. Windparks, zukünftig eine knappe Ressource sein wird und somit gewisse Mengen an Wasserstoff voraussichtlich importiert werden müssen, sollte genau geprüft werden für welche Anwendungen Wasserstoff oder synthetisches Methan sinnvoll eingesetzt werden kann [Matthes et al., 2021, S. 70], [Meyer et al., 2021, S. 38].

Strombedarf aus erneuerbaren Energien für das Heizen mit H₂ oder synthetischem Methan um das 4- bis 5-fache höher als mit einer Luft-Wärmepumpe



*Wirkungsgrad 90 Prozent

**JAZ = 3, Jahresarbeitszahl kennzeichnet die Effizienz einer Wärmepumpe

Quelle: Umweltbundesamt unter Mitarbeit von Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISI

Abbildung 3.3: Infografik zu unterschiedlichen Strombedarfen der verschiedenen Wärmeversorgungsmöglichkeiten in Gebäuden [Umweltbundesamt, 2023]

Dennoch ist der Gebäudesektor, wie bereits erwähnt, ein sehr heterogener Sektor. Herkel et al. [2022, S. 7] weisen darauf hin, dass aufgrund dieser Vielfalt und Komplexität im Gebäudesektor eine Nutzung von Wasserstoff nicht ausgeschlossen werden kann. Unter anderem deshalb ist eine detaillierte Analyse auf kommunaler Ebene unumgänglich und die kommunale Wärmeplanung, für welche derzeit ein entsprechender Gesetzesentwurf erarbeitet wird, ein geeignetes Instrument [Herke et al., 2022, S. 4], [BMWK und BMWStB, 2022b, S. 8]. Mittels dieses Instruments werden Kommunen verpflichtet eine integrierte Strategie zu entwickeln, welche die Erschließung von Wärmequellen, das Identifizieren der zukünftigen Nachfrage sowie die dafür benötigte Infrastruktur, wie Strom-, Wärme- und Gasnetze, verbindet [Riechel und Walter, 2021, S. 5]. Dabei kann es Kommunen geben, welche z. B. einen gewissen Anteil von Industrieunternehmen mit Wasserstoffbedarf aufweisen, und somit eine Umrüstung des Gasverteilnetzes für die Wasserstoffverteilung benötigen (siehe auch in Abschnitt 3.2.1) [Herke et al., 2022, S. 3]. Hingegen können mittels der kommunalen Wärmeplanung auch Kommunen identifiziert werden, welche keinen Bedarf an Wasserstoff aufweisen und somit die Gasverteilnetze stilllegen können (siehe auch Abschnitt 3.2.2)⁷.

Insgesamt verdeutlichen die Betrachtungen in diesem Abschnitt, dass für bestimmte Gebäudestrukturen auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Gebäudebesitzenden zukünftig die Wärmeversorgung über Gaskessel unattraktiv ist. Selbst wenn eine Wärmepumpe ineffizient im Gebäudebestand genutzt wird, kann dies zukünftig eine günstigere Wärmeversorgungsoption sein als Gaskessel, die mit synthetischem Methan oder Wasserstoff befeuert werden. Nichtsdestotrotz kann aufgrund der Vielfältigkeit des Gebäudesektors bisher keine Nutzung von synthetischem Methan oder Wasserstoff ausgeschlossen werden, obwohl diese lediglich dort eingesetzt werden sollten, wo keine Alternativen, wie die direkte Stromnutzung durch Wärmepumpen, zur Verfügung stehen. Deshalb ist eine regionale Wärmeplanung, welche eine integrierte Betrachtung von Strom-, Wärme- und Gasnetzen berücksichtigt, unumgänglich. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird deshalb davon ausgegangen, dass die Gasnachfrage im Gebäudesektor, wie von verschiedenen Szenarien bereits prognostiziert (siehe Abschnitt 2.1.2), sich nahezu halbiert bis vollständig verschwinden wird und somit in bestimmten Regionen in Deutschland eine Stilllegung der Gasverteilnetze unumgänglich ist.

3.1.2 Industriesektor

Aufgrund der deutlich sinkenden Gasnachfrage im Gebäudesektor kann der Industriesektor zukünftig zum Hauptnetznutzenden der Gasverteilnetze werden. Industrieunternehmen benötigen deutlich höhere Mengen an Gas als Gebäude zur Wärmeversorgung, sodass diese überwiegend über höhere Druckstufen der Gasnetze versorgt werden. Abschnitt 2.1.1 verdeutlicht bereits, dass das Gastransportnetz überwiegend aus Hochdruckleitungen bestehen, während Gasverteilnetze alle Druckstufen umfassen, sodass eine klare Zuordnung der Netznutzenden in den verschiedenen Verbrauchssektoren herausfordernd ist. Wie bereits in Abschnitt 2.2.3 dargestellt, befassen sich wenige der Untersuchungen zur Rolle der Gasverteilnetze im zukünftigen Energiesystem mit einer detaillierteren Betrachtung des Industriesektors. Lediglich Däuper et al. [2018, S. 3, 10] und Giehl et al. [2021, S. 6] nehmen an, dass heute maximal ein Anteil von 35 % der industriellen Gasnachfrage über Gasverteilnetze versorgt werden. Auch Matthes et al. [2021, S. 91f] verweisen darauf, dass gewisse industrielle Prozesse über Gasverteilnetze versorgt werden und deshalb auch diese Netze eine relevante Rolle beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft einnehmen. Welche Industriebranchen dies betrifft, und somit welche Industrieprozesse, ist nach Wissen der Autorin noch nicht genauer untersucht. Dies führt zu der Gefahr, dass die zukünftige Rolle der Gasverteilnetze in Regionen mit hohem Industrieanteil unterschätzt wird und Industrieprozesse, welche bisher keine Alternative zur Gasnutzung haben, weiterhin auch

⁷ Bisher gibt es noch einen Zielkonflikt zwischen der kommunalen Wärmeplanung und den vorhandenen langfristigen Konzessionsverträgen für Gasverteilnetze, sodass Senders [2022, S. 27] auf rechtliche Anpassungen, wie die Festlegung von Kriterien für die Konzessionsvergabe und eine kürzere Laufzeit der Verträge, unterhalb der bisherigen 20 Jahren, hinweisen.

über Gasverteilnetze versorgt werden müssen [Oberle et al., 2022b, S. 3]. Aus diesem Grund untersuchen Oberle et al. [2022b, S. 3] über welche Netzebene in Deutschland verschiedene Industriebranchen mit Gas versorgt werden und wie sich deren Gasnachfrage im Zeitverlauf der Transformation des Energiesystems entwickelt.

Der Industriesektor in Deutschland hat (Stand 2019) eine Gasnachfrage von 204 TWh, von welchen 84 % für die Erzeugung von Prozesswärme benötigt wird [Fraunhofer ISI, 2021, S. 38]. Abbildung 3.4 gibt einen Überblick über die Gasnachfrage der verschiedenen Industriebranchen aufgeteilt nach den benötigten Nutzenergien Prozesswärme, Raumwärme, mechanische Energie und Warmwasser. Der Großteil der Gasnachfrage für Prozesswärme wird in der Grundstoffchemie benötigt, gefolgt von der Nahrungsmittelindustrie (Ernährung und Tabak) sowie den Industriebranchen Papier, Eisen und Stahl, Glas und Keramik sowie Verarbeitung von Steinen und Erden [Fraunhofer ISI, 2021, S. 38]. Diese sechs Industriebranchen umfassen 69 % der Gasnachfrage im Industriesektor und werden von Oberle et al. [2022b] genauer untersucht.

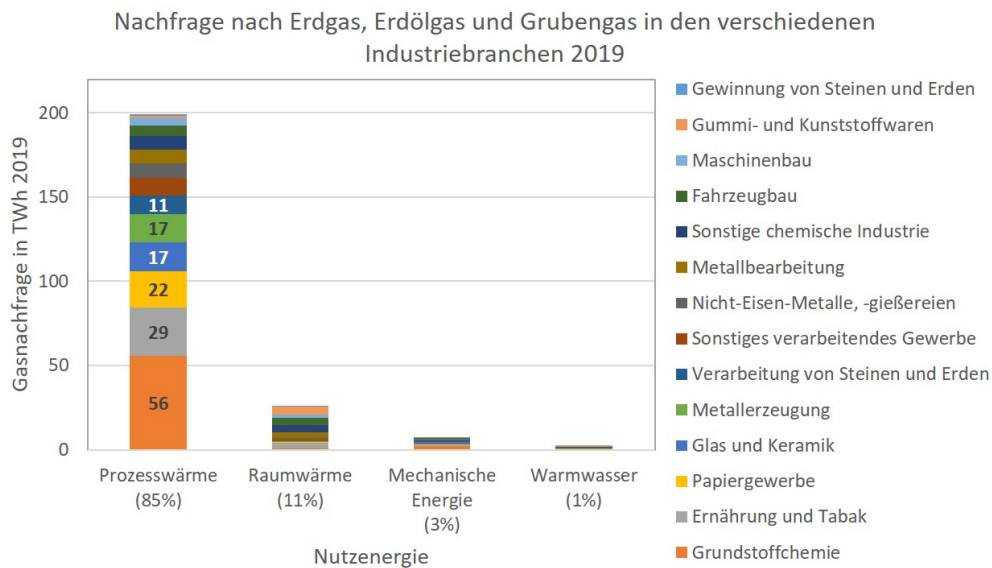


Abbildung 3.4: Gasnachfrage 2019 in der Industrie [Fraunhofer ISI, 2021, S. 52]

Im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG §3 Nr. 5) sind Betreibende von Gasfernleitungsnetzen (FNB), unter die auch Transportnetzbetriebe fallen (EnWG §3 Nr. 31f) Unternehmen, die ein Netz mit Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten betreiben, welche große europäische Importleitungen in das deutsche Gastransportnetz integrieren [BMJV und BfJ, 2005, §3 Nr. 5, 31f]. Hingegen versorgen Gasverteilnetze (VNB) Endnutzende über lokale Rohrleitungen, unabhängig von deren Druckstufe oder Durchmesser [BMJV und BfJ, 2005, §3 Nr. 29c]. Wie bereits in Abschnitt 2.1.1 ausgeführt, gibt es keine klare Aufteilung der Druckstufen zwischen Gastransport- und Gasverteilnetz. Daraus lässt sich schließen, dass Gasverteilnetze in der Lage sind Netznutzende mit sehr hoher Gasnachfrage (Industrie) sowie mit sehr niedriger Gasnachfrage (Gebäude) zu versorgen. Deutlich wird dies auch in der Tabelle 3.4 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346], welche die Ausspeisemenge des Gastransportnetzes und der Gasverteilnetze nach den Kategorien der Endnutzenden darstellt. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 446 - 450] gruppieren als Haushaltskunden Nachfragende mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh ein, während für Gewerbekunden von einem durchschnittlichen Jahresbedarf von rund 116 MWh und bei Industriekunden von 116 GWh ausgegangen wird. Somit sind in der ersten Kategorie (≤ 300 MWh/a) der Tabelle 3.4 in erster Linie Haushalte und einige Gewerbekunden. In der zweiten Kategorie ($300 \text{ MWh/a} < \text{Endnutzende} \leq 10.000 \text{ MWh/a}$) sind Gewerbekunden und Industriekunden und die anderen beiden Kategorien

(10.000 MWh/a < Endnutzende <= 100.000 MWh/a; > 100.000 MWh/a) umfassen ausschließlich Industriekunden. Man erkennt, dass der Großteil der ersten beiden Kategorien überwiegend von Verteilnetzbetrieben versorgt werden, während in den beiden anderen Kategorien sowohl Verteilnetzbetriebe, wie auch Transportnetzbetriebe Gas an die Industriekunden verteilen. Die letzte Kategorie beinhaltet die Gaskraftwerke zur Stromerzeugung, von denen 56 % von Gasverteilnetzbetrieben mit Gas versorgt werden.

Tabelle 3.4: Kategorien der Endnutzenden und deren Ausspeisemengen im Jahr 2019 [BNetzA und Bundeskartellamt, 2021, S. 337]

	Ausspeisemenge FNB in TWh	Ausspeisemengen VNB in TWh
<= 300 MWh/a	< 0,1	336,6
> 300 MWh/a <= 10.000 MWh/a	0,5	28,4
> 10.000 MWh/a <= 100.000 MWh/a	5,9	111,0
> 100.000 MWh/a	137,9	131,8
Gaskraftwerke >= 10 MW Nettonennleistung	42,5	56,7
Gesamtsumme	186,9	764,5

Um die Industriebranchen, welche von Gasverteilnetzbetrieben mit Gas versorgt werden, zu identifizieren, führen Oberle et al. [2022b, S. 6] als ersten Schritt eine Abschätzung der Netzebene mittels der durchschnittlichen Gasnachfrage pro Produktionsstandort durch.

$$Nachfrage_{durchschnittlich,x} = \frac{Nachfrage_{national,x}}{n_x} \quad (3.1)$$

Mit:

$Nachfrage_{durchschnittlich,x}$: Durchschnittliche Nachfrage in TWh pro Produktionsstandort der Industriebranche x
 $Nachfrage_{national,x}$: Nationale Nachfrage in TWh der Industriebranche x
 n_x : Anzahl Produktionsstätten der Industriebranche x

Wie Formel 3.1 verdeutlicht, wird zur Ermittlung der durchschnittlichen Nachfrage pro Produktionsstandort die nationale Gasnachfrage der Industriebranche basierend auf [Fraunhofer ISI, 2021, S. 38] dividiert durch die Anzahl der Standorte der Industriebranche, welche größtenteils auf der Fraunhofer ISI Industriestandort Datenbank basieren [Neuwirth et al., 2022]. Diese Datenbank liefert Informationen über die Anzahl der Produktionsstandorte der verschiedenen Industriebranchen und deren geografischen Informationen (Standort). Details zum Inhalt und Aufbau der Datenbank geben Manz et al. [2018] und Manz et al. [2021]. Mittels der durchschnittlichen Nachfrage pro Produktionsstandort werden die verschiedenen Industriebranchen in die Kategorien nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346] eingeordnet [Oberle et al., 2022b, S. 7].

Eine Übersicht über die nationale Gasnachfrage der betrachteten Industriebranchen, deren Anzahl an Standorten und durchschnittliche Gasnachfrage pro Produktionsstandort wird in Tabelle 3.5 dargestellt und eine erste Einordnung der Industriebranchen zu den Endnutzenden-Kategorien nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346] gegeben [Oberle et al., 2022b, S. 9]. Die Grundstoffchemie hat eine sehr hohe Gasnachfrage pro Produktionsstandort mit einer geringen Anzahl an Produktionsstandorten, sodass von einer Versorgung über das Gastransportnetz ausgegangen werden kann. Im Gegensatz dazu hat die Nahrungsmittelindustrie eine recht geringe Gasnachfrage pro Produktionsstandort und eine sehr hohe Anzahl an Standorten. Die durchschnittliche Gasnachfrage pro Produktionsstandort in der Nahrungsmittelindustrie

kann man in die Kategorie 300 MWh/a < Endnutzende <= 10.000 MWh/a nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346] einordnen und wird somit über Gasverteilnetze mit Gas beliefert.

Tabelle 3.5: Erste Abschätzung der Netzebenen der verschiedenen Industriebranchen basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346], Fraunhofer ISI [2021, S. 38], Neuwirth et al. [2022], BMWi [2019] und Agora Energiewende und Wuppertal Institute [2019, S. 2f] in [Oberle et al., 2022b, S. 9]

Industriebranche	Grundstoffchemie	Eisen und Stahl	Nahrungsmittel	Papier	Glas und Keramik	Verarbeitung von Steinen und Erden
Nationale Gasnachfrage 2019 in TWh/a	51,0	19,1	31,7	19,3	16,7	12,9
Anzahl Produktionsstandorte	29	30 ⁸	5.292	170	414	104
Durchschnittliche Gasnachfrage pro Produktionsstandort in GWh/a	1.758,6	637,9	6,0	113,2	40,2	123,9
Endnutzenden-Kategorie nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346] in MWh/a	> 100.000	> 100.000	> 300 <= 10.000	> 100.000	> 10.000 <= 100.000	> 100.000
Erste Abschätzung der Netzebene	FNB	FNB/ VNB	VNB	FNB/ VNB	FNB/ VNB	FNB/ VNB

Die anderen Industriebranchen lassen sich nicht eindeutig einer Netzebene zuordnen, sodass eine detailliertere grafische Betrachtung benötigt wird. Dafür vergleichen Oberle et al. [2022b, S. 7] die Standorte der Produktionsstätten aus [Neuwirth et al., 2022] mit dem Verlauf des deutschen Gastransportnetzes grafisch. Standorte in der Nähe des Gastransportnetzes (< 7 km) werden tendenziell auch über das Gastransportnetz versorgt und Standorte weiter entfernt von dem Gastransportnetz (>= 7 km) sind eher an Gasverteilnetze angeschlossen [Oberle et al., 2022b, S. 7]. Die entsprechenden Abbildungen sind im Anhang Abschnitt A.3 für die Industriebranchen Papier (Abbildung A.1), Glas (Abbildung A.2) und Zement (Abbildung A.3) zu finden. Da fast 75 % der Gasnachfrage in der Industriebranche Glas und Keramik von glasproduzierenden Unternehmen nachgefragt wird, und auch die Zementindustrie den größten Anteil an der Gasnachfrage der Industriebranche Verarbeitung von Steinen und Erden hat, fokussieren sich Oberle et al. [2022b, S. 13, 15] innerhalb dieser Industriebranchen auf die Glas- und Zementproduktion.

Die Standortanalyse zeigt in Abbildung 3.5, dass der Großteil der Produktionsstandorte der Stahlindustrie weiter entfernt von Gastransportnetzleitungen sind und somit überwiegend (fast 70 %) durch Gasverteilnetze versorgt werden. Hingegen sind ungefähr zwei Drittel der Produktionsstandorte der Papierindustrie nahe am Gastransportnetz und somit lediglich ein Drittel über Gasverteilnetze versorgt. Für die Glasindustrie scheint die Netzebene abhängig von der Glasart zu sein. Somit sind die meisten Produktionsstandorte für Flachglas eher am Gastransportnetz, aber fast die Hälfte der Behälterglas-Produktionsstandorte sind an Gasverteilnetzen angeschlossen. Der Großteil der Zementproduktion scheint über das Gastransportnetz versorgt zu werden und lediglich ein Viertel über Gasverteilnetze. Dies deutet darauf hin, dass knapp ein Drittel der untersuchten Industriebranchen über Gasverteilnetze mit Gas versorgt werden. Dies ist ein leicht geringerer Anteil als die 35 %, die von Däuper et al. [2018, S. 3, 10] und Giehl et al. [2021, S. 6] pauschal angenommen werden.

⁸ Primär- und Sekundärroute und weitere Verarbeitungsstandorte basierend auf [Navigant et al., 2019]

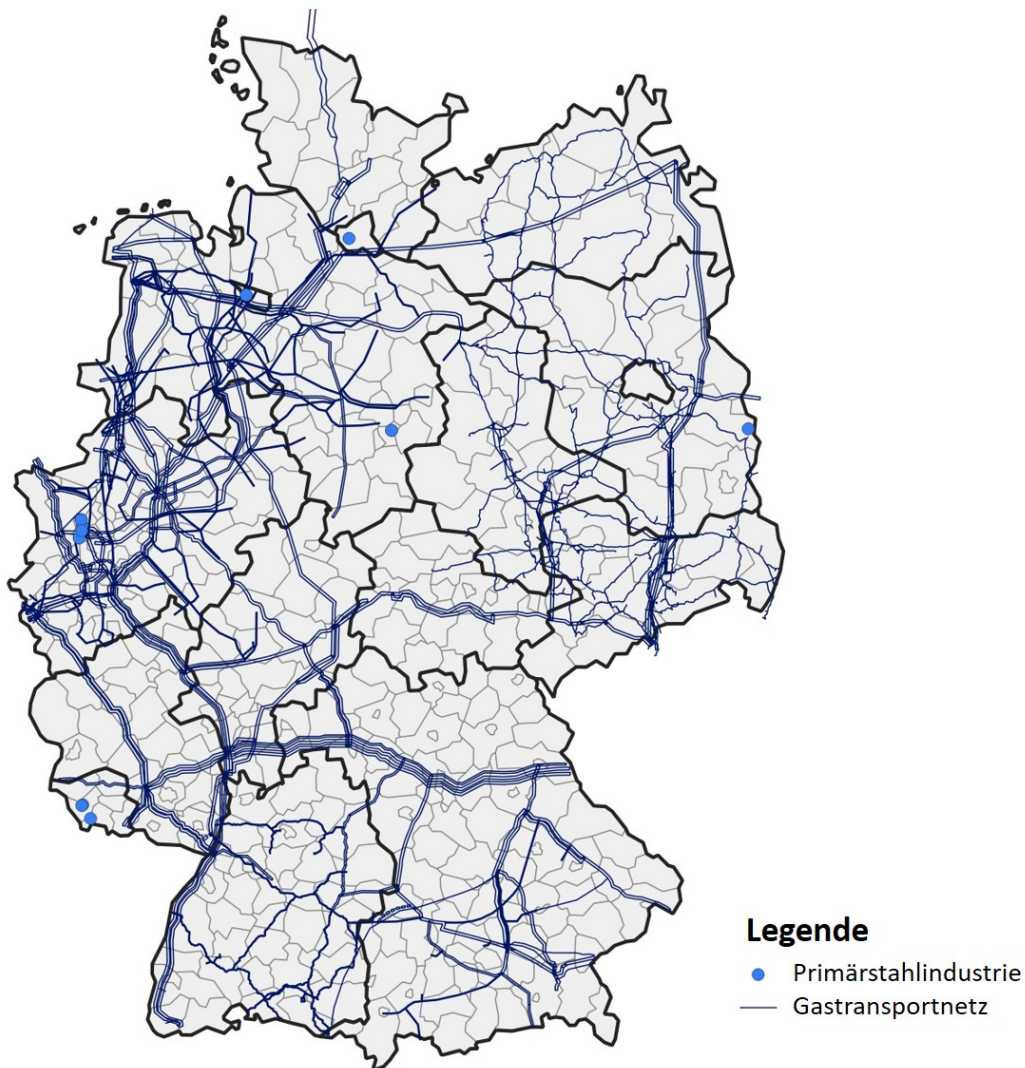


Abbildung 3.5: Produktionsstandorte der Stahlindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]

Abschließend zeigen Oberle et al. [2022b, S. 7f] mittels einer qualitativen Analyse basierend auf existierender Literatur die Alternativen der verschiedenen Industriebranchen neben den gasbasierten Industrieprozessen auf und leiten deren zukünftigen Entwicklungen im Zeitverlauf der Energiewende mittels den beiden Extremszenarien der Langfristszenarien 3 von Fraunhofer ISI et al. [2021a] mit Fokus auf Elektrifizierung (TN-Strom) und mit Fokus auf der Gasnutzung (TN-PtG/PtL) ab. Einen Überblick über die Netzebenen der Industriebranchen und deren möglichen Zeitraum für einen Wechsel zu alternativen Prozessen ohne Gas gibt Tabelle 3.6.

Die Analyse von Oberle et al. [2022b, S. 11] zeigt, dass die Stahlindustrie eine Vorreiterrolle im Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur einnimmt und diese Industriebranche durchaus Gasverteilnetzbetriebe betrifft, sodass sich neue Geschäftsmodelle für die entsprechenden Gasverteilnetzbetriebe aufzeigen. Die Nahrungsmittelindustrie ist ebenfalls überwiegend über Gasverteilnetze versorgt, weist aber bereits heute viele Alternativen zur gasbasierter Wärmeerzeugung auf [Oberle et al., 2022b, S. 12]. Selbst im TN-PtG/PtL Szenario von Fraunhofer ISI et al. [2021a], welches eine Nutzung von Gas fokussiert, ergibt sich eine sinkende Gasnachfrage für die Nahrungsmittelindustrie. Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich auch für die Papierindustrie, bei welcher das TN-PtG/PtL Szenario mittelfristig eine sinkende Gasnachfrage aufzeigt,

Tabelle 3.6: Zusammenfassung der detaillierteren qualitativen Betrachtung der Netzebenen verschiedener Industriebranchen [Oberle et al., 2022b, S. 18]

Industriebranche	Grundstoffchemie	Eisen und Stahl	Nahrungsmittel	Papier	Glas und Keramik	Verarbeitung von Steinen und Erden
Durchschnittliche Gasnachfrage pro Produktionsstandort 2019 in GWh/a	1.758,6	637,9	6,0	113,2	40,2	123,9
Anteil der Produktionsstandorte versorgt über Gasverteilnetze in %	ca. 0	ca. 70	ca. 100	30	ca. 40	28
Zeitverlauf eines möglichen vollständigen Wechsels zu Alternativen von Gas nach Fraunhofer ISI et al. [2021a] in Jahren	n/a	2030-2050	2020-2050	2020-2050	2020-2050	2030-2050

aber langfristig wieder einen Anstieg zeigt. Hierbei muss im Einzelnen geprüft werden, ob die einzelnen Verteilnetzbetriebe für eine gewisse Zeit mit einer geringeren Nachfrage wirtschaften können [Oberle et al., 2022b, S. 13]. In der Glasindustrie werden bereits im kleinen Maßstab elektrische Schmelzwannen eingesetzt, welche zumindest für Behälterglas auch für größere Schmelzwannen untersucht wird [Oberle et al., 2022b, S. 15], [BV Glas, 2021]. Auch die Szenarien von Fraunhofer ISI et al. [2021a] zeigen selbst im Szenario mit einer fokussierten Gasnutzung eine sinkende Gasnachfrage in der Glasindustrie. Hingegen werden in der Zementindustrie heutzutage verschiedene alternative Brennstoffe, wie Altreifen, Altöl, Tiermehl und Kunststoffabfälle, für die benötigte Wärme verbrannt [Oberle et al., 2022b, S. 15], [VDZ, 2019]. Eine Elektrifizierung der Industriebranche wird untersucht, ist aber noch umstritten [Veitengruber et al., 2019], [Rehfeldt et al., 2020], sodass insbesondere im TN-PtG/PtL Szenario die Nachfrage nach synthetischem Methan steigt. Darüber hinaus führen die prozessbedingten Emissionen zu einem Bedarf an „Carbon Capture and Storage (CCS)“ und „Carbon Capture and Usage (CCU)“, welches wiederum eine entsprechende Infrastruktur für die Verteilung des überschüssigen Kohlenstoffdioxids (CO₂) zu Industrien mit einem Bedarf an CO₂, wie die Produktion von synthetischem Methan, benötigt [Agora Energiewende und Wuppertal Institute, 2019].

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse von Oberle et al. [2022b, S. 18], dass sich in Regionen, welche überwiegend Nahrungsmittel-, Papier- und Glasindustrie aufweisen, die Gasnachfrage leicht bis deutlich verringert. Bedenkt man die stark sinkende Gasnachfrage im Gebäudesektor, so werden Gasverteilnetzbetriebe in diesen Regionen neue Geschäftsmodelle für einen wirtschaftlichen Betrieb der Gasnetze benötigen oder eine entsprechende Stilllegung in Betracht ziehen müssen. Dennoch zeigt die Analyse auch, dass gerade in Regionen mit Stahlindustrie, aber auch Industriebetrieben zur Verarbeitung von Steinen und Erden, neue Infrastrukturbedarfe, wie für die Verteilung von Wasserstoff und CO₂, und somit Chancen für die dort angesiedelten Gasverteilnetzbetriebe entstehen. Gerade in Bezug auf den Aufbauprozess des Wasserstoffnetzes (siehe auch Abschnitt 3.2.1) sollten Gasverteilnetzbetriebe in diesen Regionen ebenfalls in den Strategieprozess eingebunden werden [ebd.].

3.1.3 Verkehrssektor

Lediglich 0,26 % der aktuellen⁹ Endenergienachfrage im Verkehrssektor in Deutschland wird über Gas gedeckt [AGEB, 2022, S. 25] und auch in der aktuellen Literatur zur Zukunft der Gasverteilnetze wird der Verkehrssektor nicht mit einbezogen (siehe Abschnitt 2.2.3). Abbildung 3.6 gibt einen Überblick über die Hauptenergieträgern in den verschiedenen Verkehrsträgern. Mit 426 TWh verbrauchen Pkw den größten Anteil der Endenergienachfrage im Verkehrssektor, wobei Benzin leicht mehr nachgefragt wird als Diesel [BMVI, 2020a, S. 309]. Diesel wird auch in der See- und Binnenschifffahrt eingesetzt, wobei bei der Seeschifffahrt auch Heizöl verwendet wird, welches hier nicht detaillierter differenziert wird [BMVI, 2020a, S. 307]. Darüber hinaus benötigt der Luftverkehr überwiegend Flugkraftstoff, auch als Kerosin bezeichnet [ebd.]. In diesem Abschnitt wird anhand von der Veröffentlichung [Gnann et al., 2022] geprüft, ob zukünftig Gas eine signifikante Rolle im Verkehrssektor einnehmen wird.

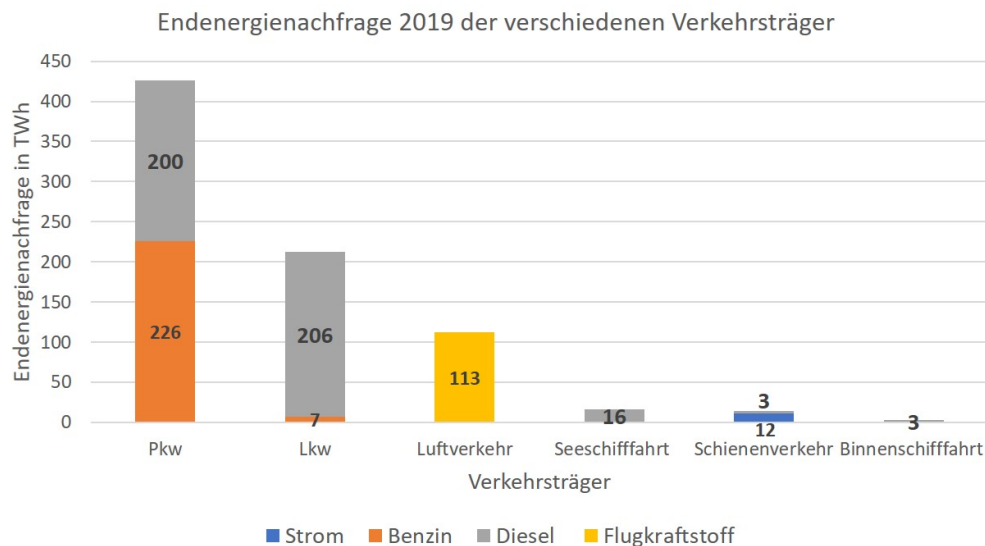


Abbildung 3.6: Endenergienachfrage nach Verkehrsträgern 2019 [BMVI, 2020a, S. 307, 309]

Gnann et al. [2022, S. 1] untersuchen vier Pfade zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors mit jeweils dem Fokus auf einem Energieträger. Diese Pfade basieren auf den Langfristszenarien 3 von Fraunhofer ISI et al. [2021a] und den Szenarien im Verbundprojekt MethSys [Wietschel et al., 2022]. Somit wird zwischen den Pfaden Fokus Elektrifizierung, Fokus Wasserstoff, Fokus synthetisches Methan und Fokus flüssige synthetische Kraftstoffe (Synfuels) unterschieden. Flüssige synthetische Kraftstoffe sind Benzin und Diesel, die strombasiert mittels Elektrolyse und Fischer-Tropsch Prozessen produziert werden. In allen vier Pfaden ist in 2050 die Stromerzeugung vollständig dekarbonisiert und auch alle synthetischen Kraftstoffe gelten als klimaneutral, da die CO₂-Quelle Biomasse oder aus der Umgebungsluft abgeschiedenes CO₂ ist [ebd.].

Zur Analyse der vier Pfade werden die Modelle ASTRA (ASsessment of TRAnsport Strategies) und ALADIN (Alternative Automobiles Diffusion and Infrastructure) angewendet [Gnann et al., 2022, S. 2]. Mit ASTRA werden zukünftige Entwicklungen der nationalen Wirtschaft sowie der Bevölkerung unterschieden nach Altersstruktur, Einkommen und Beschäftigungsstatus untersucht, sodass Bevölkerungsgruppen mit ähnlichen Mobilitätsverhalten gebildet werden können. Damit kann dann das Verkehrsaufkommen im Personen- und

⁹ Stand 2020

Güterverkehr bestimmt werden (eine genauere Modellbeschreibung liefert [Krail, 2009]). Das Modell ALA-DIN führt eine bottom-up Simulation durch, zur Ermittlung der Marktanteile verschiedener Antriebsstränge basierend auf individuellen Fahrprofilen. Die individuellen Fahrzeugkaufentscheidungen werden mittels der Gesamtbetriebskosten basierend auf den individuellen wöchentlichen Fahrverhalten sowie unterschiedlichen unterstützenden und hemmenden Faktoren ermittelt. Darauf basierend können dann die Marktanteile der verschiedenen Antriebsarten pro Jahr ermittelt werden. Eine detailliertere Beschreibung des ursprünglichen Modells bietet [Gnann, 2015]. Das Modell umfasst vor allem den Pkw- und Lkw-Verkehr, sodass weitere Verkehrsarten, wie Bus-, Zug-, Flug- und Schiffsverkehr, mittels Literaturannahmen in [Gnann et al., 2022, S. 3] ergänzt wurden.

Die Betrachtungen von Gnann et al. [2022, S. 3] basieren auf verschiedenen Annahmen für Fahrzeuge, Randbedingungen, Infrastruktur und Energieträgerkosten. Eine detaillierte Darstellung der Annahmen liefert [Krail et al., 2021]. Die Preisannahmen unterscheiden sich von [Krail et al., 2021] und sind Endkundenpreise, die Steuern und Umlagen enthalten. Für die vier untersuchten Pfade variieren Gnann et al. [2022, S. 3] die Preisannahmen entsprechend des Pfades¹⁰. Da die Untersuchung sehr annahmengengetrieben ist, werden entsprechende Sensitivitäten betrachtet [Gnann et al., 2022, S. 7].

Gnann et al. [2022, S. 7] zeigen in ihren Ergebnissen, dass alle Pfade einen hohen Anteil an strombasierten Fahrzeugen aufweisen, da diese die effizienteste und somit auch wirtschaftlichste Lösung ist. Unter der Annahmen, dass Batterien geringere Reichweiten aufweisen, zeigen die Ergebnisse einen Wechsel zu einem Energieträger, der die Reichweite erfüllen kann. Mit Wasserstoff oder synthetischem Methan betriebene Fahrzeuge kommen nur bei sehr niedrigen Energieträgerpreisen in Pkw oder Lkw zum Einsatz. Darüber hinaus wird im Fokus Strom Pfad 2050 auch der nationale Flugverkehr überwiegend mittels elektrischer Antriebe realisiert, während die Schifffahrt und der internationale Flugverkehr auf flüssige synthetische Kraftstoffe angewiesen sind, aufgrund vor allem technischer Restriktionen [Gnann et al., 2022, S. 5]. Im Gegensatz dazu werden im Fokus Synfuels Pfad flüssige synthetische Kraftstoffe nicht nur in der Schifffahrt und im internationalen Flugverkehr, sondern bei schweren Lkw, im nationalen Flugverkehr und auch im Schienenverkehr eingesetzt. In diesen Verkehrsträgern kann auch Wasserstoff eine Rolle spielen [ebd.].

Des Weiteren weisen Gnann et al. [2022, S. 7] darauf hin, dass der Einsatz von synthetischem Methan oder flüssigen synthetischen Kraftstoffen 2050 zu einem zusätzlichen Bedarf an erneuerbarem Strom von ungefähr 300 TWh führt. Die aktuelle erneuerbare Stromerzeugung umfasst rund 250 TWh in Deutschland (Stand 2020) [ebd.]. Zu ähnlichen Erkenntnissen kommen auch Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021, S. 16] und BCG [2021, S. 16]. Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 verdeutlicht, führen die Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Methan aufgrund der geringeren Effizienz zu deutlich höheren Bedarfen an erneuerbarem Strom, sodass diese zukünftig überwiegend importiert werden müssten.

Die Ergebnisse von Gnann et al. [2022, S. 7] zeigen, dass gasbasierte Anwendungen im Verkehrssektor auch weiterhin keine relevante Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen werden. Daraus lässt sich folgern, dass der Verkehrssektor auch keinen nennenswerten Einfluss auf die Rolle der Gasverteilnetze im zukünftigen Energiesystem haben wird.

¹⁰ Im Fokus Strom Pfad wird der Haushaltspreis auf 5 €ct/kWh im Jahr 2050 abgesenkt. Im Fokus Synfuel, im Fokus Wasserstoff und Fokus synthetisches Methan werden die entsprechenden Energieträgerpreise um 2 €ct/kWh im Jahr 2050 reduziert. Für Batterien werden im Fokus Strom Pfad optimistische Preise angenommen, während in den anderen Pfaden die Preise stagnieren. Ähnlich wird mit der Brennstoffzelle im Fokus Wasserstoff Pfad verfahren [Gnann et al., 2022, S. 3].

3.2 Perspektive der Netzbetriebe

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Endnutzendenperspektive werden in diesem Abschnitt die Handlungsmöglichkeiten der Gasverteilnetzbetriebe untersucht und somit die Netzbetriebsperspektive eingenommen. In den vorherigen Abschnitten wurde gezeigt, dass die Gasnachfrage im Gebäudesektor nach heutigem Kenntnisstand deutlich zurückgeht und auch im Verkehrssektor nicht wesentlich an Bedeutung zunehmen wird. Auch Wasserstoff scheint in beiden Sektoren noch recht umstritten zu sein und eher eine nachgelagerte Rolle einzunehmen. Hingegen zeigt der Industriesektor mögliche neue Infrastrukturbedarfe, welche auch auf Verteilnetzebene relevant werden könnten. Diese Alternativen zusammen mit weiteren Nutzungsmöglichkeiten der Gasverteilnetze, wenn diese nicht mehr Gas verteilen, werden in Abschnitt 3.2.1 genauer untersucht. Anschließend zeigt Abschnitt 3.2.2 die letzte Handlungsmöglichkeit der Gasverteilnetzbetriebe, die Stilllegung der Netze, auf.

3.2.1 Alternative Nutzungsoptionen der Gasverteilnetze

Abschnitt 3.1.2 zeigte, dass es in bestimmte Regionen Bedarfe für neue Infrastrukturen, wie für die Verteilung von Wasserstoff oder CO₂ gibt. Wiederum in anderen Regionen kann es zu einem deutlichen Absinken der Gasnachfrage (Erdgas, synthetisches Methan und Biogas) kommen, sodass die dortigen Gasverteilnetzleitungen zu passiver Infrastruktur (Leerrohren) werden, obwohl diese noch ein wertvolles Asset der Netzbetriebe sind. In diesem Abschnitt wird deshalb die alternative Nutzung der passiven Gasverteilnetzleitungen für die Verteilung von Wasserstoff oder CO₂ oder als Leerrohre für Strom- und Telekommunikationsnetzleitungen basierend auf [Oberle et al., 2022a] untersucht. Oberle et al. [2022a, S. 1] gehen der Frage nach, welches die ausgereiftesten alternativen Nutzungsoptionen für Gasverteilnetze sind. Dafür werden zuerst der derzeitige Stand der Gasverteilnetze mit Bezug auf deren technischen Eigenschaften und verschiedenen Interessensgruppen, sowie die verschiedenen Eigenschaften der betrachteten Gase erläutert. Darauf basierend zeigen Oberle et al. [2022a, S. 1f] die technischen und materiellen Herausforderungen, die verschiedenen regulatorischen Gegebenheiten, die betroffenen Interessensgruppen sowie Märkte und die Transformation des bestehenden Netzes zu den alternativen Nutzungsoptionen auf. Für die Analyse werden die vorhandene Literatur und vereinzelte Expertengespräche¹¹ herangezogen [ebd.].

In Abschnitt 2.1.1 sind bereits verschiedene Eigenschaften der Gasverteilnetze und ihrer Netzbetriebe sowie die große Bandbreite der Druckstufen in Gasverteilnetzen beschrieben. Der überwiegende Anteil der Gasverteilnetze sind in besiedelten Gebieten und werden über Verbindungsleitungen (oder Hauptleitungen) miteinander und mit dem Transportnetz verbunden [Oberle et al., 2022a, S. 1]. Verbindungsleitungen haben üblicherweise größere Durchmesser und Kurvenradien, während die Leitungen in den besiedelten Gebieten engmaschiger sind und viele Bögen, Knicke und Abzweigungen aufweisen. Laut Lange et al. [2021, S. 72f] haben rund 80 % der Gasverteilnetzleitungen einen maximalen Betriebsdruck (engl. Maximum Operating Pressure - MOP) von weniger als 1 bar und 95 % einen Durchmesser von maximal 200 mm. Die Rohrleitungen sind zu rund 58 % Polyethylen (PE)-Leitungen und 39 % Stahlleitungen. Mehr als die Hälfte (55 %) der Leitungen wurden zwischen 1990 und 2020 gebaut oder erneuert und der größte Leitungsanteil liegt zwischen den Baujahren 1990 und 1999. Somit liegt das Durchschnittsalter der deutschen Gasverteilnetze bei etwa 29 Jahren [ebd.]. Zieht man in Betracht, dass Rohrleitungen laut GasNEV eine kalkulatorische Nutzungsdauer von bis zu 65 Jahren haben (siehe Tabelle A.1 im Anhang), so sind die Gasverteilnetze recht jung und noch lange nicht vollständig abgeschrieben (refinanziert).

¹¹ Die Expertenauswahl erfolgte seitens des DVGW-EBI und umfasste ausschließlich Netzbetriebe im DVGW.

Der Vergleich der Gaseigenschaften von Methan, welches der Hauptbestandteil von Erdgas, synthetischem Methan und Biogas ist, mit den Eigenschaften von Wasserstoff und CO₂ zeigt, dass Wasserstoff mit einer Dichte¹² von lediglich 0,00813 kg/m³ wesentlich leichter ist als Methan und CO₂ [McDonnell et al., 2020, S. 10]. Auch die Viskosität von Wasserstoff ist geringer als die von Methan und CO₂, wobei der untere und obere volumenbezogene Heizwert für Methan (34 MJ/m³, 38 MJ/m³) ungefähr das Dreifache der Heizwerte für Wasserstoff (10 MJ/m³, 13 MJ/m³) sind [ebd.]. Wasserstoff kann lediglich bei sehr niedrigen Temperaturen, unter -253 °C und 1,013 bar, verflüssigt werden und wird somit über Rohrleitungen gasförmig transportiert [Shell Deutschland, Wuppertal Institute, 2017, S. 10]. Gasförmiger Wasserstoff ist jedoch ungefähr das 14-fache leichter als Luft, sodass dieser in freier Umgebung, z. B. im Fall eines Lecks in der Leitung, schnell nach oben entweicht [Shell Deutschland, Wuppertal Institute, 2017, S. 10]. Hingegen ist CO₂ schwerer als Luft und sinkt somit nach unten [IEAGHG, 2013, S. 72]. Bei 73,8 bar und 31,1 °C liegt der kritische Punkt von CO₂ [Correia Serpa Dos Santos, J. et al., 2011, S. 7]. Oberhalb dieses Punktes befindet sich CO₂ nicht mehr in einem gasförmigen oder flüssigen Zustand, sondern in einer kritischen Phase mit einer Dichte wie eine Flüssigkeit und einer Viskosität eines Gases. Folglich ist dieser Zustand der effizienteste zur Verteilung von CO₂ mittels Rohrleitungen [Correia Serpa Dos Santos, J. et al., 2011, S. 7], [Rabindran et al., 2011, S. 2].

3.2.1.1 Verteilung von Wasserstoff

Aufgrund der geringen atomaren Größe kann Wasserstoff in Materialien wie Metalle und Stähle eindringen und diese schwächen. Gerade bei größeren Druckschwankungen dringt Wasserstoff stärker in Stahlleitungen ein, sodass schneller Risse entstehen [ACER, 2021, S. 7]. Hingegen sind niedrig legierte Stahlrohre mit geringen Durchmessern und geringeren Druckschwankungen weniger anfällig für die sogenannte Wasserstoffversprödung [GRT Gaz, 2019, S. 27]. Der DVGW [2020, S. 12] verweist darauf, dass dies auf den Großteil der Stahlleitungen in Gasverteilnetzen zutrifft und diese somit wasserstoffverträglich sind. Auch PE-Leitungen sind unkritisch für die Wasserstoffverteilung, welche neben Stahl den größten Anteil der Rohrleitungen in Gasverteilnetzen abdecken. Laut Lange et al. [2021, S. 72f] bestehen fast 97 % der Verteilnetzleitungen aus diesen Stählen und PE, sodass diese bereits für die Wasserstoffverteilung genutzt werden können. Weiterer Forschungsbedarf besteht allerdings noch bei den weiteren Komponenten der Gasnetze, wie z. B. Kompressoren und Ventilen [ebd.].

Für die Verteilung von reinem Wasserstoff werden aktuell die technischen Vorschriften des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) erstellt [Oberle et al., 2022a, S. 3]. Seitens der Regulierungsbehörde BNetzA wird die Möglichkeit einer Opt-in-Erklärung gegeben, womit Wasserstoffnetzbetriebe sich bereiterklären können den Betrieb nach Teil 3 Abs. 3b des EnWGs (Stand November 2022) durchzuführen [BMJV und BfJ, 2005], [BNetzA, 2021b]. Dadurch wird, wie bei Gasverteilnetzen, ein diskriminierungsfreier Zugang Dritter zu Wasserstoffverteilnetzen gefordert, sowie eine entsprechende Entflechtung von den weiteren Wertschöpfungsstufen, wie Vertrieb von Wasserstoff [BNetzA, 2021b, §28m, §28n]. Darüber hinaus hat die EU-Kommission einen Gesetzentwurf vorgelegt, der eine Trennung des regulierten Anlagevermögens von Gas- und Wasserstoffanlagen vorsieht, sodass keine Querfinanzierung zwischen Gasnetzbetrieb und Wasserstoffnetzbetrieb möglich ist [Europäische Kommission, 2021, S. 46]. Als Ausnahme darf die entsprechende Regulierungsbehörde einen Transfer der Anlagen für maximal ein Drittel der Abschreibedauer genehmigen [Europäische Kommission, 2021, S. 46].

Des Weiteren regelt § 28o des EnWGs (Stand November 2022) die Genehmigung der Netzkosten und den darauf basierenden Netzentgelten, wobei die Anreizregulierung und ein Effizienzvergleich bisher nicht auf

¹² Bei einer Temperatur von 25 °C und einem Druck von 1,013 bar

Wasserstoffnetzbetriebe angewendet wird. Weitere Vorgaben regelt die Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV) für den Netzbetrieb, wie z. B. die gewährte Eigenkapitalverzinsung, welche ähnlich zu Gasnetzbetrieben mit 40 % limitiert ist [BMJV und BfJ, 2021f, §10]. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen beträgt 9 % vor Steuern und für Altanlagen 7,73 % vor Steuern. Diese Zinssätze sind bis 31.12.2027 festgelegt und deutlich höher als die Zinssätze für Gasnetzbetriebe, welche für die dritte Regulierungsperiode für Neuanlagen 6,91 % und für Altanlagen 5,12 % vor Steuern entsprachen [BMJV und BfJ, 2021f, §10], [BNetzA, 2016]. Für die vierte Regulierungsperiode sinkt die Eigenkapitalverzinsung für Gasleitungen weiter ab, so dass diese auf 5,07 % vor Steuern für Neuanlagen und 3,51 % vor Steuern für Altanlagen festgelegt wurde [BNetzA, 2021a]. Da Wasserstoffnetzbetriebe nicht mittels der Erlösbergrenze reguliert werden, werden bei einer Umrüstung der bestehenden Gasnetze auf 100 % Wasserstoffverteilung die entsprechenden Leitungen aus der Anreizregulierung entfallen. Somit verringert sich das Anlagevermögen der Gasnetzbetriebe und folglich deren Erlösbergrenze, sofern die entsprechenden Leitungen noch nicht vollständig abgeschrieben waren [BNetzA, 2020, S. 28]. Solch ein vorzeitiger Anlagenabgang wird bisher nicht während einer Regulierungsperiode erfasst, weshalb dies erst in der nächsten Regulierungsperiode einfließt und dadurch gewisse Mehreinnahmen in der laufenden Regulierungsperiode erzielt werden [ebd.].

Wie bereits in den Abschnitten 2.1.2 und 3.1 aufgezeigt, wird zukünftig Wasserstoff voraussichtlich insbesondere im Industriesektor und im Umwandlungssektor, wie z. B. für die Rückverstromung oder Wärmeerzeugung für Wärmenetze, eingesetzt. Der Verkehrs- und Gebäudesektor sind weitere mögliche Einsatzgebiete, bei welchen Wasserstoff voraussichtlich eine nachgelagerte Rolle spielt. Gehandelt wird Wasserstoff derzeit überwiegend über bilaterale Verträge zwischen Unternehmen und die wenigen Wasserstoffnetze in Deutschland verbinden entsprechende Unternehmen miteinander und sind privatwirtschaftlich betrieben [BNetzA, 2020, S. 16]. Derzeitige Bemühungen arbeiten an dem Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarktes, dessen Standard insbesondere durch First Mover, wie der Stahlindustrie, bestimmt werden kann [Brandes, 2021, S. 4]. Unter anderem wurde eine Arbeitsgruppe seitens der Europäischen Energiebörse (EEX) etabliert, welche den Aufbau von transparenten Wasserstoffmärkten vorantreibt [ebd.].

Grundsätzlich ist die Umrüstung bestehender Gasverteilnetze zu Wasserstoffnetzen von den Endnutzenden abhängig. Somit ist der erste Schritt bei einer entsprechenden Umrüstung die Endgeräte der Endnutzenden vom Netz zu trennen und ggf., z. B. bei Gaskesseln zur Wärmeversorgung in Gebäuden, diese zu tauschen [Meyer et al., 2021, S. 22f], [Wachsmuth et al., 2019, S. 141f]. Wenn alle Endnutzenden vom Netz getrennt sind, werden die Leitungen geleert und mit Stickstoff gespült, sodass restliche Gase aus den Leitungen entfernt werden [Wang et al., 2020, S. 15]. Anschließend werden Komponenten des Netzes ausgetauscht, welche nicht für die Verteilung von Wasserstoff geeignet sind und die Leitungen kontrolliert, ob Beschädigungen vorhanden sind. Abschließend können dann die Leitungen mit Wasserstoff gefüllt und die Endnutzenden wieder an das Netz angeschlossen werden. Dieser Ablauf zeigt bereits, dass eine Umstellung auf die Wasserstoffverteilung zu einem hohen Zeitaufwand, aber auch personellen Aufwand führt. Um eine gewisse Planungssicherheit zu ermöglichen, startete im März 2022 der Prozess des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) in Deutschland [DVGW und VKU, 2022, S. 4]. Dies ist ein mehrjähriger Planungsprozess bis 2025, um die bestehenden Gasverteilnetze auf Wasserstoff umzurüsten und mittels des Plans entsprechende Investitionen zu ermöglichen. Bei der ersten Bestandsaufnahme haben sich 180 Netzbetriebe beteiligt und erste Abschätzungen gehen davon aus, dass erste Netze bereits bis 2030 für die Wasserstoffverteilung umgerüstet werden, aber eine großflächige Umrüstung aufgrund der zeitaufwendigen Umstellung der Endnutzengeräte und der vorgelagerten Gastransportnetze erst nach 2030 erfolgt [ebd.]. Die Umstellung der Endnutzengeräte auf wasserstoffverträgliche Geräte ist nicht Teil des GTPs [DVGW und VKU, 2022, S. 23].

3.2.1.2 Verteilung von CO₂

CO₂-Leitungen werden bereits in den USA im kritischen Punkt (73,8 bar und 31,1 °C) betrieben und bestehen in der Regel aus Kohlenstoffstahl [Correia Serpa Dos Santos, J. et al., 2011, S. 3, 14]. Kohlenstoffstahl hat ähnliche Eigenschaften wie niedrig legierter Stahl, welcher in Gasverteilnetzen genutzt wird, sodass auch hier von einer Verträglichkeit ausgegangen werden kann [DVGW, 2021a]. Jedoch gibt es laut Oberle et al. [2022a, S. 3] keine Quellen, die die CO₂-Verträglichkeit von Leitungen im Niederdruckbereich oder von PE-Leitungen aufzeigen. Allerdings werden PE-Leitungen bereits für die Verteilung von Biogas, welches einen CO₂-Anteil zwischen 30 % und 50 % hat, eingesetzt, sodass eine gewisse Verträglichkeit angenommen werden kann [DVGW, 2021b]. Jedoch ist wie bereits erwähnt eine wirtschaftliche Verteilung mittels Rohrleitungen vor allem im kritischen Punkt, welcher bei 73,8 bar liegt, gegeben, aber Gasverteilnetze werden größtenteils mit Drücken unter 1 bar betrieben, sodass die Verteilung nur im gasförmigen Zustand möglich ist. Somit entstehen höhere Reibungsverluste und nur geringere Mengen können verteilt werden, wodurch die Transportkosten steigen. Darüber hinaus sammelt sich CO₂ im Falle eines Leitungslecks am Grund und es besteht in diesem Bereich Erstickungsgefahr [IEAGHG, 2013, S. 47]. Deshalb wird eine Lecküberwachung für CO₂-Leitungen, wie auch bereits für Gasleitungen, benötigt.

Für den Transport und die Verteilung von CO₂ gibt es seitens des DVGWs noch keine technischen Vorschriften, aber im Rahmen des Kohlendioxidspeichergesetzes (KSpG) werden bereits Regelungen für CO₂-Netze, wie z. B. der Zugang Dritter, festgelegt [Oberle et al., 2022a, S. 3], [BMJV und BfJ, 2012]. Zudem wird die CO₂-Verteilung unabhängig von der begrenzten Erprobung und Demonstration von CO₂-Speichern geregelt, sodass auch CO₂-Leitungen dauerhaft betrieben werden dürfen [ebd.].

Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 ausgeführt, hat die Zementindustrie prozessbedingte CO₂ Emissionen, welche für eine vollständige Dekarbonisierung gelagert oder anderweitig genutzt werden sollten. Auch die Keramikindustrie weist diese prozessbedingten CO₂ Emissionen auf, während, nach einer entsprechenden Reinigung, die Nahrungsmittelindustrie sowie zukünftig Produzenten von synthetischen Kraft- und Brennstoffen CO₂ nachfragen [IN4Climate.nrw, 2021, S. 7, 9]. Bisher wird CO₂ im Großhandel und im Einzelhandel verkauft. Im Einzelhandel erhält man Gasflaschen, welche zum Bierzapfen, Schweißen oder auch für die Aquaristik benötigt werden. Hingegen werden im Großhandel größere Mengen an CO₂ Gasflaschen oder Gasflaschenbündel gehandelt. Wie bereits erwähnt, muss je nach Anwendung das CO₂ unterschiedlich gute Qualitätsstandards aufweisen und auch die Herkunft wird mittels „Chargenrückverfolgung“ nachvollziehbar [GPO, 2018]. Das ist insbesondere für die Nahrungsmittelindustrie relevant.

Bisher gibt es keine genauen Untersuchungen zur Umrüstung von Gasleitungen für die CO₂-Verteilung. Oberle et al. [2022a, S. 5] nehmen an, dass für die Umrüstung ähnlich Reinigungsverfahren benötigt werden, wie bei der Inbetriebnahme von CO₂-Leitungen. Somit wird zunächst eine hydrostatische Druckprüfung durchgeführt [IEAGHG, 2013, S. 89]. Anschließend werden die Leitungen gereinigt und getrocknet. Insbesondere die Trocknung ist wichtig, um im Betrieb schnelle Korrosionsschäden zu vermeiden [ebd.].

3.2.1.3 Nutzung von passiven Leitungen für Strom- oder Telekommunikationskabel

Für die Nutzung von Gasverteilnetzleitungen als Leerrohre für Strom- und Telekommunikationsnetzleitungen ist zu berücksichtigen, dass das Verlegen dieser Kabel innerhalb Schutzrohren unter der Erde bereits Stand der Technik ist [BMVI, 2020b, S. 10]. Die Schutzrohre sind dabei meist PVC- (Polyvinylchlorid-) Rohre, weshalb Oberle et al. [2022a, S. 3] annehmen, dass die Nutzung von PE-Leitungen unkritisch ist. Allerdings bestehen bei der Nutzung von leeren Stahlleitungen für Stromleitungen die Gefahr von auftretenden

Induktionsströmen und der Leitungserwärmung. Die meisten Stahlleitungen haben einen kathodischen Korrosionsschutz, welcher durch wechselnde Magnetfelder geschwächt wird und somit die Leitungen schneller korrodieren bzw. sich die Nutzungsdauer verkürzt [ebd.].

Die Nutzung von Leerrohren für Strom- oder Telekommunikationsnetze ist nicht Teil des Zuständigkeitsbereichs des DVGW, da Gasverteilnetzbetriebe lediglich ihre Leerrohre zur Mitnutzung an Strom- oder Telekommunikationsnetzbetriebe anbieten und anschließend die technischen Vorschriften der Strom- oder Telekommunikationsnetze gelten. Passive Infrastrukturen sind bereits in §3 Nr. 45 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) als „Komponenten eines Netzes, die andere Netzkomponenten aufnehmen sollen, selbst jedoch nicht zu aktiven Netzkomponenten werden“ definiert [BMJV und BfJ, 2021b, §3 Nr. 45]. Als Beispiele werden unter anderem Leerrohre, Fernleitungen und Leitungsrohre genannt. Besitzen Gasnetzbetriebe Leerrohre oder sogenannte passive Infrastrukturkomponenten, dann können diese einem Telekommunikationsnetzbetrieb zur Mitnutzung angeboten werden [ebd.].

Diese Mitnutzung ist auch Teil des DigiNetz-Gesetzes, um den Ausbau des Telekommunikationsnetzes zu beschleunigen [BNetzA, 2018]. Bei der Einigung auf Mitnutzungsentgelte unterstützt die BNetzA als Regulierungsbehörde und Konfliktschlichtungsstelle. Als Mitnutzungsentgelte werden nicht nur die Kosten aufgrund der Mitnutzung abgedeckt, sondern auch ein Zuschlag als Anreiz vergütet. Zur Bestimmung der Mitnutzungsentgelte hat die BNetzA bereits eine umfangreiche Marktanalyse durchgeführt. Dabei wurden knapp 7.500 Adressanten angeschrieben, von denen 962 bis zum 31. Oktober 2018 antworteten und 935 bestehende Mitnutzungsverträge meldeten [BNetzA - Beschlusskammer 11, 2018, S. 35]. Von diesen Verträgen vereinbarten 74 % längenbezogene jährliche Gebühren, während 14 % einmalige Gebühren und sogar 12 % eine kostenlose Mitnutzung angaben. Die Ergebnisse zeigen eine Spannweite zwischen 0 € und 35 € als Referenzgebühren auf [BNetzA - Beschlusskammer 11, 2018, S. 36]. Darauf basierend legte die BNetzA einen Zuschlag von 20 % der Referenzentgelte¹³ fest, welches pro Jahr 0,25 €/m entspricht. Da dies nur zu geringen Anreizen für kurze passive Leitungen führt, legte die BNetzA für Leitungen unter 100 m einen Anreizzuschlag von 25 € pro Jahr fest [BNetzA - Beschlusskammer 11, 2018, S. 37]. Die Erlöse des Gasnetzbetriebs, durch das zur Verfügung stellen der Leerrohre für Dritte, sind nicht Teil des eigentlichen Netzbetriebs, so dass diese nicht in die Erlösobergrenze einfließen [Bundestag, 2019]. Bisher sind laut Oberle et al. [2022a, S. 4] allerdings offiziell keine Fälle bekannt, in denen Gasleitungen vom restlichen Netz getrennt wurden und somit von Strom- oder Telekommunikationsnetzbetrieben genutzt wurden.

Bei der Transformation der Leerrohre zur Nutzung mit Stromleitungen sollten die Gasverteilnetzleitungen Außendurchmesser zwischen 9 mm bis zu 64 mm aufweisen [Bos Elektro, 2022], [Schmitz Kabel, 2022]. Für die Glasfaserkabel von Telekommunikationsnetzbetrieben sollte der Innendurchmesser 20 mm bis 25 mm entsprechen [Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar, 2019]. Die Minderbiegeradien für Stromkabel variieren je nach Kabeltyp zwischen 49 mm und 363 mm [Bos Elektro, 2022], [Schmitz Kabel, 2022] und für Glasfaserkabel liegen diese bei 60 mm oder mehr. Folglich sollten Leerrohre für Glasfaserkabel nur kleine Biegungen aufweisen [Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar, 2019], [Deutsche Glasfaser, 2022]. Oberle et al. [2022a, S. 5] zeigen auf, dass laut Experteneinschätzungen es technisch möglich ist Leerrohre für Strom- oder Telekommunikationsleitungen zu verwenden. Wobei allerdings das Verlegen in bereits unterirdisch liegenden Gasleitungen noch nicht Stand der Technik ist und zunächst geprüft werden muss.

Darüber hinaus bezweifeln laut Oberle et al. [2022a, S. 5] Experten eine wirtschaftliche Nutzung von passiven Gasleitungen für Strom- oder Telekommunikationsleitungen, da dies bisher kaum durchgeführt wurde [Oberle et al., 2022a, S. 5]. Im Gegensatz dazu zeigt eine Umfrage von Friedmann et al. [2023, S. 12], dass 45

¹³ Median der Referenzgebühren liegt bei 1,25 €/m [BNetzA - Beschlusskammer 11, 2018, S. 36].

der befragten Gasnetzbetriebe (56 % der befragten Netzbetriebe) sich eine Mitnutzung ihrer passiven Gasleitungen von Strom- oder Telekommunikationsnetzbetrieben vorstellen können. Friedmann et al. [2023, S. 12] führen mittels einer Onlineumfrage und zusätzlichen Experteninterviews eine Marktanalyse zur regionalen leitungsgebundenen Energieversorgung in Deutschland durch. 109 Stadtwerke und Netzbetriebe nahmen an der Untersuchung teil, von welchen 97 Stromverteilnetze betreiben (89 %), 86 Gasverteilnetze (79 %) und 51 Wärmenetze (47 %) ¹⁴. Von den 45 interessierten Gasnetzbetriebe sehen 70 % die Mitnutzung ihrer passiven Gasleitungen insbesondere aus ökonomischer Sicht als sinnvoll an. Auch 31 Stromnetzbetriebe (33 % der befragten Netzbetriebe) zeigten Interesse an der Nutzung von leeren Gasleitungen für Stromleitungen. Im Gegensatz zu den Gasnetzbetrieben fanden die interessierten Stromnetzbetrieben dies insbesondere aus technischer Sicht (69% der interessierten Stromnetzbetriebe) sinnvoll [ebd.].

3.2.1.4 Zusammenfassung

Die Betrachtungen von Oberle et al. [2022a, S. 5] zeigen keine grundlegenden technischen oder materiellen Restriktionen der alternativen Nutzungsoptionen für Gasverteilnetze, wie Tabelle 3.7 zusammenfasst. Dennoch muss darauf hingewiesen werden, dass CO₂-Leitungen nicht in der kritischen Phase betrieben werden können und somit die Verteilung höhere Verluste aufweist. Darüber hinaus kann aufgrund der schwere von CO₂ ein Leck in den Leitungen zur Erstickungsgefahr führen. Seitens der Nutzung von passiven Leitungen für Stromleitungen ist diese auf PE-Leitungen beschränkt, da Stahlleitungen durch wechselnde Magnetfelder schneller korrodieren können.

Für Wasserstoff sind bereits technische Vorschriften in Arbeit und auch eine erste Regulierung der Wasserstoffnetze existiert. Hingegen gibt es für CO₂-Netze noch keine technischen Vorschriften und auch für den Betrieb gibt es zwar erste Regulierungen, welche aber für einen Betrieb der CO₂-Netze durch Gasverteilnetzbetriebe erweitert werden müssen. Für die Nutzung von Leerrohren gibt es ebenfalls bisher keine technischen Vorschriften, wobei diese insbesondere für das Verlegen von Leitungen in Gasrohre benötigt wird und eine Anwendung dieser alternativen Nutzung forcieren könnte.

Während der Aufbau eines Wasserstoffmarktes bereits stark von verschiedenen Akteuren vorangetrieben wird, sollte der CO₂-Markt erweitert werden, sodass der Bedarf der neuen Nutzenden, wie Produzenten von synthetischem Methan, ebenfalls eingebunden wird. Die bereits existierenden Mitnutzungsentgelte für die Nutzung leerer Gasleitungen durch Strom- oder Telekommunikationsnetzbetriebe sollten geprüft werden, da laut Oberle et al. [2022a, S. 5] Experten eine wirtschaftliche Machbarkeit bezweifeln, aber laut Friedmann et al. [2023, S. 12] durchaus ein Interesse bei den betroffenen Netzbetrieben zur Nutzung dieser Leerrohre besteht.

Insgesamt zeigt Tabelle 3.7, dass die alternative Nutzungsoption der Verteilung von Wasserstoff bereits deutlich forciert wird, während für die Nutzung zur Verteilung von CO₂ oder als Leerrohr für Strom- oder Telekommunikationskabel weiterer Forschungsbedarf besteht. Dabei wird für die Umrüstung der Gasverteilnetze zur Wasserstoffverteilung eine detaillierte Prüfung der in Frage kommenden Regionen benötigt, da die Umrüstung einen hohen logistischen und personellen Aufwand bedeutet sowie Wasserstoff nur begrenzt zur Verfügung steht. Hierbei kann insbesondere die kommunale Wärmeplanung, welche in Abschnitt 3.1.1 beschrieben ist, unterstützen. CO₂-Netze werden lediglich begrenzt zwischen einzelnen Industrieunternehmen benötigt und stellen somit nur für wenige Gasverteilnetzbetriebe eine alternative Nutzungsoption dar. Des Weiteren kann CO₂ in den Gasverteilnetzen nur gasförmig transportiert werden, wodurch höhere Verluste entstehen und somit der Transport vergleichsweise aufwendig und teuer wird. Bei der Nutzung

¹⁴ Mehrfachnennungen, da Stadtwerke und Netzbetriebe mehrere Sparten (Strom, Wärme und Gas) betreiben dürfen

Tabelle 3.7: Vergleich der verschiedenen alternativen Nutzungsoptionen für Gasverteilnetzleitungen [Oberle et al., 2022a, S. 3ff]

	Verteilung von Wasserstoff (H ₂)	Verteilung von Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	Nutzung von passiven Leitungen für Strom- oder Telekommunikationskabel
Technische und materielle Restriktionen	Großteil der Verteilnetzleitungen sind Wasserstoffverträglich	Wirtschaftlichster Transport im kritischen Punkt mit höheren Drücken als in Gasverteilnetzen üblich	Stahlrohre werden durch wechselnde Magnetfelder geschwächt, PE-Rohrleitungen sind unkritisch
Regulierung	Teilweise bestehen Regelungen oder sind in Arbeit	Es gibt bisher nur wenige Vorschriften	Gesetz für Telekommunikationskabel in passiven Gasleitungen vorhanden, aber noch nicht angewandt
Beteiligte Interessengruppen	Industrie- und Umwandlungssektor, zu einem geringeren Anteil Verkehrs- und Gebäudesektor	Industriesektor	Stromverteil- und Telekommunikationsnetzbetriebe
Markt	Aufbau eines Marktes in Arbeit	Ein Markt existiert bereits, und es könnten neue Akteure in den Markt eintreten	Preisfestlegung ist für Telekommunikationskabel definiert
Transformationsprozess	Schritte zur Umrüstung von Erdgasleitungen sind bekannt	Gleiche Reinigungsverfahren wie bei der Inbetriebnahme von CO ₂ -Pipelines angenommen	Einziehen von Kabeln in Gasleitungen nicht Stand der Technik und wirtschaftliche Machbarkeit der Nutzung von Leerrohren umstritten

der leeren Gasverteilnetzleitungen für Strom- oder Telekommunikationsnetzleitungen gibt es insbesondere für die Beschleunigung des Telekommunikationsnetzausbaus einen umfangreichen regulatorischen Rahmen, welcher noch nicht explizit für Stromleitungen vorliegt, aber dessen Mitnutzungsentgelte grundsätzlich auch für Stromkabel angewendet werden können. In Bezug auf Telekommunikationsnetzleitungen muss allerdings die zeitliche Verschiebung mit berücksichtigt werden, da das Telekommunikationsnetz bereits heute schnellstens ausgebaut werden soll, hingegen aber voraussichtlich erst ab 2030/2035 größere Anteile der Gasverteilnetzleitungen als Leerrohre zur Verfügung stehen. Nichtsdestotrotz ist es relevant eine entsprechende wirtschaftliche Prüfung dieser Alternative durchzuführen.

3.2.2 Stilllegung der Gasverteilnetze

Die bisherigen Abschnitte verdeutlichen, dass es durchaus auch Regionen in Deutschland geben wird, in welchen ein wirtschaftlicher Betrieb der Gasverteilnetze aufgrund einer deutlich sinkenden Gasnachfrage nicht mehr gewährt werden kann. Sollte in diesen Regionen eine alternative Nutzung, wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, nicht möglich sein, so muss eine Stilllegung einzelner Netzabschnitte bis hin zu vollständigen Netzen in Betracht gezogen werden.

Es gibt drei verschiedenen Abstufungen von Stilllegungsmaßnahmen, welche zum einen von dem Durchmesser der stillzulegenden Leitung, aber auch vom Grundstücksbesitzenden abhängen. Bei der „Versiegelung“ verbleiben die Leitungen als Hohlraum im Untergrund und werden lediglich inertisiert¹⁵ [Frontier Economics et al., 2017, S. 76]. Wird eine Leitung mittels „Verdämmung und Versiegelung“ stillgelegt, so bleibt

¹⁵ Unter Inertisieren versteht man das Absichern der Leitungen vor Korrosion und Explosionen durch das Einführen von inerten Gasen, wie Stickstoff und teilweise auch Kohlenstoff [Linde, 2022].

diese ebenfalls in der Erde, wird aber nach dem Inertisieren mit Füllstoffen, wie Betonit befüllt, sodass kein Hohlraum verbleibt. Hingegen wird beim „Rückbau“ die Leitung vollständig aus dem Grund entfernt und der ursprüngliche Zustand des Grundstücks wiederhergestellt [Frontier Economics et al., 2017, S. 76]. Grundstückbesitzende, meist Städte oder Gemeinden, können in den entsprechenden Wegerechtsverträgen (Konzessionsverträgen) einen vollständigen Rückbau oder eine entsprechende Sicherung von passiven Leitungen fordern [Frontier Economics et al., 2017, S. 75]. Wachsmuth et al. [2019, S. 157] weisen darauf hin, dass basierend auf Expertenmeinungen eine Leitungsverdämmung erst bei Leitungen mit einem Durchmesser von über 400 mm erforderlich ist, und somit bei weniger als 6 % der deutschen Gasverteilnetze (Stand 2020) [Lange et al., 2021, S. 72f]. Hingegen gehen Flatt et al. [2019, S. 19] davon aus, dass bereits bei einem Durchmesser von mehr als 273 mm eine Verdämmung erforderlich ist, sobald Gewässer oder Straßen gekreuzt werden. Leitungen mit mehr als 200 mm entsprechen einem Anteil von ungefähr 8 % der deutschen Gasverteilnetze [Lange et al., 2021, S. 72f].

Frontier Economics et al. [2017, S. 77] treffen erste Annahmen über die Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen für die deutschen Gasverteilnetze (Stand 2015) und nehmen entsprechende Rückbaukosten an. Tabelle 3.8 fasst die Annahmen zusammen¹⁶. Laut Frontier Economics et al. [2017, S. 77] werden 5 % der Gasverteilnetzleitungen vollständig zurückgebaut, was mit 280.000 €/km die teuerste Stilllegungsmaßnahme ist. Weitere 30 % der Gasverteilnetze werden verdämmt und versiegelt für 70.000 €/km und der Großteil des Netzes (65 %) werden für 20.000 €/km lediglich versiegelt¹⁷ [ebd.]. Bedenkt man, dass eine Verdämmung erst bei Leitungsdurchmessern zwischen 200 mm und 400 mm gefordert wird, so würde eine Versiegelung bei 92 % bis 94 % der deutschen Gasverteilnetzen ausreichen. Daraus lässt sich schließen, dass die Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77] eher konservativ sind. Nichtsdestotrotz basieren neben den Betrachtungen von Wachsmuth et al. [2019], auch die Analysen zum Gasnetzrückbau von Fraunhofer ISI et al. [2021a], Giehl et al. [2021] und Bouacida et al. [2022] auf den Kostenannahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77], wobei Bouacida et al. [2022] von einem wesentlich höheren Anteil der Gasverteilnetze, welche lediglich versiegelt werden können (90 %), ausgehen.

Tabelle 3.8: Annahmen zur Verteilung und Kosten von Stilllegungsmaßnahmen für Gasverteilnetze [Frontier Economics et al., 2017, S. 77], [Wachsmuth et al., 2019, S. 157]

Stilllegungsmaßnahme	Anteil an den deutschen Gasverteilnetzen in %	Kosten in €/km
Rückbau	5	280.000
Verdämmung und Versiegelung	30	70.000
Versiegelung	65	20.000

Die bereits erwähnte Umfrage von Friedmann et al. [2023, S. 11] umfasst auch die Sinnhaftigkeit von Teilstilllegungen, vollständigen Stilllegungen und Rückbau von Gasnetzen bzw. Gasleitungen. Zum Zeitpunkt der Umfrage (November/Dezember 2021)¹⁸ konnten sich 36 der befragten Unternehmen (41 %) eine teilweise und acht der befragten Unternehmen (9 %) eine vollständige Stilllegung ihrer Gasverteilnetze bzw. -leitungen vorstellen. Weitere neun Befragte (11 %) erwägen auch einen vollständigen Rückbau ihrer Gasverteilnetzleitungen. Bisher setzten neun der befragten Unternehmen (11 %) eine Teilstilllegung und drei

¹⁶ Die Annahmentabelle von Frontier Economics et al. [2017, S. 77] beinhaltet eine Annahme von 200.000 €/km für die Verdichtung und Versiegelung, aber die Autoren verweisen im Text auf eine Annahme von 70.000 €/km, wie von Wachsmuth et al. [2019, S. 157] erläutert.

¹⁷ Zusätzlich nehmen Frontier Economics et al. [2017, S. 77] für den Rückbau von großen Gasdruckregel-Anlagen Kosten in Höhe von 75.000 €/Stück und für kleine Anlagen 10.000 €/Stück an.

¹⁸ Die Umfrage wurde vor Kriegsbeginn in der Ukraine und der darauf folgenden Energiekrise durchgeführt.

der Befragten (3 %) einen Rückbau ihrer Gasverteilnetzleitungen um. Keine Angaben wurden zur vollständigen Stilllegung gegeben, aber 17 Befragte (20 %) planen eine Teilstilllegung, drei (4 %) eine vollständige Stilllegung und acht (11 %) einen Rückbau von Gasverteilnetzleitungen [ebd.].

In Zürich wird bereits eine schrittweise Stilllegung der Gasversorgung zwischen 2021 bis 2024 durchgeführt und die Wärmeversorgung vollständig über ein Wärmenetz, welches mit Abwärme aus einem Heizkraftwerk versorgt wird, abgedeckt [Energie360°, 2022]. Die Stilllegung wurde bereits 1992 im Stadtrat beschlossen und die Gebäudebesitzenden wurden frühzeitig informiert, sodass lediglich bei Gasanwendungen, welche zwischen 2002 und 2011 angeschafft wurden, entsprechende Entschädigungen gezahlt werden [ebd.]. Auch in St. Gallen wurde bereits über eine langfristige Netzplanung für die regionale Wärmeversorgung ein Wechsel von der parallelen Versorgung über Gas- und Wärmenetze hin zu einer reinen Versorgung über das Wärmenetz sowie eine entsprechende Stilllegung des Gasnetzes geplant [Flatt et al., 2019, S. 8]. Die Restbuchwerte des Gasnetzes werden über die Fernwärmeversorgung vergütet. Aufgrund des langen Planungshorizontes dieser Umstellung (20 Jahre) können „Stranded Investments“ seitens der Netzbetriebe verringert und seitens der Endnutzenden vollständig verhindert werden. Solch eine langfristige strategische Ausrichtung ist allerdings nur möglich, wenn Fernwärmenetz und Gasnetz von einem gemeinsamen Unternehmen betrieben oder zumindest besessen werden [ebd.].

Da die Stilllegung von Gasnetzen in der Schweiz noch nicht reguliert ist, erarbeiten Flatt et al. [2019, S. 4, 17] verschiedene Regulierungsoptionen für den Umgang mit der Gasnetzstilllegung. Dafür trennen sie die Berücksichtigung von außerordentlichen Abschreibungen und Stilllegungskosten, auch wenn die Regulierungsoptionen ähnlich sind, da im Falle einer Stilllegung außerordentliche Abschreibungen lediglich die Rentabilität der Anlagen beeinflussen [ebd.]. Hingegen führen Stilllegungskosten zu einem entsprechenden Mittelbedarf in Form eines Geldflusses, welcher ohne entsprechende Reserven zu Verlusten bis hin zu Liquiditätsproblemen des Netzbetriebsunternehmens zur Folge haben kann [Flatt et al., 2019, S. 4, 11].

Abbildung 3.7 zeigt einen Überblick über die von Flatt et al. [2019, S. 23] betrachteten Stilllegungspfade (grau) und die möglichen Regulierungsoptionen (grün). Eine Stilllegung kann vor oder nach Ablauf der Nutzungsdauer einer Anlage durchgeführt werden. Ist die Nutzungsdauer einer Anlage vollständig abgelaufen, so ist diese vollständig refinanziert und es entstehen keine Rentabilitätseinbußen der Anlage. Lediglich die Stilllegungskosten müssen dann berücksichtigt werden. Ist allerdings die Nutzungsdauer noch nicht abgelaufen, so entstehen außerordentliche Abschreibungen und zusätzlich Stilllegungskosten. Regulatorisch können außerordentliche Abschreibungen entweder angerechnet oder vermieden werden [ebd.]. Bei der Vermeidung von außerordentlichen Abschreibungen wird der Abschreibungsprozess beschleunigt [Flatt et al., 2019, S. 27]. Dies kann entweder über verkürzte Nutzungsdauern von Neuanlagen regulatorisch umgesetzt werden, welche entweder für alle Netzbetriebe verbindlich sind oder flexibel gestaltet werden. Dies führt zu einer Erhöhung der jährlichen Abschreibung und somit der Netzentgelte, aber auch zu einer geringeren Eigenkapitalverzinsung. Das Restrisiko für außerordentliche Abschreibungen bleibt bei den Netzbetrieben. In Neuseeland und Großbritannien werden die Nutzungsdauern für eine schnellere Abschreibungsdauer bereits verkürzt [Buchmann, 2022] und auch Deutschland entschied sich Anfang November 2022 für eine optionale Kürzung der Nutzungsdauern neuer Anlagen, wie weiter unten detaillierter beschrieben [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 2].

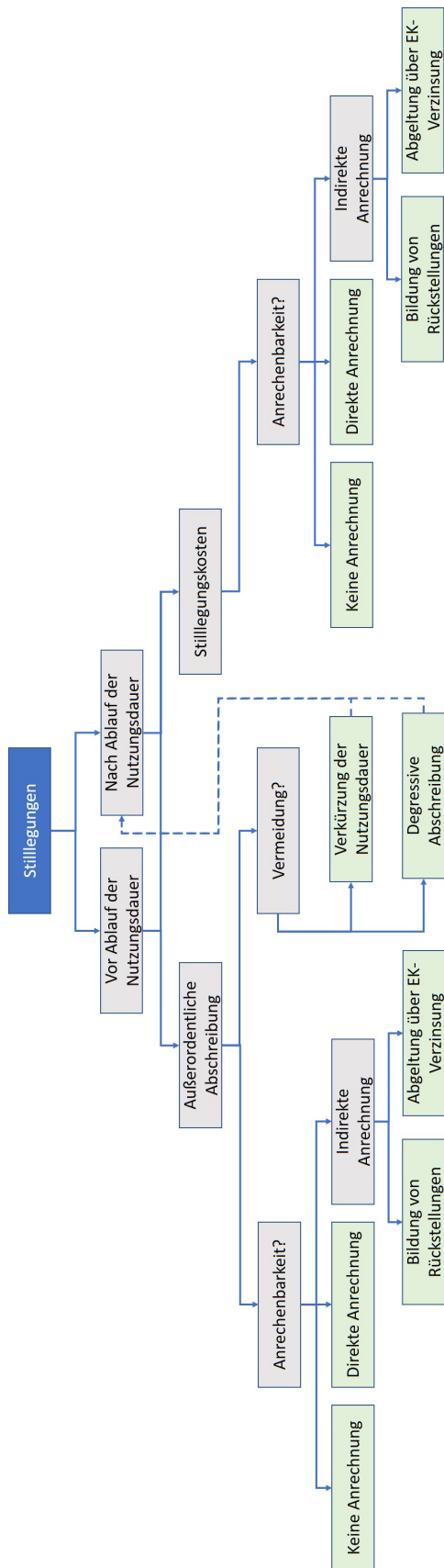


Abbildung 3.7: Die verschiedenen regulatorische Pfade zum Umgang mit Stilllegungen basierend auf [Flatt et al., 2019, S. 23]

Alternativ kann eine Verkürzung der Nutzungsdauer durch eine degressive Abschreibung umgesetzt werden [Flatt et al., 2019, S. 27]. Aktuell wird die Abschreibung, wie in Deutschland, linear mit festgelegten Nutzungsdauern vorgeschrieben [Flatt et al., 2019, S. 17]. Wird eine degressive Abschreibungsmethode angewandt, so wird der Abschreibungsbetrag vom Restwert jährlich gebildet und nicht, wie bei der linearen Abschreibung konstant gehalten [Flatt et al., 2019, S. 27]. Dadurch sinken die Abschreibungsbeträge im Laufe der Nutzungsdauer und die Abschreibung ist somit zu Beginn der Nutzungsdauer wesentlich höher als gegen Ende. Die gestrichelten Linien in Abbildung 3.7 zeigen, dass nach einer beschleunigten Abschreibung außerordentliche Abschreibungen vermieden wurden und somit der Pfad einer Stilllegung nach Ablauf der Nutzungsdauer zutrifft.

Werden außerordentliche Abschreibungen nicht vermieden, so muss geprüft werden ob diese im Rahmen der Regulierung angerechnet werden dürfen oder nicht [Flatt et al., 2019, S. 25f]. Bei Nichtanrechnung der außerordentlichen Abschreibungen werden die Restwerte der Anlagen nicht anerkannt und der entstehende Wertverlust muss durch den Netzbetrieb getragen werden. Folglich liegt das Risiko von Ersatzinvestitionen beim Netzbetrieb und eine langfristige Planung wird angereizt. Im Gegensatz dazu können außerordentliche Abschreibungen bzw. der entsprechende Restwert der Anlage auch zum Zeitpunkt der vorzeitigen Stilllegung vollständig angerechnet werden. Dadurch erhöhen sich die Kapitalkosten in dem entsprechenden Jahr einmalig und die Netzentgelte schwanken [ebd.].

Darüber hinaus können Restwerte der Anlagen auch indirekt über Rückstellungen oder einer erhöhten Eigenkapitalverzinsung anerkannt werden [Flatt et al., 2019, S. 25f]. Die Bildung von Rückstellungen erfolgt entsprechend der üblichen Regeln der Rechnungslegung, sodass die Restwerte der Anlagen mittels Rückstellungen finanziert werden. Dadurch erhöhen sich die Netzkosten und folglich auch die Netzentgelte, sodass die Netznutzenden die erwartete Stilllegung finanzieren. Hingegen wird bei einer Berücksichtigung über die Eigenkapitalverzinsung ein höherer Wagniszuschlag gewährt, womit die Kapitalkosten und somit der Gewinn der Netzbetriebe steigen. Die entstehende Reserve kann entweder so reguliert werden, dass der Netzbetrieb diese frei nutzen kann oder dass diese zweckgebunden ist. Höhere außerordentliche Abschreibungen als die Reserve aus der Eigenkapitalverzinsung können nicht berücksichtigt werden, sodass das Risiko weiterhin beim Netzbetrieb liegt [ebd.].

Die Regulierungsoptionen für die Anrechenbarkeit von außerordentlichen Abschreibungen können entsprechend auch für Stilllegungskosten angewendet werden [Flatt et al., 2019, S. 28f]. Dann werden lediglich statt des Restwertes der Anlage die Kosten der Stilllegung berücksichtigt.

Zur Bewertung der Wirkung dieser unterschiedlichen Regulierungsoptionen führen [Flatt et al., 2019, S. 30, 37] eine quantitative Analyse bezüglich der außerordentlichen Abschreibung durch und eine qualitative für die Stilllegungskosten. Die Schlussfolgerungen von Flatt et al. [2019] gelten nicht direkt für Deutschland, da in der Schweiz eine Kostenzuschlagsregulierung angewendet wird und in Deutschland eine Anreizregulierung mittels Erlösobergrenze (siehe auch Abschnitt 2.3.1). Dennoch können die von Flatt et al. [2019] vorgeschlagenen Regulierungsoptionen auch für die Regulierung in Deutschland interessant sein, da auch in Deutschland eine Regulierungslücke in Bezug auf die Stilllegung von Gasnetzen besteht.

In Deutschland beschloss die Beschlusskammer 9 der BNetzA Anfang November 2022 eine mögliche Verkürzung von kalkulatorischen Nutzungsdauern für Anlagen, welche ab 2023 aktiviert (Anschaffungsjahr 2023) wurden [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 2]. Somit können Netzbetriebe wählen, ob die Nutzungsdauern nach Anlage 1 GasNEV (siehe auch Tabelle A.1 im Anhang) angewendet werden, oder ob eine verkürzte Nutzungsdauer, entsprechend 2045 abzüglich des Jahres der Aktivierung (Anschaffungsjahr), gewählt wird. Die verkürzte Nutzungsdauer gilt nur bei Anlagen mit Nutzungsdauern nach Anlage 1 GasNEV, die länger als 2045 gehen, da laut des neuen deutschen Klimaschutzgesetzes eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2045 erfolgen soll und somit ein Ausstieg aus der Erdgasversorgung impliziert

ist [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 22]. Die Einführung dieser Verkürzung begründet die BNetzA damit, dass die Nutzungsdauern in Anlage 1 GasNEV sich an einem unbegrenzten Netzbetrieb orientieren und dies nicht mehr mit dem neuen Klimaschutzgesetz vereinbar ist, sowie mit der Verschärfung der Diskussion zur Zukunft der Gasversorgung aufgrund des Angriffskriegs Russlands in der Ukraine [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 3].

Von der Regelung ausgenommen sind Verwaltungsgebäude, da diese auch anderweitig, als für die Gasversorgung, genutzt werden können [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 21]. Eine entsprechende „Anschlussnutzung“ soll auch für andere Anlagenbestandteile geprüft werden und somit eine groß angelegte Verkürzung von Nutzungsdauern vermieden werden. Hierbei können die alternativen Nutzungsoptionen aus Abschnitt 3.2.1 relevant werden. Dennoch weißt die BNetzA darauf hin, dass durch eine Verkürzung der Nutzungsdauer ein extremer Anstieg der Netzentgelte verhindert werden kann, welcher bei gleichbleibenden Netzkosten durch lange Nutzungsdauern zu erwarten ist [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 22].

Nach Veröffentlichung des Beschlussentwurfs im Sommer 2022 wurden 120 Stellungnahmen von Verbänden, Stadtwerken und Netzbetrieben eingereicht [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 3]. Der Großteil dieser Stellungnahmen begrüßt den Beschluss grundsätzlich, fordert aber weitere Bestimmungen. In Bezug auf die Nutzungsdauern werden folgende Verschärfungen vorgeschlagen [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 8f]:

- Verkürzung der Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen
- Abschaffung einer Untergrenze der Nutzungsdauern
- Beschränkung der Mindestnutzungsdauern auf fünf Jahre
- Kürzung der Nutzungsdauer bis 2035 statt 2045

Die Forderungen in den Stellungnahmen gehen über die im Beschlussentwurf behandelte Verkürzung von Nutzungsdauern hinaus. Es wird eine Anerkennung der außerordentlichen Abschreibungen und der Stilllegungskosten bzw. deren entsprechenden Rückstellungen in der Erlösobergrenze gefordert [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 9]. Auch ein Wechsel von der linearen Abschreibungsmethode zur degressiven sowie die Regelung von Schadensersatzansprüchen seitens Netznutzenden, welche ohne Alternative von einem Gasnetz getrennt werden, werden gefordert. Zusätzlich sollen Investitionen in Wasserstoffverträglichkeit für Gasnetze im Rahmen der Kostenprüfung anerkannt werden und schlussendlich wird die „zeitnahe Eröffnung eines umfassenden Branchendialogs zur Anpassung des Regulierungsrahmens und zur Konzeption einer neuen Transformationsregulierung durch die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefordert“ [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 10].

Die BNetzA verweist auch darauf, dass 2045 lediglich eine politische Zielvorstellung und keine verbindliche Vorgabe darstellt, sodass eine genauere Abschätzung eines tatsächlichen Ausstiegszeitpunktes derzeit nicht möglich ist [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 22]. Die Bestimmung des Ausstiegszeitpunktes sei aber unumgänglich. Des Weiteren wird klar abgegrenzt, dass die Anerkennung von außerordentlichen Abschreibungen und Rückstellungen für Stilllegungskosten nicht Teil des Beschlusses sind und lediglich bei der individuellen Kostenprüfung für die vierte Regulierungsperiode bewertet werden, sowie dass die Verkürzung von kalkulatorischen Nutzungsdauern für Bestandsanlagen weiterhin Teil der energiepolitischen Debatte ist [BNetzA Beschlusskammer 9, 2022, S. 24, 27].

Dieser Abschnitt verdeutlicht, dass Stilllegungen der Gasverteilnetze bisher kaum umgesetzt wurden, aber der Großteil der deutschen Gasverteilnetze technisch lediglich versiegelt werden müssen und somit geringe Stilllegungskosten entstehen. Ein Rückbau der Leitungen tritt somit überwiegend erst ein, wenn dies explizit

seitens der Konzessionsgebenden (Grundstücksbesitzenden) gefordert wird. Beispiele in der Schweiz zeigen bereits wie ein Beenden des Parallelbetriebs von Gas- und Wärmenetzen aussehen kann. Jedoch fehlt in der Schweiz, wie auch in Deutschland, ein klarer regulatorischer Rahmen für die Stilllegung von Gasnetzen. Die Literatur zeigt verschiedene Regulierungsoptionen für die Berücksichtigung von außerordentlichen Abschreibungen oder Stilllegungskosten sowie für die Vermeidung von außerordentlichen Abschreibungen. In Bezug auf letztere hat Deutschland bereits eine optionale Verkürzung der Nutzungsdauern neuer Anlagen eingeführt, welche auch darauf verweist, dass eine alternative Nutzung der Anlagen vor einer Nutzungsdauerverkürzung geprüft werden soll. Dieser Beschluss geht allerdings vielen Akteuren in Deutschland noch nicht weit genug. Die Forderungen nach Anerkennung außerordentlicher Abschreibungen und Stilllegungskosten bestehen weiterhin. Deshalb werden die Auswirkungen auf Netzbetriebe und Netznutzende für folgende Regulierungsoptionen im Rahmen dieser Arbeit untersucht:

- Vermeidung außerordentlicher Abschreibungen
 - Verkürzte Nutzungsdauer von Bestandsanlagen
- Anerkennung der Stilllegungskosten
 - Keine Anerkennung
 - Vollständige Anerkennung zum Zeitpunkt der Stilllegung
 - Berücksichtigung von Rückstellungen für die Stilllegungskosten

3.3 Synthese

Dieses Kapitel verdeutlicht das Zusammenspiel von Endnutzenden und Netzbetrieben. Während die Energienachfrage der Endnutzenden den Bedarf der leitungsgebundenen Energieinfrastruktur bestimmt, beeinflussen Investitionsentscheidungen der Netzbetriebe sowie deren regulatorischen Rahmen die Höher der Netzentgelte und somit die Endnutzenden.

Im Gebäudesektor wird überwiegend eine sinkende Gasnachfrage deutlich, wobei durch die Heterogenität des Sektors eine Nutzung von Wasserstoff oder gar synthetischem Methan, sofern diese zur Verfügung stehen, nicht ausgeschlossen werden kann. Mittels der kommunalen Wärmeplanung können entsprechende Regionen mit einer synthetischen Methan- oder Wasserstoffnachfrage identifiziert werden. Auch im Industriesektor zeigt sich, dass Regionen mit überwiegend Industriebetrieben der Nahrungsmittel-, Papier- und Glasbranche eine sinkende Gasnachfrage sehen werden, sodass unter der Berücksichtigung der Entwicklungen im Gebäudesektor eine Stilllegung der Gasverteilnetze in diesen Region möglich ist. Hingegen werden in Regionen mit Stahlindustrie und Industrie für die Verarbeitung von Steinen und Erden alternative Nutzungsoptionen für Gasverteilnetze, wie die Verteilung von Wasserstoff und CO₂, möglich. Die Betrachtungen im Verkehrssektor hingegen zeigen keine deutlich signifikantere Rolle von Gas in der Zukunft oder nennenswerte alternative Nutzungsoptionen für Gasverteilnetze.

Die Analyse der alternativen Nutzungsoptionen für Gasverteilnetze zeigt, dass insbesondere der Aufbau eines Wasserstoffmarktes, sowie einer entsprechenden Infrastruktur in Arbeit ist und auch bereits erste Bemühungen seitens Gasverteilnetzbetrieben bestehen. Für die Verteilung von CO₂ und die Nutzung von Leerrohren für Strom- und Telekommunikationsleitungen wurde weiterer Forschungsbedarf identifiziert. Da jedoch CO₂-Netze lediglich zwischen Industrieunternehmen benötigt werden, ist diese Alternative nur für wenige Gasverteilnetzbetriebe relevant. Des Weiteren kann ein Transport von CO₂ im Gasverteilnetz nur

gasförmig durchgeführt werden, wodurch höhere Verluste und somit höhere Kosten entstehen. Deshalb wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit diese Variante nicht detaillierter geprüft. Hingegen gibt es für die Mitnutzung von Leerrohren seitens Telekommunikationsnetzbetriebe bereits einen umfangreichen regulatorischen Rahmen und entsprechende monetäre Anreize, weshalb diese Alternative im Weiteren einer wirtschaftlichen Prüfung unterzogen wird.

Als letzte Instanz ist die Stilllegung von Gasverteilnetzen in Deutschland stark diskutiert und ein erster Beschluss der Regulierungsbehörde gewährt die optionale Verkürzung von Nutzungsdauern neuer Anlagen. Dennoch fehlt weiterhin eine klare Regulierung und entsprechende Transformationspfade der Stilllegung von Gasverteilnetzen. In dieser Arbeit werden die Auswirkungen auf Netzbetriebe und Netznutzende der zuvor beschriebenen Regulierungsoptionen genauer untersucht. Dabei wird eine Stilllegung mit den zuvor beschriebenen Anteilen, also einer überwiegenden Versiegelung, mit einem vollständigen Rückbau verglichen. Zusätzlich werden die Investitionsoptionen Ausbau des Wärmenetzes, Umrüstung zur Wasserstoffverteilung sowie die Mitnutzung mit Telekommunikationsleitungen untersucht.

4 Modellierung der Investitionsbewertung für die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen

Im folgenden Kapitel wird die Vorgehensweise zur Bewertung der verschiedenen Investitionsoptionen für Gasverteilnetze und deren Auswirkung auf Netznutzende beschrieben. Wie bereits in Kapitel 3 dargelegt, gibt es verschiedene Investitionsoptionen in Gasverteilnetze. Diese gilt es betriebswirtschaftlich zu bewerten, um die Auswirkung der Investitionsoptionen auf den Netzbetrieb und die Netznutzenden zu untersuchen. Der regulatorische Rahmen (siehe Abschnitt 2.3) kann diese Investitionen unterstützen oder hemmen, so dass gewisse Anpassungen der Regulierung benötigt werden. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit eine detaillierte Betrachtung des regulatorischen Rahmens mit der Bewertung von Investitionsoptionen unter Verwendung der Kapitalwertmethode verbunden und mit langfristigen Nachfrageszenarien verknüpft. Hierfür wird in dieser Arbeit das Python-basierte Modell MERLIN (Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation) entwickelt. Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die benötigten Inputdaten für die Modellrechnungen (linker Block), welche in Kapitel 5 genauer erläutert werden. In Kapitel 5 werden neben den Annahmen und Datenbedarfen der verschiedenen Investitionsoptionen auch die Anpassungen an die Regulierung beschrieben. Die im Modell MERLIN implementierten Module, die im Folgenden genauer beschrieben werden, sind im mittleren Block der Abbildung 4.1 dargestellt und im rechten Block die Modellergebnisse (siehe Kapitel 6).

Das Modell an sich ist in drei Module unterteilt. Im ersten wird die Erlösobergrenze für den betrachteten Netzbetrieb bis 2050 in Jahresschritten berechnet. Basierend auf der errechneten Erlösobergrenze und der modellexogenen Nachfrageentwicklung werden im zweiten Modul die durchschnittlichen Netzentgelte pro Jahr bis 2050 ermittelt, um die Auswirkung der betrachteten Investitionsoptionen auf die Endnutzenden zu zeigen. Im letzten Modul findet die eigentliche Bewertung der Investitionsoptionen mittels der Kapitalwertmethode statt.

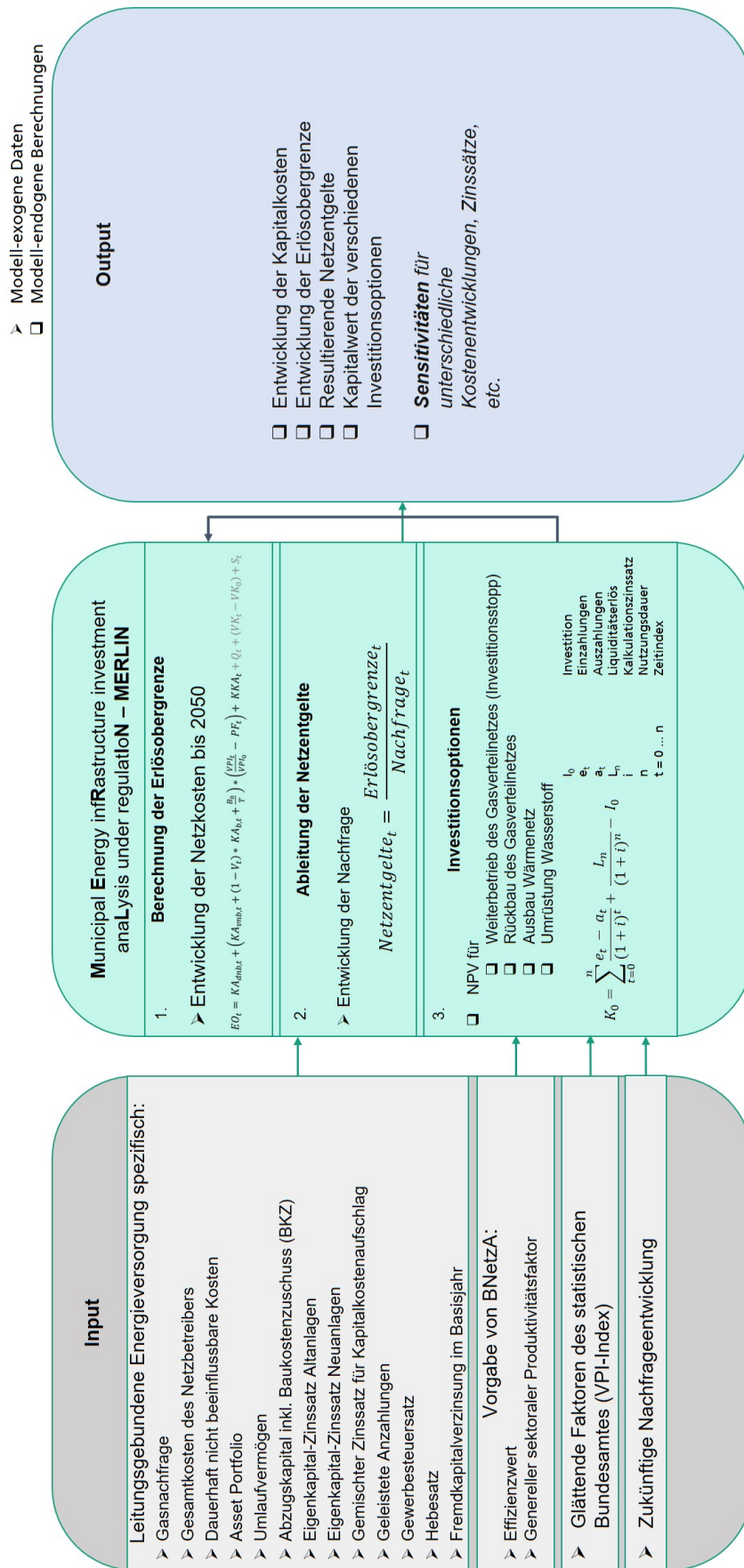


Abbildung 4.1: Übersicht über das Modell MERLIN, die benötigten Inputdaten und den Modelloutput (Eigene Darstellung)

4.1 Implementierung des regulatorischen Rahmens

Um die Auswirkungen der verschiedenen Investitionsoptionen inklusive der verschiedenen Zeitabhängigkeiten auf Netzbetriebe und Netznutzende betrachten zu können, ist der regulatorische Rahmen der Erlösobergrenze detailliert im Modell MERLIN implementiert. Hierfür wird zunächst die Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode berechnet und im zweiten Schritt die Veränderungen innerhalb der Erlösobergrenze nach dem Basisjahr berücksichtigt.

4.1.1 Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode

Zur Ermittlung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode wird lediglich ein Teil der Regulierungsformel 2.1 aus Abschnitt 2.3.2 benötigt (siehe Formel 4.1). Der Kapitalkostenaufschlag (KKA), die volatilen Kostenanteile und der Saldo des Regulierungskontos sind Teil der Anpassungen der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode und werden im nächsten Abschnitt (4.1.2) genauer beschrieben. Da MERLIN in diesem Schritt für Gasverteilnetze implementiert ist wird kein Qualitätselement benötigt. Bei einer Erweiterung des Modells um das Stromverteilnetz kann dieses Element addiert werden.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \quad (4.1)$$

Mit:

- EO_t : Erlösobergrenze in € im Jahr t
- $KA_{dnb,t}$: Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- $KA_{vnb,t}$: Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- V_t : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t
- $KA_{b,t}$: Beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- B_0 : Effizienzbonus in € im Basisjahr
- T : Zeitperiode von 5 Jahren
- VPI_t : Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
- VPI_0 : Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
- PF_t : Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t

Für die Berechnung werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{dnb,t}$), der Verteilungsfaktor (V_t), der Effizienzbonus (B_0), die Verbraucherpreisgesamtindices (VPI) sowie der generelle sektorale Produktivitätsfaktor modellexogen eingelesen. Zusätzlich wird das Asset Portfolio der verschiedenen Investitionsoptionen benötigt. Das Asset Portfolio listet Vermögensgegenstände des Netzbetriebs wie z. B. Leitungen, Regeleinrichtungen, Gebäude oder Werkzeuge (im folgenden Netzbestandteile oder Assets genannt) auf. Für jeden Vermögensgegenstand werden die Anschaffungs- und Herstellkosten (AK/HK), das Anschaffungsjahr und die entsprechende Nutzungsdauer ausgewiesen. Das Abzugskapital und das Umlaufvermögen im Basisjahr sind ebenfalls modellexogene Daten sowie die seitens der BNetzA gesetzten Zinssätze, die Gewerbesteuermesszahl, der Gewerbesteuerhebesatz und die Fremdkapitalverzinsung im Basisjahr.

MERLIN beinhaltet die Berechnung der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{vnb,t}$) und der beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,t}$) sowie den Kapitalkostenabzug ($KKAb_t$), wie bereits in Kapitel 2.3.2 erläutert. Abbildung 4.2 zeigt die verschiedenen modellendogenen Berechnungsschritte mittels eines Sequenzdiagramms.

Im ersten Schritt wird der Kapitalkostenabzug (in Abbildung 4.2 Schritt zwei) basierend auf den Kapitalkosten im Basisjahr und den Jahren in der Regulierungsperiode berechnet. Die Abschreibung (Abbildung 4.2 Schritt vier) wird auf zwei verschiedene Weisen für die dritte Regulierungsperiode berechnet: einmal mit und einmal ohne Regulierungssockel. So wird einmal die Abschreibung aller Netzbestandteile, welche nach 2006 beschaffen wurden, nicht berücksichtigt. Bei den Abschreibungen ohne Regulierungssockel werden alle Netzbestandteile berücksichtigt. Für die Berechnung der weiteren Regulierungsperioden entfällt der Regulierungssockel, sodass keine Ausnahmen bei der Abschreibung beachtet werden müssen. Wichtig ist hierbei, dass das Basisjahr stets eingehalten werden muss, sodass immer nur die Netzbestandteile, welche bis zu dem entsprechenden Basisjahr beschafft wurden, in die Berechnung der Abschreibung mit einfließen.

Bevor die Eigenkapitalverzinsung berechnet werden kann, müssen das Abzugskapital und das Umlaufvermögen für die Jahre der Regulierungsperiode basierend auf dem Basisjahr errechnet werden (Abbildung 4.2 Schritt 6 und 8). Die Entwicklung dieser beiden Parameter wird (basierend auf Expertenempfehlung) an die Entwicklung der Assets gekoppelt, sodass die Veränderung der Asset-Restwerte mit dem Abzugskapital AK_0^1 und dem Umlaufvermögen UV_0 im Basisjahr multipliziert wird (siehe Formel 4.2 - 4.4).

$$AV_t = \frac{\sum_{n=1}^N mRW_{neu,n,t} + \sum_{n=1}^N mRW_{alt,n,t}}{\sum_{n=1}^N mRW_{neu,n,0} + \sum_{n=1}^N mRW_{alt,n,0}} \quad (4.2)$$

$$AK_t = AK_0 \cdot AV_t \quad (4.3)$$

$$UV_t = UV_0 \cdot AV_t \quad (4.4)$$

¹ Die Baukostenzuschüsse werden nicht an die Veränderung der Asset-Restwerte angepasst, da diese von neuen Netzanschlüssen abhängen. Somit werden die Baukostenzuschüsse vor der Anpassung vom Abzugskapital subtrahiert und nach der Anpassung wieder addiert.

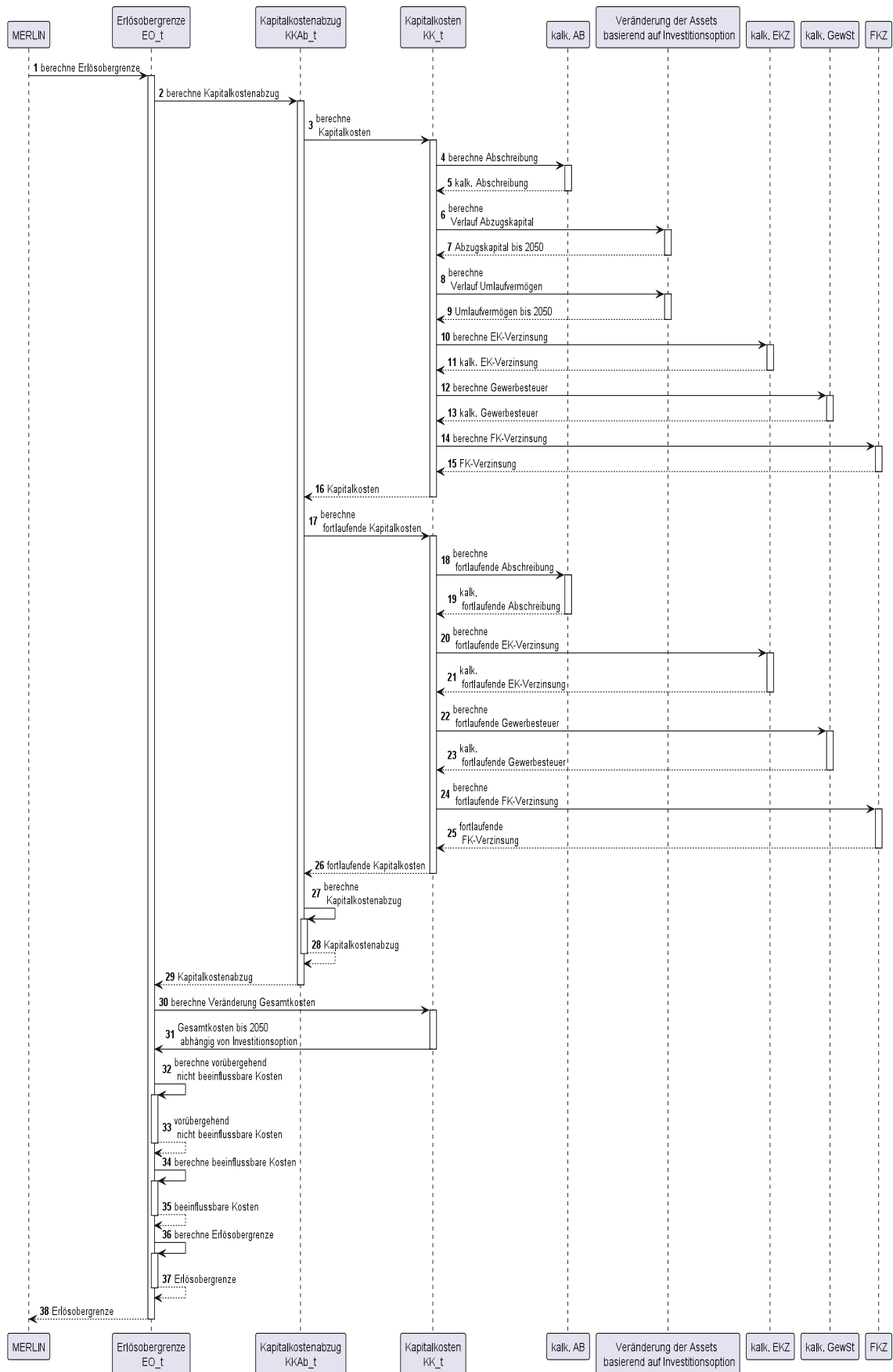


Abbildung 4.2: Sequenzdiagramm zur Berechnung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode (Eigene Darstellung)

Mit:

- AV_t : Assetveränderung im Jahr t
 $mRW_{alt,t}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n in € im Jahr t
 $mRW_{alt,0}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n in € im Basisjahr
 $mRW_{neu,t}$: Mittlerer Restwert einer Neuanlage n in € im Jahr t
 $mRW_{neu,0}$: Mittlerer Restwert einer Neuanlage n in € im Basisjahr
 n : Asselement
 N : Anzahl aller Assets
 AK_t : Abzugskapital in € im Jahr t
 AK_0 : Abzugskapital in € im Basisjahr
 UV_t : Umlaufvermögen in € im Jahr t
 UV_0 : Umlaufvermögen in € im Basisjahr

Die Asset-Restwerte sind die durchschnittlichen Restwerte aus Jahresanfang und -ende für Alt- und Neuanlagen. Für Altanlagen werden die Restwerte aufgeteilt in Restwerte basierend auf den Tagesneuwerten, welche mit der Eigenkapital-Quote (EK-Quote) (siehe Kapitel 2.3.2.2) multipliziert werden und den Restwerten nach AK/HK, die mit der Fremdkapital-Quote (FK-Quote) multipliziert werden (siehe Formel 4.5).

$$\begin{aligned}
 mRW_{alt,n,t} &= mRW_{alt,TN,n,t} \cdot EKQ_t \\
 &+ mRW_{alt,AK/HK,n,t} \cdot FKQ_t
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

Mit:

- $mRW_{alt,n,t}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n in € im Jahr t
 $mRW_{alt,TN,n,t}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n auf Tagesneuwertbasis in € im Jahr t
 $mRW_{alt,AK/HK,n,t}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n auf AK/HK-Basis in € im Jahr t
 EKQ_t : Eigenkapitalquote im Jahr t
 FKQ_t : Fremdkapitalquote im Jahr t

Mittels des Abzugskapitals und des Umlaufvermögens kann dann in Schritt 10 (Abbildung 4.2) die EK-Verzinsung durchgeführt werden. Hierbei findet ein Abgleich der EK-Quote statt, sodass maximal ein EK-Anteil von 40 % verzinst wird. Das überschüssige Eigenkapital wird nach Abschnitt 2.3.2.2 „Kapitalkostenabzug“ mit dem EK-II-Zinssatz (siehe Kapitel 2.3.2.3) verzinst. In Schritt 12 wird dann basierend auf der EK-Verzinsung die Gewerbesteuer abgeleitet.

Zum Schluss fließt die Fremdkapital-Verzinsung (FK-Verzinsung) mit in die Kapitalkosten ein. Diese wird, wie bereits in Kapitel 2.3.2.2 beschrieben, in voller Höhe berücksichtigt. Für die Anpassung der Fremdkapital-Verzinsung während der Regulierungsperiode, wird basierend auf Expertengesprächen angenommen, dass sich diese entsprechend der Veränderung des betriebsnotwendigen Vermögens entwickelt, wie in Formel 4.6 dargestellt.

$$FKZ_t = FKZ_0 \cdot \frac{bnV_t}{bnV_0}
 \tag{4.6}$$

Mit:

FKZ_t : Fremdkapitalverzinsung in € im Jahr t

FKZ_0 : Fremdkapitalverzinsung in € im Basisjahr

bnV_t : Betriebsnotwendiges Vermögen in € im Jahr t

bnV_0 : Betriebsnotwendiges Vermögen in € im Basisjahr

Dabei berechnet sich das betriebsnotwendige Vermögen aus der Summe der Restwerte der Neuanlagen, der Summe der gewichteten Restwerte der Altanlagen wie in Formel 4.5 und dem Umlaufvermögen (siehe Formel 4.7).

$$bnV_t = \sum_{n=1}^N mRW_{neu,n,t} + \sum_{n=1}^N mRW_{alt,n,t} + UV_t \quad (4.7)$$

Mit:

bnV_t : Betriebsnotwendiges Vermögen in € im Jahr t

$mRW_{neu,n,t}$: Mittlerer Restwert einer Neuanlage n in € im Jahr t

$mRW_{alt,n,t}$: Mittlerer Restwert einer Altanlage n in € im Jahr t

n : Asselement

N : Anzahl aller Assets

UV_t : Umlaufvermögen in € im Jahr t

Im nächsten Schritt in Abbildung 4.2 (Schritt 17) werden die fortlaufenden Kapitalkosten berechnet. Wie zuvor beschrieben sind die vorherigen Kapitalkosten im zeitlichen Limit der Regulierungsperiode, also basierend auf dem Asset-Stand des jeweiligen Basisjahres berechnet. Für die Berechnung des Kapitalkostenabzugs wird die Differenz der Kapitalkosten im Basisjahr und der Kapitalkosten im laufenden Jahr der Regulierungsperiode gebildet. Möchte man den Kapitalkostenabzug der vierten Regulierungsperiode (2023 - 2027) berechnen, benötigt man die Kapitalkosten im Basisjahr (2020). Die Kapitalkosten im Jahr 2020 wurden im vorherigen Schritt basierend auf dem Asset-Stand von 2015 errechnet und beinhalten somit nicht die Asset-Veränderungen zwischen 2015 und 2020. Aus diesem Grund werden die fortlaufenden Kapitalkosten ohne die Begrenzung auf den Asset-Bestand im Basisjahr errechnet, welche dann den Kapitalkosten der folgenden Basisjahre entsprechen.

Nachdem der Kapitalkostenabzug als Differenz der fortlaufenden Kapitalkosten im Basisjahr und der Kapitalkosten im laufenden Jahr der Regulierungsperiode errechnet wurde, werden im nächsten Schritt (Abbildung 4.2 Schritt 30) die gesamten Netzkosten an die Assetveränderung der entsprechenden Investitionsentscheidung angepasst, da diese Auswirkung auf den Kapitalkostenanteil der Gesamtkosten hat. Dafür werden von den Gesamtkosten die ursprünglichen Kapitalkosten abgezogen und anschließend die errechneten fortlaufenden Kapitalkosten, welche der zu bewertenden Investitionsoption entsprechen, addiert.

Auf Basis der ermittelten Gesamtkosten und des errechneten Kapitalkostenabzugs sowie den modellexogenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und dem Effizienzwert errechnet MERLIN die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und beeinflussbaren Kosten (Abbildung 4.2 Schritt 32 und 34).

Zum Schluss werden die einzelnen errechneten und modellexogenen Parameter mittels Anwendung der Regulierungsformel nach Formel 4.1 zur Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode zusammengefasst.

4.1.2 Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode

Während der Regulierungsperiode werden der zuvor beschriebenen Anteil der Erlösobergrenze mit dem Kapitalkostenaufschlag, die Veränderung der volatilen Kostenanteile und der Saldo des Regulierungskontos addiert. Die volatilen Kostenanteile und der Saldo des Regulierungskontos sind abhängig von Abweichungen der Soll- und Istwerte, welche durch externe Einflüsse, wie geringere Nachfrage als prognostiziert, abweichen. Da diese Einflüsse nur schwer simuliert werden können, werden diese bei der Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Somit wird lediglich der Kapitalkostenaufschlag ($KK A_t$) berücksichtigt (siehe Formel 4.8), wodurch die Investitionen, die nach dem Basisjahr der betrachteten Regulierungsperiode getätigt wurden, in die Erlösobergrenze einfließen.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t \quad (4.8)$$

Mit:

- EO_t : Erlösobergrenze in € im Jahr t
- $KA_{dnb,t}$: Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- $KA_{vnb,t}$: Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- V_t : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t
- $KA_{b,t}$: Beeinflussbarer Kostenanteil in € im Jahr t
- B_0 : Effizienzbonus in € im Basisjahr
- T : Zeitperiode von 5 Jahren
- VPI_t : Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
- VPI_0 : Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
- PF_t : Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t
- KKA_t : Kapitalkostenaufschlag in € im Jahr t

Der bisher beschriebene Teil der Erlösobergrenze bleibt weiterhin erhalten. Zusätzlich kommt der Kapitalkostenaufschlag ($KK A_t$) hinzu. Der Ablauf der Kapitalkostenaufschlagsberechnung wird in Abbildung 4.3 in Form eines Sequenzdiagramms illustriert. In dieser Abbildung sind bereits alle Schritte von Abbildung 4.2 bis Schritt 36, die eigentliche Zusammenführung zur Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode, abgeschlossen.

Zur Berechnung des Kapitalkostenaufschlags werden die Investitionen nach dem Basisjahr bis zu dem betrachteten Jahr basierend auf den AK/HK linear abgeschrieben (Abbildung 4.3 Schritt drei). Anschließend wird in Schritt 5 die Verzinsungsbasis, wie in Kapitel 2.3.2.2 beschrieben, gebildet. Dabei werden die Restwerte der Investitionen mit weiteren Asset-Werten (modellexogen) addiert und die Restwerte der Baukostenzuschüsse (modellexogen) abgezogen. Anschließend wird die Verzinsungsbasis mit dem vorgegebenen Mischzinssatz (modellexogen), zur Ermittlung der Eigenkapital-Verzinsung, multipliziert. Der Anteil von 40 % der Eigenkapital-Verzinsung wird dann bei der Berechnung der Gewerbesteuer zu Grunde gelegt. Die Summe aus Abschreibung, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer sowie Fremdkapital-Verzinsung (modellexogen) ergibt den Kapitalkostenaufschlag, welcher im letzten Schritt (4.3 Schritt 10) zur Erlösobergrenze addiert wird.

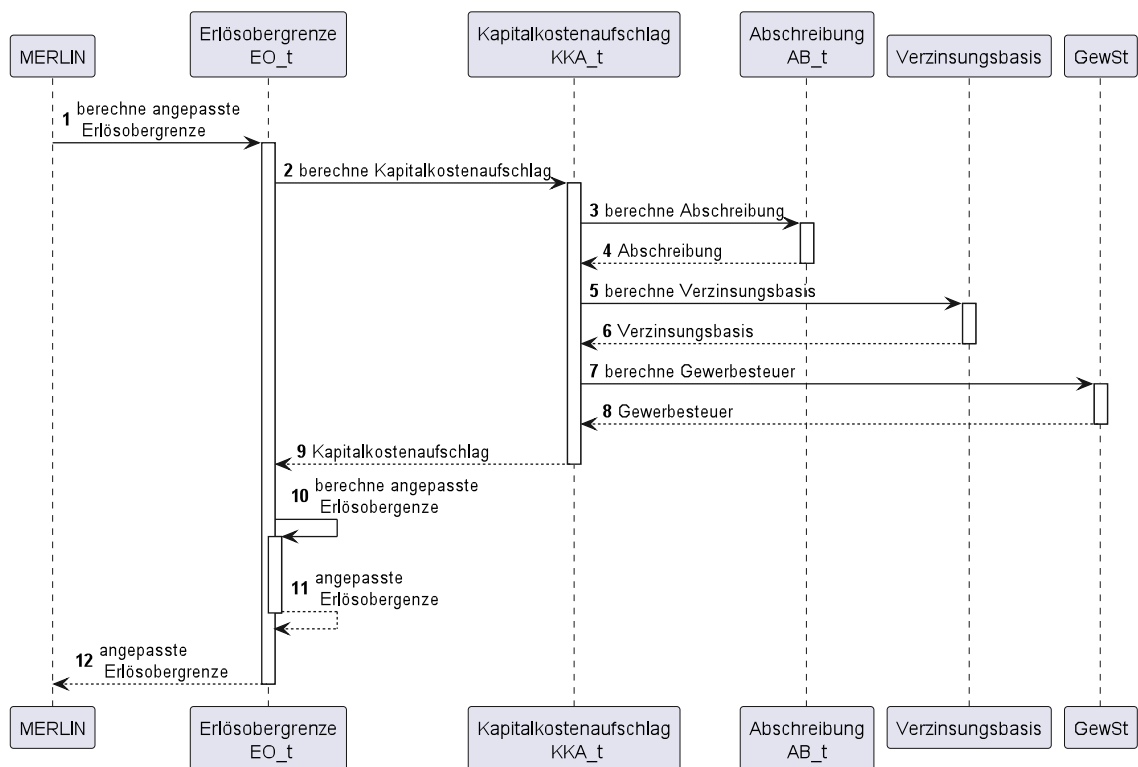


Abbildung 4.3: Sequenzdiagramm zur Berechnung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode (Eigene Darstellung)

4.2 Ableitung der Netzentgelte

Nach der GasNEV haben Netzbetriebe eine gewisse Freiheit bei der jährlichen Bestimmung der Netzentgelte (siehe Kapitel 2.3.3). Diese dienen dazu die genehmigten Erlöse auf die Netznutzenden zu verteilen, sodass die Netzkosten gedeckt werden können. Gasnetzbetriebe verteilen die genehmigten Erlöse auf die verschiedenen Netzebenen mittels einer Kostenträgerrechnung und ordnen dann basierend auf der Nachfrage die entstandenen Kosten den verschiedenen Abnehmergruppen zu. Dieses Verfahren ist abhängig von der Netzstruktur und der Kostenstruktur der einzelnen Netzbetriebe und kann nur schwer verallgemeinert werden.

Die genehmigte Erlösobergrenze inklusive verschiedener jährlicher Anpassungen dient als Basis der Ermittlung der Netzentgelte (Erlösobergrenze nach Abschnitt 4.1.2). Die ermittelten Netzentgelte können keine höheren Erlöse erwirtschaften, da lediglich eine prognostizierte Nachfrage und keine tatsächliche berücksichtigt werden kann. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit durchschnittliche Netzentgelte im gesamten Netzgebiet mittels der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode und verschiedener Nachfrageszenarien ermittelt. Somit erfolgt die Festlegung der durchschnittlichen Netzentgelte nach folgender Formel:

$$NEG_t = \frac{EOG_t}{d_t} \quad (4.9)$$

Mit:

NEG_t : Durchschnittliches Netzentgelt in €/ct/kWh pro Jahr

d_t : Nachfrage in kWh pro Jahr

EOG_t : Erlösobergrenze in €/ct pro Jahr

4.3 Bewertung von Investitionsoptionen

Im Modul 3 des Modells MERLIN findet die Berechnung der Kapitalwerte der verschiedenen Investitionsoptionen, anhand der bereits in Kapitel 2.4 beschriebenen Methode, statt. Hierfür wird die Differenz der verschiedenen abgezinsten Ein- und Auszahlungen summiert, der Liquiditätserlös am Ende der Nutzungsdauer addiert und die anfängliche Investition als Auszahlung abgezogen. Die entsprechende Formel sieht nochmals wie folgt aus [Thommen et al., 2017, S. 342]:

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} + \frac{L_n}{(1+i)^n} \quad (4.10)$$

Mit:

I_0 : Investition in €

a_t : Auszahlungen in € im Jahr t z. B. Löhne, Reparaturen

e_t : Einzahlungen in € im Jahr t , größtenteils Erlöse

L_n : Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer in €

t : Zeitindex, mit $t = 0, 1, \dots, n$

i : Kalkulationszinssatz (Diskontierungzinssatz)

n : Kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

Die zu bewertenden Investitionsoptionen führen zu laufenden Investitionen jedes Jahr, sodass in diesem Fall nicht nur eine Investition zu Beginn der Betrachtung im Jahr null, welches dem Jahr 2023 entspricht, auftritt, sondern jährlich Ausgaben als Investition abgezogen werden müssen. Somit ergibt sich die Berechnung des Geldflusses aus Einzahlungen abzüglich der Ausgaben und der Investitionen, wie Formel 4.11 verdeutlicht:

$$g_t = e_t - a_t - I_t \quad (4.11)$$

Mit:

g_t : Geldfluss in € im Jahr t

I_t : Investition in € im Jahr t

a_t : Auszahlungen in € im Jahr t z. B. Löhne, Reparaturen

e_t : Einzahlungen in € im Jahr t , größtenteils Erlöse

Die Nutzungsdauer entspricht hierbei der Nutzungsdauer des Netzes, welches abhängig von den betrachteten Szenarien ist. Im Falle dieser Arbeit wird eine Nutzungsdauer bis 2050² angenommen. Da die Nutzungsdauern der Netzbestandteile wesentlich länger sind, bleibt am Ende des Betrachtungsrahmens ein Restwert des Netzes übrig, welcher in der Kapitalwertberechnung als Liquiditätserlös einfließt. Hierbei wird angenommen, dass man das Netz zum Restwert verkaufen kann, z. B. für eine alternative Nutzung der restlichen Leitungen (siehe Kapitel 3). Je nach betrachteter Investitionsoption variieren die Liquiditätserlöse.

Für die Einzahlungen werden insbesondere die erwirtschafteten Erlöse berücksichtigt. In der Praxis ergeben diese sich aus der Nachfrage und den Netzentgelten. Durch den regulatorischen Rahmen der Erlösobergrenze

² Berücksichtigt man die neuen Klimaziele, so verkürzt sich die Nutzungsdauer bis 2045.

sind die Erlöse begrenzt, sodass sich ein Zusammenhang wie in Formel 4.12 ergibt. Dies beschreibt, dass die Erlöse nicht größer als die Erlösobergrenze sein dürfen. Da keine tatsächliche Nachfrage simuliert werden kann, gibt es auch keine Abweichung zwischen der prognostizierten Nachfrage und der tatsächlichen Nachfrage, womit die Erlöse der errechneten Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode entsprechen.

$$e_t = \min\{d_t \cdot NEG_t; EOG_t\} \quad (4.12)$$

Mit:

e_t : Einzahlungen in €ct im Jahr t

d_t : Nachfrage kWh im Jahr t

NEG_t : Durchschnittliches Netzentgelt €ct/kWh im Jahr t

EOG_t : Erlösobergrenze in €ct im Jahr t

Des Weiteren entsprechen die Ausgaben a_t im Jahr t den Netzkosten, welche auch bei der Erlösobergrenze einfließen, abzüglich der Veränderung der Ausgaben für Abschreibungen, EK-Verzinsung, Gewerbesteuer und FK-Verzinsung. Damit wird verhindert, dass die Kapitalkosten der zu bewertenden Investitionen, welche bereits im Kalkulationszinssatz enthalten sind, doppelt berücksichtigt werden (siehe auch Kapitel 2.4).

Der Kalkulationszinssatz kann auf verschiedene Weisen definiert werden (siehe Kapitel 2.4). Bereits im Rahmen der Erlösobergrenze gibt die Regulierungsbehörde eine Eigenkapitalverzinsung vor, da sich kein Marktzins auf Grund des natürlichen Monopols bildet. Dieser Eigenkapitalzinssatz besteht aus einem risikofreien Basiszins (Durchschnitt der Umlaufrendite von festverzinslichen Wertpapieren der letzten 10 Jahre) und einem Risikozuschlag (siehe Kapitel 2.3.2.3). Da dieser Zinssatz eine Art Rendite für die Netzbetriebe ist und auch das Marktrisiko mit abbildet, wird der Kalkulationszinssatz entsprechend des Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen gewählt.

4.4 Validierung von MERLIN

Um zu überprüfen, wie genau das Modell MERLIN die Realität abbildet, wurde das Modell im Rahmen des Projektes TrafoKommunE³ für die Analyse von zwei Stadtwerken und deren Netzbetrieben angewendet. Dieses sind die Stadtwerke Karlsruhe GmbH (SWK) zusammen mit der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (SWKN) und die Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH & Co. KG (SWE).

Die SWK ist ein vertikal integriertes Unternehmen der Energieversorgung, welches neben der Versorgung mit Strom, Erdgas und Wärme, auch die Trinkwasserversorgung und weitere Dienstleistungen abdeckt [SWK, 2021, S. 1]. Mit der Fernwärmeversorgung wurde 2020 ein Absatz von 700 GWh und Erlöse von 53,2 Mio. € erwirtschaftet [SWK, 2021, S. 4]. Der größte Absatz wurde mit der Stromversorgung (1.864 GWh) erreicht und Erlöse in Höhe von 328,9 Mio. € erzielt [SWK, 2021, S. 3]. Die Gasversorgung führte zu einem Absatz von 1.390 GWh und somit zu Erlösen in Höhe von 69,5 Mio. € in 2020 [ebd.]. Als entflechteter Netzbetrieb verteilt die SWKN Strom im Netzgebiet Stadt Karlsruhe und Gas im Netzgebiet Stadt Karlsruhe und Rheinstetten [SWKN, 2021a, S. 1]. Für beide Netze werden die Anlagen und Netze gepachtet [ebd.]. Im Netzgebiet Stadt Karlsruhe erfolgt die Pachtung von der SWK und in Rheinstetten von der Netzeigentumsgesellschaft Rheinstetten GmbH & Co. KG (NEG) [ebd.]. 2020 wurden 1.820 GWh

³ Für weitere Informationen zum Projekt siehe [DVGW-EBI et al., i.V.]

Erdgas über das Gasnetz der SWKN verteilt und Erlöse von 27,4 Mio. € erwirtschaftet [SWKN, 2021a, S. 4]. Wie bereits in den letzten fünf Jahren erzielte die SWKN somit ein negatives Ergebnis, welches in 2020 auf 2,8 Mio. € anstieg (1,3 Mio. € 2019) [ebd.]. Insgesamt umfasst das Gasnetz 807,7 km im Jahr 2020 (810,3 km 2021) mit 28.428 Ausspeisepunkten (28.612 Ausspeisepunkten 2021) [SWKN, 2021b].

Im Gegensatz zu den Karlsruher Stadtwerken (SWK) schließen die Stadtwerke Esslingen (SWE) neben dem Vertrieb von Strom, Gas, Wasser und Wärme auch die Verteilung von Gas mit ein [SWE, 2021, S. 1]. Die entsprechenden Netze und Anlagen sind im Eigentum der SWE und umfassen 447 km in 2021 ohne Hausanschlussleitungen (702,4 km mit Hausanschlussleitungen) und 18.016 Ausspeisepunkten [SWE, 2022]. Somit sind die SWE ein wesentlich kleineres Versorgungsunternehmen als die SWK.

Da der Großteil der erhaltenen Daten der Stadtwerke und des Netzbetriebs unter eine Geheimhaltungsvereinbarung fallen, wird im Folgenden lediglich die Validierung der Daten basierend auf den Erlösobergrenzen dargestellt, welche seitens der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg veröffentlicht werden [Landesregulierungsbehörde und Landeskartellbehörde für Energie und Wasser, 2022]. Für SWKN werden auch die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile und die beeinflussbaren Kostenanteile veröffentlicht, sodass diese ebenfalls validiert werden können.

Tabelle 4.1 vergleicht die mittels MERLIN bestimmte Erlösobergrenze für Karlsruhe mit den realen Daten. Die linke Seite zeigt die Ergebnisse für die Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode und den entsprechenden Abweichungen zu den realen Daten, welche in Grün dargestellt sind, da diese kleiner als 5 % sind. Die rechte Seite zeigt die Ergebnisse und Abweichungen für die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode. Hierbei sind die Werte für 2021 und 2022 grau hinterlegt, da keine entsprechende Datenbasis vorliegt. Die Abweichungen zwischen den realen Daten von SWKN und den errechneten Daten aus MERLIN liegen zwischen 0,14 % und 0,44 %, so dass diese geringer als 1 % sind und die Realität recht gut widerspiegeln.

Tabelle 4.1: Vergleich der errechneten und realen Erlösobergrenze vor und während der dritten Regulierungsperiode für Karlsruhe (Eigene Berechnungen und Daten von SWK/ SWKN)

Jahr	Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode			Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode		
	MERLIN in Tsd. €	SWKN in Tsd. €	Abweichung in %	MERLIN in Tsd. €	SWKN in Tsd. €	Abweichung in %
2018	24.031	23.984	0,20	25.986	25.873	0,44
2019	23.522	23.479	0,18	25.753	25.732	0,08
2020	22.955	22.916	0,17	25.805	25.764	0,16
2021	22.206	22.174	0,14	24.696	25.331	-2,50
2022	21.473	21.444	0,14	23.814	25.101	-5,13

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile und beeinflussbaren Kostenanteile, die mittels MERLIN errechnet wurden, werden in Tabelle 4.2 mit den realen Daten verglichen. Man erkennt, dass die Abweichungen in allen Jahren für beide Kostenanteile zwischen 0,16 % und 0,24 % liegen. Dies verdeutlicht ebenfalls wie bereits die Abweichungen der Erlösobergrenzen, dass MERLIN die Realität für Karlsruhe recht genau abbildet.

Tabelle 4.2: Vergleich der errechneten und realen vorübergehend nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kostenanteile der dritten Regulierungsperiode für Karlsruhe (Eigene Berechnungen und Daten von SWK/ SWKN)

Jahr	vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten			beeinflussbare Kosten		
	MERLIN in Tsd. €	SWKN in Tsd. €	Abweichung in %	MERLIN in Tsd. €	SWKN in Tsd. €	Abweichung in %
2018	18.023	17.981	0,24	2.902	2.896	0,22
2019	17.859	17.820	0,22	2.876	2.870	0,21
2020	17.688	17.652	0,21	2.848	2.843	0,19
2021	17.527	17.496	0,17	2.822	2.818	0,16
2022	17.372	17.344	0,16	2.798	2.793	0,16

Tabelle 4.3 zeigt die entsprechenden Ergebnisse und realen Erlösbergrenzen für Esslingen. Auch in diesem Fall liegen die Abweichungen zwischen -0,08 % und -0,34 %, sodass MERLIN auch für Esslingen die Realität abbilden kann.

Tabelle 4.3: Vergleich der errechneten und realen Erlösbergrenze vor und während der dritten Regulierungsperiode für Esslingen (Eigene Berechnungen und Daten von SWE)

Jahr	Erlösbergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode			Erlösbergrenze während der Regulierungsperiode		
	MERLIN in Tsd. €	SWE in Tsd. €	Abweichung in %	MERLIN in Tsd. €	SWE in Tsd. €	Abweichung in %
2018	12.395	12.404	-0,08	13.177	13.222	-0,34
2019	12.148	12.160	-0,10	13.326	13.283	0,33
2020	11.878	11.885	-0,06	13.348	13.327	0,16
2021	11.517	11.526	-0,08	12.965	13.226	-1,98
2022	11.163	11.173	-0,08	12.450		-

Mit der Anwendung von MERLIN für verschiedene Stadtwerke kann gezeigt werden, dass das Modell nicht für ein individuelles Stadtwerk gilt, sondern es generell auf verschiedene Stadtwerke anwendbar ist. Die genehmigten Erlösbergrenzen der Netzbetriebe in Deutschland lagen 2021 im Durchschnitt bei 30 Mio. € [BNetzA, 2022b], während die genehmigte Erlösbergrenze für Karlsruhe 22 Mio. € umfasst und für Esslingen 12 Mio. €. Dies zeigt, dass die betrachteten Stadtwerke bzw. der Netzbetrieb geringere Netzkosten umfassen als die durchschnittlichen Netzbetriebe in Deutschland. Mit 28.428 Ausspeisepunkten in Karlsruhe und 18.016 Ausspeisepunkten in Esslingen werden beide Unternehmen in die Kategorie „> 10.000 & <= 100.000 Marktlokationen“ der BNetzA eingeordnet [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 348]. Diese Kategorie umfasst 34 % der Verteilnetzbetriebe, die im Monitoringbericht der BNetzA berücksichtigt sind. Die größte Kategorie mit 57 % der berücksichtigten Verteilnetzbetriebe ist „> 1.000 & <= 10.000 Marktlokationen“, sodass der Großteil der Verteilnetzbetriebe weniger Ausspeisepunkte aufweist. Auch die Netzlängen der hier betrachteten Gasverteilnetze sind größer als der überwiegende Anteil der Verteilnetzbetriebe im Monitoringbericht [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 343]. Mit 808 km liegt Karlsruhe in der Netzlängenkategorie „> 500 km & <= 1.000 km“, welche 13 % der Verteilnetzbetriebe abdeckt, und Esslingen liegt mit 447 km in der eine Stufe kleineren Kategorie von „> 250 km & <= 500 km“, welche 24 % der Verteilnetzbetriebe umfasst. Der größte Anteil der berücksichtigten Verteilnetzbetriebe (49 %) sind der Kategorie „<= 250 km“ zugeordnet und haben somit deutlich kürzere Netze als die hier betrachteten Unternehmen [ebd.].

Die Stadtwerke Karlsruhe und ihr Netzbetrieb sind entflechtet und verwenden ein Pachtmodell, während Esslingen nicht entflechtet ist und einer „großen Netzgesellschaft“ entspricht. Die Umfrage von Friedmann et al. [2023, S. 7] zeigt, dass der Großteil der Befragten einer „großen Netzgesellschaft“ zugehören, während die restlichen Befragten ein Pacht- und/ oder Dienstleistungsmodell anwenden. Somit kann MERLIN bereits

für die gängigsten Besitzverhältnisse der Netze genutzt werden. Die berücksichtigte Regulierung ist in Deutschland einheitlich. Darüber hinaus ist die Anreizregulierung mit dem Instrument einer Erlösbergrenze die gängigste in der EU (siehe Abschnitt 2.1.1), sodass das Modell mit leichten Anpassungen, wie z. B. der Regulierungsperiode, auch für Netzbetriebe in anderen Ländern eingesetzt werden kann.

5 Datenbedarf und Annahmen der Investitionsbewertung für die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen

In diesem Kapitel werden basierend auf den Daten der Stadtwerke Karlsruhe GmbH (SWK), der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (SWKN), der Netzeigentumsgesellschaft Rheinstetten GmbH & Co. KG (NEG) und der Stadtwerke Esslingen am Neckar GmbH & Co. KG (SWE) zunächst ein Längenbezug in den Assettabellen der Regulierungsabteilungen, mittels den technischen Tabellen, welche die realen Leitungen in der Erde enthalten, bzw. mittels statistischen Daten, hergestellt. Da alle erhaltenen Daten einer Geheimhaltungsvereinbarung unterliegen, werden fiktive Netzbetriebe für die weiteren Analysen erstellt und in Abschnitt 5.2 erläutert. Im nächsten Schritt werden die allgemeinen Inputdaten und die spezifischen Inputdaten für die fiktiven Netzbetriebe beschrieben, welche unabhängig von der zu bewertenden Investitionsoption sind. Anschließend werden die verwendeten Nachfrageszenarien beschrieben (Abschnitt 5.4) und wie auf Basis dieser Szenarien die Netzlängenentwicklungen abgeleitet werden (Abschnitt 5.5). Die benötigten Inputdaten und Annahmen für die betrachteten Investitionsoptionen sowie zur Berücksichtigung der verschiedenen Regulierungsoptionen werden in Abschnitt 5.6 genauer erläutert. Alle Kosten werden in €₂₀₂₀ angegeben, da dies auch die Jahresbasis der erhaltenen Daten der Stadtwerke ist, und sind somit auch die realen Werte für die zukünftigen Entwicklungen.

5.1 Längenbezug der Daten

Zur Ermittlung der Erlösobergrenze wird eine detaillierte Aufstellung der Netzbestandteile (Assets) benötigt, welche die Lebensdauer, das Anschaffungsjahr (Baujahr), die Anschaffungs- bzw. Herstellkosten, sowie die Tagesneuwerte der Anschaffungs- bzw. Herstellkosten enthält. Diese Tabelle wird auch Assettabelle oder Asset Portfolio genannt. Die entsprechenden Stückzahlen der Netzbestandteile bzw. die entsprechenden Längen der Leitungen sind nicht Teil dieser Aufstellung, werden aber benötigt, um Stilllegungsmaßnahmen zu bewerten. Aus diesem Grund wurde für Karlsruhe ein Netzlängenbezug der Assettabelle mit einem Vergleich der technischen Tabelle, welche die realen Netzbestandteile des aktuellen Netzes beinhalten, durchgeführt. Diese technische Tabelle enthält alle Leitungen, die derzeit in der Erde im Netzbereich liegen, inklusive deren Längen, und unterliegt der Geheimhaltungsvereinbarung. Mittels des Leitungsmaterials und des Anschaffungsjahres können die Netzbestandteile der beiden Tabellen verglichen und somit die Leitungslängen in die Assettabelle integriert werden. Dies ergibt eine Leitungslänge von 416 km, welche in der Assettabelle bzw. bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, von insgesamt einer Netzlänge von 807,7 km im Jahr 2020. Der Unterschied ergibt sich auf Grund der bereits kalkulatorisch abbeschriebenen Leitungen, welche nicht mehr für die Ermittlung der Erlösobergrenze relevant sind, aber dennoch weiter in Betrieb sind, da die technische Nutzungsdauer im Vergleich zur kalkulatorischen Nutzungsdauer wesentlich länger ist. Auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten kann kein Stückzahlbezug bezüglich der anderen längenabhängigen Netzbestandteile, wie Regel- oder Messanlagen, abgeleitet werden, sodass diese in der folgenden Betrachtung vernachlässigt werden.

Eine detaillierte technische Tabelle liegt seitens Esslingen nicht vor, sodass der Netzlängenbezug basierend auf statistischen Zahlen abgeleitet wird. Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die Netzlängen und deren Anschaffungs- bzw. Baujahren. Die Längen werden in zehn Jahresschritten dargestellt, sodass eine gewisse Ungenauigkeit bei der Netzlängenzuordnung besteht. Da im weiteren Verlauf die Betrachtungen basierend auf fiktiven Netzbetrieben durchgeführt werden, sind diese Ungenauigkeiten vernachlässigbar. Insgesamt sind 418 km des Gasverteilnetzes in der Ermittlung der Erlösobergrenze (Assettabelle) berücksichtigt von 447 km gesamter Netzlänge im Jahr 2021. Man erkennt, dass in Esslingen der Unterschied zwischen tatsächlicher Netzlänge und Netzlänge in der Assettabelle deutlich geringer ist als für Karlsruhe, da das Gasverteilnetz in Esslingen wesentlich jünger ist und somit weniger Leitungen bereits abgeschrieben sind.

Tabelle 5.1: Baujahre und Netzlängen verschiedener Gasnetzleitungen in Esslingen für 2020 und 2021 (Daten von SWE)

Baujahr	Netzlänge in km im Jahr 2020	Netzlänge in km im Jahr 2021
1940 - 1949	0,02	0,02
1950 - 1959	4,72	4,22
1960 - 1969	25,46	24,22
1970 - 1979	50,76	50,02
1980 - 1989	75,99	75,69
1990 - 1999	137,53	137,13
2000 - 2009	95,46	95,36
2010 - 2019	50,84	50,70
2020 - 2029	6,20	9,81
unbekannt/ keine Angabe	-	-
Summe	446,98	447,17

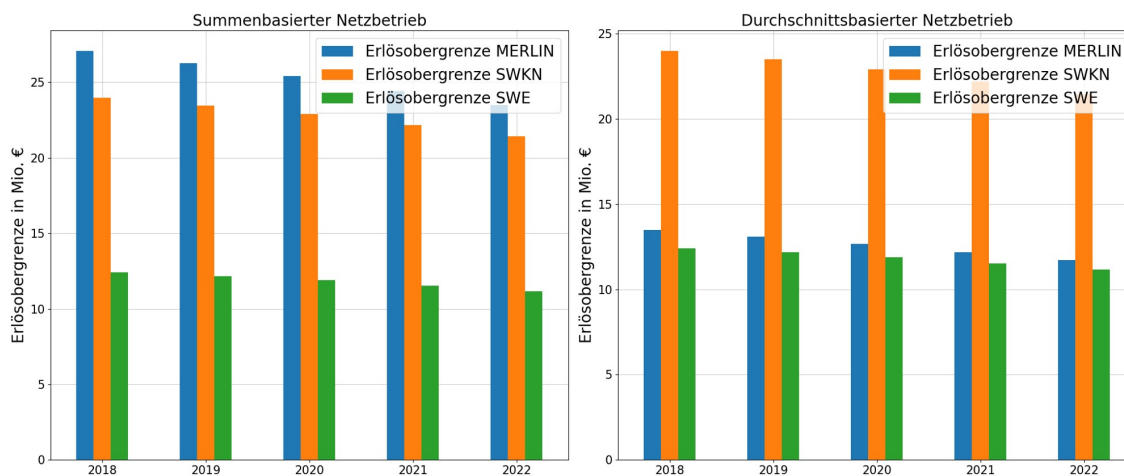
5.2 Erstellung der fiktiven Netzbetriebe

Damit im weiteren Verlauf auch kritische Parameter, die unter eine mit den Unternehmen abgeschlossene Geheimhaltungsvereinbarung fallen, detailliert untersucht werden können, werden basierend auf den Daten von Esslingen und Karlsruhe zwei fiktive Netzbetriebe erstellt. Diese ergeben sich entweder summenbasiert oder durchschnittsbasiert. Um eine Verzerrung der fiktiven Netzbetriebe zu vermeiden wird die Pacht von Karlsruhe bei der Ermittlung nicht berücksichtigt. Tabelle 5.2 gibt einen Überblick über die beiden Vorgehensweisen. Aufgrund der vorgegebenen Bereiche des Gewerbesteuerhebesatzes und des Effizienzwertes, liegt bei einer Summierung der Werte für Karlsruhe und Esslingen, diese außerhalb des erlaubten Bereiches, sodass ausschließlich der Durchschnitt dieser Werte sinnvolle Ergebnisse erzielt. Für die Assettabelle sowie die neuen Investitionen werden für den summenbasierten Netzbetrieb alle Assets zusammengefasst. Im Gegensatz dazu wird für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb der Durchschnitt aller Assets mit gleichem Assettyp, Anschaffungsjahr und Nutzungsdauer errechnet. Alle restlichen Assets werden ebenfalls zusammengefasst. Des Weiteren können aus den Parametern in der dritten Tabellenspalte direkt Summen oder Durchschnitte aus den Daten von SWE, SWK, SWKN und NEG gebildet werden. Die Parameter in der letzten Tabellenspalte werden direkt übernommen, da diese für alle Netzbetriebe gleich sind.

Tabelle 5.2: Vorgehensweise zur Erstellung fiktiver Netzbetriebe (Eigene Darstellung)

	Summenbasiert	Durchschnittsbasiert
Gewerbesteuerhebesatz	Durchschnitt aus Hebesätzen von SWE, SWK, SWKN und NEG	
Effizienzwert	Durchschnitt aus Effizienzwerten von Karlsruhe und Esslingen	
Assettabelle, Investitionen	Alle Assets von SWE, SWK, SWKN und NEG	Durchschnitt aus Assets mit gleichem Assettyp, Anschaffungsjahr und Nutzungsdauer; Restliche Assets werden zusammen berücksichtigt
Baukostenzuschuss (BKZ), Umlaufvermögen, Abzugskapital, weitere Assets, Gasnachfrage im Basisjahr, FK-Verzinsung, Vorauszahlungen, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, Gesamtkosten	Summe aus Daten von SWE, SWK, SWKN und NEG	Durchschnitt aus Daten von SWE, SWK, SWKN und NEG
Verteilung Ineffizienzen, EK-Zinssatz, EK-II-Zinssatz, Gemischter Zinssatz, Sektoraler Produktivitätsfaktor, Gewerbesteuersatz, Verbraucherpreisgesamtindex	Gleich für alle Netzbetriebe	

Die basierend auf den fiktiven Netzbetrieben ermittelten Erlösobergrenzen vor Beginn der Regulierungsperiode werden in Abbildung 5.1 (blaue Balken) mit den Erlösobergrenzen von SWKN (orange) und SWE (grün) verglichen. Die linke Grafik zeigt den summenbasierten Netzbetrieb, welcher etwas höhere Erlösobergrenzen erzielt als SWKN und somit einen großen Netzbetrieb darstellt. Einen kleineren Netzbetrieb, ähnlich zu den SWE, stellt der durchschnittsbasierte Netzbetrieb in der rechten Grafik dar. Der leicht absinkende Verlauf der Erlösobergrenzen der fiktiven Netzbetriebe verläuft ähnlich zu den realen Erlösobergrenzen. Dennoch sind die Erlösobergrenzen ausreichend unterschiedlich, um eine Anonymisierung zu gewährleisten.

**Abbildung 5.1:** Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode des summenbasierten (links) und durchschnittsbasierten (rechts) Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Wie bereits für die betrachteten realen Netzbetriebe in Abschnitt 4.4 wird auch die Repräsentativität der fiktiven Netzbetriebe geprüft. Der durchschnittsbasierte Netzbetrieb versorgt 23.222 Ausspeisepunkte und der summenbasierte 56.444 Ausspeisepunkte. Somit liegen beide Netzbetriebe in der Kategorie „> 10.000 & ≤ 100.000 Marktlokationen“ der BNetzA [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 348], in welcher auch die realen Netzbetriebe eingeordnet sind. 57 % der im Monitoringbericht der BNetzA berücksichtigten Verteilnetzbetriebe sind in der Kategorie „> 1.000 & ≤ 10.000 Marktlokationen“, sodass die fiktiven Netzbetriebe mehr Ausspeisepunkte versorgen als der Großteil der Verteilnetzbetriebe. Die Netzlänge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs liegt bei 629 km und der summenbasierte bei 1.257 km, sodass diese zur Kategorie „> 500 km & ≤ 1.000 km“ bzw. „> 1.000 km & ≤ 4.000 km“ gehören, in welcher 13 % bzw. 10 % der Verteilnetzbetriebe sind [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 343]. Mit 49 % der berücksichtigten Verteilnetze haben die meisten Verteilnetzbetriebe eine Netzlänge von kleiner oder gleich 250 km. Daraus lässt sich schließen, dass die hier betrachteten Netzbetriebe tendenziell größere Netzbetriebe repräsentieren. Zusätzlich wird das Besitzmodell einer „großen Netzgesellschaft“ den fiktiven Netzbetrieben unterstellt, sodass bei der Berechnung nicht zwischen unterschiedlichen Netzbesitzenden unterschieden wird. Dieses Besitzmodell ist laut Friedmann et al. [2023, S. 7] das am weitesten genutzte Modell in Deutschland.

5.3 Allgemeine Inputdaten und Annahmen

In diesem Abschnitt werden zunächst die allgemeingültigen Inputdaten und Annahmen erläutert, welche für alle Netzbetriebe gleichermaßen gelten. Anschließend werden die Parameter und Annahmen, welche spezielle für die fiktiven Netzbetriebe verwendet werden, beschrieben.

5.3.1 Allgemeingültige Annahmen

Die Parameter, die für alle Netzbetriebe gleichermaßen gelten und von der Regulierungsbehörde oder dem statistischen Bundesamt festgelegt werden, sind in Tabelle 5.3 aufgeführt. Als Ausgangswerte sind die Werte im Jahr 2020 dargestellt (Tabelle 5.3 Spalte 3). Die Verteilung der Ineffizienzen (V_t) erfolgt im Laufe der Regulierungsperiode in 0,2-Schritten. Das bedeutet, dass der Verteilungsparameter von 0,2 bis 1 in 0,2-Schritten je Jahr der Regulierungsperiode ansteigt. Der Gewerbesteuersatz von 3,5 % ist von 2015 bis 2022 konstant, sodass auch in den weiteren Jahre der Betrachtung bis 2050 ein konstanter Steuersatz angenommen wird. Mit dem sektoralen Produktivitätsfaktor wird die allgemeine Produktivitätssteigerung berücksichtigt und der Faktor wird seitens der Regulierungsbehörde für jede Regulierungsperiode festgelegt (siehe auch Abschnitt 2.3.2.4). Dieser ist somit schwer prognostizierbar, sodass der Verlauf des sektoralen Produktivitätsfaktors in der dritten Regulierungsperiode auch für die weiteren Regulierungsperioden bis 2050 angenommen wird. Der Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) spiegelt die Inflation wieder und ist zwischen 2015 und 2022 leicht angestiegen, sodass angenommen wird, dass dieser Index auch bis 2050 weiter leicht steigt (Annahme basiert auf Daten der SWK). Abbildung A.4 in Anhang A.4 zeigt den Verlauf des Verbraucherpreisgesamtindex bis 2050. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2.3 erläutert, werden die Eigenkapital-Zinssätze (EK-Zinssätze) seitens der Regulierungsbehörde für jede Regulierungsperiode festgelegt. Da diese schwer zu simulieren sind werden im ersten Schritt der Analyse konstante Zinssätze basierend auf den Festlegungen der vierten Regulierungsperiode angenommen und im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (siehe Abschnitt 6.3) variiert.

Tabelle 5.3: Allgemeingültige Parameter für alle Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWE, Seidel und Mahn [2020, S. 28, 36], BNetzA - Beschlusskammer 4 [2016, S. 3, 32], BNetzA - Beschlusskammer 4 [2021, S. 7, 48] und BBH [2021])

Parameter	Wert	Jahr	Entwicklung während dritter Regulierungsperiode	Als Modellinput
Verteilung der Ineffizienzen	0,6	2020	Von 0,2 bis 1 in 0,2-Schritten	Von 0,2 bis 1 in 0,2-Schritten
Gewerbesteuersatz in %	3,50	2020	konstant	konstant
Sektoraler Produktivitätsfaktor	0,0148	2020	Ansteigend von 0,0049 bis 0,0247	gleicher Verlauf wie in dritter Regulierungsperiode
Verbraucherpreisgesamtindex	100	2020	leicht ansteigend	leicht ansteigend
EK-Zinssatz Neuanlagen in %	6,91	2020	konstant	konstant auf Wert für vierte Regulierungsperiode (5,07)
EK-Zinssatz Altanlagen in %	5,12	2020	konstant	konstant auf Wert für vierte Regulierungsperiode (3,51)
EK-II-Zinssatz in %	3,03	2020	konstant	konstant auf Wert für vierte Regulierungsperiode (2,04)
Gemischter Zinssatz in %	4,58	2020	konstant	konstant auf Wert für vierte Regulierungsperiode (3,25)

5.3.2 Spezifische Daten für einen Netzbetrieb

Weitere Parameter sind abhängig vom betrachteten Netzbetrieb, variieren aber nicht in ihrem Modellinput durch die verschiedenen Investitionsoptionen. Tabelle 5.4 führt die entsprechenden Parametern und die Annahmen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb auf. Der Gewerbesteuerhebesatz basiert auf dem Jahr 2020 und war konstant zwischen 2015 und 2022, sodass dieser Parameter auch bis 2050 als konstant angenommen wird. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2.1 erläutert, ergibt sich der Effizienzwert mittels eines Effizienzvergleichs ähnlicher Netzbetriebe. Da hierfür eine hohe Datenmenge benötigt wird, überschreitet eine entsprechende Simulation des Effizienzvergleichs den Rahmen dieser Arbeit und der Effizienzwert wird für die Analyse als konstant angenommen. Auf Grund der hohen Unsicherheit der Effizienzwertentwicklung wird dieser in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.3 genauer untersucht. Da in allen betrachteten Investitionsoptionen zumindest ein kleiner Teil des Gasverteilnetzes weiter betrieben wird, werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten als konstant basierend auf dem Wert von 2015 angenommen und fließen entsprechend in die Formel 4.1 in Abschnitt 4.1.1 ein. Auch die Gesamtkosten im Jahr 2020 und die Kapitalkosten, das Abzugskapital, das Umlaufvermögen sowie die Fremdkapitalverzinsung im Jahr 2022 werden für die weiteren Jahre bis 2050 als konstant angenommen, jedoch modellendogen an die jeweiligen Investitionsoptionen und Regulierungsoptionen angepasst, wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Für die Baukostenzuschüsse (BKZ) wird angenommen, dass ab inklusive 2023 keine neuen Netznutzenden ans Netz angeschlossen werden und somit dieser Parameter Null wird. Die weiteren Vermögensgegenstände (Assets) schwankten zwischen 2015 und 2022 leicht mit einem Wert von Null in 2022. Aufgrund der niedrigen Werte sind diese vernachlässigbar und werden bis 2050 mit dem Wert Null angenommen. Die durchschnittlichen Vorauszahlungen sind ebenfalls schwer zu prognostizierende Zahlungen, sodass ein Wert Null bis 2050 angenommen wird.

Für den summenbasierten Netzbetrieb wird ähnlich vorgegangen, lediglich mit höheren Ausgangswerten. Die entsprechende Tabelle mit den Parametern für den summenbasierten Netzbetrieb ist in Anhang A.5 beigefügt.

Tabelle 5.4: Spezifische Daten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWKN, NEG und SWE)

Parameter	Wert	Jahr	Entwicklung während dritter Regulierungsperiode	Als Modellinput
Gewerbesteuerhebesatz	4	2020	konstant	konstant
Effizienzwert in %	86,13	2020	konstant	konstant
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in €	2.977.660	2015	konstant	konstant
Gesamtkosten in €	16.212.998	2020	leicht steigend	konstant
Kapitalkosten in €	6.017.195	2022	leicht sinkend	konstant
Abzugskapital in €	10.653.352	2022	leicht sinkend	konstant
Umlaufvermögen in €	1.280.774	2022	leicht sinkend	konstant
FK-Verzinsung in €	271.551	2022	leicht sinkend	konstant
Baukostenzuschuss (BKZ) in €	1.115.798	2022	schwankend	0
Weitere Vermögensgegenstände in €	0	2022	kleinere wechselnde Beträge	0
Durchschnittliche Vorauszahlungen in €	381.622	2015	konstant	0

5.4 Szenarien der Gasnachfrage

In dieser Arbeit basiert die zukünftige Entwicklung der Gasnachfrage auf Szenarien aus dem bereits genannten Projekt TrafoKommunE (siehe auch [DVGW-EBI et al., i.V.]). Das Projekt umfasst drei Szenarien, eines mit Fokus auf Elektrifizierung der Nachfragesektoren (Stromszenario), eines mit Fokus auf einer weiteren Gasnutzung mittels synthetischem Methan (Gasszenario), sowie ein Mittelwegsszenario zwischen den beiden Extremszenarien. Strom- und Gasszenario basieren auf dem nationalen TN-Strom- bzw. TN-PtG/PtL-Szenario der Langfristszenarien 3, welche das ursprüngliche Ziel der Klimaneutralität bis 2050 anstreben [Fraunhofer ISI et al., 2021a]. Seit November 2022 sind angepasste Langfristszenarien mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 verfügbar [Fraunhofer ISI et al., 2022]. Diese sind allerdings zu kurzfristig veröffentlicht, um im Projekt TrafoKommunE und somit im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt zu werden. Die beiden Extremszenarien, Strom- und Gasszenario, wurden im Rahmen von TrafoKommunE mittels regional unterschiedlichen Parametern vom nationalen Betrachtungsrahmen auf den regionalen Rahmen mit Fokus Karlsruhe herunter skaliert [DVGW-EBI et al., i.V.]. Entsprechend werden für die fiktiven Netzbetriebe lediglich der Verlauf bzw. Rückgang der Gasnachfrage basierend auf der summenbasierten oder durchschnittsbasierten Nachfrage angewendet. Abbildung 5.2 zeigt die Nachfrageentwicklung im Projekt TrafoKommunE für Karlsruhe. Selbst im Gasszenario, welches einen weiteren Einsatz von Gas in Form von synthetischem Methan berücksichtigt, sinkt die Gasnachfrage deutlich ab. Das Stromszenario (grüne Linie) zeigt den stärksten Nachfragerückgang, wobei ungefähr 2 % der ursprünglichen Nachfrage weiterhin nachgefragt werden, und somit ein geringer Anteil an Gasnetznutzenden auch nach 2050 existiert. Dies basiert auf der Annahme, dass ein kleiner Anteil der Netznutzenden nicht zu Alternativen der gasbasierten Versorgung, wie z. B. Wärmepumpen oder Wärmenetzen, wechseln können.

Die entsprechenden Nachfrageentwicklungen für die fiktiven Netzbetriebe sind im Anhang A.6 in Tabelle A.4 und Tabelle A.5 beigelegt.

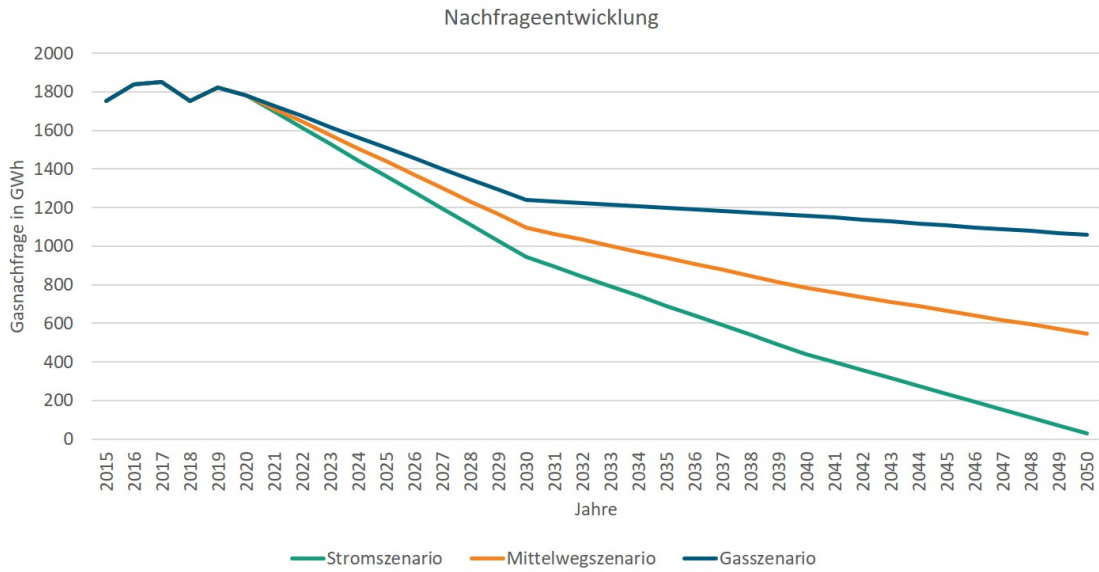


Abbildung 5.2: TrafoKommunE Nachfrageszenarien (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

5.5 Netzlängenentwicklung basierend auf Nachfrageszenarien

Basierend auf den zuvor beschriebenen Nachfrageszenarien wird im nächsten Schritt die Netzlänge abgeleitet. Die Länge des Netzes wird dadurch beeinflusst wie lange eine Leitung für die Versorgung von Netznutzenden benötigt wird. Der Zusammenhang zwischen Nachfrageentwicklung und Netzlängenentwicklung kann zufällig oder linear sein. Bei eher linearen Zusammenhängen findet tendenziell eine geordnete Stilllegung, wie zum Beispiel bei den Anwendungsbeispielen in der Schweiz in Kapitel 3.2.2 statt, also beispielsweise bei einem Wechsel von einer gasnetzbasierter Wärmeversorgung zu einer Versorgung über Wärmenetze. Diese kann auch zu Stufen in der Nachfrage- und Netzlängenentwicklung führen. Im Gegensatz dazu kann eine sehr zufällige Verteilung in Netzgebieten mit Gebäuden, welche von der gasbasierten Wärmeversorgung zu einer individuellen Versorgung über zum Beispiel strombasierte Wärmepumpen wechseln, entstehen. Dies kann auch dazu führen, dass je nach Netzstruktur Leitungen noch nicht stillgelegt werden können, da diese noch zur Versorgung von einzelnen Gebäuden benötigt werden. Somit sinkt die Gasnachfrage zwar deutlich ab, aber die Gasnetzlänge nicht.

Mit dieser Korrelation beschäftigen sich Then et al. [2020b, S. 8] und beschreiben diese für reale Gasverteilnetze mittels einer Potenzfunktion, welche in Formel 5.1 dargestellt ist. Hierbei wird die ursprüngliche Netzlänge (L_0^{Netz}) mit der Veränderung der Netzkunden abhängig von dem Exponent k multipliziert. k beschreibt dabei die Abweichung von einem linearen Zusammenhang zwischen Nachfrageentwicklung und Netzlänge.

$$L_t^{Netz} = L_0^{Netz} \cdot \left(\frac{n_t^{Kunden}}{n_0^{Kunden}} \right)^k \quad (5.1)$$

Mit:

L_t^{Netz} : Netzlänge in km im Jahr t

n_t^{Kunden} : Anzahl Netzkunden im Jahr t

k : Mittelwert oder Standardabweichung für „Zufallsauswahl“

Then et al. [2020b, S. 8] ermitteln den „besten“ Exponenten für verschiedene Netzstrukturen, welche im Mittel zwischen 0,4 und 0,5 liegen [Then et al., 2020b, S. 12]. Dies passt zur allgemeinen Netztheorie, welche „geordnete“ Netze mit einem k-Wert von 1 beschreiben und „ungeordnete“ Netze mit einem k-Wert von 0,33 [Braunstein et al., 2003, S. 3]. Aus diesem Grund werden im Projekt TrafoKommunE, und auch in dieser Arbeit, k-Werte von 0,9 für möglichst lineare Zusammenhänge zwischen Netzlänge und Nachfrageentwicklung, sowie k-Werte von 0,3 für möglichst wenig lineare Zusammenhänge angenommen [DVGW-EBI et al., i.V.]. Die Kundenanzahl wird aufgrund der fehlenden Datenbasis durch die Nachfrageentwicklung aus Abschnitt 5.4 ersetzt.

5.6 Beschreibung der Investitionsoptionen

Im Folgenden werden die verschiedenen Investitionsoptionen, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, mit den entsprechenden Annahmen und Anpassungen beschrieben. Als ersten Schritt wird die Basisoption ein „Investitionsstopp“ definiert, als Extremfall für die heutige Situation (Abschnitt 5.6.1). Anschließend werden in Abschnitt 5.6.2 verschiedene Stilllegungsstrategien zusammen mit entsprechenden Regulierungsoptionen aufgezeigt. Abschließend werden weitere Varianten der Investitionsmöglichkeiten von Gasnetzbetrieben bzw. Stadtwerken untersucht, wie den Ausbau eines Wärmenetzes (Abschnitt 5.6.3.1), Investitionen in ein wasserstoffverträgliches (H₂-Ready) Gasverteilnetz (Abschnitt 5.6.3.2) und eine alternative Nutzung der passiven Gasinfrastruktur seitens Telekommunikationsnetzbetrieben (Abschnitt 5.6.3.3).

5.6.1 Investitionsstopp

Die heutige unsichere Situation der Gasnetzbetriebe, welche in Kapitel 2 verdeutlicht wird, führt dazu, dass Netzbetriebe nur in das Nötigste investieren. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher der Extremfall, dass keine Investitionen getätigt werden, betrachtet. Keine Investitionen führen in der Realität zu einem maroden Gasnetz, sodass aus Sicherheitsgründen immer gewisse Erneuerungsinvestitionen getätigt werden müssen. Jedoch kann mittels dieser Investitionsoption gezeigt werden, welche Weichen bereits durch vergangene Investitionsentscheidungen gestellt wurden.

Das Gasverteilnetz in dieser Investitionsoption bleibt auf dem Stand von 2020. Die entsprechenden Assets sind im Anhang A.7 beispielhaft für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb aufgelistet und die einzigen „neuen Investitionen“, welche mittels Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt werden, sind zwischen 2015 und 2020 getätigt worden. Da das Gasnetz weiterhin in Betrieb ist, fallen auch weiterhin dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, wie vorgelagerte Netzentgelte oder Lohnzusatzleistungen, an. Auch die Gesamtkosten des Netzes, welche auch die beeinflussbaren Kosten enthalten, werden als konstant angenommen und modellendogen entsprechend variiert, wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Dies trifft auch auf das Abzugskapital, das Umlaufvermögen und die Fremdkapitalverzinsung zu, und Vorauszahlungen und Baukostenzuschüsse (BKZ) werden nicht mehr gezahlt, da angenommen wird, dass keine Neukunden mehr an das Gasverteilnetz angeschlossen werden (wie in Abschnitt 5.3 dargestellt).

5.6.2 Stilllegungsmaßnahmen

Basierend auf den Ausführungen in Abschnitt 3.2.2, gibt es unterschiedliche Stilllegungsmaßnahmen, wie den „Rückbau“, die „Versiegelung und Verdämmung“, sowie die reine „Versiegelung“. Die anteilige Anwendung der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen ist abhängig von dem betrachteten Netz, sodass im Rahmen dieser Arbeit die Werte in der Literatur nach Frontier Economics et al. [2017, S. 77] verwendet werden. Nach Frontier Economics et al. [2017, S. 77] werden 5 % des Netzes vollständig zurückgebaut, 30 % werden versiegelt und verdämmt und die restlichen 65 % werden versiegelt. Zusätzlich kann der Konzessionsgebende im Konzessionsvertrag einen vollständigen Rückbau nicht mehr benötigter Leitungen fordern, weshalb als Extremfall auch ein vollständiger Rückbau der freiwerdenden Leitungen betrachtet wird.

Diese beiden Stilllegungsstrategien, „anteilige Stilllegung“ und „vollständiger Rückbau“ werden mittels verschiedener Regulierungsoptionen im Rahmen dieser Arbeit bewertet und deren Auswirkung auf Netzbetrieb und Netznutzende analysiert. Abbildung 5.3 gibt einen Überblick über die verschiedenen Regulierungsoptionen. Zunächst wird zwischen bereits abgeschriebenen und nicht abgeschriebenen Leitungen unterschieden. Leitungen, die noch nicht abgeschrieben sind, also noch nicht über Netzentgelte refinanziert wurden, werden die Nutzungsdauern verkürzt. Die Möglichkeit der degressiven Abschreibung (grauer Kasten) wird im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da die deutsche Regulierungsbehörde bereits für Neuanlagen ab 2023 eine Nutzungsdauerverkürzung anwendet (siehe Abschnitt 3.2.2). Daher ist es naheliegend, dass auch für Bestandsanlagen eine Verkürzung der Nutzungsdauern angestrebt wird.

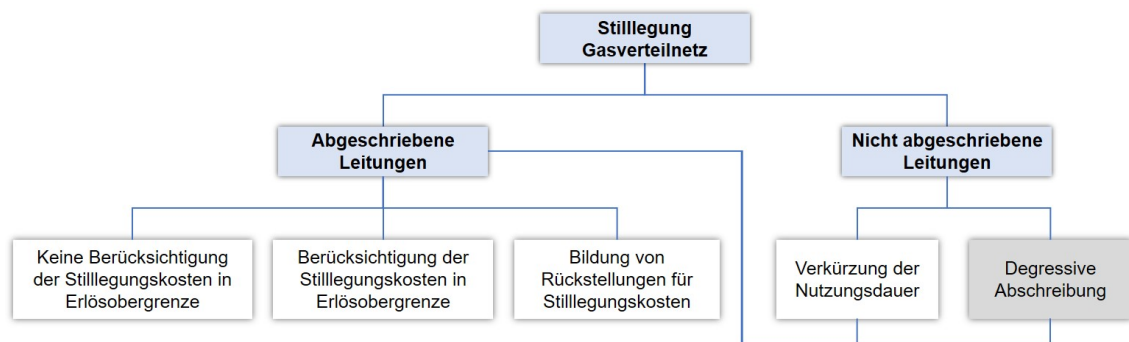


Abbildung 5.3: Betrachtete Regulierungsoptionen für die Berücksichtigung von Netzstilllegungen (Eigene Darstellung basierend auf Flatt et al. [2019])

Sind alle Leitungen entsprechend abgeschrieben bzw. refinanziert, dann gibt es drei Optionen die entstehenden Stilllegungskosten in der Regulierung zu berücksichtigen. Zum einen können die Stilllegungskosten seitens der Regulierungsbehörde nicht für die Erlösobergrenze anerkannt werden und werden somit nicht über die Netzentgelte finanziert. Bei dieser Variante trägt der Netzbetrieb die Stilllegungskosten. Alternativ werden die Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt, wodurch diese steigt und somit auch die Netzentgelte steigen. Hiermit werden die Stilllegungskosten seitens der Netznutzenden getragen. Die letzte betrachtete Variante ist die Berücksichtigung von Rückstellungen, welche vor der Stilllegung über Netzentgelte erwirtschaftet und zum Zeitpunkt der Stilllegung aufgelöst werden, sodass die Kosten entsprechend absinken.

Im weiteren Verlauf dieses Abschnittes werden zunächst die Entwicklung der Netzlängen beschrieben. Anschließend werden die basierend auf den Netzlängen anfallenden Stilllegungskosten abgeleitet und die Bildung der Rückstellungen genauer beschrieben. Zum Schluss werden die Annahmen zu den beeinflussbaren Kosten erläutert.

5.6.2.1 Rückgang der Netzlängen

Basierend auf der in Abschnitt 5.5 beschriebenen Potenzfunktion und der Nachfrageentwicklung in Abschnitt 5.4 ergeben sich sechs verschiedene Netzlängenentwicklungen. Für die ersten beiden Regulierungsoptionen, die direkte Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze oder keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten, kann eine Leitungsstilllegung bereits im Jahr 2023 entschieden und in 2024 umgesetzt werden. Die daraus entstehenden Netzlängenentwicklungen bis 2050 sind in Abbildung 5.4 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dargestellt. Man kann erkennen, dass bei k -Werten von 0,9 die Netzlängen nahezu linear zur Nachfrageentwicklung in Abbildung 5.2 zurück gehen. Bei den niedrigeren k -Werten von 0,3 verzögert sich der Rückgang der Netzlängen, da erst später Leitungen vollständig nicht mehr benötigt werden, bzw. noch länger vereinzelt Netznutzende versorgt werden müssen. Je geringer die Nachfrage wird, verringern sich bei k -Werten von 0,3 die Netzlängen steiler, da bei einer Nachfrage von Null auch die Netzlänge Null wird. Zusätzlich zeigt Abbildung 5.4 den Rückgang der Leitungslänge der noch nicht abgeschriebenen Leitungen (grau gepunktete Linie). Man erkennt, dass mengenmäßig lediglich das Stromszenario mit $k = 0,9$ zu einer Netzlängenreduktion führt, welche die Stilllegung von noch nicht abgeschriebenen Leitungen benötigt. Dies kann im Rahmen dieser Arbeit nur mengenmäßig und nicht standortabhängig analysiert werden. In Realität kann es durchaus auch bei einem Gasszenario mit $k = 0,3$ dazu kommen, dass gerade an einer noch nicht abgeschriebenen Leitung Netznutzende zu alternativen Versorgungstechnologien wechseln und somit diese bereits stillgelegt werden kann. Nichtsdestotrotz wird durch den Ansatz in dieser Arbeit eine weite Bandbreite von möglichen Netzlängenentwicklungen untersucht, welche zu relevanten Einblicken in die Auswirkung der Stilllegungsmaßnahmen auf Netzbetriebe und Netznutzende führt. Die detaillierten Tabellen zu den Netzlängen des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs sind im Anhang A.8 in Tabelle A.7 und Tabelle A.8 aufgeführt.

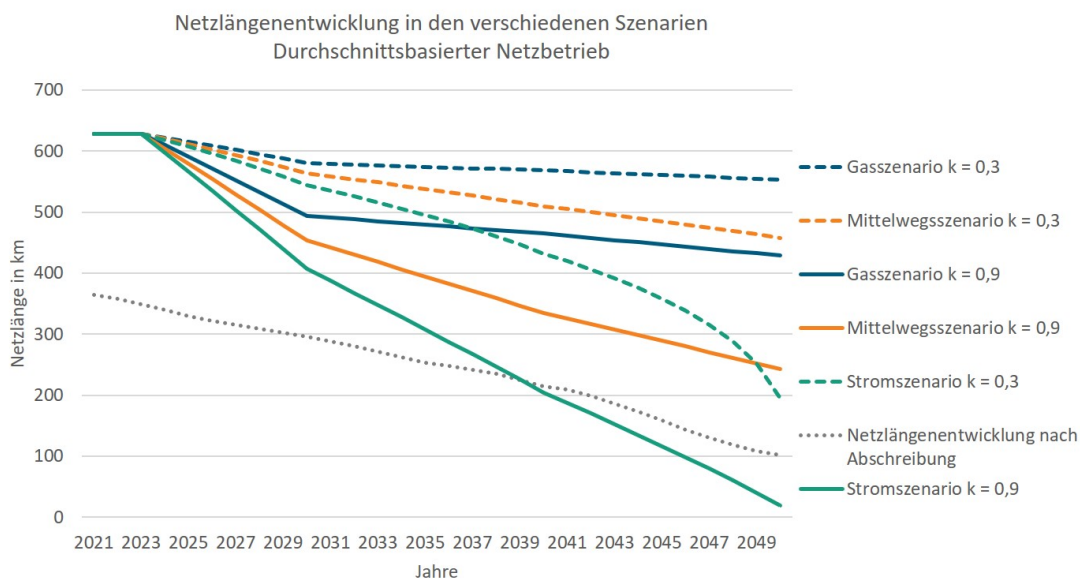


Abbildung 5.4: Netzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Die dritte Regulierungsoption, die Berücksichtigung von Rückstellungen, führt zu zeitlichen Verzögerungen bei der Netzstilllegung, da angenommen wird, dass erst Rückstellungen über Netzentgelte erwirtschaftet werden und anschließend diese Rückstellungen für die Stilllegung genutzt werden. Somit kann der Netzbetrieb im Jahr 2023 die Entscheidung für Stilllegungen mittels einer Finanzierung über Rückstellungen treffen.

Diese können zum nächsten Basisjahr, 2025, in der fünften Regulierungsperiode (2028 - 2032) berücksichtigt werden, so dass frühestens ab 2033 die Stilllegung über die erwirtschafteten Rückstellungen finanziert werden kann. Aus diesem Grund verzögert sich die Netzlängenreduktion und es kommt zu einem schnelleren Rückgang der Netzlängen, da in 2050 trotzdem die gleiche Netzlänge als für die anderen Regulierungsoptionen angestrebt wird. Abbildung 5.5 zeigt die verzögerte Längenentwicklung. Man erkennt auch, dass zu einem späteren Zeitpunkt als bei den anderen Regulierungsoptionen die noch nicht abgeschriebenen Leitungen im Stromszenario $k = 0,9$ nicht mehr benötigt werden. Die detaillierten Tabellen zu den Netzlängen mit Zeitverzögerung für die Rückstellungen des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs sind im Anhang A.9 in Tabelle A.9 und Tabelle A.10.

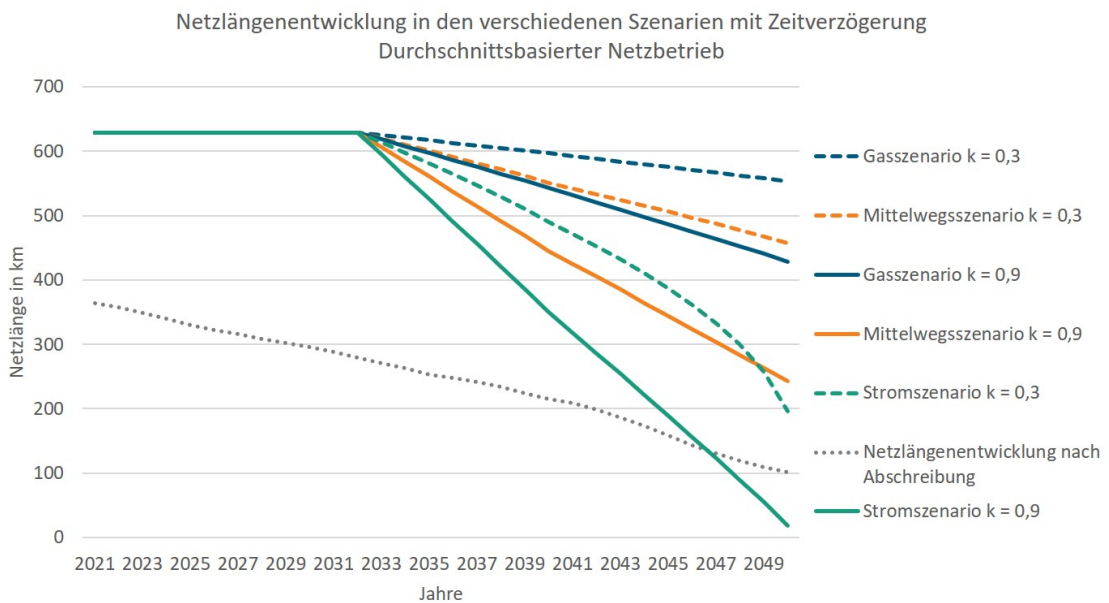


Abbildung 5.5: Netzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)

5.6.2.2 Asset Portfolio

Das Asset Portfolio (Asstabelle), also das Anlagenvermögen der Netzbetriebe, welches aus den verschiedenen Netzbestandteilen besteht, ist in nahezu allen Szenarien gleich zum Asset Portfolio der Investitionsstopp Option. Dies liegt daran, dass Leitungen stillgelegt werden, welche bereits abgeschrieben sind. Lediglich im Stromszenario $k = 0,9$ werden die Nutzungsdauern der Leitungslängen verkürzt, welche nicht mehr benötigt werden. Somit verändert sich das Asset Portfolio für das Stromszenario $k = 0,9$ mit und ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze anders als für die Variante mit Berücksichtigung von Rückstellungen, da bei der letzten Option die Leitungen länger in Betrieb bleiben als bei den ersten beiden Optionen. Die Nutzungsdauern werden auf das Jahr bis die Leitungen nicht mehr benötigt werden gekürzt.

5.6.2.3 Stilllegungskosten

Basierend auf den Netzlängenentwicklungen aus Abschnitt 5.6.2.1 und den Kostenannahmen aus [Frontier Economics et al., 2017, S. 77] können die entstehenden Stilllegungskosten ermittelt werden. Je nach Regulierungsoption werden diese Kosten unterschiedlich im Modell MERLIN eingebunden. Bei der ersten

Regulierungsoption, keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze, werden die Kosten lediglich als Investitionen bei der Kapitalwertbetrachtung (Formel 4.10 in Abschnitt 4.3) berücksichtigt. Bei der Regulierungsoption einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze werden die Kosten zunächst den Gesamtkosten des Netzes hinzuaddiert, sodass sich die Erlösobergrenze erhöht. Für die Bewertung des Kapitalwertes, werden die Kosten von den Gesamtkosten abgezogen und als Investitionen berücksichtigt. Für die letzte Regulierungsoption, die Berücksichtigung von Rückstellungen, fließen die Stilllegungskosten über Rückstellungen in die Erlösobergrenze ein und sind bei der Kapitalkostenbewertung die zu bewertenden Investitionen (siehe auch Abschnitt 4.1.1 und 5.6.2.4). Die Gesamtkosten, die in der Kapitalkostenbewertung berücksichtigt sind, beinhalten keine Rückstellungsaufösungen und Kapitalkosten.

Die Tabelle 3.8 in Abschnitt 3.2.2 gibt einen Überblick über die angenommenen Stilllegungskosten und Verteilung der Stilllegungsmaßnahmen bei der „anteilige Stilllegung“ nach Frontier Economics et al. [2017, S. 77]. Die resultierenden Kosten für die Regulierungsoptionen einer Berücksichtigung und keiner Berücksichtigung der Stilllegungskosten sind in Tabelle 5.5 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb aufgezeigt. Die entsprechende Kostenentwicklung für den vollständigen Rückbau des durchschnittsbasierten Netzbetriebs ist in Anhang A.10 Tabelle A.12.

Tabelle 5.5: Kosten der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Alle Kosten in €.					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	505.345	1.490.788	399.788	1.183.545	307.757	913.886
2025	526.268	1.499.452	412.721	1.188.940	315.339	917.069
2026	549.427	1.508.704	426.720	1.194.618	323.392	920.378
2027	575.229	1.518.625	441.931	1.200.610	331.964	923.824
2028	604.187	1.529.315	458.530	1.206.949	341.109	927.417
2029	636.963	1.540.897	476.729	1.213.678	350.891	931.170
2030	674.422	1.553.523	496.789	1.220.844	361.383	935.097
2031	426.786	942.549	234.733	561.490	54.280	138.376
2032	444.012	947.891	239.625	563.147	54.529	138.466
2033	463.031	953.587	244.773	564.859	54.780	138.557
2034	484.159	959.683	250.199	566.631	55.034	138.649
2035	507.792	966.238	255.925	568.466	55.291	138.741
2036	534.439	973.322	261.981	570.368	55.551	138.834
2037	564.760	981.022	268.397	572.343	55.814	138.928
2038	599.630	989.452	275.209	574.395	56.080	139.022
2039	640.241	998.754	282.456	576.532	56.349	139.117
2040	688.256	1.009.120	290.185	578.760	56.622	139.213
2041	598.080	824.232	222.946	435.428	70.689	172.991
2042	642.633	832.731	227.837	436.779	71.120	173.141
2043	696.219	842.307	232.997	438.179	71.557	173.293
2044	762.149	853.256	238.450	439.629	72.001	173.446
2045	845.660	866.010	244.224	441.135	72.452	173.601
2046	955.617	881.242	250.350	442.699	72.910	173.757
2047	1.108.457	900.077	256.863	444.326	73.374	173.915
2048	1.338.981	924.611	263.803	446.021	73.847	174.074
2049	1.738.407	959.492	271.218	447.790	74.326	174.235
2050	2.674.451	1.019.158	279.159	449.640	74.813	174.398
Summe	20.785.602	29.266.039	8.204.540	18.527.800	3.613.255	9.593.592

Für die dritte Regulierungsoption, Berücksichtigung von Rückstellungen, ergibt sich eine zeitliche Verzögerung der Stilllegungskosten, sodass diese erst ab 2033 getätigt werden. Diese Kosten stellt Tabelle A.11 und Tabelle A.13 im Anhang A.10 für die anteilige Stilllegung und den vollständigen Rückbau des durchschnittsbasierten Netzbetriebs dar. Die entsprechenden Tabellen für die Stilllegungskosten des summenbasierten Netzbetriebs sind ebenfalls in Anhang A.10 beigefügt.

5.6.2.4 Rückstellungen

Rückstellungen werden im Rahmen der aktuellen Regulierung über das Abzugskapital berücksichtigt und fließen somit in den Kapitalkostenabzug ein (siehe Kapitel 2.3.2.2). Damit diese zu einer höheren Erlösobergrenze und somit höheren Erlösen führen, werden Rückstellungen immer zum Basisjahr getätigt, wodurch der Kapitalkostenabzug sinkt und die Erlösobergrenze folglich steigt. Um alle Stilllegungen bis 2050 über Rückstellungen zu finanzieren, werden somit über die Basisjahre 2025, 2030, 2035 und 2040 die Rückstellungen basierend auf den Stilllegungskosten der übernächsten Regulierungsperiode berücksichtigt. Somit beinhaltet das Abzugskapital in 2025 die Rückstellung in Höhe der Stilllegungskosten zwischen 2033 und 2038 (siehe zum Beispiel Tabelle A.11 in Anhang A.10). Die sich ergebenden Rückstellungen, welche im Abzugskapital der entsprechenden Basisjahre berücksichtigt werden, sind in Tabelle 5.6 für die anteilige Stilllegung und in Tabelle 5.7 für den vollständigen Rückbau des durchschnittlichen Netzbetriebs dargestellt. Man erkennt, dass die höchsten Rückstellungen im Stromszenario $k = 0,9$ benötigt werden, da hier die größten Anteile des betrachteten Gasverteilnetzes zurückgebaut werden. Des Weiteren wird deutlich, dass für eine anteilige Stilllegung, Rückstellungen zwischen 3,6 Mio. € und 29,3 Mio. € ausreichen, während für einen vollständigen Rückbau, Rückstellungen zwischen 21,1 Mio. € und 170,7 Mio. € benötigt werden. Die Rückstellungen für den summenbasierten Netzbetrieb liegen in Anhang A.11 bei.

Tabelle 5.6: Rückstellungen der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Rückstellungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2025	3.927.137	8.314.892	2.277.822	5.490.950	954.428	2.567.509
2030	4.541.795	8.135.329	2.295.179	5.250.178	988.816	2.637.284
2035	5.741.058	7.823.933	2.219.431	4.854.251	1.040.251	2.741.812
2040	6.575.612	4.991.885	1.412.108	2.932.422	629.760	1.646.987
Summe	20.785.602	29.266.039	8.204.540	18.527.800	3.613.255	9.593.592

Tabelle 5.7: Rückstellungen des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Rückstellungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2025	22.908.299	48.503.535	13.287.295	32.030.540	5.567.495	14.977.135
2030	26.493.804	47.456.088	13.388.545	30.626.036	5.768.095	15.384.160
2035	33.489.506	45.639.610	12.946.682	28.316.463	6.068.133	15.993.901
2040	38.357.736	29.119.330	8.237.296	17.105.795	3.673.597	9.607.426
Summe	121.249.345	170.718.562	47.859.817	108.078.834	21.077.322	55.962.621

Die Rückstellungen werden nur so lange gehalten bis das Netz entsprechend stillgelegt wird. Bei der Stilllegung werden die Rückstellungen nach einer Abzinsung aufgelöst, wodurch die Netzkosten reduziert werden. Die Rückstellungsaufösungen für die getätigten Rückstellungen in 2025 erfolgen somit zwischen 2033 und 2038. Tabelle 5.8 zeigt die Rückstellungsaufösungen für die anteiligen Stilllegungen des durchschnittlichen Netzbetriebs. Tabelle A.20 im Anhang A.12 führt die Rückstellungsaufösungen des vollständigen Rückbaus

für den durchschnittlichen Netzbetriebs auf und Anhang A.13 beinhaltet die Rückstellungsaufösungen des summenbasierten Netzbetriebs.

Tabelle 5.8: Abgezinste Rückstellungsaufösungen der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Abgezinste Rückstellungsaufösungen in €.					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	496.597	1.110.708	298.974	736.872	128.166	345.586
2034	486.172	1.061.019	288.024	702.451	122.144	328.969
2035	477.125	1.013.818	277.618	669.674	116.407	313.151
2036	469.568	969.010	267.737	638.464	110.941	298.094
2037	463.659	926.505	258.362	608.747	105.733	283.762
2038	588.561	1.134.854	319.465	743.292	129.041	345.899
2039	586.182	1.086.054	308.693	708.795	122.987	329.269
2040	587.178	1.039.970	298.511	675.952	117.218	313.439
2041	506.506	882.477	245.081	560.143	119.727	317.919
2042	506.676	844.589	235.956	533.861	114.188	302.662
2043	653.589	1.035.791	291.046	651.586	139.461	368.971
2044	664.296	992.825	280.496	621.074	133.016	351.265
2045	683.169	952.696	270.483	592.023	126.872	334.410
2046	714.023	915.566	260.986	564.363	121.016	318.364
2047	763.998	881.791	251.991	538.030	115.433	303.089
2048	1.086.322	1.091.200	311.786	656.866	141.002	369.497
2049	1.289.837	1.060.897	301.492	626.303	134.505	351.771
2050	1.798.430	1.046.091	291.787	597.210	128.312	334.896
Summe	12.821.890	18.045.862	5.058.488	11.425.706	2.226.168	5.911.014

5.6.2.5 Beeinflussbare Kosten

Die beeinflussbaren Kosten eines Netzbetriebs bestehen überwiegend aus Materialaufwand, Personalaufwand, Dienstleistungen und zu einem kleinen Anteil aus sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Diese Kosten sind Teil der Gesamtkosten, welche modellendogen unter anderem mittels der Entwicklung der beeinflussbaren Kosten angepasst werden. Dafür werden die ursprünglichen beeinflussbaren Kosten, welche konstant auf dem Wert von 2022 gehalten werden von den Gesamtkosten abgezogen und anschließend die angepassten beeinflussbaren Kosten addiert. Als vereinfachte Annahme der Kostenentwicklung wird eine Entwicklung der angepassten beeinflussbaren Kosten entsprechend der Netzlängenentwicklungen aus Abschnitt 5.5 angenommen. Diese Annahme passt beim Materialaufwand und den bezogenen Dienstleistungen. In Bezug auf den Personalaufwand ist dies eine sehr optimistische Annahme für den Netzbetrieb, da tendenziell eher höhere Personalkosten entstehen als bei einem linearen Zusammenhang zwischen Personalkosten und Netzlänge. Aus diesem Grund werden auch die Personalkosten in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.3 genauer analysiert. Die sich ergebenden Entwicklungen für die netzlängenbasierten beeinflussbaren Kosten sind für den durchschnittlichen Netzbetrieb in Abbildung 5.6 für die Regulierungsoptionen mit und ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze dargestellt, sowie in Abbildung 5.7 für die Regulierungsoption mit der Berücksichtigung von Rückstellungen. In Anhang A.14 sind die entsprechenden Tabellen für den durchschnittlichen Netzbetrieb enthalten und Anhang A.15 führt die beeinflussbaren Kosten für den summenbasierten Netzbetrieb auf.

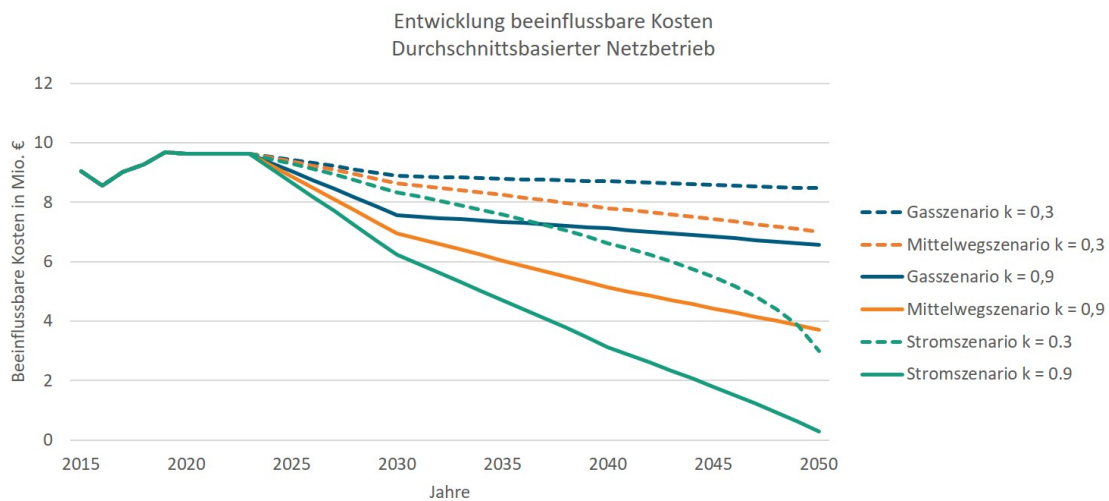


Abbildung 5.6: Entwicklung der beeinflussbaren Kosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)

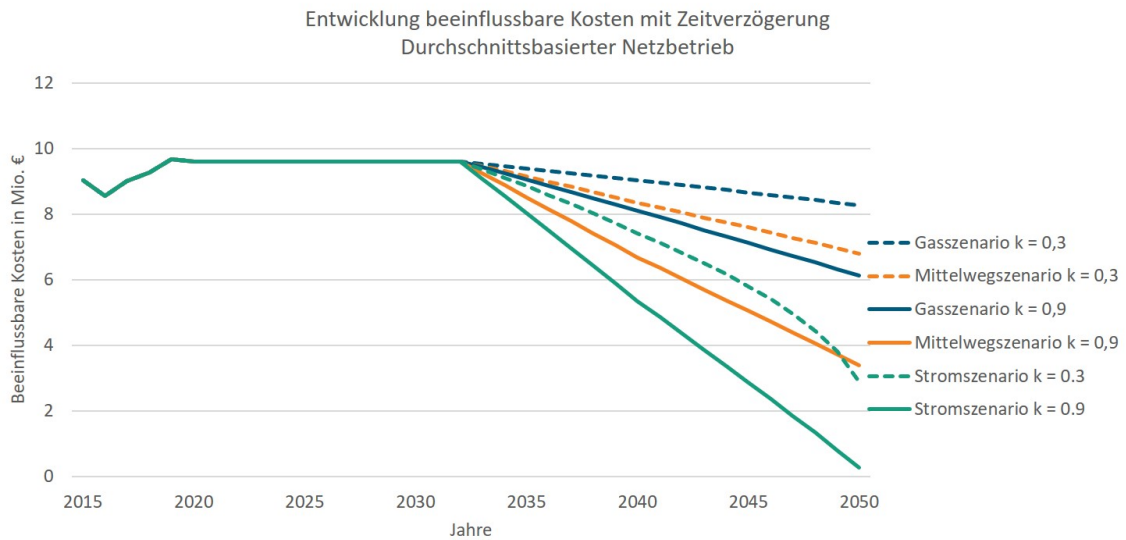


Abbildung 5.7: Entwicklung der beeinflussbaren Kosten mit Zeitverzögerung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)

5.6.3 Weitere Investitionsoptionen

In diesem Abschnitt werden die Annahmen und Inputparameter der weiteren Investitionsoptionen der Stadtwerke und Netzbetriebe erläutert. Im ersten Schritt wird die Investitionsoption „Ausbau von Wärmenetzen“ beschrieben (siehe Abschnitt 5.6.3.1). Anschließend werden die Annahmen für Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (Abschnitt 5.6.3.2) dargestellt und zum Schluss folgt eine Erläuterung der Parameter für die Variante einer alternativen Nutzung von Gasverteilnetzen am Beispiel einer Nutzung durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb (Abschnitt 5.6.3.3).

5.6.3.1 Investitionen in einen Wärmenetzausbau

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 und Kapitel 3 dargelegt, steigt die Nachfrage nach Wärmenetzen bei der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem. Heutzutage werden Wärmenetze und Gasverteilnetze häufig parallel betrieben, obwohl beide Gebäude mit Wärme versorgen und somit ein paralleler Betrieb beider Infrastrukturen wirtschaftlich fragwürdig ist. Die beschriebenen Beispiele in der Schweiz (siehe Abschnitt 3.2.2) setzten bereits einen Wärmenetzausbau in Kombination mit einer Stilllegung der Gasverteilnetze um. Hierbei wird eng mit den Endnutzenden zusammengearbeitet und Letztverbraucher an einem Gasverteilnetz, welche keine Alternativen zu einer gasbasierten Wärmeversorgung haben, vermieden. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit der Ausbau eines Wärmenetzes mit dem Investitionsstopp in und der Stilllegung des Gasverteilnetzes, basierend auf den Kapitalwerten und den Wärme- bzw. Gaspreisen, verglichen.

Faktor für Anpassung an fiktive Netzbetriebe

Im Rahmen des Projektes TrafoKommunE stellen die Stadtwerke Karlsruhe (SWK) Wärmenetzdaten zur Verfügung. Da keine Daten seitens des Wärmenetzes in Esslingen vorliegen, werden die Wärmenetzdaten von Karlsruhe mittels Faktoren an den durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetrieb angepasst.

Die Faktoren sind basierend auf den Verhältnissen der Erlösobergrenzen der fiktiven Netzbetriebe zur realen Erlösobergrenze ermittelt und sind in Tabelle 5.9 dargestellt.

Tabelle 5.9: Bestimmung der Faktoren für die Anpassung der Wärmenetzdaten an die fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK)

Erlösobergrenze in Mio. €	2019
Erlösobergrenze SWK	23,5
Erlösobergrenze durchschnittsbasierter Netzbetrieb	13,0
Erlösobergrenze summenbasierter Netzbetrieb	26,0
Faktor durchschnittsbasierter Netzbetrieb	0,55
Faktor summenbasierter Netzbetrieb	1,11

Wärmenachfrage im Projekt TrafoKommunE

Die Wärmenachfrage im Projekt TrafoKommunE wird basierend auf der maximal möglichen Zunahme an Wärmeabgabe der vorhandenen Wärmequellen in Karlsruhe abgeleitet [DVGW-EBI et al., i.V.]. Somit unterscheidet sich die Wärmenachfrage insgesamt nicht zwischen den drei Nachfrageszenarien Strom-, Mittelweg- und Gasszenario. Lediglich die Anteile der Wohn- und Nicht-Wohngebäude variieren zwischen den Szenarien. Abbildung 5.8 zeigt die leicht steigende gesamte Wärmenachfrage in TrafoKommunE im Vergleich zu den Wärmenachfragen der fiktiven Netzbetriebe, welche mit den zuvor beschriebenen Faktoren abgeleitet wurden. In Anhang A.16 Tabelle A.27 sind die entsprechenden Werte aufgeführt.

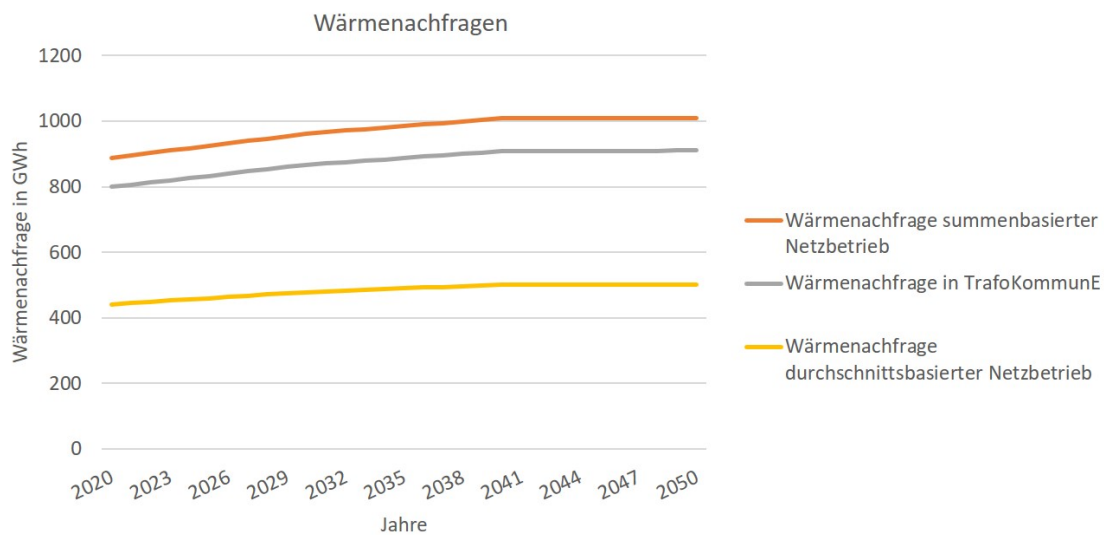


Abbildung 5.8: Wärmenachfrage in TrafoKommunE und der fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

Ableitung des Wärmenetzausbaus

In TrafoKommunE wird der erforderliche Netzausbau, basierend auf der zuvor beschriebenen Nachfrageentwicklung, anhand der historischen Anschlussrate im Bestandsnetz, der Netzanschlussentwicklungen in den drei TrafoKommunE-Szenarien, der Verteilung der Neuanschlüsse auf Nachverdichtung und Netzausbau

sowie einem Vergleich mit der historischen Ausbaugeschwindigkeit abgeleitet. Detaillierte Erläuterungen zur Ableitung des Wärmenetzausbaubedarfs sind in [DVGW-EBI et al., i.V.].

Im Folgenden werden zwei Verteilungen der Neuanschlüsse betrachtet. Die erste Variante ist ein Anteil von 40 % Neubau und 60 % Verdichtung¹ des betrachteten Wärmenetzes und die zweite Variante ist 80 % Neubau und 20 % Verdichtung. Abbildung 5.9 zeigt die Netzlängenentwicklung in den betrachteten Szenarien der beiden Neuanschlussverteilungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Die Werte der Netzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetriebs sind im Anhang A.17 in Tabelle A.28 und Tabelle A.29 zu finden.

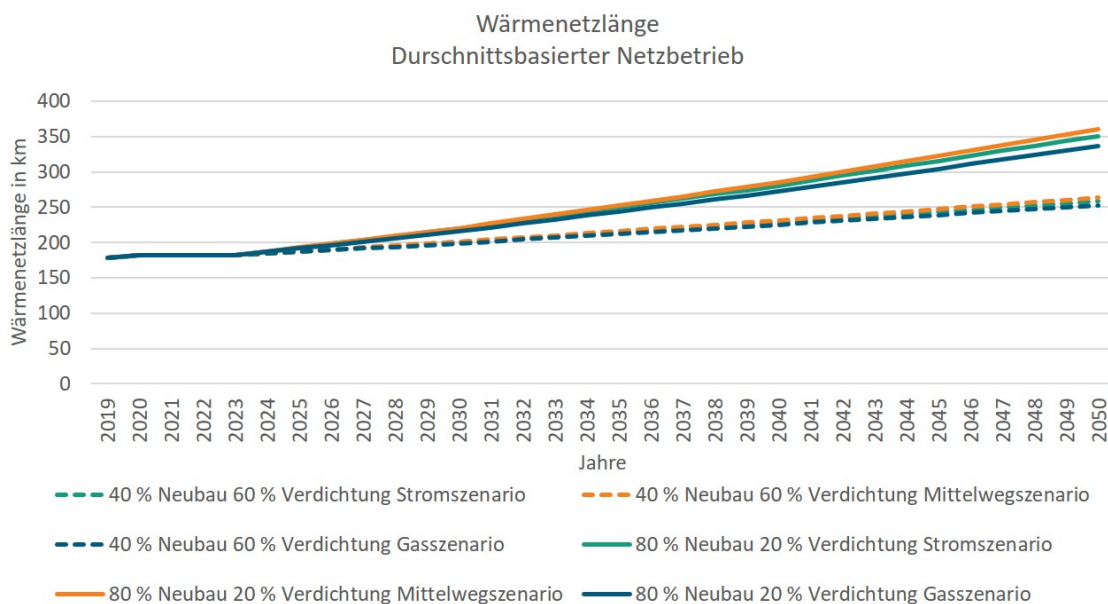


Abbildung 5.9: Entwicklung der Wärmenetzlängen in den beiden Neuanschlussverteilungsvarianten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

Investitionen in den Wärmenetzausbau

Die benötigten Investitionen in den Wärmenetzausbau sind abhängig von den Durchmessern der zu verlegenden Leitungen, sowie von dem Untergrund in dem Leitungen verlegt werden [Pehnt et al., 2017, S. 83]. Somit sind Leitungen, welche in einer unbefestigten Fläche verlegt werden, wie zum Beispiel in einem Neubaugebiet, günstiger, als Leitungen in einer befestigten Fläche, wie zum Beispiel unter bereits vorhandenen Straßen. Da in dieser Arbeit keine genauen Informationen über die Leitungen, welche zugebaut werden, bekannt sind und es sich lediglich um fiktive Netzbetriebe handelt, werden basierend auf den in der Literatur vorhandenen Kosten für den Wärmenetzausbau Durchschnittswerte gebildet. Tabelle 5.10 gibt einen Überblick über die Annahmen in der Literatur und die resultierenden Kosten für den Wärmenetzausbau. Es wird hierbei zwischen den minimalen und den maximalen Werten unterschieden, sodass im Folgenden die sechs verschiedenen Netzausbaulängen jeweils für minimale und für maximale Investitionen analysiert werden. In Tabelle A.30 und Tabelle A.31 im Anhang A.18 sind die Investitionen für den durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetrieb beigefügt, welche mittels der Kapitalwertmethode (siehe Abschnitt 4.3) bewertet werden.

¹ Als Verdichtung wird das Steigern der Hausanschlüsse an bestehenden Wärmenetzleitungen bezeichnet.

Tabelle 5.10: Übersicht über die Investitionen in den Wärmenetzausbau in der Literatur

Kostenannahmen in der Literatur für den Wärmenetzausbau	Minimum in €/m	Maximum in €/m
Kaspers et al. [2019, S. 21]	200	500
Thamling et al. [2020, S. 78]		1.000
Pehnt et al. [2017, S. 83]	200	1.800
Persson et al. [2019, S. 608]	300	1.550
Persson et al. [2021, S. 15, 19]	454	1.613
KEA-BW [2021, S. 66]	650	1.000
Durchschnittliche Wärmenetz- ausbaukosten	467	1.244

Gesamtkosten Wärmenetz

Zur Ermittlung der Wärmenetzkosten werden die Kosten der Gewinn- und Verlustrechnung der SWK herangezogen und entsprechend der zuvor beschriebenen Faktoren für den durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetrieb ermittelt. Tabelle 5.11 gibt einen Überblick über die ermittelte Kostenbasis.

Tabelle 5.11: Wärmenetzkosten (Eigene Darstellung basierend auf Netzkosten von SWK)

Aufwandsgleiche Kosten in €	Durchschnittsbasierter Netzbetrieb		Summenbasierter Netzbetrieb	
	2019	2020	2019	2020
Materialaufwand	13.645.207	13.095.320	27.452.305	26.346.006
Personalaufwand	6.930.068	7.166.349	13.942.356	14.417.722
Sonstige betriebliche Aufwendungen	4.219.128	4.047.346	8.488.312	8.142.712
Kalkulatorische Abschreibungen	5.749.121	6.138.393	11.566.451	12.349.614
Wärmenetzkosten	30.543.524	30.447.408	61.449.425	61.256.053

Das Karlsruher Wärmenetz wird überwiegend mittels industrieller Abwärme versorgt. Lediglich 21,1 % der eingespeisten Wärme wird über gasbasierte Heizwerke erzeugt [Stadtwerke Karlsruhe, 2021] und die entsprechenden Brennstoffkosten sind Teil des in Tabelle 5.11 aufgeführten Materialaufwands. Der Gasanteil zur Wärmeerzeugung wird auch für die fiktiven Netzbetriebe angenommen und im zukünftigen Verlauf konstant gehalten, da eine alternative Wärmeproduktion nicht Teil des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit ist.

Laut Stadtwerke Karlsruhe [2021] werden für die Wärmeproduktion jährlich 177 GWh Erdgas (Stand 2021) verbraucht, welche für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb 98 GWh entspricht und für den summenbasierten 197 GWh. Mittels dem Gaspreis für Abnehmer von 116 GWh der BNetzA und Bundeskartellamt [2021, S. 434] in Höhe von 2,53 €/ct/kWh können die Gasbeschaffungskosten abgeschätzt werden. Entsprechend der Annahmen in den Langfristszenarien 3, auf welchen die in dieser Arbeit betrachteten Nachfrageszenarien basieren, steigt der Anteil an synthetischem Methan im Zeitverlauf bis 2050 an und verdrängt somit Erdgas für eine klimaneutrale gasbasierte Wärmeproduktion. Die entsprechende Preisentwicklung des Gasgemisches sind in Tabelle 5.12 dargestellt und werden im nächsten Abschnitt genauer beschrieben. Der Gasbeschaffungspreis wird somit entsprechend der Entwicklung des Gasgemischpreises angepasst und die zukünftigen Gasbeschaffungskosten werden errechnet.

Da Wärmenetze nicht entflechtet sind, liegen auch keine separaten Assettabellen, wie für das Gasverteilnetz, vor. Aus diesem Grund werden vereinfachte Annahmen für die gesamte Wärmenetzkostenentwicklung getroffen. Als eine Variante wird angenommen, dass die Kosten mit den angepassten Gasbeschaffungskosten entsprechend der Netzlänge steigen und mittels einer weiteren Variante wird der Fall gezeigt, dass die Personalkosten konstant bleiben. Die entsprechenden Tabellen mit den sich ergebenden Wärmenetzkosten für den durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetrieb sind in Anhang A.19 zu finden.

Annahmen zur Ableitung von Wärme- und Gaspreisen

Die für das Gasverteilnetz ermittelten Netzentgelte sind ein Indikator wie sich eine Netzstilllegung und die unterschiedlichen Regulierungsoptionen auf die Netznutzenden auswirken. Dennoch zahlen Endkunden den Gaspreis, welcher neben den Netzentgelten den Beschaffungspreis inklusive Vertrieb und Marge, die Konzessionsabgabe, den CO₂-Preis und die Energiesteuer sowie die Umsatzsteuer enthält (siehe auch Abschnitt 2.1.2). Für Wärmenetzkunden wird die Nutzung des Netzes nicht separat aufgeführt, da Wärmenetze nicht entflechtet sind. Der Wärmepreis besteht somit aus den Wärmenetzkosten inklusive Wärmezeugung, der Konzessionsabgabe, dem CO₂-Preis und einer Marge sowie der Umsatzsteuer. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Netto-Preise verglichen, sodass die Umsatzsteuer von derzeit 7 % nicht berücksichtigt wird [Stadtwerke Karlsruhe, 2022]. Im Folgenden werden die verschiedenen Preisbestandteile und die Annahmen deren zukünftigen Entwicklungen beschrieben.

Für den Gaspreis basiert der Beschaffungspreis auf den Annahmen der Langfristszenarien 3, in welchen zwischen Erdgas, synthetischem Methan und einem Gemisch aus Erdgas und synthetischem Methan unterschieden wird [Sensfuß et al., 2021, S. 38]. Tabelle 5.12 zeigt die Preisannahmen für Erdgas² und synthetisches Methan, sowie den zunehmenden Anteil an synthetischem Methan und die daraus resultierenden Preise des Gasgemisches aus Erdgas und synthetischem Methan. Während angenommen wird, dass der Erdgaspreis konstant bis 2050 bleibt, sinken die Preise für synthetisches Methan ab, wobei diese deutlich höher sind als die Erdgaspreise. Somit steigt auch der Preis des Gasgemisches, da der Anteil an synthetischem Methan zunimmt.

Basierend auf den CO₂-Preisen in Tabelle 5.12 und der Annahme eines CO₂-Faktors von 0,201 kgCO₂/kWh für Erdgas [BAFA und KfW, 2021, S. 6], kann der CO₂-Preis für Erdgas und für das Gasgemisch errechnet werden (siehe letzten beiden Spalten von Tabelle 5.12). Alle Preise zwischen den dargestellten Stützjahren werden mittels linearer Interpolation abgeleitet. Zusätzlich werden für die Beschaffungspreise eine Marge von 20 % angenommen.

Tabelle 5.12: Beschaffungspreise für Erdgas, synthetisches Methan und ein Gasgemisch sowie CO₂-Preise nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 286, 452], Sensfuß et al. [2021, S. 38] und Die Bundesregierung [2022]

	2021	2030	2040	2050
Beschaffungspreis Erdgas in €ct/kWh	2,95	2,20	2,20	2,20
Beschaffungspreis synthetisches Methan in €ct/kWh	-	12,60	11,00	9,40
Anteil synthetisches Methan in %	0	5	25	100
Beschaffungspreis Gasgemisch in €ct/kWh	2,95	2,72	4,40	9,40
CO ₂ -Preis in €/tCO ₂	25	75	125	500
CO ₂ -Preis für Erdgas in €ct/kWh	0,75	3,02	5,03	10,05
CO ₂ -Preis für Gasgemisch in €ct/kWh	0,75	2,86	3,77	0,00

² Diese Szenarien entstanden vor dem Krieg in der Ukraine, wodurch ein starker Anstieg der Erdgaspreise nicht betrachtet wurde.

Die Konzessionsgebühren des durchschnittsbasierten (0,06 €/kWh) und summenbasierten (0,12 €/kWh) Gasnetzbetriebs werden basierend auf den Daten von SWK und SWE für 2020 ermittelt und ebenfalls als konstant bis 2050 angenommen, da laut § 2 KAV die Konzessionsgebühr abhängig von der Anzahl der Einwohnern im Konzessionsgebiet festgelegt wird [BMJ und BfJ, 1992]. Die verwendeten Gasnetzentgelte entsprechen den errechneten Netzentgelten der Investitionsstopp Option und der Stilllegungsoptionen. Zum Schluss wird noch die Energiesteuer von 0,55 €/kWh gemäß § 2 EnergieStG Abs. 3 hinzu addiert [BMJ und BfJ, 2006], welche im betrachteten Zeitverlauf als konstant angenommen wird. Um eine Vergleichbarkeit zwischen Gasgemisch- und Wärmepreis zu erreichen, werden die Gasgemischpreise durch die Effizienz eines heutzutage üblichen Gasbrennwertkessels von 90 % dividiert [Hirzel, 2017, S. 346].

Für den Wärmepreis des Wärmenetzes werden zusätzlich zu den zuvor beschriebenen Wärmenetzkosten, CO₂-Preise erhoben. Wie zuvor erläutert werden lediglich 21,1 % der Wärme über Erdgas erzeugt und im Zeitverlauf von synthetischem Methan abgelöst. Reines synthetisches Methan gilt als CO₂-neutral, sodass lediglich CO₂-Kosten für den Erdgas-Anteil des Gasgemisches anfallen. Die Entwicklung des CO₂-Preises für das Gasgemisch entspricht der Annahme in Tabelle 5.12. Basierend auf diesen Preisen, den zuvor erwähnten Gasverbräuchen und der zuvor beschriebenen Wärmenachfrage werden die CO₂-Preise pro verbrauchter Wärme für die Endnutzenden ermittelt. Anhang A.20 enthält die detaillierten CO₂-Preisentwicklungen der beiden fiktiven Wärmenetzbetriebe.

In Karlsruhe fallen Konzessionsgebühren von 15 % des Nettopreises für Wärme an [Stadtwerke Karlsruhe, 2022]. Dies entspricht 1,07 €/kWh in 2022. Folglich leiten sich die Konzessionsgebühren für die fiktiven Wärmenetzbetriebe anhand der entsprechenden Faktoren zu 0,59 €/kWh für den durchschnittsbasierten Wärmenetzbetrieb und 1,19 €/kWh für den summenbasierten Wärmenetzbetrieb ab, welche ebenfalls im Zeitverlauf als konstant angenommen werden. Abschließend wird eine Marge auf die ermittelten Preise gerechnet. Da Wärmenetzbetriebe nicht über die Erlösobergrenze reguliert werden, kann diese beliebig hoch sein, solange sie nicht unverhältnismäßig ausfällt. In dieser Arbeit wird eine Marge von 20 % angenommen.

5.6.3.2 Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz

Die Rolle von Wasserstoff in Gasverteilnetzen ist stark diskutiert und nur wenige der betrachteten Studien in Abschnitt 2.1.2 zeigen eine Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor, welcher überwiegend über Gasverteilnetze versorgt wird. Dennoch wird in Abschnitt 3.1.2 gezeigt, dass auch Industriebetriebe über Gasverteilnetze versorgt werden, sodass durch diese auch bereits recht früh (ab 2030) eine Wasserstoffnachfrage auf Verteilnetzebene anfallen kann. Des Weiteren kann auch im Gebäudesektor eine Wasserstoffnachfrage nicht ausgeschlossen werden, welche aber im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung ermittelt werden sollte (siehe Abschnitt 3.1.1). Wachsmuth et al. [2023, S. 226] zeigen, dass bereits zwischen 2025 und 2030 Umrüstungsbedarfe in Gasverteilnetzen für die Verteilung von Wasserstoff auftreten können und spätestens bis 2040 alle relevanten Gasverteilnetze wasserstoffverträglich sein sollten. Aus diesem Grund wird im Folgenden die benötigten Annahmen und Inputdaten für eine Analyse der Auswirkungen von Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz erläutert. Die Umstellung der Endnutzenden zu einer wasserstoffbasierten Wärmeversorgung ist nicht Teil der Analyse, da diese, nach aktuell diskutiertem Regulierungsrahmen, die Netznutzenden des Wasserstoffnetzbetriebs sind (siehe Abschnitt 3.2.1.1). Die Gasnachfrage der zuvor beschriebenen Nachfrageszenarien (Abschnitt 5.4) werden weiterhin versorgt und lediglich die freiwerdenden Leitungen werden an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben.

Wie in Abschnitt 3.2.1.1 beschrieben, sind bereits große Teile der Gasverteilnetze für eine Verteilung von Wasserstoff geeignet. Tabelle 5.13 gibt einen Überblick über die Materialien des durchschnittsbasierten Netzbetriebs und der Wasserstoffverträglichkeit der verschiedenen Leitungen. Der Großteil der Leitungen sind unter 16 bar und bestehen aus Stahl oder PE, wodurch diese Leitungen bereits wasserstoffverträglich

sind. Eine geringe Anzahl der Leitungen bestehen aus Grauguss (2,7 km), welche für eine Wasserstoffverteilung umgerüstet werden müssen. Des Weiteren sind 1,9 km der Leitungen über 16 bar, bei welchen eine Wasserstoffverträglichkeit umstritten ist. Daraus lässt sich schließen, dass 4,6 km der Leitungen nach der kalkulatorischen Abschreibung für eine Wasserstoffverteilung umgerüstet werden sollten. Eine entsprechende Tabelle mit den Materialien der Gasleitungen des summenbasierten Netzbetriebs liegt in Anhang A.21 bei.

Tabelle 5.13: Material der Leitungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit nach Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 12]

Material	Netzlänge in km	Wasserstoffverträglichkeit in Vol.-%
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	2,7	0
Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	117,5	100
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert ≤ 16 bar	79,4	100
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	1,8	25 - 100
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt ≤ 16 bar	76,9	100
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	0,1	25 - 100
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt ≤ 16 bar	164,0	100
Summe der Netzlänge in Assettable	442,3	
Gesamte Netzlänge	628,7	
Umzurüstende Leitungen	4,6	
Rohrleitungen außerhalb Assettable	186,4	

Insgesamt sind 442,3 km des Netzes in der Assettable enthalten und die restlichen 186,4 km sind unbekannt. Basierend auf der technischen Tabelle von SWKN und den statistischen Angaben von SWE, welche bereits in Abschnitt 5.1 erwähnt wurden, kann abgeleitet werden, dass die restlichen Leitungen außerhalb der Assettable aus Stahl oder PE bestehen sowie unter 16 bar liegen. Somit kann die Annahme getroffen werden, dass dies auch für die restliche Netzlänge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs zutrifft.

In der Studie Roadmap Gas 2050 wird gezeigt, dass 17 % (ca. 93.000 km) der gesamten deutschen Gasverteilnetze zwischen 2021 und 2045 regulär erneuert werden müssen und für diese Erneuerung eine wasserstoffverträgliche Leitung verwendet werden sollte [Sperlich und Hüttenrauch, 2022, S. 43]. Die technische Nutzungsdauer von Gasleitungen ist mit 70 Jahren für PE-Leitungen und 85 Jahren für Stahl- und Graugußleitungen deutlich länger als die kalkulatorischen Nutzungsdauern des regulatorischen Rahmens [Sperlich und Hüttenrauch, 2022, S. 91]. Da nach der kalkulatorischen Nutzungsdauer Leitungen nach spätestens 55 Jahren abgeschrieben sind, enthalten die vorliegenden Assettabellen keine Leitungen die älter als 60 Jahre sind, wodurch eine leitungsgenaue Ableitung der Instandsetzungsbedarfe nicht möglich ist. Dennoch ist beispielsweise für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb bekannt, dass 186,4 km des Netzes nicht Teil der Assettable ist und folglich bereits länger als 60 Jahre betrieben werden. Somit wird angenommen, dass 17 % des durchschnittsbasierten Netzes in den nächsten 10 Jahren erneuert werden müssen und entsprechende Investitionen für neue wasserstoffverträgliche Leitungen getätigt werden. Dies entspricht 106,9 km. Der Großteil der verschiedenen Netzanlagenkomponenten sind laut Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 19] nicht für die Wasserstoffverteilung geeignet, können aber im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit nicht genauer untersucht werden. Laut Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 43] bestehen der Großteil der anfallenden Umrüstkosten der Gasverteilnetzbetriebe aus den Leitungskosten (ca. 66 %),

sodass die Umrüstkosten der Netzanlagenkomponenten vernachlässigt werden. Im Gegensatz dazu fallen im Gastransportnetz zusätzlich hohe Kosten für den Austausch von Verdichterstationen an, welche nicht Teil der Gasverteilnetze sind [Sperlich und Hüttenrauch, 2022, S. 42].

Die Höhe der Investitionen in die Umrüstung der 4,6 km des durchschnittsbasierten Netzbetriebs sowie die Erneuerung der 106,9 km basieren auf Annahmen in der Literatur. Tabelle 5.14 fasst die Annahmen in der Literatur für verschiedene Leitungsmaterialien und -drücke zusammen sowie zeigt die ermittelten durchschnittlichen Investitionen, welche im weiteren Verlauf für die Erneuerung und Umrüstung angenommen werden.

Tabelle 5.14: Annahmen in der Literatur für Neubau von Wasserstoffleitungen und für die Umrüstung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen

	Investitionen Neubau €/km			Investitionen Umrüstung €/km	
	Stahl >16 bar	Stahl <= 16 bar	GGG/ PE/ PVC/ unbekannt <= 16 bar	Stahl >16 bar	Stahl <= 16 bar
Baufumé et al. [2013, S. 3827]	-	401.000		-	-
Heneka et al. [2022, S. 171]	1.430.000	950.000	850.000	130.000	-
Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 16]	1.430.000	950.000	850.000	130.000	
Walker et al. [2018, S. 79]	-	-	-	452.174	310.870
Durchschnittliche Investitionen	1.430.000	575.250	525.250	237.391	310.870

Tabelle 5.15 fasst die benötigten Investitionen in das Gasverteilnetz des durchschnittsbasierten Netzbetriebs zusammen. Es wird die Annahme getroffen, dass im regulären Instandhaltungszyklus jährlich 10,7 km Verteilnetz für die Wasserstoffverteilung ertüchtigt werden, welche Investitionen von 575.250 €/km entsprechen³. Die Umrüstung der Stahlleitungen > 16 bar und der Graugußleitungen erfolgt nach deren kalkulatorischen Abschreibung, wodurch diese recht spät erst getätigt werden⁴.

Die Nutzungsdauern der Wasserstoffleitungen dürfen nach § 8 WasserstoffNEV individuell festgelegt werden [BMJV und BfJ, 2021f, § 8], sodass für diese 45 Jahre angenommen wird. Wie in Abschnitt 3.2.1.1 beschrieben sieht die EU-Kommission eine Trennung des Anlagevermögens zwischen Gas- und Wasserstoffnetzbetrieb vor. Somit wird in dieser Arbeit angenommen, dass Investitionen in wasserstoffverträgliche Leitungen von Gasverteilnetzbetrieben seitens der Regulierungsbehörde anerkannt werden, aber ein Betrieb der Leitungen zur reinen Wasserstoffverteilung durch einen separaten Wasserstoffnetzbetrieb erfolgt. Somit müssen die Assets zu einem gewissen Zeitpunkt an diesen Netzbetrieb übergeben werden. Dies darf laut dem Entwurf der EU-Kommission innerhalb eines Drittels des Abschreibungszeitraums der Anlage erfolgen [Europäische Kommission, 2021, S. 46]. Im Falle der angenommenen 45 Jahren der neuen wasserstoffverträglichen Leitungen muss somit der Transfer der Leitungen innerhalb von 15 Jahren abgeschlossen sein.

³ Die Daten von Karlsruhe und Esslingen lassen darauf schließen, dass überwiegend Stahlleitungen <= 16 bar erneuert werden.

⁴ Die 0,1 km der Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar entfallen, da diese bis 2074 abgeschrieben werden und somit außerhalb des Betrachtungszeitraums sind.

Tabelle 5.15: Benötigte Investitionen für eine wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Investition in €	Längen in km	Beschreibung
2025	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2026	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2027	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2028	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2029	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2030	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2031	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2032	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2033	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2034	6.147.726	10,7	Erneuerungen im Instandhaltungszyklus
2035	0	0	-
2036	0	0	-
2037	0	0	-
2038	0	0	-
2039	0	0	-
2040	1.310.205	1,5	Rohrleitungen/HAL Grauguss (>DN 150)
2041	0	0	-
2042	0	0	-
2043	956.864	1,1	Rohrleitungen/HAL Grauguss (>DN 150)
2044	0	0	-
2045	0	0	-
2046	0	0	-
2047	0	0	-
2048	0	0	-
2049	443.299	1,8	Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert >16 bar
2050	0	0	-

Somit wird angenommen, dass die ersten Leitungen im Jahr 2035 an den Wasserstoffnetzbetrieb übergehen und der Wasserstoffnetzbetrieb den Restwert der Leitungen an den Gasnetzbetrieb zahlt. Dies trifft auch auf die vorhandenen Gasleitungen zu, welche nicht erneuert werden. Es werden nur die Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben, welche basierend auf den in Abschnitt 5.5 ermittelten Netzlängen nicht mehr für die Gasverteilung benötigt werden. Wie für die anderen Investitionsoptionen wird angenommen, dass in erster Linie Leitungen frei werden, welche bereits vollständig abgeschrieben sind, sodass lediglich bei der Übergabe der erneuerten Leitungen ein Erlös erwirtschaftet wird. Eine Ausnahme ist das Stromszenario $k = 0,9$, bei welchem ab 2037 Leitungen nicht mehr benötigt werden, die noch nicht vollständig abgeschrieben sind und somit zu ihrem Restwert an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden. Da im Rahmen dieser Arbeit keine leitungsscharfe Ermittlung der freiwerdenden Leitungen erfolgt, werden die neusten Leitungen zuerst übergeben. Dies ist eine optimistische Annahme, da dadurch Leitungen mit noch recht hohen Restwerten zuerst an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden. Da der Leitungstransfer weit vor der Umrüstung der Graugußleitungen und der Leitungen mit Drücken über 16 bar startet, werden diese Investitionen nicht seitens der Gasverteilnetzbetriebs durchgeführt.

5.6.3.3 Alternative Mitnutzung der Gasverteilnetze

Als letzte Option können Gasverteilnetze, die nicht mehr für die Verteilung von Gas benötigt werden, für die Mitnutzung durch andere Netzbetriebe zur Verfügung gestellt werden, wie in Abschnitt 3.2.1.3 beschrieben. Insbesondere die Mitnutzung durch Telekommunikationsnetzbetriebe ist bereits reguliert und Mitnutzungsentgelte in Höhe von 0,25 €/m sind definiert [BNetzA - Beschlusskammer 11, 2018, S. 36]. Im Rahmen dieser Arbeit wird analysiert, wie sich eine Mitnutzung der passiven Gasleitungen auf den Netzbetrieb und die Netznutzenden auswirkt. Dafür werden die freiwerdenden Leitungen nicht stillgelegt, sondern fallen lediglich aus der Assettabelle. Die Betriebskosten sinken, wie bei den Stilllegungsoptionen, entsprechend der Netzlänge und die Netzentgelte werden basierend auf der Erlösbergrenze bestimmt. Zusätzlich erwirtschaftet der betrachtete Netzbetrieb Einnahmen über die Mitnutzung durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb. Diese Einnahmen fallen nicht unter die Erlösbergrenze, sodass diese keine Auswirkung auf die Netzentgelte haben. Es sind aber zusätzliche Einnahmen, die bei der Kapitalwertberechnung nach Abschnitt 4.3 berücksichtigt werden und somit den Gewinn steigern bzw. die Verluste verringern. Abbildung 5.10 verdeutlicht den Anstieg der freiwerdenden Leitungen in den verschiedenen Gasnachfrageszenarien am Beispiel des durchschnittsbasierten Netzbetriebs.

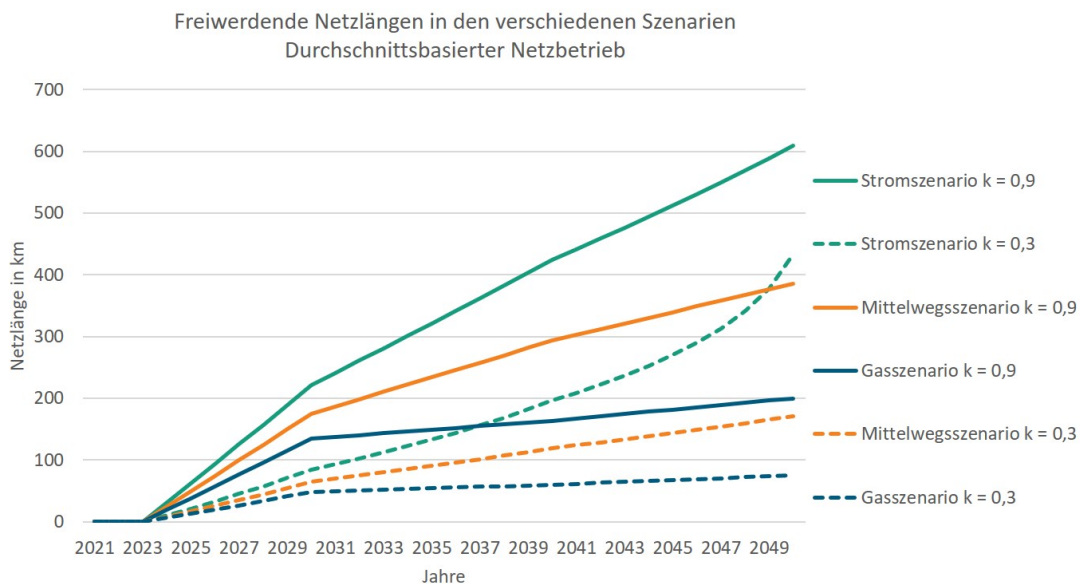


Abbildung 5.10: Entwicklung der freiwerdenden Gasleitungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

6 Bewertung der Investitionsoptionen unter der Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens

In diesem Kapitel werden die mit dem Modell MERLIN (siehe Kapitel 4) und den Datenannahmen in Kapitel 5 errechneten Ergebnisse vorgestellt. Der morphologische Kasten in Abbildung 6.1 gibt einen Überblick über die berücksichtigten Szenarien, Stilllegungsstrategien, Regulierungsoptionen und weiteren Investitionsoptionen. Es werden drei verschiedene Nachfrageszenarien Strom, Mittelweg und Gas, mit zwei verschiedenen Netzlängenausprägungen untersucht. Im ersten Schritt werden die Ergebnisse für die Option eines Investitionsstopps für den summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetrieb gezeigt, um zu verdeutlichen welche Weichen bereits heute, durch vergangene Investitionsentscheidungen, gestellt wurden (Abschnitt 6.1). Anschließend werden die Ergebnisse für die beiden Stilllegungsstrategien und den unterschiedlichen Regulierungsoptionen mit Fokus auf deren Auswirkung auf den durchschnittsbasierten Netzbetrieb und dessen Netznutzende vorgestellt (siehe Abschnitt 6.2). Da diese Ergebnisse auf einer Vielzahl von Annahmen basieren, werden mittels Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 6.3 die Einflüsse der relevanten Parameter auf die Ergebnisse untersucht. Anschließend werden die Ergebnisse für die weiteren Investitionsoptionen gezeigt. Hierbei wird als Erstes auf den Ausbau eines Wärmenetzes im Vergleich zum Investitionsstopp und den Stilllegungsstrategien des Gasverteilnetzes eingegangen (Abschnitt 6.4.1). Als Nächstes werden in Abschnitt 6.4.2 die Auswirkungen von Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz auf Netznutzende und den durchschnittsbasierten Netzbetrieb aufgezeigt. Zum Schluss werden die Ergebnisse zur Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb erläutert (Abschnitt 6.4.3).

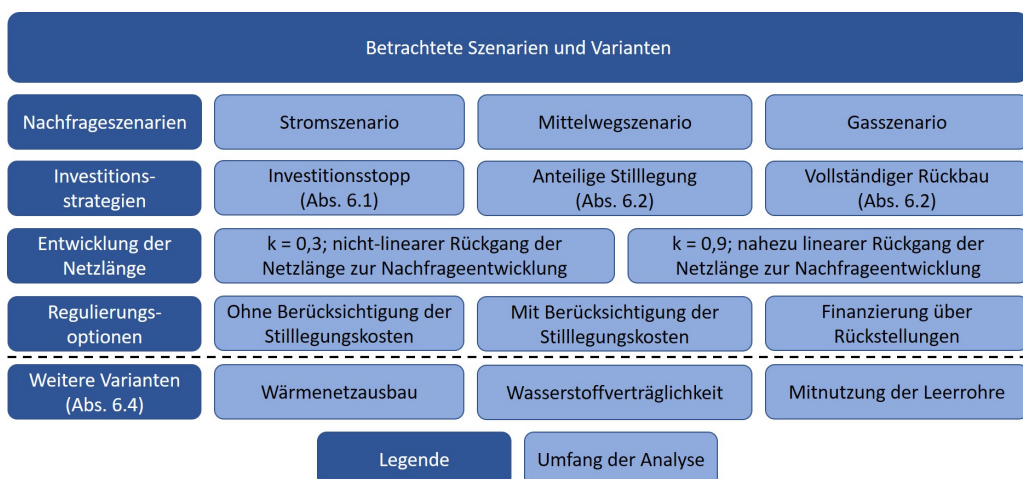


Abbildung 6.1: Übersicht der betrachteten Szenarien, Stilllegungsstrategien, Regulierungsoptionen und weiteren Investitionsoptionen (Eigene Darstellung)

6.1 Investitionsstopp

Wie bereits in Abschnitt 5.6.1 beschrieben wird in der Option „Investitionsstopp“ untersucht, welche Auswirkungen nicht mehr zu investieren, im Rahmen der beschriebenen Nachfrageszenarien und des derzeitigen regulatorischen Rahmens, auf Netznutzende und den Netzbetrieb hat. Im ersten Schritt liegt der Fokus auf den Auswirkungen für den Netzbetrieb. Abbildung 6.2 illustriert den Rückgang der Restwerte des summenbasierten Netzes (linke Seite) und des durchschnittsbasierten Netzes (rechte Seite). Man erkennt deutlich, dass in der dritten Regulierungsperiode zwischen 2018 und 2022 die Restwerte durch die Abschreibungen deutlich sinken. 2023 steigen die Restwerte deutlich an, da alle neuen Investitionen bis 2020 zu einer Wertsteigerung des Netzes führen. Diese Wertsteigerung findet anschließend nicht mehr statt, da keine neuen Investitionen getätigt werden. Man kann auch erkennen, dass bis 2050 noch erhebliche Restwerte der Netze bestehen. Für den summenbasierten Netzbetrieb sind die Restwerte 40,6 Mio. € im Jahr 2045 und 25,1 Mio. € in 2050, während diese für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb 20,4 Mio. € im Jahr 2045 und 13,3 Mio. € in 2050 betragen. Bei einem deutlichen Rückgang der Gasnachfrage besteht die Gefahr, dass diese Restwerte nicht mehr über Netzentgelte finanziert werden können und somit „Stranded Assets“ entstehen.

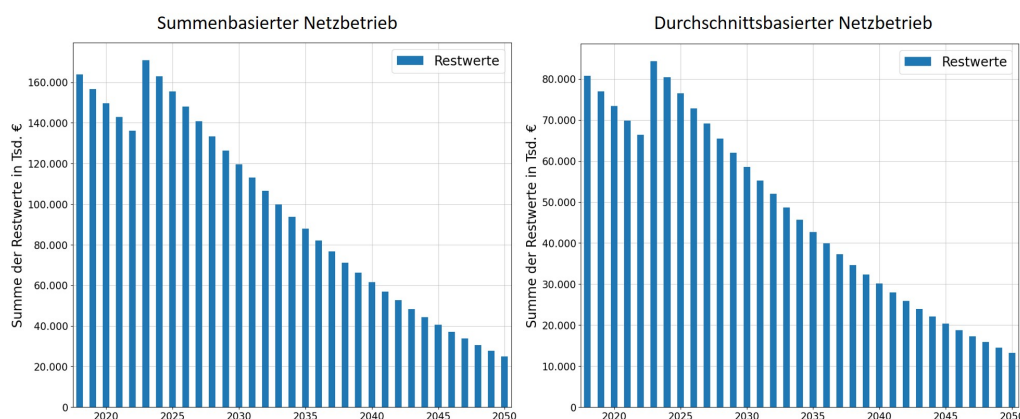


Abbildung 6.2: Restwertentwicklung der Netze des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Der Rückgang der Restwerte wirkt sich deutlich auf die Kapitalkosten der betrachteten Netzbetriebe aus, wie Abbildung 6.3 zeigt. Man erkennt, dass für beide Netzbetriebe der größte Anteil der Kapitalkosten die Abschreibung der Anlagen umfasst (blaue Balken). Ein weiterer großer Anteil stellt die Eigenkapitalverzinsung (orange Balken) dar, während die kalkulatorische Gewerbesteuer und die Fremdkapitalverzinsungen geringere Anteile der Kapitalkosten sind. Für beide Netzbetriebe sinken die Kapitalkosten aufgrund des Investitionsstopps deutlich ab, wobei die Eigenkapitalverzinsung etwas deutlicher beim summenbasierten Netzbetrieb (linke Seite Abbildung 6.3) als beim durchschnittsbasierten Netzbetrieb (rechte Seite) zurück geht. Dies zeigt, dass die grundsätzliche Entwicklungen der Kapitalkostenbestandteile beim summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetrieb ähnlich verlaufen, aber die Zahlenwerte des summenbasierten Netzbetriebs deutlich höher sind als die des durchschnittsbasierten. Das stärkere Absinken der Eigenkapitalverzinsung des summenbasierten Netzbetriebs liegt an der unterschiedlichen Zusammensetzung der Netzstrukturen, sodass das Verhältnis zwischen Alt- und Neuanlagen beim summenbasierten Netzbetrieb anders ist als beim durchschnittsbasierten Netzbetrieb.

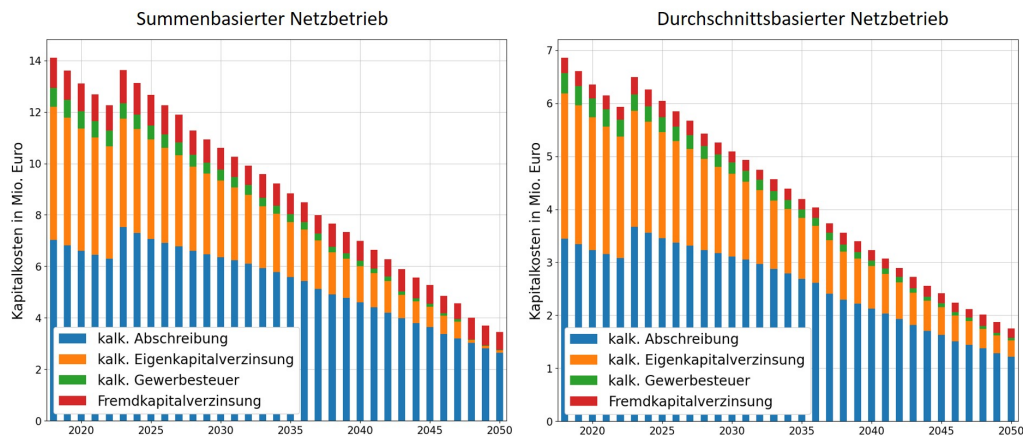


Abbildung 6.3: Kapitalkosten des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Hingegen zeigen die Erlösbergrenzen während der Regulierungsperiode (inklusive Kapitalkostenaufschlag) keinen deutlichen Rückgang. In Abbildung 6.4 werden die Verläufe der Erlösbergrenzen mit Kapitalkostenaufschlag für den summenbasierten (linke Seite) und den durchschnittsbasierten (rechte Seite) Netzbetrieb dargestellt. Es wird deutlich, dass in der dritten Regulierungsperiode zwischen 2018 und 2022 neue Investitionen zu einer Erhöhung der Erlösbergrenzen führen, während in den darauffolgenden Regulierungsperioden ein kontinuierliches Absinken der Erlösbergrenzen aufgrund des Wertverlustes der Netze deutlich wird. Dennoch sinken die Erlösbergrenzen der Netzbetriebe nicht so deutlich ab wie die Kapitalkosten, da ein großer Anteil der Erlösbergrenzen aus den Betriebskosten, wie Materialaufwand und Personalaufwand, bestehen und diese in dieser Investitionsoption, aufgrund der weiteren Nutzung der Netze, konstant bleiben. Insgesamt kann man erkennen, dass die Erlösbergrenzen für den summenbasierten Netzbetrieb (linke Seite Abbildung 6.4) deutlich höher als für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (rechte Seite) sind. Der hohe Einfluss der Betriebskosten verdeutlicht, dass nicht nur die Investitionsentscheidungen eines Netzbetriebs in das Anlagevermögen die Wirtschaftlichkeit des Betriebs beeinflusst, sondern auch z. B. Entscheidungen in der Personalentwicklung. Diese Entscheidungen werden im aktuellen Regulierungsrahmen lediglich über das Basisjahr berücksichtigt, sodass Entscheidungen in Personalwachstum oder -reduktion innerhalb einer Regulierungsperiode erst zum nächsten Basisjahr in die Erlösbergrenze einfließen. Somit wird die Finanzierung der neuen Mitarbeitenden verzögert erwirtschaftet bzw. die Verringerung der Personalkosten reduziert erst verzögert die Erlösbergrenze.

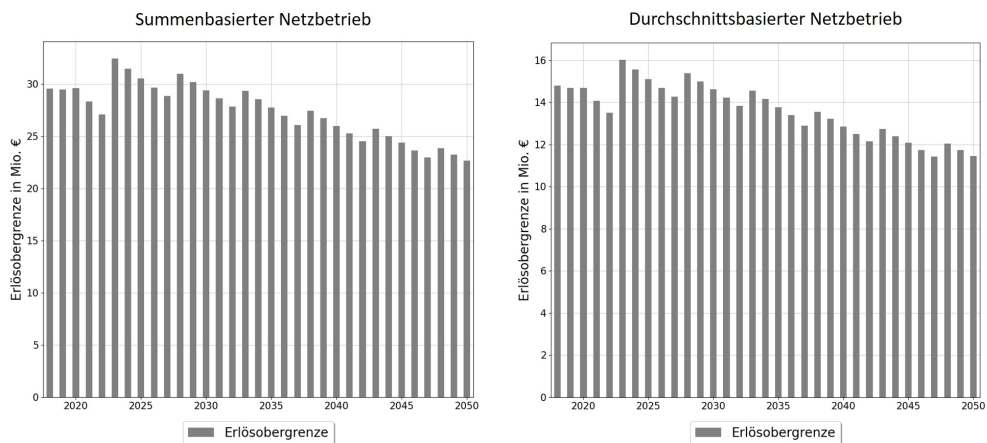


Abbildung 6.4: Erlösbergrenze des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Abschließend wird die Auswirkung dieser Investitionsoption auf die Netznutzenden betrachtet. Dafür werden die Netzentgelte der beiden Netzbetriebe in den drei Nachfrageszenarien verglichen (siehe Abbildung 6.5). Die Netzentgelte entwickeln sich für beide Netzbetriebe ähnlich, da der Verlauf der Nachfrageentwicklung und der Erlösobergrenzen ähnlich ist. Man erkennt, dass im Gasszenario (blaue Linie) die Netzentgelte nahezu konstant bleiben, während im Mittelwegsszenario durch einen deutlichen Nachfragerückgang (siehe Abschnitt 5.4) sich die Netzentgelte 2050 (2,56 €Ct/kWh beim summenbasierten Netzbetrieb; 2,60 €Ct/kWh beim durchschnittsbasierten Netzbetrieb) im Vergleich zu 2020 (1,02 €Ct/kWh) mehr als verdoppeln. Allerdings zeigen die Netzentgelte im Stromszenario, dass bei einem starken Nachfragerückgang, die Netzentgelte bereits ab ungefähr 2030 exponentiell ansteigen und bis 2050 einen Wert von 45 €Ct/kWh erreichen. Der Erdgaspreis, in welchem die Netzentgelte enthalten sind, für Haushaltskunden lag 2020 insgesamt bei 6,68 €Ct/kWh [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 452] und stieg aufgrund der Energiekrise im September 2022 auf 22 €Ct/kWh [Verivox, 2023]. Derzeit (2023) sinkt der Endkundenpreis wieder deutlich.

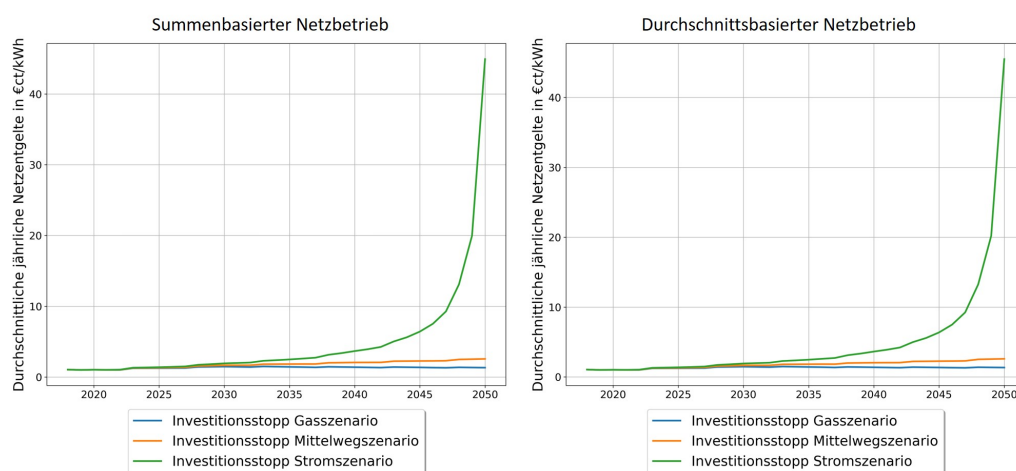


Abbildung 6.5: Entwicklung der Netzentgelte des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Solch hohe Netzentgelte, wie im Stromszenario, können somit die Netznutzenden stark belasten, weshalb die Netzentgelte im weiteren Verlauf über die beschriebenen Stilllegungsmaßnahmen sinken sollen. In dieser Arbeit dienen die unterschiedlichen Nachfrageszenarien als Basis für die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Investitionsstrategien und deren Kostenberücksichtigung in der Regulierung. Ein direkter Vergleich der Nachfrageszenarien ist nicht Teil der Analyse. Im Folgenden konzentrieren sich die Ergebnisse auf den durchschnittsbasierten Netzbetrieb, da wie in dieser Investitionsoption gezeigt, die Ergebnisse der beiden Netzbetriebe ähnlich sind. Die Analyse wurde für beide Netzbetriebe durchgeführt, um Veränderungen aufgrund der Kombination zur Geheimhaltung zu vermeiden.

6.2 Stilllegung

Zur Bewertung der Stilllegungsstrategien wird zwischen einer anteiligen Stilllegung mit Versiegelung, Versiegelung und Verdämmung sowie Rückbau und einem vollständigen Rückbau der freierwerdenden Gasleitungen unterschieden (siehe auch Abschnitt 5.6.2). Die entstehenden Kosten werden entweder in der Erlösobergrenze berücksichtigt oder nicht oder es werden Rückstellungen für die Finanzierung der Stilllegungskosten gebildet. In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Auswirkungen dieser Optionen auf den Netzbetrieb mittels einer Kapitalwertbewertung betrachtet. Anschließend stellen die sich ergebenden Netzentgelte

die Auswirkungen auf die Netznutzenden dar (Abschnitt 6.2.2). Zum Schluss wird in Abschnitt 6.2.3 eine tiefere Analyse der Regulierung durchgeführt, in dem die sich ergebenden Kapitalkostenabzüge untersucht werden. Diese Ergebnisse finden sich auch in Oberle et al. [i.V.].

6.2.1 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Zur Bewertung der Auswirkungen der verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen auf den Netzbetrieb werden die sich ergebenden Kapitalwerte ohne Einbeziehung der Liquiditätserlöse miteinander verglichen. Tabelle 6.1 zeigt die Kapitalwerte im Stromszenario $k = 0,3$, also dem Szenario mit einer stark sinkenden Gasnachfrage aber einer nichtlinearen und somit verzögert sinkenden Netzlänge. Ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten ergibt sich bei der anteiligen Stilllegung ein negativer Kapitalwert von 5,4 Mio. €, während die Finanzierung über Rückstellungen leicht geringere Verluste von 3,7 Mio. € erzielt. Eine Berücksichtigung der Stilllegungskosten führt bei einer anteiligen Stilllegung zu leichten Gewinnen von 715.000 €. Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich beim vollständigen Rückbau, wobei alle Kapitalwerte negativ sind und somit lediglich Verluste erwirtschaftet werden. Dies liegt zum einen an den deutlich höheren Stilllegungskosten gegenüber der anteiligen Stilllegung und zum anderen daran, dass der Netzbetrieb einen Effizienzwert von 86 % aufweist. Durch die Ineffizienzen ist es schwieriger positive Kapitalwerte zu erreichen. Des Weiteren stellt Tabelle 6.1 den Kapitalwert des Investitionsstopps dar. Man kann erkennen, dass dieser zu höheren Verlusten als eine anteilige Stilllegung führt, womit diese Stilllegungsstrategie zu bevorzugen ist. Hingegen sind die Verluste beim vollständigen Rückbau deutlich höher als beim Investitionsstopp, sodass Nichtinvestieren eine wirtschaftlichere Entscheidung als ein vollständiger Rückbau ist. Werden die restlichen Leitungen 2050 zum Restwert verkauft (letzte Spalte Tabelle 6.1), dann können nach heutiger Sicht, die Erlöse der anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten erhöht, aber die Verluste der anderen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen lediglich verringert werden.

Tabelle 6.1: Kapitalwerte im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Berechnungen)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (Kapitalwerte 2023 in Tausend €)	Ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösbergrenze	Mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösbergrenze	Finanzierung über Rückstellungen
Investitionsstopp		-8.652	
vollständiger Rückbau	-48.933	-13.119	-20.260
anteilige Stilllegung	-5.424	715	-3.716
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Nutzungsdauer		3.495	

Tabelle 6.2 zeigt den zuvor beschriebenen Vergleich der Kapitalwerte für das Stromszenario mit $k = 0,9$. In diesem Szenario sinken die Netzlängen nahezu linear zu der stark sinkenden Gasnachfrage. Wie bereits in Abschnitt 5.6.2.1 beschrieben, werden ab 2040 für die Regulierungsoptionen ohne oder mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten sowie bei einer Finanzierung über Rückstellungen ab 2047, Gasleitungen nicht mehr benötigt, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Aus diesem Grund wird die Nutzungsdauer der betroffenen Leitungen verkürzt, sodass diese zum Zeitpunkt ihrer Stilllegung vollständig abgeschrieben werden. Die unteren drei Zeilen von Tabelle 6.2 vergleichen den Restwert ohne verkürzte Nutzungsdauern mit den Restwerten mit Verkürzung der Nutzungsdauern sowie mit Verkürzung der Nutzungsdauer und zeitlicher Verzögerung durch die Finanzierung über Rückstellungen. Man erkennt, dass der Restwert durch die verkürzten Nutzungsdauern deutlich sinkt und sich die zeitliche Verzögerung durch die Finanzierung der Rückstellungen kaum auf den Restwert auswirkt. Die Kapitalwerte der beiden Stilllegungsstrategien im

Stromszenario $k = 0,9$ (Tabelle 6.2) variieren stärker als für das Stromszenario $k = 0,3$ (Tabelle 6.1), mit den höchsten Verlusten bei einem vollständigen Rückbau ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten und den höchsten Gewinnen bei einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten. Die Finanzierung der anteiligen Stilllegungskosten über Rückstellungen führt zu leichten Verlusten von rund 16.000 €. Im Gegensatz zum Stromszenario mit $k = 0,3$ ist im Stromszenario $k = 0,9$ ein vollständiger Rückbau mit Berücksichtigung der Rückbaukosten gegenüber einem Investitionsstopp zu bevorzugen.

Tabelle 6.2: Kapitalwerte im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Berechnungen)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (Kapitalwerte 2023 in Tausend €)	Ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung über Rückstellungen
Investitionsstopp		-8.652	
vollständiger Rückbau	-81.466	-4.629	-27.389
anteilige Stilllegung	-749	12.423	-16
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Nutzungsdauer		3.495	
Restwert des Netzes mit Verkürzung der Nutzungsdauer		2.217	
Restwert des Netzes mit Verkürzung der Nutzungsdauer und Verzögerung durch Rückstellungen		2.218	

Für die anderen Szenarien ist die Entwicklung der Kapitalwerte ähnlich, wobei lediglich die Berücksichtigung der anteiligen Stilllegungskosten im Mittelwegeszenario $k = 0,9$ und im Gasszenario $k = 0,9$ positive Kapitalwerte erzielen. Die Unterschiede zwischen den Kapitalwerten sind in den Mittelwegeszenarien niedriger als in den Stromszenarien und noch niedriger in den Gasszenarien, da die Höhe der Stilllegungskosten aufgrund der kleinen stillzulegenden Netzlänge geringer ist. Nichtsdestotrotz sind die Kapitalwerte überwiegend negativ, da wie bereits beschrieben, der betrachtete Netzbetrieb gewisse Ineffizienzen aufweist. Die weiteren Ergebnisse dieser Szenarien sind in Anhang A.22 beigefügt.

Insgesamt erkennt man, dass die anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten die attraktivste Option in den betrachteten Szenarien ist. Während der Investitionsstopp für Netzbetriebe in Szenarien mit einer nicht-linearen Netzentwicklung zur Nachfrage ($k = 0,3$) eine attraktivere Option als ein vollständiger Rückbau darstellt, so ist ein vollständiger Rückbau mit Berücksichtigung der Rückbaukosten eine attraktivere Option als nicht investieren in Szenarien mit einem nahezu linearen Zusammenhang zwischen Netzlänge und Nachfrage ($k = 0,9$). Dies tritt z. B. bei einem geordneten Gasverteilnetzausstieg ein, bei welchem Gasverteilnetze in Kombination mit einem Wärmenetzausbau zurückgebaut werden.

6.2.2 Entwicklung der Netzentgelte

Um die Auswirkung der Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen auf die Netznutzenden darzustellen, werden die sich ergebenden Netzentgelte verglichen. Abbildung 6.6 vergleicht die Netzentgelte im Stromszenario mit beiden Ausprägungen des Netzlängenrückgangs ($k = 0,3$ und $k = 0,9$). Die oberen beiden Grafiken stellen die Netzentgelte beim vollständigen Rückbau dar. Man erkennt, dass im Stromszenario $k = 0,3$ eine Berücksichtigung der Rückbaukosten (gepunktete Linie) zu höheren Netzentgelten als beim Investitionsstopp (grau gestrichelte Linie) führen und eine Finanzierung über Rückstellungen (Strichpunktlinie) die geringsten Netzentgelte ab 2045 ergeben. Auch im Stromszenario $k = 0,9$ führt eine Berücksichtigung

der vollständigen Rückbaukosten zu den höchsten Netzentgelten, wobei diese aufgrund des schnelleren Netzlängenrückgangs und entsprechend schnelleren Netzkostenrückgangs, niedriger als im Stromszenario $k = 0,3$ und der Option des Investitionsstopps sind. Hingegen sind die Netzentgelte ohne Berücksichtigung der Rückbaukosten (durchgezogene Linie) ähnlich zu den Netzentgelten bei einer Finanzierung über Rückstellungen. Man erkennt auch, dass die Finanzierung über Rückstellungen zwischen 2027 und 2037 zu höheren Netzentgelten als ohne Berücksichtigung der Rückbaukosten, sowie zu leicht niedrigeren Netzentgelten ab 2043 führt. Die unteren beiden Grafiken in Abbildung 6.6 zeigen die Netzentgelte bei einer anteiligen Stilllegung. Es wird deutlich, dass die unterschiedlichen Regulierungsoptionen nur einen geringen Einfluss auf die Netzentgelte haben. Der Effekt von anfangs steigenden Netzentgelten und später niedrigeren Netzentgelten bei der Finanzierung über Rückstellungen entfällt aufgrund der geringeren Stilllegungskosten und der durch diese Regulierungsoption höheren Netzkosten durch die Verzögerung der Stilllegung.

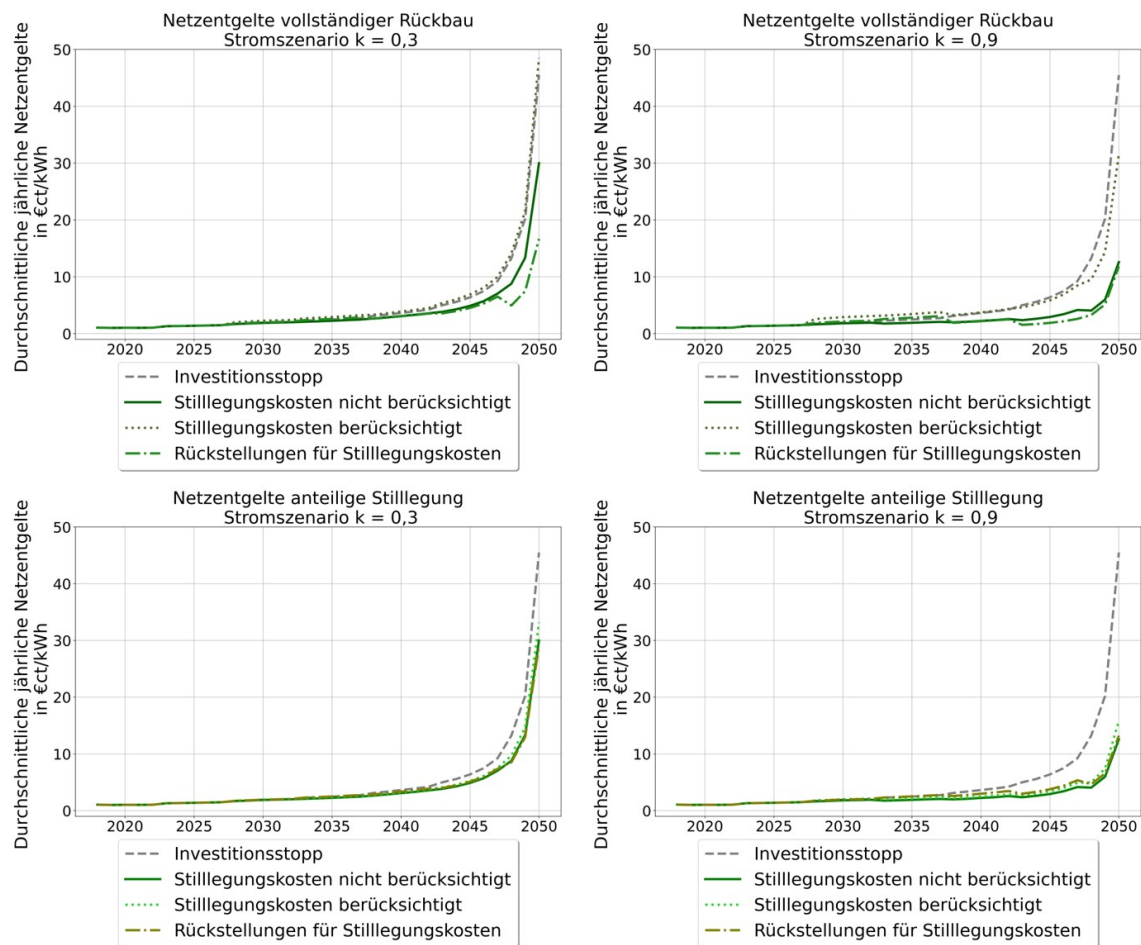


Abbildung 6.6: Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Stromszenario (Eigene Darstellung)

Abbildung 6.7 vergleicht die Entwicklung der Netzentgelte im Mittelwegeszenario. Im Vergleich zum Stromszenario sind die Spannweiten der Netzentgelte um den Faktor zehn geringer, sodass diese lediglich zwischen ein oder zwei €/ct/kWh schwanken und folglich nur einen geringen Einfluss auf die Netznutzenden haben. Beim vollständigen Rückbau (obere beiden Grafiken der Abbildung 6.7) erkennt man, dass die Berücksichtigung der Stilllegungskosten zu den höchsten Netzentgelten führt, während bei der Finanzierung über Rückstellungen der Effekt von zu Beginn höheren Netzentgelten und später niedrigeren Netzentgelten auftritt. Wie beim Stromszenario tritt dieser Effekt bei der anteiligen Stilllegung nicht auf und die Netzentgelte der unterschiedlichen Regulierungsoptionen verlaufen sehr ähnlich.

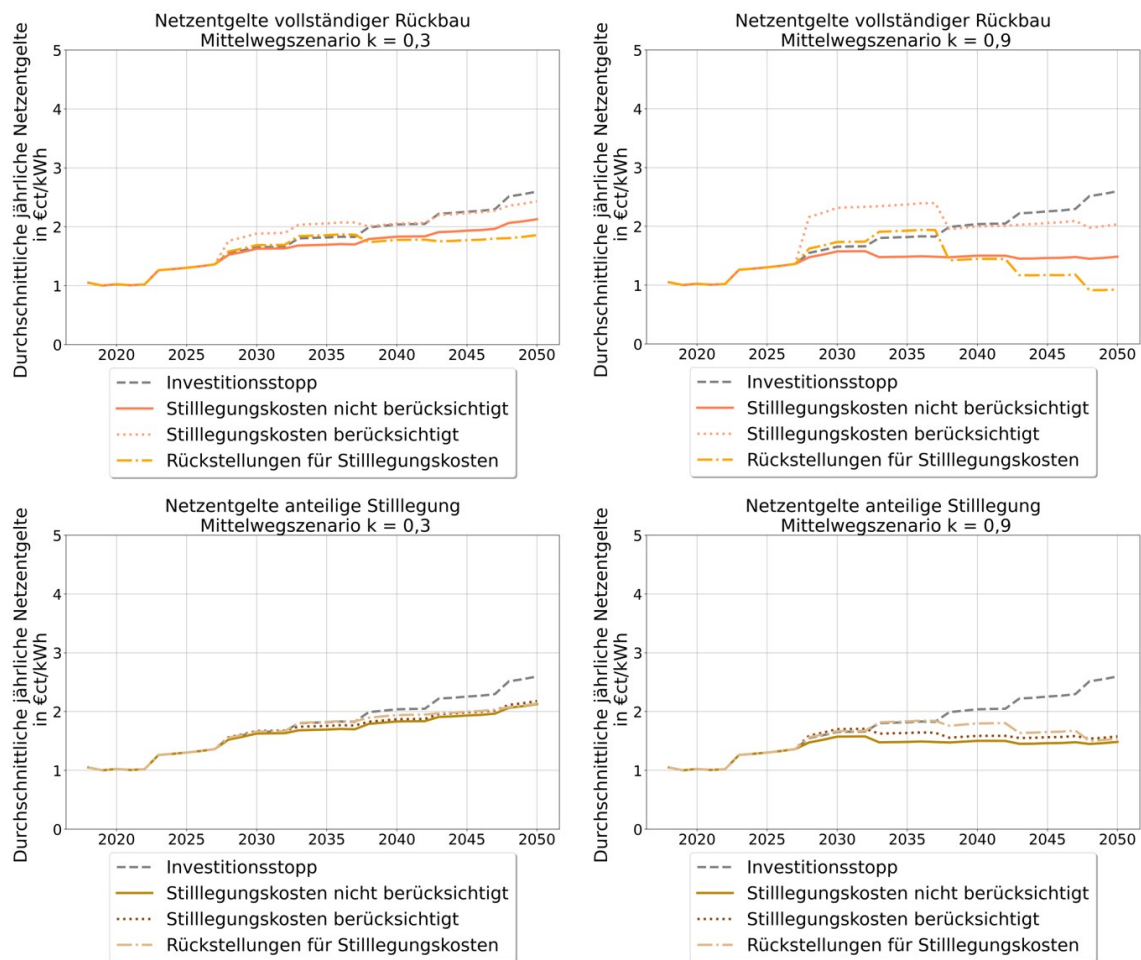


Abbildung 6.7: Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegsszenario (Eigene Darstellung)

Im Gasszenario verlaufen die Netzentgelte ähnlich zum Mittelwegsszenario mit noch geringeren Abweichungen zwischen den Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen. Die entsprechende Abbildung findet sich in Anhang A.23.

6.2.3 Kapitalkostenabzug

Um einen detaillierteren Einblick in die Regulierung zu geben, werden die ermittelten Kapitalkostenabzüge (siehe Abschnitt 2.3.2.2 Formel 2.5) verglichen. Ein Einblick in die Entwicklungen der Erlösobergrenzen liegt in Anhang A.24 bei. Abbildung 6.8 zeigt die Kapitalkostenabzüge für das Stromszenario. Diese werden von der Finanzierung der Stilllegungskosten über Rückstellungen beeinflusst, da diese im Abzugskapital einfließen und somit die Kapitalkosten im Basisjahr verringern, wodurch der Kapitalkostenabzug absinkt. Ein niedriger Kapitalkostenabzug führt zu einer höheren Erlösobergrenze und dadurch zu höheren Erlösen. Die unteren Grafiken in Abbildung 6.8 zeigen das leichte Absinken der Kapitalkostenabzüge durch die anteilige Stilllegung. Während im Stromszenario $k = 0,3$ die Kapitalkostenabzüge nach 2048 wieder gleich sind, da keine Rückstellungen mehr getätigt werden, sind diese im Stromszenario $k = 0,9$ unterschiedlich, da durch die Berücksichtigung von Rückstellungen die Nutzungsdauern unterschiedlich verkürzt werden als bei den anderen beiden Regulierungsoptionen (siehe auch Abschnitt 5.6.2.1). Die oberen Grafiken zeigen dies für die Stilllegungsstrategie eines vollständigen Rückbaus, wodurch sehr hohe Rückbaukosten über Rückstellungen

finanziert werden und somit der Kapitalkostenabzug negativ wird. Ein negativer Kapitalkostenabzug fungiert wie ein Bonus auf die Erlösobergrenze, wodurch in diesem Fall hohe Investitionen angereizt werden. Dies sollte in der Regulierung vermieden werden, weshalb der Kapitalkostenabzug nicht negativ werden darf [BNetzA Beschlusskammer 9, 2019, S. 30]. Wird kein negativer Kapitalkostenabzug gewährt, so kann der vollständige Rückbau nicht über Rückstellungen finanziert werden. Folglich benötigt die heutige Regulierung eine Reform bei der Berücksichtigung von Stilllegungskosten, wenn ein vollständiger Rückbau der Gasverteilnetze angereizt werden soll.

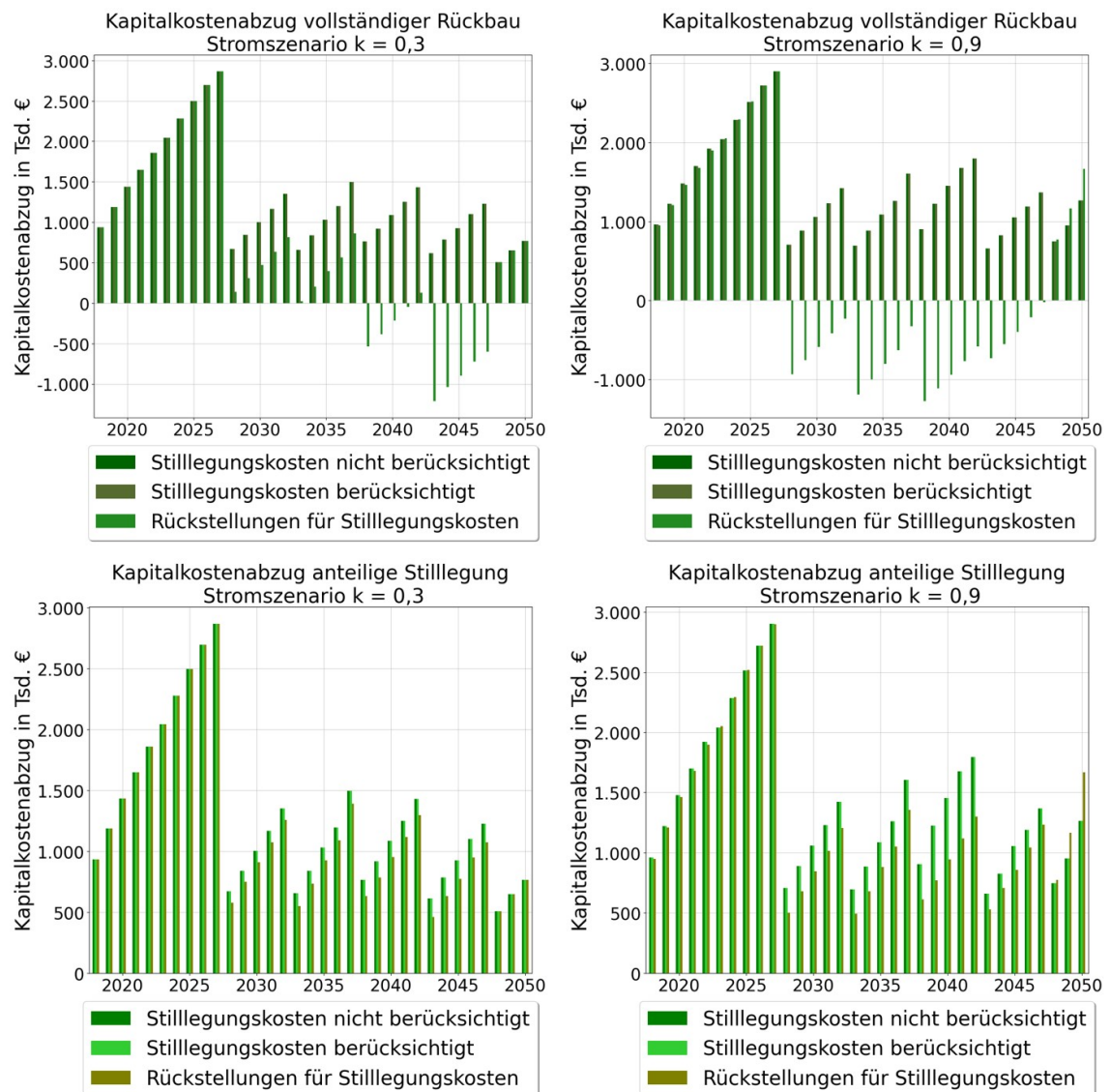


Abbildung 6.8: Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Stromszenario (Eigene Darstellung)

Weitere negative Kapitalkostenabzüge entstehen auch im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ bei der Stilllegungsstrategie eines vollständigen Rückbaus. Die anderen Szenarien zeigen lediglich einen leichten Rückgang der Kapitalkostenabzüge und sind somit im Rahmen der heutigen Regulierung. Die entsprechenden Abbildungen sind in Anhang A.25 enthalten.

Erlaubt man keine negativen Kapitalkostenabzüge, sodass diese bei den genannten vollständigen Rückbaustrategien Null werden, entstehen höhere Verluste für den Netzbetrieb, leicht niedrigere Netzentgelte für

die Netznutzenden und die Erlösobergrenze entwickelt sich nahezu konstant während der Regulierungsperiode. Das eigentliche Ziel der Regulierung, Ineffizienzen abzubauen, wird somit stark verringert. Details zu diesem Effekt sind in Anhang A.26 dargestellt.

6.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse zur Stilllegung von Gasverteilnetzen

Um die Auswirkungen der beiden Stilllegungsstrategien und deren Kostenintegration in der Regulierung auf Netznutzende und Netzbetrieb zusammenzufassen, zeigt Abbildung 6.9 in den linken drei Spalten die Kapitalwerte der verschiedenen Regulierungsoptionen (Netzbetriebssicht) und in den rechten drei Spalten die entsprechenden durchschnittlichen Netzentgelte (Netznutzendensicht) im Verlauf von 2018 bis 2050. Die letzte Spalte rechts zeigt, ob der Kapitalkostenabzug negativ wird¹. Für die Auswirkungen auf den Netzbetrieb (die Kapitalwerte) zeigt das Farbschema die höchsten Verluste in Rot und die höchsten Gewinne in Grün. Im Gegensatz dazu werden die höchsten Netzentgelte in Rot dargestellt und die niedrigsten in Grün.

Das Stromszenario $k = 0,3$ stellt eine der schwierigsten Situationen für einen Netzbetrieb dar. Die Nachfrage geht stark zurück, aber die Leitungen können nicht linear zur Nachfrageentwicklung stillgelegt werden. In der Praxis kann solch ein Fall eintreten, wenn in einem Netzgebiet viele Netznutzende individuell auf eine Wärmeversorgung durch zum Beispiel strombasierte Wärmepumpen umsteigen und vereinzelt andere Netznutzende bei einer Versorgung über Gas bleiben. Wird seitens der Grundstücksbesitzenden ein vollständiger Rückbau gefordert, so ist eine Berücksichtigung der Rückbaukosten in der Erlösobergrenze die attraktivste Regulierungsoption für den Netzbetrieb. Allerdings führt dies zu den höchsten Netzentgelten, in allen betrachteten Fällen, für die verbliebenen Netznutzenden. Ein Kompromiss stellt die Finanzierung über Rückstellungen dar, wodurch der Netzbetrieb höhere Verluste erwirtschaftet, aber Netznutzende deutlich geringere Netzentgelte verrichten müssen. Diese Option führt jedoch zu einem negativen Kapitalkostenabzug und somit zu einem Bruch der Regulierung. Im Gegensatz dazu kann im gleichen Szenario, mittels einer anteiligen Stilllegung, der Netzbetrieb Gewinne bei einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze erwirtschaften und die Netzentgelte sind nur leicht höher als für die anderen beiden Regulierungsoptionen.

Im Stromszenario $k = 0,9$ sinkt die Gasnachfrage ebenfalls stark, aber die Netzlängen reduzieren sich nahezu linear zur Nachfrageentwicklung. Dieser geordnete Ausstieg aus dem Gasverteilnetz kann durch einen Wechsel zu einer Versorgung über Wärmenetze entstehen, wie dies bereits in der Schweiz praktiziert wird (siehe Abschnitt 3.2.2). Gegebenenfalls kann solch ein Ausstieg auch zu einem Stufenverlauf der Nachfrage und Netzlängen führen, als zu einem linearen Rückgang. Auch in dieser Ausprägung des Stromszenarios tritt bei einem vollständigen Rückbau das Dilemma ein, dass die beste Regulierungsoption für den Netzbetrieb, die schlechteste für die Netznutzenden ist. Die Finanzierung über Rückstellungen ist wieder ein Kompromiss, aber führt ebenfalls zu negativen Kapitalkostenabzügen. Hingegen werden bei einer anteiligen Stilllegung mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten die höchsten Gewinne aller betrachteten Varianten seitens des Netzbetriebs erwirtschaftet und die Netzentgelte sind lediglich leicht höher als ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten. Somit ist diese Stilllegungsstrategie in Kombination mit der Regulierungsoption einer Kostenberücksichtigung die zu empfehlende Variante bei einer ambitionierten Elektrifizierungsstrategie.

Für das Mittelweg- und das Gasszenario weichen die Netzentgelte weniger als 2 €/kWh voneinander ab, sodass die Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen kaum eine Auswirkung auf die Netznutzenden

¹ Negative Kapitalkostenabzüge führen in dieser Betrachtung zu einem Bonus auf die Erlösobergrenze, welcher im Rahmen der heutigen Regulierung nicht gestattet wird. Werden keine negativen Kapitalkostenabzüge erlaubt, so können die Stilllegungskosten nicht über Rückstellungen finanziert werden und die Verluste der Netzbetriebe steigen.

haben. Einen deutlich größerer Effekt zeigen die verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen auf den Netzbetrieb. Mit positiven Kapitalwerten in beiden Szenarien ist die anteilige Stilllegungsstrategie mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten die zu präferierende Option.

Insgesamt zeigt Abbildung 6.9 einen klaren Zusammenhang zwischen den Nachfrageentwicklungen in den betrachteten Szenarien und den Entwicklungen der Netzentgelte. Dieser Zusammenhang zeigt sich nicht für den Netzbetrieb, bzw. für den Kapitalwert. Hingegen wird deutlich, dass je stärker die Nachfrage sinkt desto stärker schwanken die Kapitalwerte, sodass im Stromszenario die höchsten Verluste, aber auch die höchsten Gewinne erzielt werden können. Dieser Effekt ist noch deutlicher in den Szenarien mit einer nahezu linearen Netzlängenentwicklung zur Nachfrage ($k = 0,9$). Hingegen sind die Netzentgelte in den Szenarien mit $k = 0,9$ niedriger als in den Szenarien mit $k = 0,3$. Somit ist eine geordnete Stilllegung des Gasverteilnetzes mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten zu bevorzugen. Solch eine Netzlängenentwicklung kann z. B. über einen kombinierten Ausstieg aus dem Gasverteilnetz mit einem Ausbau des Wärmenetzes durchgeführt werden. Ähnliche Ergebnisse zeigen auch die Analysen des summenbasierten Netzbetriebs.

		Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert 2023 in Tsd. €)			Auswirkung auf Netznutzende (Durchschnitt der Netzentgelte 2018 – 2050 in €/kWh)			Negative Kapitalkostenabzüge ¹
		Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	
Stromszenario $k = 0,3$	Vollständiger Rückbau	-48.933	-13.119	-20.260	3,82	5,39	3,12	Ja
	Anteilige Stilllegung	-5.424	715	-3.716	3,82	4,08	3,89	Nein
Stromszenario $k = 0,9$	Vollständiger Rückbau	-81.466	-4.629	-27.389	2,42	4,51	2,35	Ja
	Anteilige Stilllegung	-749	12.423	-16	2,42	2,78	2,83	Nein
Mittelwegeszenario $k = 0,3$	Vollständiger Rückbau	-29.220	-6.998	-15.776	1,61	1,81	1,59	Nein
	Anteilige Stilllegung	-6.520	-2.710	-6.266	1,61	1,64	1,66	Nein
Mittelwegeszenario $k = 0,9$	Vollständiger Rückbau	-58.229	-2.685	-23.693	1,39	1,85	1,38	Ja
	Anteilige Stilllegung	-3.269	6.253	-3.117	1,39	1,47	1,54	Nein
Gasszenario $k = 0,3$	Vollständiger Rückbau	-19.275	-6.156	-11.614	1,26	1,33	1,27	Nein
	Anteilige Stilllegung	-7.507	-5.258	-7.588	1,26	1,27	1,29	Nein
Gasszenario $k = 0,9$	Vollständiger Rückbau	-37.482	-1.719	-16.573	1,17	1,36	1,20	Nein
	Anteilige Stilllegung	-5.507	624	-5.815	1,17	1,20	1,25	Nein

Abbildung 6.9: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Stilllegungsstrategien des durchschnittsbasierten Netzbetriebs. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)

6.3 Sensitivitätsanalyse

Da in dieser Arbeit eine Vielzahl von Annahmen für verschiedene Inputparameter getroffen werden (vgl. Kapitel 5), entstehen gewisse Unsicherheiten bezüglich deren Einfluss auf die Ergebnisse und den sich daraus ergebenden Erkenntnissen. Aus diesem Grund werden die Unsicherheiten in diesem Kapitel mittels den Sensitivitäten der Parameter Eigenkapitalverzinsung, Effizienzwert, Personalkosten und der Anteile der

verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen untersucht. Diese Parameter sind wichtige Bestandteile bei der Ermittlung der Erlösobergrenze (siehe Abschnitt 2.3.2 und 4.1) und der Kapitalwertanalyse (siehe Abschnitt 2.4 und 4.3). Deshalb werden diese im folgendem am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,3$ mit anteiliger Stilllegung variiert. Als erstes werden die Variationen der Parameter und deren Einfluss auf die Ergebnisse erläutert (Abschnitt 6.3.1) und anschließend die gewonnen Erkenntnisse zusammengefasst (Abschnitt 6.3.2).

6.3.1 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Wie in Abschnitt 5.3.1 beschrieben, werden die Eigenkapitalzinssätze (EKZ) seitens der Regulierungsbehörde vorgegeben. Die bisher vorgestellten Ergebnisse basieren auf konstanten Zinssätzen in Höhe von 5,07 % für Neuanlagen und 3,51 % für Altanlagen. Da die Eigenkapitalverzinsung für Altanlagen leicht niedriger ist als für Neuanlagen, werden 2050 die Zinsen für Altanlagen zwischen 1 % und 9 % und für Neuanlagen zwischen 2 % und 10 % in 1 Prozentpunkt-Schritten variiert. Anhang A.27 gibt einen Überblick über die Entwicklungen der Zinssätze. In Abbildung 6.10 zeigt die hellbraun gestichelte Linie den Einfluss der EKZ für Neu- und Altanlagen auf den Kapitalwert. Man erkennt, dass diese Linie nahezu konstant verläuft. Dennoch führt ein Anstieg der Zinssätze von knapp einem Prozentpunkt bereits zu einer Verringerung des Kapitalwerts um fast 14 %. Des Weiteren werden in dieser Arbeit die EKZ für Neuanlagen auch bei der Kapitalwertbewertung verwendet. Die Variation des Zinssatzes der Kapitalwertanalyse, welche die dunkelbraun gestrichelte Linie zeigt, hat einen größeren Einfluss als die Zinsvariation für Alt- und Neuanlagen. Ein Anstieg der Zinsen um ein Prozentpunkt verringert den Kapitalwert um fast 50 %, während ein Sinken der Zinsen um ein Prozentpunkt den Kapitalwert um mehr als 60 % steigert. Werden alle Zinssätze variiert (orange gestrichelte Linie), die EKZ für Neu- und Altanlagen und der Zinssatz der Kapitalwertanalyse, weichen die Ergebnisse leicht von den Ergebnissen einer Variation des Zinses der Kapitalwertanalyse ab. Dadurch steigert sich der Effekt von einer Zunahme der Zinsen um ein Prozentpunkt auf eine Abnahme des Kapitalwerts um 60 % und eine entsprechende Abnahme der Zinsen führt zu einer Zunahme der Kapitalwerte um mehr als 75 %. Somit führen steigende Zinssätze zu niedrigeren Kapitalwerten und niedrigere Zinssätze zu höheren Kapitalwerten, wodurch die Zinssätze die Attraktivität von Stilllegungen erhöhen können.

Des Weiteren wird der Einfluss der unterschiedlichen Anteile von Stilllegungsmaßnahmen untersucht. Wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, gibt es in der Literatur noch keine klare Definition ab wann eine Leitung verdämmt werden muss. Im Rahmen dieser Arbeit wird, nach Absprachen mit Experten des DVGW im Projekt TrafoKommunE [DVGW-EBI et al., i.V.], angenommen, dass eine Verdämmung bei Durchmessern (DN) zwischen 100 mm und 500 mm sinnvoll ist. Größere Leitungen sollten zurückgebaut werden, während bei kleineren Leitungen eine Versiegelung ausreicht. Um eine möglichst breite Verteilung der Stilllegungsmaßnahmen zu betrachten, werden zusätzlich gleichmäßig verteilte Anteile der verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen analysiert. Die entsprechenden angenommenen Anteile der Stilllegungsmaßnahmen sind in Anhang A.28 zu finden. Die hellblaue und dunkelblaue Strich-Punkt-Linie der Abbildung 6.10 zeigt den Einfluss der unterschiedlichen Anteile der Stilllegungsmaßnahmen, welche sich etwas stärker auf den Kapitalwert auswirken als die unterschiedlichen Zinssätze. Dabei führt ein Anstieg der Stilllegungskosten um 20 % zu einer Verringerung des Kapitalwertes um mehr als 70 %, während eine Kostenminderung um 20 % in einer Erhöhung des Kapitalwerts von mehr als 70 % resultiert. Daraus lässt sich schließen, dass die Netzstruktur und die daraus abgeleiteten Stilllegungsmaßnahmen die Wirtschaftlichkeit einer Stilllegung deutlich beeinflussen.

Abschnitt 2.3.2.1 beschreibt die Ermittlung des Effizienzfaktors über einen Effizienzvergleich mit ähnlichen Netzbetrieben. Wie erwähnt, ist solch ein Effizienzvergleich aufgrund des hohen Datenbedarfs nicht im Rahmen dieser Arbeit durchführbar und in Abschnitt 5.3.2 ist beschrieben, dass der Effizienzwert der betrachteten Netzbetriebe konstant bei 86,13 % liegt. Um den Einfluss des Effizienzwertes auf die Ergebnisse

zu untersuchen wird ein sinkender Effizienzwert bis auf das niedrigste Level von 60 % bis 2050 betrachtet sowie eine Effizienzverbesserung bis auf 100 %. Die Zwischenschritte werden mit 10 Prozentpunkt-Schritten variiert. Eine entsprechende Übersicht über die analysierten Effizienzwerte liegt in Anhang A.29 bei. Die Ergebnisse zeigen (Abbildung 6.10 grüne Linie), dass der Effizienzwert einen starken Einfluss auf den Kapitalwert hat. Im Falle eines effizienten Netzbetriebs (Effizienzwert = 100 %) kann der betrachtete Netzbetrieb Gewinne in Höhe von 6 Mio. € erwirtschaften, statt den 0,7 Mio. € mit dem ursprünglich angenommenen Effizienzwert. Jedoch führt eine Verringerung des Effizienzwertes von 86,13 % auf 80 % im Jahr 2050 bereits zu einem negativen Kapitalwert von 1,6 Mio. € und somit um eine Verringerung des Kapitalwertes um mehr als 100 %. In wieweit eine Stilllegung den Effizienzwert beeinflusst ist derzeit noch unbekannt und hängt auch von anderen vergleichbaren Netzbetrieben ab.

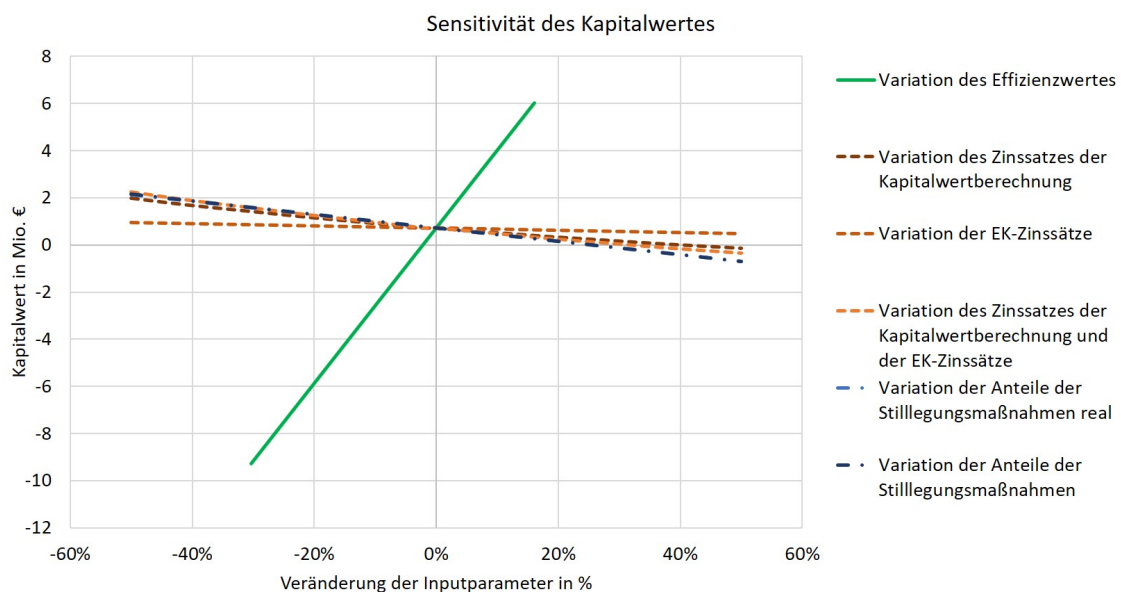


Abbildung 6.10: Sensitivität des Kapitalwertes für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)

Ein weiterer schwer prognostizierbarer Parameter ist die Entwicklung der Personalkosten. Wie in Abschnitt 5.6.2.5 beschrieben, wird eine direkte Korrelation zwischen der Netzlänge und der Personalkosten angenommen. Dies ist eine sehr optimistische Annahme für den Netzbetrieb, sodass der Einfluss der Personalkosten im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung genauer untersucht wird. Bei einer direkten Korrelation der Personalkosten zur Netzlänge sinken diese bis 2050 auf ca. 30 % der ursprünglichen Kosten ab. Somit wird angenommen, dass diese entweder konstant bis 2050 bleiben, oder auf 60 % oder 90 % absinken. Da Personal über den Zeitverlauf auch teurer werden kann, wird auch ein Fall mit einer leichten Steigerung der Personalkosten auf 120 % der ursprünglichen Kosten bis 2050 berücksichtigt. In Anhang A.30 sind die entsprechenden Kostenentwicklungen dargestellt. Tabelle 6.3 stellt den Einfluss der Personalkosten dar. Umfassen die Personalkosten 2050 60 % der ursprünglichen Kosten statt 30 % (Verdopplung der Personalkosten), so wird der Kapitalwert um fast das Doppelte niedriger als zuvor. Entsprechend kann man erkennen, dass je höher die Personalkosten ansteigen, desto höher werden die negativen Kapitalwerte und entsprechend die Verluste des Netzbetriebs.

Tabelle 6.3: Sensitivität des Kapitalwertes mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösbergrenze (Eigene Darstellung)

	Anteilige Veränderung der Personalkosten zur ursprünglichen Annahme in %	Kapitalwert in Mio. €
Personalkosten = 120 %	300	-10,3
Personalkosten = konstant	233	-7,3
Personalkosten = 90 %	200	-5,8
Personalkosten = 60 %	100	-1,2
Personalkosten = 30 % (abhängig von Netzlängenrückgang)	0	0,7

Die Auswirkungen der verschiedenen Parameter werden ebenfalls auf die Netzentgelte 2030 und 2050 untersucht. Abbildung 6.11 zeigt den Einfluss des Zinssatzes, der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen und des Effizienzwertes. Man erkennt, dass 2030 die Unterschiede geringer sind, da auch die Variationen weniger stark sind als 2050. Die Variation der EKZ (hellbraun gestichelte Linie) verdeutlicht, dass die Einflüsse auf die Netzentgelte wesentlich geringer sind als auf die Kapitalwerte. Ein Anstieg der EKZ um einen Prozentpunkt führt lediglich zu einer Erhöhung der Netzentgelte um 0,7 %. Verdoppelt man die EKZ, dann steigen die Netzentgelte lediglich um 3,6 % an.

Dies trifft auch auf die Einflüsse der verschiedenen Anteile der Stilllegungsmaßnahmen zu, welche die hellblaue und dunkelblaue Strich-Punkt-Linien in Abbildung 6.11 darstellen. Eine Verringerung der Stilllegungskosten um fast 20 % führt lediglich zu einem Absinken der Netzentgelte 2050 um 1,8 %, sowie eine Steigerung der Stilllegungskosten von fast 30 % erhöht die Netzentgelte 2050 um 2,7 %.

Auch der Effizienzwert hat deutlich geringere Auswirkungen auf die Netzentgelte als auf die Kapitalwerte, sodass die Netzentgelte in einem effizienten Netzbetrieb (100 % in 2050) um 6 % steigen und im Falle eines ineffizienten Netzbetriebs (60 % in 2050) um 11 % sinken. Somit schwanken in dem hier betrachteten Fall die Netzentgelte 2050 zwischen 30 €ct/kWh und 35 €ct/kWh. Im Vergleich zu den anderen Parametern hat der Effizienzwert somit den stärksten Einfluss auf die Netzentgelte.

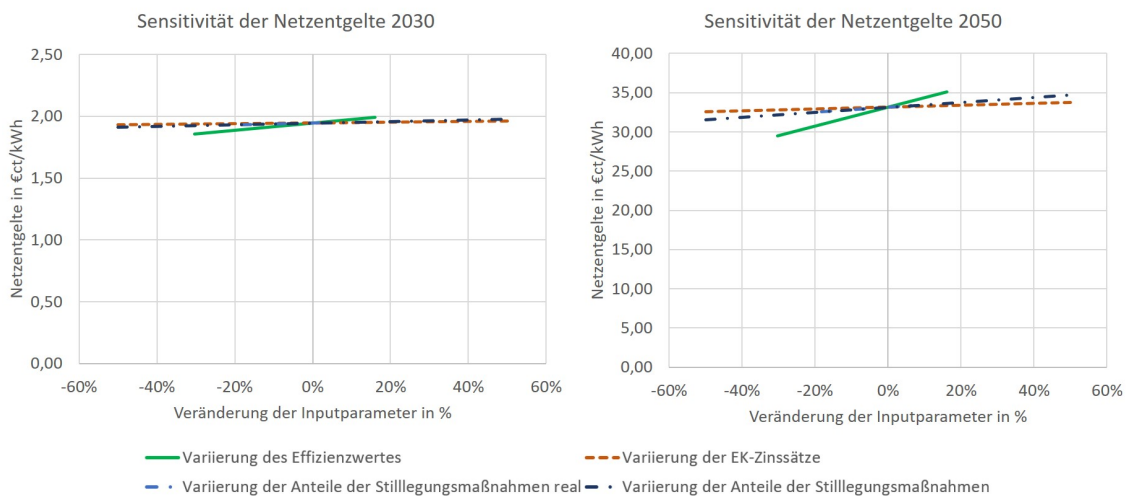


Abbildung 6.11: Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösbergrenze (Eigene Darstellung)

In Bezug auf die Personalkosten sieht man auch, dass die Variationen 2030 sehr niedrig sind, während 2050 steigende Personalkosten zu einem Anstieg der Netzentgelte bis zu zusätzlichen 14 €ct/kWh führen kann. Jedoch führt eine Verdopplung der Personalkosten (60 % der ursprünglichen Personalkosten) lediglich zu einem Anstieg der Netzentgelte 2050 um 7 %. Somit haben neben dem Effizienzwert auch die Personalkosten einen deutlichen Einfluss auf die Netzentgelte, wobei dieser Einfluss wesentlich geringer ist als auf die Kapitalwerte.

Tabelle 6.4: Sensitivität der Netzentgelte mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)

	Anteilige Veränderung der Personalkosten zur ursprünglichen Annahme in %	Netzentgelte 2030 in €ct/kWh	Netzentgelte 2050 in €ct/kWh
Personalkosten = 120 %	300	1,98	47,12
Personalkosten = konstant	233	1,97	43,28
Personalkosten = 90 %	200	1,97	41,36
Personalkosten = 60 %	100	1,95	35,60
Personalkosten = 30 % (abhängig von Netzlängenrückgang)	0	1,95	33,15

Die Netzentgelte werden basierend auf den ermittelten Erlösobergrenzen berechnet, sodass die Parameter ähnliche Auswirkungen haben. Die entsprechende Abbildung und Tabelle zu den Auswirkungen der Parameter auf die Erlösobergrenze sind in Anhang A.31 zu finden.

6.3.2 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse, dass die Kapitalwerte deutlich von den Inputparametern beeinflusst werden, während die Netzentgelte und Erlösobergrenze weniger starke Abweichungen zu den ursprünglichen Ergebnissen aufweisen. Man erkennt, dass je niedriger die Zinssätze von der Regulierungsbehörde gesetzt werden, desto attraktiver wird eine Stilllegung des Gasverteilnetzes für Netzbetrieb und Netznutzende (steigende Kapitalwerte, sinkende Netzentgelte). Mit Bezug auf die Anteile der Stilllegungsmaßnahmen verdeutlichen die Ergebnisse, dass die Stilllegungskosten die Kapitalwerte und somit die Attraktivität der Stilllegungsoption deutlich beeinflussen, während die Netzentgelte nur leichte Veränderungen aufzeigen. Die stärksten Einflüsse auf die Kapitalwerte und Netzentgelte zeigen die Variationen des Effizienzwertes und der Personalkosten. Jedoch führen diese Parameter zu konsistenten Entwicklungen bei den Kapitalwerten, den Netzentgelten und den Erlösobergrenzen, sodass insgesamt die Erkenntnisse aus den Ergebnissen stabil sind.

6.4 Weitere Investitionsoptionen

Neben der Stilllegung der Gasverteilnetze werden in dieser Arbeit die Konkurrenz zwischen Gasverteilnetz und Wärmenetz untersucht sowie die in Abschnitt 3.2.1 identifizierten weiteren Investitionsoptionen bewertet. Dabei wird auch hier deren Auswirkung auf den betrachteten Netzbetrieb und die Netznutzenden untersucht. Im ersten Schritt werden die Ergebnisse für den Wärmenetzausbau (Abschnitt 6.4.1) vorgestellt. Anschließend folgen die Ergebnisse der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz

(Abschnitt 6.4.2) und zum Schluss werden die Ergebnisse für die alternative Nutzung der passiven Gasverteilnetzleitungen durch eine Mitnutzung eines Telekommunikationsnetzbetriebs (Abschnitt 6.4.3) präsentiert.

6.4.1 Ausbau des Wärmenetzes

Wärmenetze bieten eine alternative Wärmeversorgung für Gebäude, aber auch für Niedertemperaturanwendungen der Industrie, anstelle einer gasbasierten Versorgung, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben. Darüber hinaus werden in der Praxis bereits Wärmenetze in Kombination mit einem Rückbau der Gasverteilnetze ausgebaut (siehe Abschnitt 3.2.2). Deshalb werden im Folgenden die Auswirkungen solch eines Wärmenetzausbaus auf den Wärmenetzbetrieb und die Wärmenetznutzenden vorgestellt sowie mit den Auswirkungen des Investitionsstopps und der Stilllegungsmaßnahmen auf den Gasverteilnetzbetrieb und die Gasverteilnetznutzenden verglichen.

6.4.1.1 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen des Wärmenetzausbaus in zwei unterschiedlichen Ausprägungen (40 % oder 80 % Ausbau mit jeweils 60 % oder 20 % Verdichtung) und zwei unterschiedlichen Kostenentwicklungen (steigende oder konstante Personalkosten) mit den positivsten Konstellationen für den Gasverteilnetzbetrieb verglichen. Tabelle 6.5 gibt einen Überblick über die Kapitalwerte des Wärmenetzausbaus und die Kapitalwerte der anteiligen Gasnetzstilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten sowie den Kapitalwert des Investitionsstopps. Die Kapitalwerte des Wärmenetzausbaus schwanken zwischen 107 Mio. € und 190 Mio. €, sodass alle Ausbauentscheidungen sehr attraktiv für den Netzbetrieb sind. Im Gegensatz dazu schwanken die positiven Kapitalwerte der Gasverteilnetzstilllegung zwischen 0,6 Mio. € und 12,4 Mio. €, sodass diese deutlich geringer als der Wärmenetzausbau sind. Alle anderen Stilllegungsstrategien weisen negative Kapitalwerte und somit Verluste aus, wie auch im Falle eines Investitionsstopps. Demzufolge ist es für ein Stadtwerke deutlich attraktiver in einen Wärmenetzausbau zu investieren als das Gasnetz anteilig zu erhalten. Nichtsdestotrotz ist ein Ausbau von Wärmenetzen nicht immer möglich. Eine eingeschränkte Verfügbarkeit von Wärmequellen, welche teils niedrigere Temperaturen, als bisher ausgelegte Wärmenetze benötigen, liefern und Platzmangel im Straßenuntergrund sind unter anderem Herausforderungen beim Wärmenetzausbau [Bürger et al., 2021, S. 4]. Man erkennt auch (Tabelle 6.5), dass bei einem Ausbau von 40 % und einer entsprechenden Verdichtung von 60 % die Gewinne höher sind, als bei einem Ausbau von 80 % mit einer Verdichtung von lediglich 20 %. Dies zeigt, dass insbesondere der Betrieb von verdichteten Wärmenetzen wirtschaftlich attraktiv ist, und somit ein Ausbau in städtischen Regionen bevorzugt werden sollte. Solch ein Ausbau geht einher mit der Einbindung der zukünftigen Kunden, sodass ein gewisser organisatorischer Aufwand entsteht.

Tabelle 6.5: Vergleich Kapitalwerte Wärmenetzausbau mit positiven Kapitalwerten der Stilllegungsstrategien und dem Kapitalwert des Investitionsstopps (Eigene Darstellung)

Kapitalwert 2023 in Mio. €		Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
Wärmenetz	40 % Ausbau	159,2	157,1	161,7
	40 % Ausbau; konstant Personalkosten	155,8	153,5	158,6
	80 % Ausbau	118,4	114,6	124,9
	80 % Ausbau; konstant Personalkosten	111,4	107,3	118,5
	40 % Ausbau	190,2	189,9	190,4
	40 % Ausbau; konstant Personalkosten	186,8	186,3	187,3
	80 % Ausbau	185,3	184,6	186,0
	80 % Ausbau; konstant Personalkosten	178,2	177,3	179,5
	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösbergrenze $k = 0,9$	12,4	6,3	0,6
	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösbergrenze $k = 0,3$	0,7	-2,7	-5,3
Investitionsstopp			-8,7	

6.4.1.2 Auswirkung auf Netznutzende

Um einen Vergleich zwischen den Auswirkungen eines Wärmenetzausbaus und einer Gasverteilnetzstilllegung durchzuführen werden die Endkundenpreise für die Nutzenergie Wärme ermittelt, da es im Wärmenetz keine separat ausgewiesenen Netzentgelte gibt. Des Weiteren werden zusätzliche Effekte berücksichtigt, wie der Einfluss des CO₂-Preises und der Energieträgerwechsel von Erdgas zu synthetischem Methan bei der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die Annahmen der verschiedenen Preisbestandteile sind in Abschnitt 5.6.3.1 erläutert. Für den Vergleich werden die maximalen, minimalen und durchschnittlichen Wärme- und Gasgemischpreise in den verschiedenen Nachfrageszenarien ermittelt.

Abbildung 6.12 vergleicht die Spannweiten des Wärmepreises und des Gasgemischpreises im Stromszenario. Während die Wärmepreise (orangene Fläche) moderat steigen, erhöhen sich die Gasgemischpreise (blaue Fläche) deutlich, mit einem nahezu exponentiellen Anstieg der maximalen Gasgemischpreisen. In diesem Szenario werden die Gasgemischpreise deutlich von den Netzentgelten beeinflusst, welche aufgrund des deutlichen Gasnachfragerückgangs trotz unterschiedlicher Regulierungsoptionen deutlich steigen. Der Kostenanstieg der Gasbeschaffungskosten durch den Wechsel von Erdgas zu synthetischem Methan spielt eine nachgelagerte Rolle und hat je nach Netzentgeltentwicklung einen Anteil zwischen 17 % und 59 % am Gasgemischpreis. In diesem Szenario überschreiten die Gasgemischpreise die Wärmepreise ab 2030 und sind deutlich höher als die gesamte Bandbreite der Wärmepreise ab 2047.

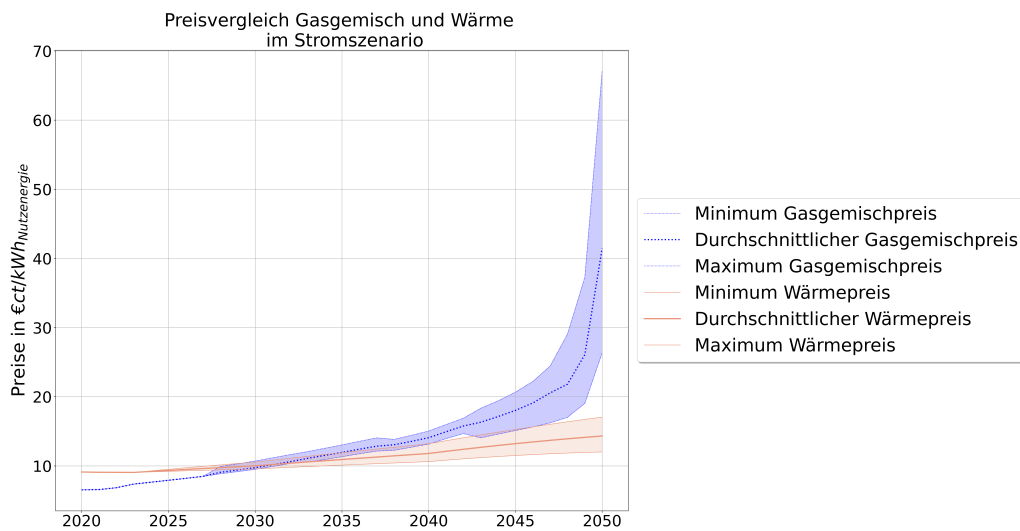


Abbildung 6.12: Preisvergleich Gasgemisch und Wärmenetz im Stromszenario (Eigene Darstellung)

Im Mittelwegsszenario sind die Gasgemischpreise deutlich niedriger als im Stromszenario, wie die blaue Fläche in Abbildung 6.13 verdeutlicht. Dies liegt daran, dass die Netzentgelte sich lediglich etwas mehr als verdoppeln. Durch den schrittweisen Wechsel von Erdgas zu synthetischem Methan, verringert sich ab 2045 der CO₂-Preis und somit auch der Preis des Gasgemisches. Der Beschaffungspreis des Gasgemisches steigt deutlich an. Dieser hat einen Anteil zwischen 32 % und 79 % des Gasgemischpreises je nach Netzentgeltentwicklung. Somit steigen auch in diesem Szenario die Gasgemischpreise etwas stärker an als die Wärmepreise. Die minimalen Werte des Wärmepreises werden ab 2032 niedriger als die minimalen Gasgemischpreise. Hingegen sind die maximalen Wärmepreise nur 2043 und 2044 niedriger als die maximalen Gaspreise. Die durchschnittlichen Gasgemischpreise sind ab 2034 deutlich höher als die durchschnittlichen Wärmepreise.

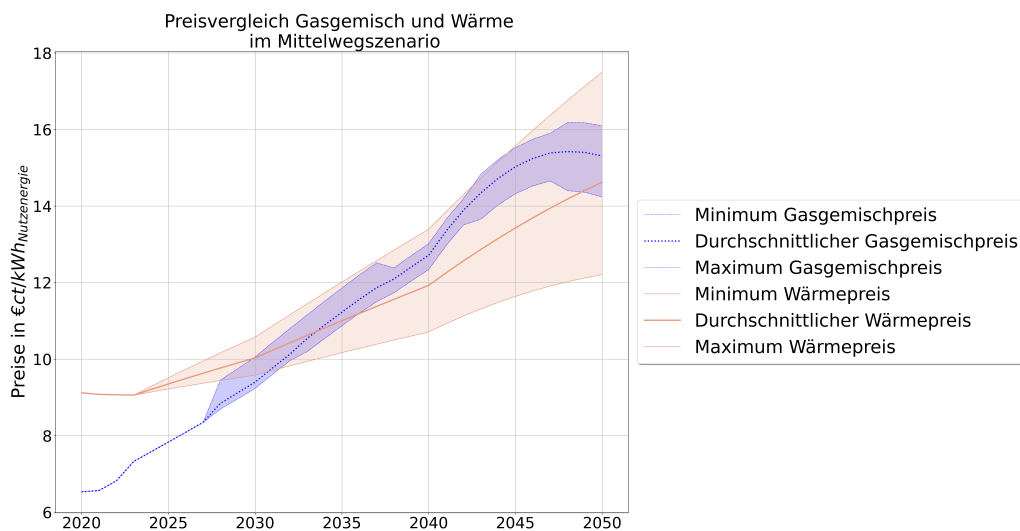
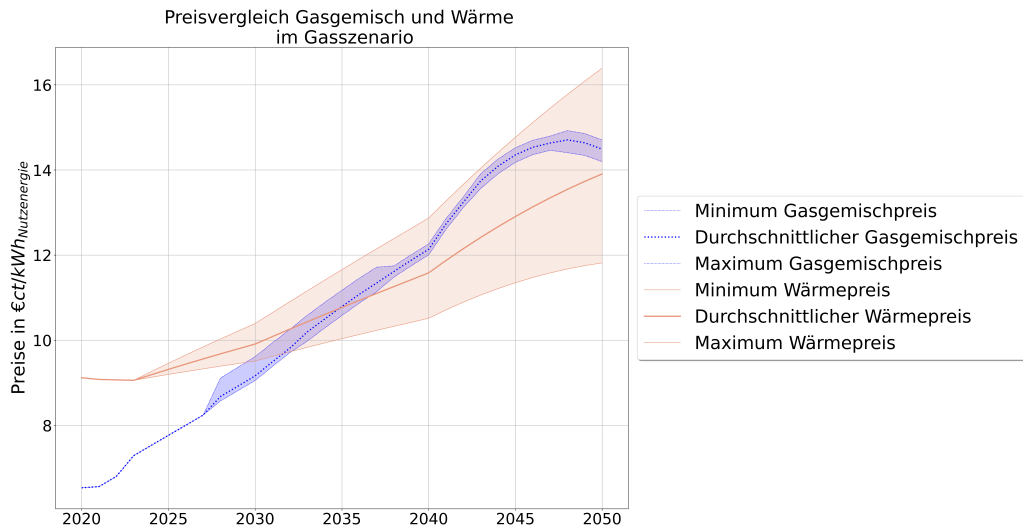


Abbildung 6.13: Preisvergleich Gasgemisch und Wärmenetz im Mittelwegsszenario (Eigene Darstellung)

Ähnlich zum Mittelwegsszenario haben auch im Gasszenario die Gasnetzentgelte keine nennenswerte Auswirkung auf die Endnutzendenpreise, da diese lediglich leicht ansteigen. Hingegen beeinflusst der Beschaffungspreis für das Gasgemisch die Endnutzendenpreise deutlich und umfasst einen Anteil zwischen 34 % und 79 % der Endkundenpreise. Der Einfluss des CO₂-Preises wird auch in diesem Szenario durch das

Absinken des Gasgemischpreises ab 2045 deutlich. Die minimalen Gasgemischpreise übersteigen die minimalen Wärmepreise ab 2033, während die durchschnittlichen Gasgemischpreise ab 2035 höher sind als die durchschnittlichen Wärmepreise.



Insgesamt erkennt man, dass der Gasgemischpreis deutlich stärker variiert bis 2050 als der Wärmepreis. Dies liegt insbesondere an dem Einfluss der ermittelten Netzentgelte, welche bereits in Abschnitt 6.2.2 vorgestellt wurden, und an den steigenden Beschaffungspreisen des Gasgemisches. Dies zeigt auch, dass insbesondere im Mittelwegsszenario und im Gasszenario deutlich steigende Gasbeschaffungspreise die Endkundenpreise signifikant erhöhen können. Die minimalen Wärmepreise resultieren überwiegend aus den 40 % Netzausbauvarianten und die maximalen Werte aus den 80 % Ausbauvarianten. Daraus lässt sich schließen, dass bei geringerem Wärmenetzausbau bzw. einer höheren Verdichtung des Wärmenetzes die Wärmepreise ab 2030 und 2033 günstiger sind als die Gasgemischpreise, wobei ein hoher Netzausbau mit einer geringeren Verdichtung je nach Nachfrageentwicklung für Gas, zu höheren Wärmepreisen als die Gasgemischpreise führen kann.

6.4.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse von Investitionen in einen Wärmenetzausbau

Die beschriebenen Ergebnisse sind in Abbildung 6.15 zusammengefasst. Die drei linken Spalten vergleichen die Kapitalwerte für den Wärmenetzausbau mit den Kapitalwerten der anteiligen Gasverteilnetzstilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten und dem Investitionsstopp in den drei Nachfrageszenarien. Die rechten drei Spalten vergleichen die entsprechenden Endkundenpreise im Jahr 2050. Man erkennt, dass für den Netzbetrieb ein Wärmenetzausbau zu den höchsten Gewinnen führt, während die Stilllegung des Gasverteilnetzes und ein entsprechender Weiterbetrieb des verbleibenden Gasverteilnetzes in den positivsten Fällen zu deutlich niedrigeren Gewinnen führt. Somit kann eine Stilllegung des Gasverteilnetzes in Kombination mit einem Wärmenetzausbau vorteilhaft für den Netzbetrieb sein, da dadurch die Kosten für die Straßenarbeiten aufgeteilt werden können. Zusätzlich bietet man den Endnutzenden direkt eine alternative Wärmeversorgung an und kann somit das Problem der letzten Gasverteilnetznutzenden verringern.

Für Endnutzende sind 2050 überwiegend bei einem Wärmenetzausbau von 40 % mit einer Verdichtung von 60 % günstige Wärmepreise erzielbar. Hingegen sind bei einem Wärmenetzausbau von 80 % mit lediglich einer Verdichtung von 20 % teils etwas höhere Preise als für das Gasgemisch im Mittelwegsszenario und

im Gasszenario zu sehen. Dennoch werden auch die größten Preissteigerungen seitens des Gasgemisches deutlich, insbesondere im Stromszenario mit hohen Elektrifizierungsambitionen, sodass der Gasgemischpreis mehr als dreimal des höchsten Wärmepreises erreichen kann.

		Kapitalwert in Mio. €			Vergleich der Wärme- und Gasgemischpreise 2050 in €/kWh _{Nutzenergie}			
		Stromszenario	MittelwegszENARIO	Gaszenario	Stromszenario	MittelwegszENARIO	Gaszenario	
Wärmenetz	Maximale Investitionen	40 % Ausbau	159,16	157,06	161,70	12,74	12,97	12,49
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	155,81	153,53	158,60	12,02	12,21	11,82
		80 % Ausbau	118,43	114,64	124,90	17,06	17,50	16,39
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	111,35	107,28	118,45	15,46	15,81	14,93
	Minimale Investitionen	40 % Ausbau	190,16	189,87	190,41	12,74	12,97	12,49
		40 % Ausbau; konstante Personalkosten	186,81	186,34	187,31	12,02	12,21	11,82
		80 % Ausbau	185,26	184,64	185,95	17,06	17,50	16,39
		80 % Ausbau; konstante Personalkosten	178,18	177,28	179,50	15,46	15,81	14,93
Gasverteilstz	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze k = 0,9	12,42	6,25	0,62	30,80	14,97	14,38	
	Anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze k = 0,3	0,72	-2,71	-5,26	50,05	15,63	14,59	
	Investitionsstopp		-8,65		63,76	16,10	14,70	

Abbildung 6.15: Vergleich der Kapitalwerte und Netzentgelte des Wärmenetzausbaus und der positiven Stilllegungsoptionen für das Gasverteilstz. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)

6.4.2 Umrüstung zur Wasserstoffverteilung

Eine alternative Nutzung der Gasverteilstze ist die Nutzung zur Verteilung von Wasserstoff, wie in Abschnitt 3.2.1.1 gezeigt. Eine erste Regulierung von Wasserstoffnetzbetrieben und ein erster Entwurf zur Entflechtung von Gasverteilstzbetrieb und Wasserstoffnetzbetrieb liegen bereits in Deutschland und der EU vor. Diese werden zurzeit stark diskutiert, sodass sich der Regulierungsrahmen noch deutlich ändern kann. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Gasnetzbetrieben und nicht den Wasserstoffnetzbetrieben, weshalb mit den folgenden Ergebnissen die Wirkung der derzeitigen Regulierung bzw. Regulierungsvorschläge auf den Gasverteilstzbetrieb (Abschnitt 6.4.2.1) und dessen Netznutzende (Abschnitt 6.4.2.2) untersucht wird.

6.4.2.1 Auswirkung auf den Gasverteilstzbetrieb

Wie in Abschnitt 5.6.3.2 erläutert sind die Gasleitungen des betrachteten Gasverteilstzes bereits größtenteils wasserstoffverträglich, sodass lediglich im normalen Erneuerungszyklus Investitionen für wasserstoffverträgliche Leitungen getätigt werden. Diese Investitionen erhöhen den Wert des Netzes, wie Abbildung 6.16 am Beispiel für das Stromszenario k = 0,3 für Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode verdeutlicht. Die linke Grafik in der Abbildung stellt die Entwicklung der Restwerte bei Investitionen in die Wasserstoffverträglichkeit dar, während die rechte Grafik den Verlauf der Restwerte bei einer Stilllegung des Netzes zeigt. Die neuen Investitionen für die wasserstoffverträglichen Leitungen zwischen 2025 und 2034 führen zu einem Anstieg der Restwerte in den darauffolgenden Regulierungsperioden (linke Grafik). Der höchste Anstieg zeigt sich erst in der sechsten Regulierungsperiode (2033 - 2037), da die fünfte Regulierungsperiode auf dem Basisjahr 2025 basiert und die sechste auf dem Jahr 2030. Die neuen Investitionen während der Regulierungsperiode werden mittels dem Kapitalkostenaufschlag in der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Ab 2035 werden die erneuerten freiwerdenden Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb abgegeben, sodass die Restwerte absinken und dem Verlauf der Restwerte bei der Netzstilllegung entsprechen (rechte Grafik). Aufgrund der Regulierungsperioden sinken die Restwerte nicht direkt 2035 ab, sondern erst mit der neuen Regulierungsperiode ab 2038. Die erwirtschafteten Erträge aus der Übernahme der freiwerdenden Leitungen ergeben sich aus deren Restwerten und entsprechen 52,6 Mio. € im Stromszenario $k = 0,3$. Die erwirtschafteten Erträge der anderen Szenarien sind in Anhang A.32 beigefügt.

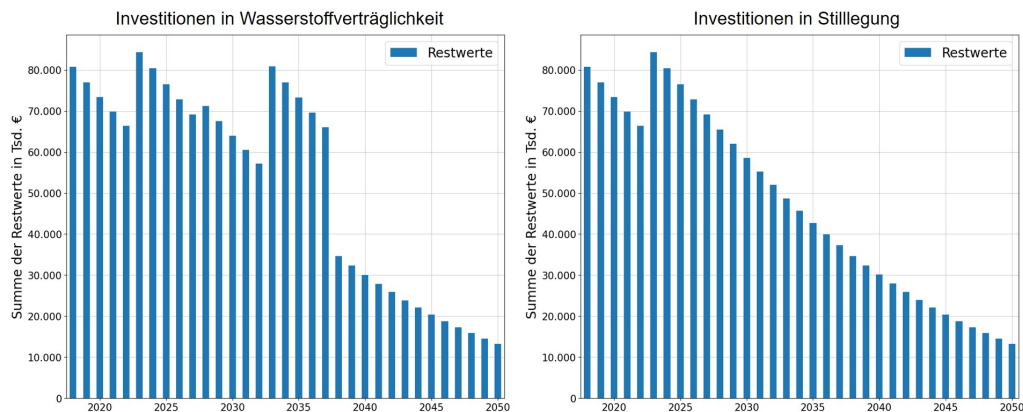


Abbildung 6.16: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich entsprechend für die Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode in Abbildung 6.17. Wie bei den Restwerten steigen die Kapitalkosten in der sechsten Regulierungsperiode deutlich an und sind anschließend wieder auf dem gleichen Niveau wie bei der Stilllegung, da die Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden. Zusätzlich erkennt man, dass die Eigenkapitalverzinsung in der Zeit der neuen Investitionen deutlich höher ist als für die Stilllegung. Für diesen Zeitraum ist es für Investoren attraktiv in die Netze zu investieren, während die Übergabe an den Wasserstoffnetzbetrieb wieder zu geringeren Eigenkapitalverzinsungen, entsprechend der Höhe bei der Stilllegung, führt.

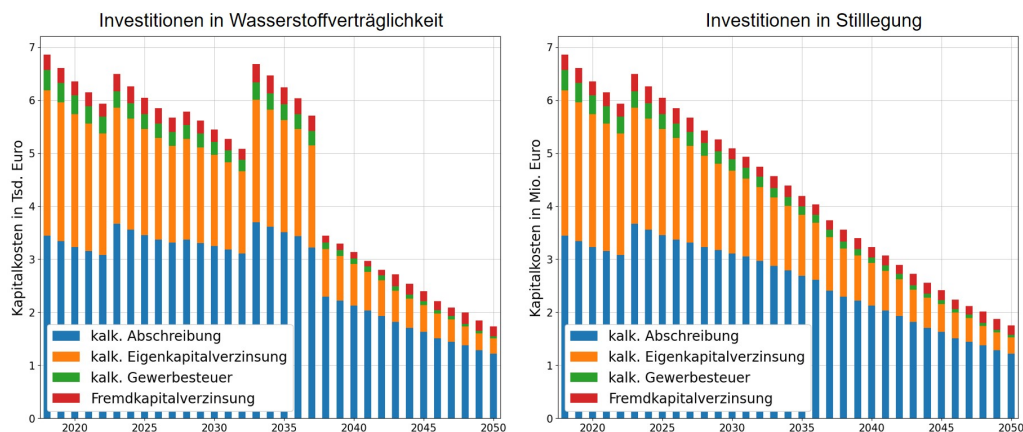


Abbildung 6.17: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

Wie bereits bei den Erläuterungen zu der Restwertentwicklung erwähnt, werden die neuen Investitionen während der Regulierungsperiode mittels dem Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt. Somit steigt die Erlösobergrenze durch die Investitionen entsprechend an, wie die linke Grafik in Abbildung 6.18 zeigt. Auch bei

der Erlösobergrenze kommt es zu einem Absinken mit einer leichten Zeitverzögerung, wenn die erneuerten Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden.

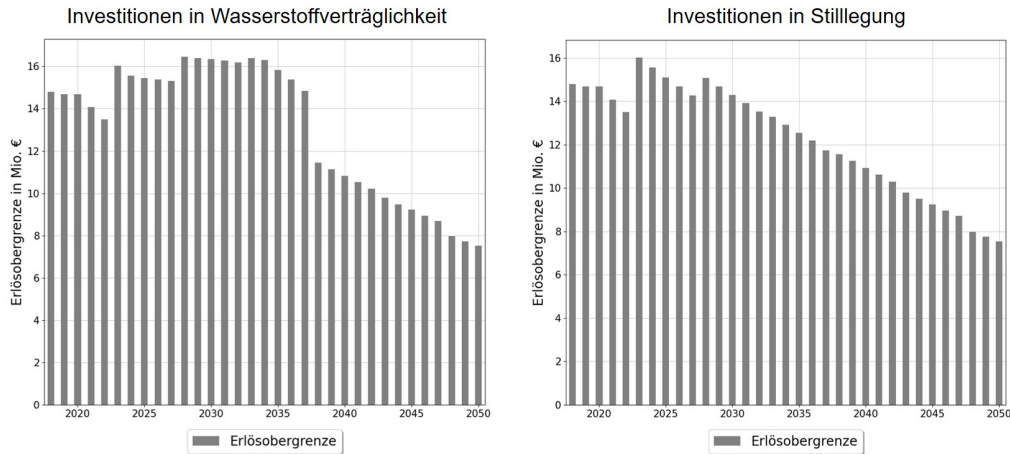


Abbildung 6.18: Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

Die Auswirkungen auf die Restwerte, Kapitalkosten und Erlösobergrenzen in den anderen Nachfrageszenarien mit unterschiedlicher Netzausprägung sind in den Anhängen A.33 bis A.35 beigefügt.

Die Auswirkung auf den Gasnetzbetrieb wird wieder mittels den Kapitalwerten in den verschiedenen Szenarien dargestellt. Abbildung 6.19 vergleicht die Kapitalwerte der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz mit dem Investitionsstopp (grauer Balken). Man erkennt, dass in den meisten Szenarien höhere Verluste entstehen als bei einem Investitionsstopp. Lediglich das Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (gelber Balken) erreicht niedrigere Verluste als im Falle eines Investitionsstopps, während im Stromszenario $k = 0,9$ (dunkelgrüner Balken) ein positiver Kapitalwert von 3,4 Mio. € erzielt wird. Im Stromszenario $k = 0,9$ werden nicht nur die erneuerten wasserstoffverträglichen Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb mit Erlösen in Höhe deren Restwerte übergeben, sondern auch die freiwerdenden Leitungen, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind aber bereits nicht mehr für die Gasverteilung benötigt werden.

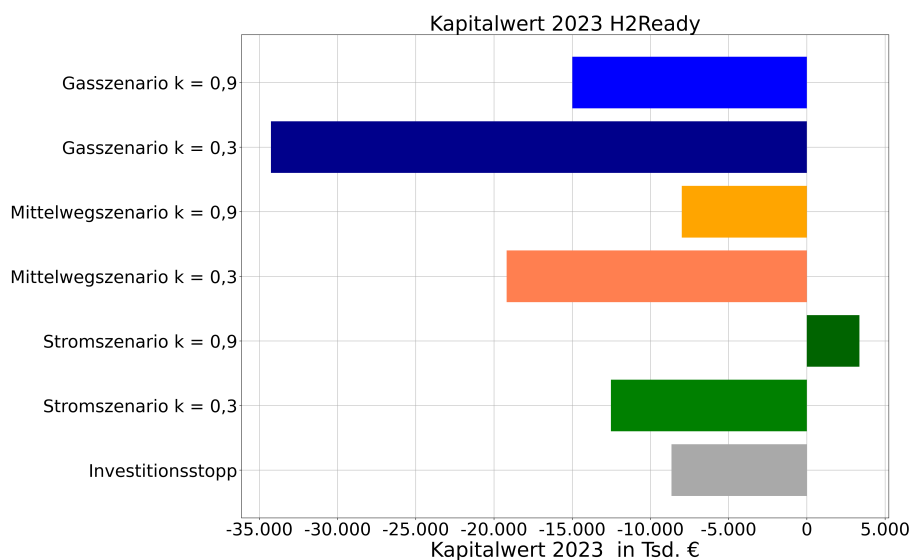


Abbildung 6.19: Kapitalwerte der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (Eigene Darstellung)

Am Ende des Betrachtungszeitraums in 2050 bleiben gewisse Restwerte des Gasverteilnetzes bestehen. Diese sind in Abbildung 6.20 im Vergleich zu den Restwerten eines Investitionsstopps dargestellt. Der Großteil der Restwerte der verschiedenen Szenarien entsprechen den Restwerten des Investitionsstopps. Lediglich das Gasszenario $k = 0,3$ zeigt einen wesentlich höheren Restwert, da die erneuerten Leitungen teilweise nicht an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden können, weil diese weiterhin für die Gasverteilung benötigt werden. Der Restwert im Stromszenario $k = 0,9$ ist geringer, da bereits Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden, welche nicht erneuert wurden, aber auch nicht mehr für den Gasnetzbetrieb benötigt werden.

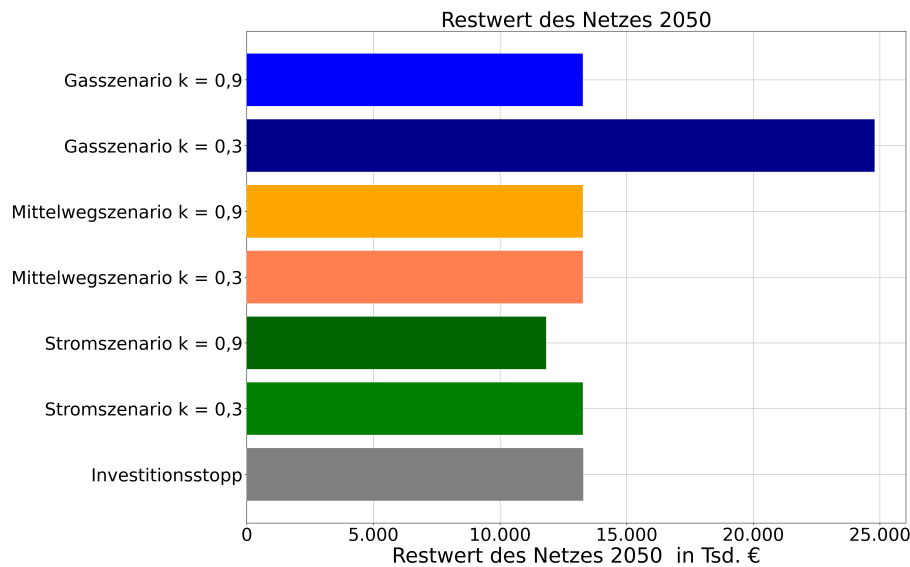


Abbildung 6.20: Restwerte des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes in den verschiedenen Nachfrageszenarien 2050 (Eigene Darstellung)

6.4.2.2 Auswirkung auf Gasnetznutzende

Um die Auswirkung auf die Gasnetznutzenden zu betrachten werden die Entwicklungen der Netzentgelte in den verschiedenen Szenarien mit dem Investitionsstopp verglichen. Die graue gepunktete Linie in Abbildung 6.21 stellt den starken Anstieg der Netzentgelte bei einem Investitionsstopp im Stromszenario dar. Die für den Fall von Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz entstehenden Netzentgelte sind deutlich geringer als die Netzentgelte des Investitionsstopps im Stromszenario. Wobei auch in diesem Szenario die Netzentgelte für das wasserstoffverträgliche Netz deutlich ansteigen, sodass im Stromszenario $k = 0,3$ 2050 diese bei 30 €/kWh liegen und im Stromszenario $k = 0,9$ bei 15 €/kWh. Da zwischen 2025 und 2034 noch eine hohe Gasnachfrage in den betrachteten Szenarien besteht, führen die neuen Investitionen, welche die Erlösbergrenze erhöhen, nicht zu deutlich ansteigenden Netzentgelten.

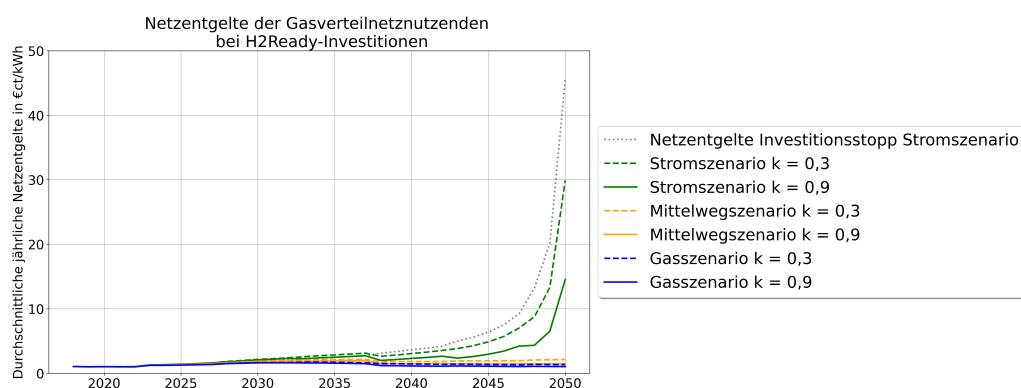


Abbildung 6.21: Netzentgelte bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (Eigene Darstellung)

6.4.2.3 Zusammenfassung Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz

Die zuvor beschriebenen Auswirkungen auf den Gasnetzbetrieb und die Gasnetznutzenden werden in Tabelle 6.22 zusammengefasst und mit den Stilllegungsstrategien sowie dem Investitionsstopp verglichen. Die linken Spalten stellen die Kapitalwerte dar, deren Farbschema in Rot hohe Verluste und in Grün hohe Gewinne darstellt. Die Netzentgelte in den rechten Spalten werden in Grün bei möglichst niedrigen Netzentgelten und in Rot bei hohen Netzentgelten illustriert.

Lediglich die Kapitalwerte der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz im Stromszenario $k = 0,9$ und im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ sind höher als beim Investitionsstopp, sodass in den meisten Szenarien nicht investieren für den Gasverteilnetzbetrieb attraktiver ist. Im Vergleich zu den Stilllegungsvarianten führen die Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz im Stromszenario zu niedrigeren Verlusten bzw. höheren Gewinnen als die verschiedenen Regulierungsoptionen eines vollständigen Rückbaus. Für die anderen Szenarien führt eine Berücksichtigung der Rückbaukosten in der Erlösbergrenze zu niedrigeren Verlusten. Bei einer anteiligen Stilllegung führen die meisten Regulierungsoptionen und Szenarien zu niedrigeren Verlusten bzw. höheren Gewinnen als die Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz, wobei die höchsten Gewinne bei einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten erreicht werden.

Die durchschnittlichen Netzentgelte von 2018 bis 2050 sind für die wasserstoffverträglichen Investitionen auf einer vergleichbaren Höhe wie für die Stilllegungsoptionen, wobei die Variante eines vollständigen Rückbaus mit Berücksichtigung der Rückbaukosten zu deutlich höheren Netzentgelten führt, während diese Regulierungsoption bei einer anteiligen Stilllegung lediglich in leicht höheren Netzentgelten resultiert. Die Netzentgelten im Falle eines Investitionsstopps sind in den meisten Szenarien höher als bei wasserstoffverträglichen Investitionen.

		Auswirkung auf Gasverteilsnetzbetrieb (Kapitalwert in Tsd. €)						Auswirkung auf Gasverteilsnetznutzende (Durchschnittliche Netzentgelte 2018 – 2050 in €/kWh)					
		Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario		Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
		k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
H2Ready-Investitionen		-12.523	3.361	-19.192	-7.998	-34.266	-14.991	3,63	2,44	1,59	1,39	1,30	1,17
Investitionsstopp		-8.652						4,59		1,63		1,22	
vollständiger Rückbau	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöobergrenze	-48.933	-81.466	-29.220	-58.229	-19.275	-37.482	3,82	2,42	1,61	1,39	1,26	1,17
	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöobergrenze	-13.119	-4.629	-6.998	-2.685	-6.156	-1.719	5,39	4,51	1,81	1,85	1,33	1,36
	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-20.260	-27.389	-15.776	-23.693	-11.614	-16.573	3,12	2,35	1,59	1,38	1,27	1,20
anteilige Stilllegung	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöobergrenze	-5.424	-749	-6.520	-3.269	-7.507	-5.507	3,82	2,42	1,61	1,39	1,26	1,17
	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöobergrenze	715	12.423	-2.710	6.253	-5.258	624	4,08	2,78	1,64	1,47	1,27	1,20
	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-3.716	-16	-6.266	-3.117	-7.588	-5.815	3,89	2,83	1,66	1,54	1,29	1,25

Abbildung 6.22: Zusammenfassung der Kapitalwerte und Netzentgelte für ein wasserstoffverträgliches Gasverteilsnetz im Vergleich zu den Stilllegungsstrategien. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)

6.4.3 Alternative Nutzung der passiven Infrastruktur

Eine weitere Variante der alternativen Nutzungsmöglichkeiten von Gasverteilsnetzen ist die Mitnutzung von passiven Leitungen durch andere Netzbetriebe, wie zum Beispiel durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb. Die Regulierung sieht hierfür bereits definierte Mitnutzungsentgelte vor, sodass deren Auswirkung auf den Gasnetzbetrieb und die Gasnetznutzenden im Folgenden beschrieben wird.

6.4.3.1 Auswirkung auf den Gasnetzbetrieb

Basierend auf den in den verschiedenen Szenarien freiwerdenden Leitungen (siehe Abschnitt 5.6.3.3) und den Mitnutzungsentgelten mit einem Anreizzuschlag von 0,25 €/m für Leitungen größer oder gleich 100 m (siehe Abschnitt 3.2.1.3) lassen sich die jährlichen Erträge der Mitnutzung, wie in Abbildung 6.23 dargestellt, ableiten. Man erkennt, dass im Stromszenario $k = 0,9$ die höchsten Erträge pro Jahr erwirtschaftet werden, da auch die meisten Leitungen nicht mehr benötigt werden und im Gasszenario $k = 0,3$ die geringsten Erträge. Nichtsdestotrotz liegen die jährlichen Erträge 2050 zwischen fast 20.000 € und 150.000 €.

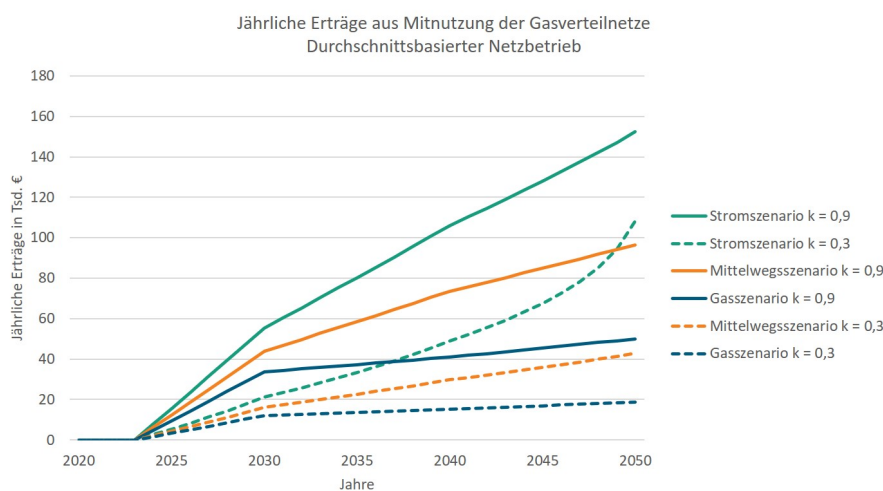


Abbildung 6.23: Erwirtschaftete Erträge durch Mitnutzung des Gasverteilnetzes von einem Telekommunikationsnetzbetrieb (Eigene Darstellung)

Die Auswirkung der Mitnutzung auf den Gasnetzbetrieb wird in Tabelle 6.6 mit dem Investitionsstopp und den Stilllegungsvarianten verglichen. Der Großteil der betrachteten Szenarien führt zu positiven Kapitalwerten bei einer Mitnutzung aufgrund der zusätzlichen Erlöse, welche zwischen 1,6 Mio. € und 17,0 Mio. € liegen. Lediglich im Gasszenario $k = 0,3$ und im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ werden Verluste erwirtschaftet, welche aber deutlich geringer sind als die Verluste des Investitionsstopps und der Stilllegungsvarianten.

Tabelle 6.6: Vergleich Kapitalwerte der Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb mit Kapitalwerten der Stilllegungsstrategien und dem Kapitalwert des Investitionsstopps (Eigene Darstellung)

Kapitalwert 2023 in Tsd. €	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
Alternative Nutzung	4.035	16.951	-1.542	8.817	-4.910	1.556
Investitionsstopp			-8.652			
vollständiger Rückbau						
Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	-48.933	-81.466	-29.220	-58.229	-19.275	-37.482
Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	-13.119	-4.629	-6.998	-2.685	-6.156	-1.719
Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-20.260	-27.389	-15.776	-23.693	-11.614	-16.573
anteilige Stilllegung						
Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	-5.424	-749	-6.520	-3.269	-7.507	-5.507
Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlösobergrenze	715	12.423	-2.710	6.253	-5.258	624
Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-3.716	-16	-6.266	-3.117	-7.588	-5.815

6.4.3.2 Auswirkung auf Netznutzende

Da die Erträge aus der Mitnutzung nicht in die Erlösobergrenze einfließen, haben diese auch keine direkte Auswirkung auf die Netzentgelte. Abbildung 6.24 vergleicht die Netzentgelte in den verschiedenen Szenarien zu den Netzentgelten des Investitionsstopps im Stromszenario (grau gepunktete Linie). Man erkennt, dass die Netzentgelte deutlich geringer sind, da zwar die Erträge der Mitnutzung nicht in die Erlösobergrenze einfließen, dennoch aber die Netzkosten durch die Verringerung des aktiv genutzten Netzes sinken. Somit steigen die Netzentgelte im Stromszenario zwar aufgrund der deutlich sinkenden Gasnachfrage stark an, sind aber 2050 mit Netzentgelten zwischen 30 €/kWh und 13 €/kWh deutlich niedriger als die Netzentgelte des Investitionsstopps, in Höhe von 45 €/kWh.

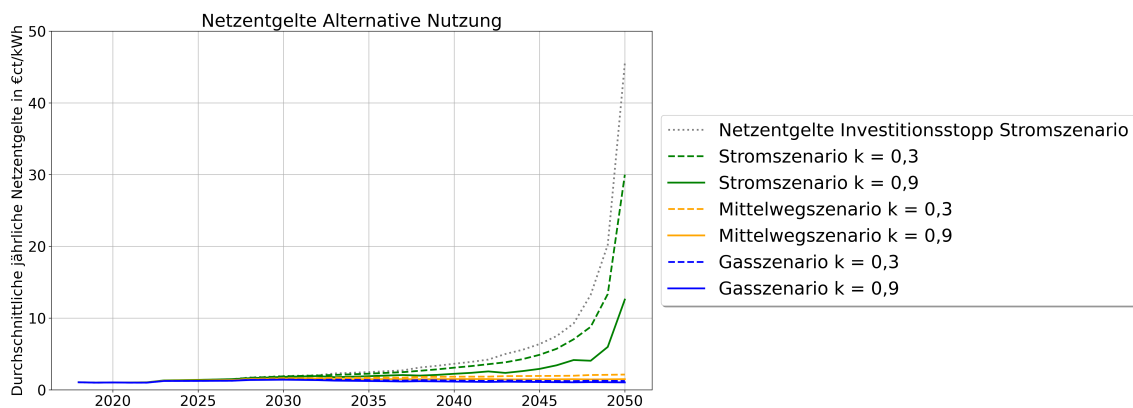


Abbildung 6.24: Netzentgelte im Falle einer Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb (Eigene Darstellung)

6.4.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der alternativen Nutzung des passiven Gasverteilnetzes

Die Ergebnisse der Mitnutzung werden in Abbildung 6.25 zusammengefasst und mit den verschiedenen Stilllegungsvarianten und dem Investitionsstopp verglichen. Das Farbschema der Abbildungen zeigt die höchsten Kapitalwerte in Grün und die niedrigsten in Rot, während die höchsten Netzentgelte in Rot dargestellt sind und die niedrigsten in Grün. Die linken Spalten in Abbildung 6.25 vergleichen die Kapitalwerte, welche in allen Szenarien bei einer Mitnutzung der passiven Leitungen zu niedrigeren Verlusten bzw. höheren Erlösen als bei einer Stilllegung des Gasverteilnetzes führen. Zum Beispiel erzielt eine Mitnutzung der passiven Infrastruktur im Vergleich zu einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten bis zu rund 4,5 Mio. € höhere Erträge bzw. 350 Tsd. € geringere Verluste. Auch die Netzentgelte in den rechten Spalten sind in fast allen Szenarien bei einer Mitnutzung leicht bis deutlich niedriger als bei den Stilllegungsoptionen. Somit ist grundsätzlich eine Mitnutzung der passiven Leitungen aus wirtschaftlichen Gründen empfehlenswert, wobei eine Herausforderung in der Nachfrage nach der Mitnutzung liegt.

	Auswirkung auf Netzbetrieb (Kapitalwert in Tsd. €)						Auswirkung auf Netznutzende (Durchschnittliche Netzentgelte in €/kWh)						
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario		Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario		
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	
Alternative Nutzung	4.035	16.951	-1.542	8.817	-4.910	1.556	3,52	2,24	1,49	1,29	1,17	1,09	
Investitionsstopp	-8.652						4,59	1,63		1,22			
vollständiger Rückbau	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöbergrenze	-48.933	-81.466	-29.220	-58.229	-19.275	-37.482	3,82	2,42	1,61	1,39	1,26	1,17
	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöbergrenze	-13.119	-4.629	-6.998	-2.685	-6.156	-1.719	5,39	4,51	1,81	1,85	1,33	1,36
	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-20.260	-27.389	-15.776	-23.693	-11.614	-16.573	3,12	2,35	1,59	1,38	1,27	1,20
anteilige Stilllegung	Keine Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöbergrenze	-5.424	-749	-6.520	-3.269	-7.507	-5.507	3,82	2,42	1,61	1,39	1,26	1,17
	Berücksichtigung der Stilllegungskosten in Erlöbergrenze	715	12.423	-2.710	6.253	-5.258	624	4,08	2,78	1,64	1,47	1,27	1,20
	Bildung von Rückstellungen für Stilllegungskosten	-3.716	-16	-6.266	-3.117	-7.588	-5.815	3,89	2,83	1,66	1,54	1,29	1,25

Abbildung 6.25: Ergebnisse der alternativen Nutzung des passiven Gasverteilnetzes im Vergleich zu Stilllegung des Gasverteilnetzes. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)

6.4.4 Zusammenfassung der weiteren Investitionsoptionen

Dieser Abschnitt verdeutlicht die Auswirkungen der in Abschnitt 3.2.1 identifizierten weiteren Investitionsoptionen und des Wärmenetzausbaus auf die entsprechenden Netzbetriebe und Netznutzenden. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Wärmenetzausbau in deutlich höheren positiven Kapitalwerten als die positivsten Konstellationen der Gasverteilnetzstilllegung resultiert. Folglich ist es wirtschaftlich attraktiver, Wärmenetze auszubauen als Gasverteilnetze zu erhalten und eine Kombination eines Wärmenetzausbaus und einer Gasnetzstilllegung kann die Kosten weiter senken. Auch die Auswirkung auf die Endnutzenden ist für Wärmenetznutzende überwiegend günstiger als für Gasnetznutzende. Die Gasmischpreise zeigen die Auswirkungen der Netzentgelte in den verschiedenen Nachfrageszenarien. Im Stromszenarien steigen die Netzentgelte nahezu exponentiell an, sodass auch die Gasmischpreise deutlich steigen. Dies führt zu höheren durchschnittlichen Gasmischpreisen als durchschnittliche Wärmepreise ab bereits 2032. Im Gegensatz dazu haben im Mittelweg- und Gasszenario die Netzentgelte keine starke Auswirkung auf die Gasmischpreise, da diese nur moderat steigen. Dennoch werden die durchschnittlichen Gasmischpreise ab 2034 bzw. 2035 teurer als die durchschnittlichen Wärmepreise, da der Gasbeschaffungspreis deutlich steigt. Insgesamt zeigen die Entwicklungen der Wärmepreise, dass bei niedrigem Netzausbau und hoher Verdichtung die Wärmepreise zu einem Drittel niedriger sind als bei einem hohen Netzausbau und einer niedrigen Verdichtung. Dennoch zeigen die Gasmischpreise die höchsten Preissteigerungen, welche bis zu mehr als dreimal höher als der höchste Wärmepreis werden können.

Zur Bewertung der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz werden die aktuellen Regulierungsvorschläge berücksichtigt, sodass die Ergebnisse eine Momentaufnahme dieser Regulierung darstellen. Zusätzlich wird angenommen, dass Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz in der Erlöbergrenze anerkannt werden. Es werden die Einflüsse auf den Gasverteilnetzbetrieb und dessen Netznutzenden untersucht. Die Erneuerungsinvestitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz steigern den Netzwert, welcher jedoch durch die Übergabe an den Wasserstoffnetzbetrieb wieder sinkt. Die Übergabe erfolgt bereits 2035, doch durch die Regulierungsperiode sinken die Restwerte und die entsprechende Erlöbergrenze erst ab 2038 ab. In den meisten Szenarien führt der Fall eines Investitionsstopps zu niedrigeren

Verlusten als investieren in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz. Jedoch sind die Netzentgelte insbesondere im Stromszenario bei einem Investitionsstopp deutlich höher. Insgesamt ist eine anteilige Stilllegung des Gasverteilnetzes mit einer Regulierung, welche die Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt, attraktiver für den Netzbetrieb und die Netznutzenden als wasserstoffverträgliche Investitionen. Die Netzentgelte sind lediglich um 0,31 €/kWh höher bei einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten und der Netzbetrieb erwirtschaftet mehr als 9.000 € höhere Gewinne als bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz.

Abschließend zeigen die Ergebnisse der Mitnutzung des passiven Gasverteilnetzes, dass 2050 jährliche Erträge zwischen 20.000 € und 150.000 € erwirtschaftet werden können. Dies führt in den meisten Szenarien zu positiven Kapitalwerten für den Netzbetrieb, während lediglich im Gasszenario $k = 0,3$ und Mittelwegeszenario $k = 0,3$ die Kapitalwerte negativ bleiben. Die Verluste sind jedoch geringer als im Falle eines Investitionsstopps oder einer Gasnetzstilllegung. Auch die Netzentgelte sind unter anderem durch die entfallenden Stilllegungskosten leicht bis deutlich niedriger als im Falle eines Investitionsstopps oder der Gasnetzstilllegung.

Insgesamt zeigen diese Betrachtungen, dass sofern eine Nachfrage nach einer Mitnutzung der passiven Gasverteilnetzleitungen besteht, diese genutzt werden sollte. Ist dies nicht der Fall, dann ist ein Ausbau des Wärmenetzes möglichst in Kombination mit einer Stilllegung des Gasverteilnetzes empfehlenswert, während Investitionen in eine wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz mit den aktuellen Regulierungsvorschlägen weniger attraktiv sind.

6.5 Synthese

Dieses Kapitel beschreibt die Auswirkungen der zuvor identifizierten Investitionsoptionen im Rahmen verschiedener Nachfrageentwicklungen und Netzlängenausprägungen auf Netzbetrieb und Netznutzende. Im ersten Schritt wird die Wirkung eines Investitionsstopps untersucht. Dieser Fall verdeutlicht, dass selbst wenn ab 2020 keine neuen Investitionen getätigt werden, bis 2050 erhebliche Restwerte des Gasverteilnetzes bestehen. Sollte die Gasnachfrage deutlich sinken und somit kein Bedarf für dieses Netz mehr bestehen, dann führt dies zu hohen „Stranded Assets“. Dies unterstreicht den Bedarf einer Verkürzung der Nutzungsdauern für Bestandsanlagen und somit den Bedarf einer Anpassung der Regulierung. Des Weiteren zeigt dieser Fall, dass nicht nur die Investitionsentscheidung, sondern auch die Betriebskosten, wie z. B. die Personalkosten, einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Gasverteilnetzbetriebs haben. Diese fließen derzeit nur in das Basisjahr einer Regulierung ein und wirken somit verzögert auf die Erlösobergrenze. Eine Anpassung der Berücksichtigung der Betriebskosten, ähnlich zur Berücksichtigung neuer Investitionen durch den Kapitalkostenaufschlag, kann die Flexibilität der Netzbetriebe erhöhen und die zeitlichen Verzögerungen verringern. Abschließend stellt der Fall eines Investitionsstopps die Notwendigkeit einer Netzlängenverringerung durch Stilllegungsmaßnahmen dar, da bei einem starken Rückgang der Gasnachfrage, wie im Stromszenario, die Netzentgelte exponentiell ansteigen.

Bei den Betrachtungen der Stilllegung werden eine anteilige Stilllegung und ein vollständiger Rückbau unterschieden. Des Weiteren werden die Wirkungen der Regulierungsoptionen mit und ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten oder einer Finanzierung über Rückstellungen untersucht. Im Stromszenario $k = 0,3$ sinkt die Gasnachfrage deutlich ab, aber die Netzlänge kann nur nicht-linear und somit verzögert reduziert werden. Dies ist eine der schwierigsten Situationen für einen Netzbetrieb, da zwar der Bedarf nach dem Gasverteilnetz sinkt, aber die Rückgänge so verortet sind, dass über einen längeren Zeitraum größere Mengen an Leitungen benötigt werden. Dies kann z. B. in Gebieten mit einem individuellen Wechsel der Netznutzenden zu strombasierten Wärmepumpen auftreten. In diesem Szenario ist für den Netzbetrieb ein Investitionsstopp

eine attraktivere Option als ein vollständiger Rückbau, wobei die Netzentgelte lediglich bei einer Berücksichtigung der Rückbaukosten in der Erlösobergrenze höher sind als im Falle eines Investitionsstopps. Dies zeigt auch, dass im Falle eines geforderten vollständigen Rückbaus ein Dilemma zwischen Netzbetrieb und Netznutzenden eintritt, da eine Berücksichtigung der Rückbaukosten die geringsten Verluste für den Netzbetrieb verursachen, aber für die Netznutzenden zu den höchsten Netzentgelten führen. Ein Kompromiss kann die Finanzierung über Rückstellungen darstellen, welche für den Netzbetrieb die Verluste erhöhen aber für die Netznutzenden die Netzentgelte deutlich senken. Dies führt jedoch in diesem Szenario zu negativen Kapitalkostenabzügen, wodurch nach heutiger Regulierung keine Finanzierung der Rückstellungen durchgeführt werden kann und somit eine Reform der Regulierung benötigt wird. Hingegen führt die anteilige Stilllegung zu deutlich niedrigeren Verlusten bzw. zu Gewinnen im Vergleich zum Investitionsstopp und einem vollständigen Rückbau. Die Netzentgelte werden weniger stark von den Regulierungsoptionen beeinflusst und sind selbst bei einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze niedriger als im Falle eines Investitionsstopps oder einem vollständigen Rückbaus. Negative Kapitalkostenabzüge treten nicht auf.

Im Stromszenario $k = 0,9$ geht die Gasnachfrage ebenfalls stark zurück, aber die Netzlänge sinkt nahezu linear bzw. ein nahezu geordneter Rückgang der Netzlänge wird angenommen. Dies kann z. B. bei einem geordneten Wechsel von einer gasbasierten Wärmeversorgung zu einer Wärmeversorgung über Wärmenetze auftreten. In diesem Fall variieren die Einflüsse auf den Netzbetrieb am stärksten, sodass bei einem vollständigen Rückbau ohne Berücksichtigung der Kosten die höchsten Verluste (81,5 Mio. €) im Vergleich zu den anderen Szenarien, aber auch bei einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten die höchsten Gewinne (12,4 Mio. €) entstehen. In diesem Szenario ist ein vollständiger Rückbau mit Berücksichtigung der Rückbaukosten einem Investitionsstopp vorzuziehen und auch die Netzentgelte sind leicht niedriger. Dennoch tritt in diesem Fall das zuvor beschriebene Dilemma zwischen Netzbetrieb und Netznutzenden auf und eine Finanzierung über Rückstellungen führt zu negativen Kapitalkostenabzügen. Somit ist auch in diesem Szenario eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten die attraktivste Option für Netzbetrieb und Netznutzende.

Dies trifft auch auf die anderen Szenarien zu, wobei die unterschiedlichen Regulierungsoptionen einen deutlich geringeren Effekt auf die Netznutzenden im Mittelweg- und Gasszenario haben, da insgesamt die Netzentgelte lediglich ein Zehntel der Netzentgelte im Stromszenario sind.

Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht den starken Effekt der relevanten Parametern auf die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs. Ein Anstieg der Eigenkapitalzinssätze von einem Prozentpunkt führt bereits zu einem Absinken der Kapitalwerte um 14 %. Eine Steigerung des Zinses der Kapitalwertanalyse um einen Prozentpunkt führt sogar zu einer Verringerung des Kapitalwertes um 50 %. Hingegen kann ein Absinken der Zinssätze um einen Prozentpunkt den Kapitalwert um mehr als 60 % steigern. Dies verdeutlicht, dass die Regulierungsbehörde mittels den Zinssätzen die Attraktivität von Stilllegungen steigern oder verringern kann. Des Weiteren führt ein Anstieg der Stilllegungskosten um 20 % zu einem Absinken des Kapitalwerts um mehr als 70 %, sodass auch die Netzstruktur, auf deren Basis die Anteile der Stilllegungsmaßnahmen abgeleitet werden, die Attraktivität von Stilllegungen beeinflusst. Der Effizienzwert wird basierend auf einem Effizienzvergleich zwischen ähnlichen Netzbetrieben seitens der Regulierungsbehörde festgelegt. Verringert sich der Effizienzwert des betrachteten Netzbetriebs um 6 Prozentpunkte, so führt dies zu einer Verringerung des Kapitalwertes um mehr als 100 %. In wie weit Stilllegungen den Effizienzvergleich und somit die Effizienzwerte beeinflusst ist noch nicht geklärt. Darüber hinaus führt eine Verdopplung der Personalkosten zu einem fast doppelt so niedrigen Kapitalwert und je höher die Personalkosten werden, desto niedriger wird der Kapitalwert und entsprechend höher die Verluste für den Netzbetrieb.

Wie bereits die Ergebnisse des Investitionsstopps zeigen, beeinflussen die Betriebskosten deutlich die Erlösobergrenze und somit die Netzentgelte. Somit führt eine Verdopplung der Personalkosten zu einer Erhöhung

der Netzentgelte um 7 %. Auch die Erhöhung der Eigenkapitalzinssätze von einem Prozentpunkt führt lediglich zu Erhöhungen der Netzentgelte um 0,7 %. Sinken die Stilllegungskosten um 20 %, so sinken die Netzentgelte lediglich um 1,8 %. Hingegen führt eine Steigerung des Effizienzwertes auf 100 % ab 2048, zu einem Anstieg der Netzentgelte um 6 %. Folglich sind die Einflüsse der betrachteten Parameter auf die Netzentgelte deutlich geringer als auf den Kapitalwert, wobei die Personalkosten und der Effizienzwert die stärksten Auswirkungen haben.

Abschließend werden die weiteren Investitionsoptionen und der Wärmenetzausbau bewertet. Für den Wärmenetzbetrieb führt ein Wärmenetzausbau zu Kapitalwerten zwischen 107 Mio. € und 190 Mio. €, während eine anteilige Netzstilllegung für den Gasverteilnetzbetrieb in den positivsten Konstellationen in Kapitalwerte zwischen 0,6 Mio. € und 12,4 Mio. € resultiert. Somit ist es attraktiver ein Wärmenetz auszubauen als ein Gasverteilnetz zu erhalten. Für die Netznutzenden zeigen die Ergebnisse, dass die Wärmepreise bei einem geringeren Wärmenetzausbau und einer höheren Verdichtung um ein Drittel niedriger als bei einem hohen Wärmenetzausbau und einer geringen Verdichtung sind. Des Weiteren verdeutlichen die Ergebnisse, dass im Stromszenario die Entwicklung der Netzentgelte einen starken Einfluss auf die Gasgemischpreise haben, während diese im Mittelweg- und Gasszenario nur einen geringen Einfluss haben. Dennoch übersteigen die durchschnittlichen Gasgemischpreise zwischen 2032 und 2035 die durchschnittlichen Wärmepreise, da auch der Gasbeschaffungspreis deutlich steigt. Der höchste Gasgemischpreis ist mehr als dreimal höher als der höchste Wärmepreis. Somit ist eine Nutzung der Wärmenetze in den meisten der untersuchten Fälle auch für die Netznutzenden eine attraktivere Option, als eine weitere Nutzung des Gasverteilnetzes.

Die Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz, unter der Berücksichtigung der heutigen Regulierungsvorschläge, verdeutlichen die Zeitverzögerungen aufgrund der Regulierungsperioden. So wird das wasserstoffverträgliche Gasverteilnetz 2035 an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben, aber die Restwerte und die Erlösobergrenze sinken erst 2038 ab. Im Rahmen der Regulierung müssen diese Mehrerlöse über das Regulierungskonto nachträglich ausgeglichen werden. Die Erträge aus der Übergabe der freiwerdenden Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb basieren auf deren Restwerten und liegen je nach Szenario zwischen 35,1 Mio. € und 59,7 Mio. €. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse in fast allen Szenarien, dass der Investitionsstopp eine attraktivere Option für den Netzbetrieb als Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz ist. Dennoch werden niedrigere Verluste bei wasserstoffverträglichen Investitionen im MittelwegszENARIO $k = 0,9$ erzielt, da in diesem Szenario die freiwerdenden Leitungen nahezu linear zur sinkenden Nachfrage zunehmen. Darüber hinaus wird der Kapitalwert im Stromszenario $k = 0,9$ positiv, da nicht nur die Netzlängenentwicklung nahezu linear zur Nachfrage sich entwickelt, sondern auch Leitungen nicht mehr benötigt werden, welche nicht erneuert aber auch noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Somit können über diese Restwerte weitere Erlöse erwirtschaftet werden. Dies zeigen auch die Restwerte 2050, welche in diesem Szenario niedriger sind als in den anderen Szenarien. Hingegen sind die Restwerte im Gasszenario $k = 0,3$ höher als in den anderen Szenarien und im Investitionsstopp, da Leitungen zwar für die Wasserstoffverteilung erneuert, aber diese Leitungen noch für die weitere Gasverteilung benötigt werden. Im Vergleich zu den Stilllegungsoptionen ist eine anteilige Stilllegung des Gasverteilnetzes mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze die attraktivere Option für den Netzbetrieb als Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz. Auch die Netzentgelte sind ähnlich hoch.

Abschließend verdeutlichen die Ergebnisse der Mitnutzung, dass dies zu zusätzlichen Erträgen und somit zu höheren Gewinnen oder ggf. niedrigeren Verlusten für die Netzbetriebe führt. Somit erzielt eine Mitnutzung der freiwerdenden Leitungen statt einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten bis zu rund 4,5 Mio. € höhere Erträge bzw. 350 Tsd. € geringere Verluste. Die erwirtschafteten Erträge fließen nicht in die Erlösobergrenze mit ein. Dennoch treten durch die Mitnutzung keine Stilllegungskosten auf, sodass die Netzentgelte leicht bis deutlich niedriger als für die Stilllegungsoptionen sind. Auch im Vergleich zu den Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz sind die Netzentgelte niedriger.

7 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

In diesem abschließenden Kapitel werden zunächst die zuvor beschriebenen Ergebnisse zusammengefasst und basierend auf den daraus gewonnenen Erkenntnissen Schlussfolgerungen abgeleitet (Abschnitt 7.1). Anschließend werden diese diskutiert und der verwendete Ansatz kritisch bewertet sowie weitere Forschungsbedarfe aufgezeigt (Abschnitt 7.2).

7.1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2050¹ werden erneuerbare Energien ausgebaut und verdrängen fossile Energieträger. Diese Transformation geht einher mit einer stärkeren Nutzung von Sektorkopplungstechnologien, wie z. B. elektrischen Wärmepumpen oder Power-to-Gas-Anlagen zur Produktion von synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Dadurch werden nicht nur die Verbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie stärker integriert, sondern auch deren leitungsgebundenen Infrastrukturen Strom, Gas und Wärme. Dies verstärkt einen Wettbewerb (z. B. zwischen Gas- und Wärmenetz), wie auch Synergien (z. B. zwischen Strom- und Wärmenetz) zwischen den Netzen. Auf Strom- und Gasverteilnetze wird durch den regulatorischen Rahmen ein Kostendruck ausgeübt, bei welchem durch lange Nutzungsdauern Kapital langfristig gebunden wird und dadurch die Flexibilität der Netzbetriebe hinsichtlich Investitionsentscheidungen verringert. Diese Flexibilität wird allerdings benötigt, um auf die Herausforderungen durch die Transformation des Energiesystems zu reagieren. Insbesondere für Gasverteilnetze zeigen nationale Energiesystemstudien (z. B. in Fraunhofer ISI et al. [2022]) einen Rückgang der Gasnachfrage und somit einen rückläufigen Netzbedarf. Eine deutlich sinkende Gasnachfrage bei einer konstanten Gasnetzgröße und somit konstanten Netzkosten führt zu deutlich steigenden Netzentgelten und dadurch zu höheren Belastungen der Endnutzenden. Bei einer starken Ausprägung des Effekts, wie z. B. eine Verzehnfachung der Netzentgelte [Agora Energiewende, 2023, S. 46], wird der Betrieb von Gasverteilnetzen wirtschaftlich fragwürdig. Dennoch stellen die existierenden Gasnetze für die Unternehmen ein substantielles Anlagevermögen dar. Aus diesem Grund beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit der Forschungsfrage „Wie verändert sich die Rolle der Gasverteilnetze auf dem Pfad zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland bis 2050 und wie sollte dafür der regulatorische Rahmen ausgestaltet werden?“

Im ersten Schritt wurde eine detaillierte Literaturliteraturanalyse zur integrierten leitungsgebundenen Energieversorgung in Bezug auf verschiedene Modellierungsansätze und der Regulierung durchgeführt. Anschließend wurden die Nachfrageentwicklungen der drei Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr untersucht und deren Einfluss auf Gasverteilnetze abgeleitet. Darauf basierend wurden Investitionsoptionen für Gasverteilnetzbetriebe identifiziert. Diese Optionen wurden hinsichtlich ihrer technischen Verträglichkeit, den

¹ Die Untersuchungen dieser Arbeit basieren auf Szenarien der BMWi Langfristszenarien mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2050 [Fraunhofer ISI et al., 2021a], obwohl in 2021 die Klimaziele verschärft wurden. Das Update der Szenarien mit dem Zieljahr 2045 wurde Ende 2022 veröffentlicht [Fraunhofer ISI et al., 2022] und konnte somit nicht in dieser Arbeit berücksichtigt werden.

regulatorischen Gegebenheiten, den betroffenen Interessensgruppen sowie deren Marktstruktur und den geplanten Transformationsprozess verglichen. Zur wirtschaftlichen Bewertung der identifizierten Investitionsoptionen und der benötigten Regulierungsoptionen wurde das in dieser Arbeit entwickelte Modell MERLIN verwendet. MERLIN integriert eine detaillierte Abbildung des aktuellen und zukünftigen regulatorischen Rahmens in eine langfristige Investitionsbewertung, inklusive der Berücksichtigung der unterschiedlichen zeitlichen Abhängigkeiten. Dieser Ansatz erlaubt nicht nur, die Wirkungen der Investitionen innerhalb der aktuellen Regulierung auf Netzbetriebe und Netznutzende zu bewerten, sondern auch die Einflüsse neuer Regulierungsoptionen zu analysieren. Ein derartiges methodisches Vorgehen wurde nach ausführlicher Literatursichtung bisher noch nicht vorgenommen und stellt somit einen innovativen Ansatz dar. In dieser Arbeit wurde das Modell aufgrund von Geheimhaltungserklärungen für fiktive Netzbetriebe, welche auf realen Netzbetrieben basieren, angewendet und damit die Realitätsnähe sichergestellt. Zusätzlich dienten die realen Netzdaten zur Validierung des Modells, welche eine Abweichung zu den realen Erlösbergrenzen von weniger als 1 % ergab, sodass das Modell MERLIN die Realität recht genau abbilden kann. Die verwendeten Nachfrageszenarien waren ein Stromszenario mit einer hohen Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren und ein Gasszenario mit einem hohen Anteil an verbleibenden gasbasierten Anwendungen, welche mit synthetischem Methan befeuert werden. Zusätzlich wurde ein Mittelwegsszenario berücksichtigt, welches einen Pfad zwischen den beiden Extremszenarien aufzeigt. In allen drei Szenarien geht die Gasnachfrage deutlich zurück, aber in unterschiedlichen Höhen. Abschließend wurden relevante Einflussparameter in einer Sensitivitätsanalyse im Detail untersucht.

Die entwickelte Methode ermöglicht eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Investitionen von Netzbetrieben und deren Wirkung auf Endnutzende unter Berücksichtigung von gesamtwirtschaftlichen und regulatorischen Bedingungen. Es werden zum einen die kostengünstigsten Pfade für die Endnutzenden ermittelt, sowie die zu bevorzugenden Investitionsoptionen der Netzbetriebe. Dabei wird aber die Versorgungsaufgabe von Gasverteilnetzbetrieben nicht vernachlässigt, da auch in den Szenarien mit starkem Rückgang der Gasnachfrage (Stromszenario) die wenigen verbleibenden Netznutzende mit Gas versorgt werden. Darüber hinaus unterstützt die detaillierte Abbildung des regulatorischen Rahmens die Untersuchung zeitlicher Abhängigkeiten, z. B. in Bezug auf die Finanzierung über Rückstellungen. Somit wird die Anwendbarkeit der Ergebnisse erhöht, welche laut Oduro und Taylor [2023, S. 11] eine Lücke der bestehenden Literatur darstellt und bisher ein wenig erforschtes Gebiet ist. Nach Wissen der Autorin berücksichtigen lediglich die Arbeiten von Then et al. [2020b], Then et al. [2020a] und Then et al. [2021] eine Vereinfachung des regulatorischen Rahmens für Strom- und Gasnetze. Die Lücke einer detaillierten Betrachtung der Regulierung inklusive der resultierenden zeitlichen Abhängigkeiten in Kombination mit verschiedenen Nachfrageszenarien und einer langfristigen Investitionsbewertung schließt die in dieser Arbeit entwickelte Methode. Mit der engen Zusammenarbeit mit Netzbetrieben und der Validierung des Modells mittels realen Netzdaten wird eine hohe Realitätsnähe des Ansatzes sichergestellt, welche ebenfalls von Oduro und Taylor [2023, S. 11] als Forschungslücke hervorgehoben wird.

Die Untersuchungen der Nachfrageentwicklung zeigen: **Die Gasnachfrage wird in den meisten Sektoren bis 2050 kontinuierlich zurückgehen. Der konkrete Zeitpunkt für die Stilllegung der Gasverteilnetze hängt insbesondere von den lokalen Industrieunternehmen ab.** Gebäudebesitzenden stehen größtenteils günstigere alternative Wärmeversorgungsstechnologien zur Verfügung, welche selbst bei geringeren Gebäudesanierungen günstiger als gasbasierte Alternativen sein können, weshalb hier die Nachfrage nach heutigen Kenntnisstand sich nahezu halbieren bis vollständig verschwinden wird. Im Industriesektor verfügen die Nahrungsmittel-, Glas- und Papierindustrie über zahlreiche Produktionsstandorte in Deutschland, welche zu unterschiedlichen Anteilen über Gasverteilnetze versorgt werden. Dennoch zeigt die Analyse der zukünftigen Nachfragen, dass gerade diese Industriebranchen selbst in Szenarien mit einem hohen Gaseinsatz eine leichte bis deutlich sinkende Gasnachfrage aufweisen. Darüber hinaus zeigen die Betrachtungen des Verkehrssektors, nach heutigem Wissenstand, keinen nennenswerten Bedarf für Gasverteilnetze.

Neben der Stilllegung von Gasverteilnetzen bestehen Bedarfe nach einer Umrüstung für die Wasserstoffverteilung oder einen CO₂-Transport. Insbesondere die Zementindustrie wird auch zukünftig prozessbedingte CO₂-Emissionen aufweisen, welche innerhalb eines klimaneutralen Energiesystems zur Speicherung abtransportiert werden sollen oder anderweitig durch sogenannte negative Emissionen kompensiert werden müssen. Hierbei können bestehende Gasverteilnetze eine mögliche Infrastruktur darstellen, da fast ein Viertel der Zementindustrie über diese Infrastruktur mit Gas versorgt werden. Des Weiteren nimmt die Stahlindustrie eine Vorreiterrolle im Aufbau eines Wasserstoffmarktes ein und die durchgeführte standortbasierte Analyse verdeutlicht, dass diese Produktionsstandorte zu über 70 % über Gasverteilnetze versorgt werden. Im Gegensatz dazu sind fast alle Standorte der Grundstoffchemie an das Gastransportnetz angeschlossen. Somit sollten Gasverteilnetzbetriebe in Regionen mit einer Wasserstoffnachfrage in der Stahlindustrie in den Strategieprozess des Wasserstoffmarkthochlaufs einbezogen werden. Im Gebäudesektor zeigen die Untersuchungen, dass Wasserstoff eine nachgelagerte Rolle einnimmt. Die wasserstoffbasierte Wärmeversorgung weist eine geringere Effizienz als alternative Wärmeversorgungen auf, sodass höhere Kosten für die Endnutzenden anfallen. Selbst wenn die wasserstoffbasierte Wärmeversorgung für einzelne Endnutzende eine Option sein könnte, wird insgesamt der Netzbedarf dennoch zurückgehen. Dennoch kann aufgrund der Vielfalt und Komplexität der Gebäudewärmeversorgung eine Nutzung von Wasserstoff nicht ausgeschlossen werden, sodass die derzeit in der Ausarbeitung befindende kommunale Wärmeplanung so ausgerichtet werden sollte, dass nur in Regionen mit erschwerter Versorgung der Gebäude mit Wärme von alternativen Wärmeversorgungstechnologien Wasserstoff vorbereitet wird.

Mögliche relevante Investitionsoptionen für Gasverteilnetzbetriebe ergeben sich in der anteiligen Stilllegung, dem vollständigen Rückbau, der Verteilung von Wasserstoff und der Mitnutzung von Leerrohren durch Telekommunikationsnetzbetriebe. Das Review zeigt, dass bereits fast 97 % der deutschen Gasverteilnetzleitungen für eine Wasserstoffverteilung technisch geeignet sind und erste Regulierungsvorschläge für einen Wasserstoffnetzbetrieb bestehen. Somit ist dies eine mögliche rentable Investitionsoption für Gasverteilnetzbetriebe, welche im Folgenden wirtschaftlich und unter Einbeziehung des vorgeschlagenen regulatorischen Rahmens bewertet wird. Als weitere Variante wird ein möglicher CO₂-Transport betrachtet, welcher materialseitig in den deutschen Gasverteilnetzen machbar ist, aber lediglich oberhalb des kritischen Punktes (73,8 bar und 31,1 °C) wirtschaftlich ist. Dies ist ein Zustand, in dem CO₂ die Dichte einer Flüssigkeit und die Viskosität eines Gases aufweist. Die Drücke in den Gasverteilnetzen sind niedriger, sodass lediglich ein gasförmiger Transport mit höheren Verlusten möglich ist. Daraus lässt sich schließen, dass ein CO₂-Transport über Gasverteilnetze vergleichsweise aufwendig und teuer sein wird. Somit wird diese Variante im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter analysiert. Wird eine Gasleitung weder für die Gasverteilung noch für Wasserstoff oder CO₂ benötigt, so kann diese als Leerrohr für Telekommunikationsleitungen oder Stromleitungen dienen. Für Telekommunikationsleitungen gibt es seitens des Materials keine Einschränkungen, jedoch können Stromleitungen den Korrosionsschutz von Gasleitungen beschädigen. Die Mitnutzung von passiver Infrastruktur durch Telekommunikationsnetzleitungen ist bereits im Telekommunikationsgesetz und im DigiNetz-Gesetz geregelt, sowie entsprechende Mitnutzungsentgelte definiert. Die Wirtschaftlichkeit einer Mitnutzung ist derzeit umstritten, sodass diese im Rahmen dieser Arbeit genauer untersucht wird.

Die wirtschaftliche Bewertung der identifizierten Investitionsoptionen, anhand des Modells MERLIN und den beschriebenen Nachfrageszenarien, beginnt mit dem Basisfall eines Investitionsstopps und vergleicht diesen Fall mit einer anteiligen Stilllegung und einem vollständigen Rückbau des Gasverteilnetzes. Die möglichen Regulierungsoptionen mit und ohne Anerkennung der Stilllegungskosten in der Erlösbergrenze sowie eine Finanzierung über Rückstellungen und eine Verkürzung der Nutzungsdauern der Bestandsanlagen werden unterschieden. Des Weiteren werden die identifizierten alternativen Nutzungsoptionen des Gasverteilnetzes und ein Ausbau des Wärmenetzes mit den Stilllegungs- und Investitionsstoppergebnissen verglichen.

Bereits mit dem heutigen Stand der Vermögensgegenstände treten erhebliche „Stranded Assets“ 2045 und 2050 auf. Dies zeigen die Modellergebnisse des Investitionsstopps, bei welchem keine neuen Investitionen ab 2020 getätigt werden und somit ein extrem Fall der heutigen Situation, in welcher nur in das Nötigste investiert wird, darstellt. Die Ergebnisse ergeben Restwerte zwischen 40,6 Mio. € und 20,4 Mio. € im Jahr 2045 sowie 25,1 Mio. € und 13,3 Mio. € im Jahr 2050 basierend auf den heutigen Bestandsanlagen der betrachteten Netze. Bei einem starken Rückgang der Gasnachfrage können diese Restwerte zu „Stranded Assets“ werden, da diese Investitionen nicht mehr über Netzentgelte refinanziert werden können. Daher sollte die bestehende Regulierung um eine Kürzung der Nutzungsdauern auf Bestandsanlagen erweitert werden.

Eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze ist für Netzbetriebe und Netznutzende die attraktivste Option. Im Mittelwegsszenario und im Gasszenario sind die Netzentgelte um einen Faktor Zehn pro kWh niedriger als im Stromszenario, wobei die verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen nur geringe Auswirkungen aufweisen. Während bei einem vollständigen Rückbau im Stromszenario die unterschiedlichen Regulierungsoptionen sich deutlich auf die Netzentgelte auswirken, sind die Auswirkungen bei einer anteiligen Stilllegung deutlich geringer.

Im Stromszenario ist ein vollständiger Rückbau des Gasverteilsnetzes mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze für den Netzbetrieb die wirtschaftlichste Option, aber die teuerste für die Netznutzenden. Für die Netznutzenden führt diese Regulierungsoption gegen Ende des Betrachtungsrahmens zu fast dreifach höheren Netzentgelten als in den anderen Regulierungsoptionen. Einen Kompromiss stellt die Finanzierung der Rückbaukosten über Rückstellungen dar, welche zu leicht höheren Verlusten für den Netzbetrieb führen, aber zu deutlich niedrigeren Netzentgelten für die Netznutzenden.

Eine Finanzierung der vollständigen Rückbaukosten über Rückstellungen ist bei hohen Rückbaukosten in der heutigen Regulierung nicht möglich. Die Untersuchungen ergeben negativen Kapitalkostenabzügen bei der Stilllegungsvariante eines vollständigen Rückbaus in Szenarien mit einem hohen Rückgang der Gasnachfrage. Negative Kapitalkostenabzüge wirken wie ein Bonus auf die Erlösobergrenze und reizen somit hohe Rückbaukosten an. Um dies zu vermeiden, wird nach heutigen Beschlüssen die Abzüge eines negativen Kapitalkostenabzugs nicht anerkannt und somit dieser auf Null gesetzt [BNetzA Beschlusskammer 9, 2019, S. 30]. Dadurch fließen die Rückstellungen nicht mehr in die Erlösobergrenze ein und der Netzbetrieb erwirtschaftet höhere Verluste. Sollte ein vollständiger Rückbau der Gasverteilsnetze politisch forciert werden, dann wird eine Reform der derzeitigen Regulierung zur Berücksichtigung von Rückstellungen benötigt.

Der Effizienzwert der Erlösobergrenze beeinflusst die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs und entsprechend der zu bewertenden Investitionsoptionen deutlich. Ein Effizienzwert stellt die Effizienz eines Netzbetriebs im Vergleich zu ähnlichen Netzbetrieben dar und wird seitens der Regulierungsbehörde mittels eines Effizienzvergleichs ermittelt. Der Wert kann zwischen 100 % für effiziente Netzbetriebe und im schlechtesten Fall bei 60 % für ineffiziente Netzbetriebe liegen. Somit sind bei einem Effizienzwert von 60 % 40 % der beeinflussbaren Kosten des Netzbetriebs ineffizient und müssen im Zeitraum der Regulierungsperiode abgebaut werden. Die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.3 verdeutlicht, dass bereits ein Absinken des Effizienzwerts um 6 Prozentpunkte zu negativen Kapitalwerten führen kann und somit der Netzbetrieb Verluste erwirtschaftet. Des Weiteren beeinflusst eine Netzstilllegung die Parameter, die in den Effizienzvergleich mit anderen Netzbetrieben einfließen, sodass der sich ergebende Effizienzwert abhängig ist, in wie weit andere Netzbetriebe ebenfalls Netzabschnitte stilllegen. Hier sollte zeitnah eine gesonderte Berücksichtigung der Stilllegung im Effizienzvergleich geprüft werden, um Nachteile durch Netzstilllegungen zu vermeiden.

Die wirtschaftlichen Bewertungen der weiteren Investitionsoptionen zeigen: **Der Ausbau von Wärmenetzen ist für Wärmenetzbetriebe und Netznutzende attraktiver als ein Gasverteilsnetzbetrieb und dessen Nutzung.** Die Gewinnmöglichkeiten für Wärmenetzbetriebe sind deutlich höher als die in dieser

Arbeit betrachteten positivsten Konstellationen für einen Gasverteilnetzbetrieb. Für den Wärmepreis zeigt sich, dass ein geringerer Wärmenetzausbau mit einer höheren Verdichtung des Wärmenetzes zu ein Drittel niedrigeren Wärmepreisen führt als bei einem höheren Wärmenetzausbau mit geringerer Verdichtung. Die Endnutzendenpreise des Gasgemisches, in welchem über die betrachteten Jahre Erdgas von synthetischem Methan abgelöst wird, sind stark abhängig von der Nachfrage, da diese die enthaltenden Netzentgelte deutlich beeinflusst. Da im Mittelweg- und im Gasszenario die Netzentgelte nur leicht steigen, haben diese kaum eine Auswirkung auf die Endnutzendenpreise. Dennoch steigen die Endnutzendenpreise des Gasgemisches an, sodass ab 2034 die durchschnittlichen Gasgemischpreise höher sind als die durchschnittlichen Wärmepreise. Ein wesentlicher Treiber der Preise in diesen Szenarien ist der deutlich steigende Beschaffungspreis für das Gasgemisch. Hingegen steigen die Netzentgelte im Stromszenario stark an, wodurch auch die Gasgemischpreise sich deutlich erhöhen und bereits ab 2030 teurer werden als die Wärmepreise. Es ist auch zu beachten, dass der höchste Preis des Gasgemisches mehr als dreimal höher als der höchste Wärmepreis ausfällt. Ein deutlicher Anstieg der Beschaffungspreise für Gas, wie dies in der Energiekrise in 2022 der Fall war, kann diese Ergebnisse weiter verstärken, sodass das Gasgemisch noch deutlich teurer als die Wärmepreise werden kann.

Eine anteilige Stilllegung des Gasverteilnetzes mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze ist für Netzbetriebe attraktiver als Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz. Seitens der Netznutzenden führt eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten nur zu 0,31 €/kWh höheren Netzentgelten und mehr als 9 Mio. € höheren Gewinnen als Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz. Die Investitionen in die Erneuerung von Leitungen als wasserstoffverträgliche Leitungen zwischen 2025 und 2034 führen zu kaum höheren Netzentgelten, da diese Kosten auf eine recht hohe Gasnachfrage verteilt werden kann. Somit tragen allerdings auch Gasnetznutzende die Kosten einer späteren Nutzung von Wasserstoff, welche diese zukünftig möglicherweise nicht nutzen werden. Dies ist eine Momentaufnahme der aktuellen Regulierungsvorschläge mit dem Zusatz, dass Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz in der Erlösobergrenze anerkannt werden.

Die Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb ergibt die höchsten Gewinne bzw. niedrigsten Verluste für die Gasnetzbetriebe, sowie die niedrigsten Netzentgelte für die Gasnetznutzenden. Bei einer Mitnutzung der freiwerdenden Leitungen statt einer anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Regulierung ergeben sich für den Netzbetrieb bis zu rund 4,5 Mio. € höhere Erträge bzw. 350 Tsd. € niedrigere Verluste. Folglich ist eine Mitnutzung grundsätzlich aus wirtschaftlichen Gründen zu empfehlen, wobei eine gewisse Unsicherheit in der Nachfrage nach solch einer Mitnutzung besteht. Gerade der Ausbau der Telekommunikationsnetze sollte bereits heute beschleunigt stattfinden, wobei größere Teile von Gasverteilnetzen voraussichtlich erst zwischen 2030 und 2035 zur Verfügung stehen.

Insgesamt führen die Erkenntnisse dieser Arbeit zu der Schlussfolgerung, dass große Teile der Gasverteilnetze stillzulegen sein werden und dies vorzugsweise mit einer anteiligen Stilllegung durchgeführt werden sollte und einer Regulierung, welche diese Stilllegungskosten vollständig anerkennt. Bevor eine Stilllegung durchgeführt wird, sollte eine Nutzung als passive Infrastruktur geprüft werden. Bei dieser werden nicht mehr benötigte Gasleitungen von anderen Netzbetrieben, wie Telekommunikationsnetzbetrieben, gegen ein Mitnutzungsentgelt zur Verlegung deren Leitungen genutzt. Dadurch können Verluste gemindert und Erträge erhöht werden. Zusätzlich ist ein Ausbau der Wärmenetze empfehlenswert. Wird der Ausbau eines Wärmenetzes mit der Stilllegung von Gasverteilnetzen kombiniert, wie dies bereits in der Schweiz der Fall ist, können beide Netzbetriebe Kosten bei den Erdarbeiten sparen. Investitionen in wasserstoffverträgliche Gasverteilnetze sind mit den heutigen Regulierungsvorschlägen für Gasverteilnetzbetriebe wirtschaftlich eher weniger attraktiv. Dennoch sieht der Entwurf zur Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes vor, dass Endnutzende Gaskessel, welche 100 % Erdgas und 100 % Wasserstoff verbrennen, installieren dürfen, sofern

der versorgende Gasverteilnetzbetrieb eine verbindliche Planung zur Umstellung des Gasverteilnetzes für die Wasserstoffverteilung ab Anfang 2035 vorgelegt hat [BMWK und BMWStB, 2023, S. 28]. Dies verdeutlicht, dass die Ergebnisse zur Wasserstoffverteilung lediglich eine Momentaufnahme der aktuell diskutierten Vorschläge ist und sich diese noch deutlich ändern können.

Des Weiteren zeigen die Erkenntnisse dieser Arbeit Anpassungsmöglichkeiten für den aktuellen regulatorischen Rahmen auf. Die ermittelten Restwerte des Investitionsstopps unterstreichen die Notwendigkeit einer Ausweitung der Regulierung zur Verkürzung von Nutzungsdauern für Bestandsanlagen. Zur Finanzierung hoher Rückbaukosten über Rückstellungen wird ein Anpassungsbedarf bei der Berücksichtigung der Rückstellungen in der Regulierung aufgezeigt und der Effizienzvergleich sollte so angepasst werden, dass Stilllegungen sich nicht nachteilig auf die Effizienz eines Netzbetriebs auswirken.

7.2 Diskussion und weiterer Forschungsbedarf

Die vorliegende Arbeit betrachtet die zukünftige Rolle der Gasverteilnetze aus der Perspektive der Netzbetriebe und Netznutzenden. Hierbei wird die Perspektive der Netznutzenden basierend auf deren Nachfrageentwicklung in verschiedenen Studien und eigenen Standortanalysen sowie Gesamtkostenbetrachtungen analysiert. Im weiteren Verlauf ist die Gasnachfrage basierend auf drei verschiedenen Szenarien vorgegeben. Die Energiepreise der Beschaffung sind zwar in den hinterlegten Szenarien abgebildet, die in den späteren Jahren dramatisch ansteigenden Netzentgelte werden dabei nicht berücksichtigt. Der sich selbst verstärkende und beschleunigende Prozess des sinkenden Absatzes durch steigende Endkundepreise kann mit der gewählten Vorgehensweise nicht integriert abgebildet werden. Als Erweiterung kann das Modell MERLIN an Nachfragemodelle, welche die Endkundenentscheidungen detailliert berücksichtigen, gekoppelt werden und Informationen über Netzentgelte ermitteln und bereitstellen. Somit kann iterativ die Beeinflussung der Netzbetriebe und Netznutzenden dargestellt werden. Dafür geeignete Modelle stehen zur Verfügung, wie z. B. für den Gebäudebestand das Modell Invert/EE-Lab, welches neben unterschiedlichen Sanierungsstufen auch soziale Parameter berücksichtigt [TU Wien, 2015], für den Industriesektor das Modell FORECAST [Fraunhofer ISI, 2023b] sowie für den Verkehrssektor das Modell ALADIN, welches Einblicke in den Markthochlauf verschiedener Antriebstechnologien für unter anderem Pkw und Lkw gibt [Fraunhofer ISI, 2023a]. Der Verkehrssektor wird in dieser Arbeit recht knapp behandelt, da dieser nach heutigem Kenntnisstand keine signifikante Rolle für Gasverteilnetze spielt und die betrachteten Pfade auch keine Zunahme der Relevanz aufzeigen. Zusätzlich werden bestehende Tankstellen über Tankwagen mit Kraftstoffen beliefert, sodass die Versorgungsinfrastrukturen gegeneinander abgewägt werden müssen und dies den Rahmen dieser Arbeit übersteigt. In der Zukunft könnte solch eine Abwägung ergänzt werden. Die Ergebnisse zu den Netzebenen der Industriebranchen sind erste Abschätzungen, welche Ungenauigkeiten durch eine begrenzte Datenverfügbarkeit aufweisen. Zukünftig können weitere Erhebungen, wie z. B. entsprechende Umfragen in den Industriebranchen, die Qualität der Ergebnisse erhöhen. Darüber hinaus werden in dieser Arbeit die Gasnachfragen der Gaskraftwerke zur Stromproduktion, der Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien sowie der gasbasierten Wärmeversorgung für Fernwärmenetze nicht berücksichtigt, welche zukünftig in die Analysen mit einfließen können.

Basierend auf der vorgegebenen Nachfrage der verschiedenen Gasnachfrageszenarien werden in dieser Arbeit die Netzlängen anhand einer Potenzfunktion mit variierender Linearität zwischen Nachfrage- und Netzlängenentwicklung abgeleitet. Mit diesem Ansatz wird, je nach Parameterausprägung, ein zufälliger Rückgang der Netznutzenden oder ein eher organisierter Rückgang der Netznutzenden dargestellt. Dieser Ansatz berücksichtigt dabei die Netzstruktur nicht im Detail oder an welchen Stellen des Netzes die Netznutzenden zu alternativen Versorgungsoptionen wechseln, sondern zeigt einen mengenmäßigen Rückgang der Netzlänge

auf. Dadurch werden lediglich bei einer stark sinkenden Gasnachfrage und einem nahezu linearen Rückgang der Netzlänge Leitungen nicht mehr benötigt, welche noch nicht vollständig abgeschrieben sind. Berücksichtigt man die Netzstruktur und die Standorte der freiwerdenden Leitungen, so kann eine gemischtere Altersstruktur der Leitungen auftreten und somit auch in den anderen Nachfrageszenarien bereits Leitungen nicht mehr benötigt werden, welche noch nicht vollständig über Netzentgelte finanziert bzw. abgeschrieben sind. Des Weiteren werden in dieser Arbeit aufgrund einer begrenzten Datenverfügbarkeit bei der Potenzfunktion statt der Anzahl der Netznutzenden die Nachfrage verwendet. Dies führt zu einer Ungenauigkeit im Zusammenhang der Netzlänge und der Nachfrageentwicklung, da die Nachfrage auch absinkt, wenn Gebäude saniert werden, aber dennoch weiterhin gasbasierte Technologien nutzen. Insgesamt ist der in dieser Arbeit verwendete Ansatz eine Möglichkeit, um eine erste breite Analyse verschiedener Netzlängenentwicklungen durchzuführen. Im weiteren Verlauf kann dieser Ansatz um eine detaillierte Netzsimulation ergänzt werden, damit die Alters- und Netzstruktur des betrachteten Netzes genauer berücksichtigt werden.

Mittels einer detaillierten Netzsimulation kann auch eine genauere Bestimmung der Instandhaltungsbedarfe erfolgen und die freiwerdenden Leitungskomponenten, wie Regel- und Messanlagen, in die Analyse einfließen. Bisher sind bei den Stilllegungsbetrachtungen Instandhaltungsinvestitionen vernachlässigt, da die heutige Strategie der Netzbetriebe ist, nur in das Nötigste zu investieren und somit bei den Stilllegungsstrategien der Anteil an Instandhaltungsinvestitionen gering ist. Auch für die weiteren Investitionsoptionen ist eine ergänzende Netzsimulation gekoppelt an das Modell MERLIN empfehlenswert. So können bei einer Simulation der Wärmenetze die benötigten Leitungen und deren Komponenten genauer ermittelt werden. Dies trifft auch auf die Ermittlung der Investitionsbedarfe in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz zu, welche in dieser Arbeit lediglich anteilig abgeschätzt wurden. Bei der alternativen Nutzung der passiven Leitungen für Telekommunikationsnetzbetriebe führt eine standortbasierte Simulation der freiwerdenden Leitungen zu einem Einblick wie viele der freiwerdenden Leitungen zusammenhängen oder ob diese im Netzgebiet weit verstreut sind. Tools zur Simulation von Gas- und Wärmenetzen, aber auch Stromnetzen sind verfügbar und teils Open Source, wie z. B. pandapipes und pandapower [Lohmeier et al., 2020], [Thurner et al., 2018]. Deshalb kann das Modell MERLIN zukünftig um eine Verknüpfung mit diesen Modellen erweitert werden.

Ein Wechsel der Wärmequelle des betrachteten Wärmenetzes ist nicht Teil des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit. Der gleichbleibende Gasanteil mit einem Wechsel von Erdgas zu synthetischem Methan sowie der berücksichtigte CO₂-Preis führen zu hohen Wärmepreisen. Bei einer Berücksichtigung von alternativen Wärmequellen, wie z. B. der Einsatz von Großwärmepumpen oder Geothermie, können die Wärmepreise langfristig günstiger werden, weshalb dies im weiteren Verlauf genauer untersucht werden sollte.

Die Kombination von Wärmenetzausbau und einer Gasnetzstilllegung ist nicht nur durch das Bereitstellen einer alternativen Wärmeversorgungsmöglichkeit vorteilhaft, sondern auch da durch diese Kombination die Kosten der Erdarbeiten geteilt werden und somit die Ausbau- und Stilllegungskosten sinken. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Anteile der Stilllegungsmaßnahmen variiert, wodurch auch die Stilllegungskosten schwanken. In der Literatur gibt es, nach Wissensstand der Autorin, lediglich von Frontier Economics et al. [2017, S. 77] Annahmen zu den entstehenden Stilllegungskosten im Gasverteilnetz. Diesbezüglich sollten weitere detailliertere Erhebungen durchgeführt werden, welche auch die Kostenverringerung bei einem kombinierten Wärmenetzausbau mit der Gasnetzstilllegung beinhalten und eine genauere Abgrenzung der benötigten Stilllegungsmaßnahmen liefern.

Insgesamt weist das Modell MERLIN einen hohen Datenbedarf auf, welcher teils auf vielen Annahmen basiert. Die aus diesem Grund durchgeführte Sensitivitätsanalyse verdeutlicht die Wirkung der Parameter auf die Ergebnisse. Insbesondere zeigt die Analyse den großen Einfluss des Effizienzwertes auf die Ergebnisse und die Wirtschaftlichkeit von Investitionsentscheidungen. Der Effizienzwert wird basierend auf einem Effizienzvergleich zwischen ähnlichen Netzbetrieben für die einzelnen Netzbetriebe ermittelt, sodass nicht nur das Handeln des betroffenen Netzbetriebs Einfluss auf den Effizienzwert hat, sondern auch das Handeln

der vergleichbaren Netzbetriebe. Bereits im Beschluss zur Verkürzung von Nutzungsdauern für Neuanlagen der BNetzA Beschlusskammer 9 [2022, S. 9] wird darauf hingewiesen, dass dies zu Verzerrungen im Effizienzvergleich führen kann. Vorschläge, um dies zu vermeiden oder zu verringern, sind die Berücksichtigung von externen Faktoren wie regionale Klimaschutzpläne oder ein Anheben des minimalen Effizienzwertes von 60 % auf 90 %. BNetzA Beschlusskammer 9 [2022, S. 9] weist darauf hin, dass der Effizienzvergleich kritisch evaluiert werden sollte und die Ergebnisse in dieser Arbeit unterstreichen den Bedarf einer kritischen Evaluierung in Bezug auf die Effekte einer Netzstilllegung.

Die Ergebnisse des Investitionsstopps zeigen deutlich, dass auch eine Verkürzung der Nutzungsdauern für Bestandsanlagen benötigt wird, um hohe „Stranded Assets“ 2045 und 2050 zu vermeiden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Betrachtung der degressiven Abschreibung nicht durchgeführt, da die deutsche Regulierungsbehörde bereits eine Verkürzung der Nutzungsdauern für Neuanlagen beschlossen hat. Nichtsdestotrotz ist ein Vergleich der Einflüsse der linearen Abschreibung mit einer degressiven Abschreibung relevant und kann für andere Länder, welche diesbezüglich noch keine Richtungsentscheidung getroffen haben, von Bedeutung sein.

In Bezug auf Rückstellungen zeigen die Ergebnisse, dass bei einem vollständigen Rückbau der betrachteten Gasverteilnetze die sich ergebenden hohen Rückstellungen zu negativen Kapitalkostenabzügen führen. Ein negativer Kapitalkostenabzug ist seitens der Regulierung nicht zulässig, da dieser zur Integration des Wertverlustes des Netzes in die Erlösobergrenze dient und negativ als Bonus auf die Erlösobergrenze wirkt. Im Falle eines vollständigen Rückbaus führt dies zu einem Anreiz von hohen Rückbaukosten. Nach BNetzA Beschlusskammer 9 [2019, S. 30] findet bei einem negativen Kapitalkostenabzug kein Abzug statt, sodass die Wertverringerung des Netzes nicht berücksichtigt wird, aber auch kein Bonus auf die Erlösobergrenze gewährt wird. Dadurch entfällt auch der Effekt einer Finanzierung der Rückbaukosten über Rückstellungen, sodass bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Regulierung für eine Finanzierung der Stilllegung über Rückstellungen, dieser Fall berücksichtigt werden muss und eine entsprechende Anpassung der Regulierung benötigt wird. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass eine anteilige Stilllegung der Gasverteilnetze zu bevorzugen ist, jedoch können Konzessionsgebende einen vollständigen Rückbau fordern. Meistens sind Konzessionsgebende Städte oder Gemeinden und die betroffenen Netzbetriebe ganz oder teilweise in kommunalem Besitz. Folglich werden die Konzessionsgebenden eher nicht auf einen vollständigen Rückbau der Netze bestehen, sollte dies einen Gasnetzbetrieb zu stark finanziell belasten. Andererseits ist bei einer langfristigen Perspektive das Verbleiben der Leitungen in der Erde nicht nachhaltig und kann zu negativen Auswirkungen auf die Umwelt führen. Somit ist auf lange Sicht ein vollständiger Rückbau die nachhaltigere Option, welche in Kombination mit einem Wärmenetzausbau zu geringeren Kosten führen kann, als in dieser Arbeit angenommen.

Solch eine geordnete Stilllegung wird in den Beispielen in der Schweiz praktiziert, bei welcher das Gasverteilnetz in Kombination mit einem Wärmenetzausbau sukzessive und bereichsweise stillgelegt werden. Diese Vorgehensweise erfordert allerdings einen höheren Kommunikations- und Koordinationsbedarf sowie Entschädigungszahlungen an die Netznutzenden bei einem vorzeitigen Wechsel der Wärmeversorgungstechnologie. Im Rahmen dieser Arbeit werden die letzten Netznutzenden weiter mit Gas versorgt und gerade im Stromszenario steigen, je nach Regulierungsoption und Stilllegungsstrategie, die Netzentgelte und somit die Endkundenpreise erheblich. Nach aktuellem Recht kann ein Netzbetrieb das Netz nicht stilllegen, solange Netznutzende weiterhin einen Bedarf aufweisen. Somit wird eine rechtliche Regelung für diesen Fall benötigt, der z. B. die Zahlung von Entschädigungen beinhaltet. Eine andere Möglichkeit kann auch sein, dass die entstehenden hohen Netzentgelte weiterhin seitens der Regulierungsbehörde genehmigt werden und durch diesen Kostendruck die letzten Netznutzenden zu alternativen Versorgungstechnologien wechseln. Dieser Weg kann aber insbesondere bei einkommensschwachen Gruppen zu erheblichen finanziellen Problemen bis hin zu einer erhöhten Energiearmut führen.

Eine Entflechtung der Wärmenetze ähnlich zu Strom- oder Gasnetzen wird in der Literatur vielseitig diskutiert. Während Bürger et al. [2021, S. 68] eine Entflechtung von Wärmenetzen als unterstützende Maßnahme für niedrige Wärmenetzpreise sehen, argumentiert das Bundeskartellamt [2012, S. 5], dass Wärmenetze nicht überregional vernetzt sind und somit lediglich regional geschlossene Versorgungssysteme darstellen. Ein wettbewerbliche Verbesserung durch eine Entflechtung sieht das Bundeskartellamt [2012, S. 5] eher weniger, fordert aber eine höhere Transparenz bei der Preisbildung von Wärmenetzen. In Bezug auf die Konkurrenz zwischen Wärmenetzen und Gasverteilnetzen zeigt die vorliegende Arbeit, dass unter den gesetzten Nachfrageentwicklungen der betrachteten Szenarien Investitionen in den Wärmenetzausbau deutlich attraktiver sind als die Erhaltung des Gasverteilnetzes. Dies kann Stadtwerke mit entsprechenden Gasverteilnetzen oder entsprechenden Tochtergesellschaften anreizen, einen Ausbau der Wärmenetze zu forcieren. Nach derzeitiger Definition umfasst die Versorgung über Wärmenetze die Beschaffung, Wärmezeugung, Vertrieb und den Wärmenetzbetrieb, da keine Entflechtung gesetzlich gefordert wird. In wie weit ein Gasverteilnetzbetrieb ein Wärmenetz betreiben darf ist somit nicht eindeutig geklärt und kann im weiteren Verlauf untersucht werden.

Die Ergebnisse der Investitionsbewertung eines wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes anhand des aktuellen Regulierungsvorschlags verdeutlicht, dass der Leitungswechsel vom Gasverteilnetzbetrieb zum Wasserstoffnetzbetrieb verzögert von der Erlösobergrenze erfasst wird. Dadurch erwirtschaftet der Gasverteilnetzbetrieb für zwei Jahre höhere Erlöse als eigentlich Kosten entstehen. Über das Regulierungskonto können zukünftig diese Verzögerungen ausgeglichen werden. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass im Großteil der betrachteten Szenarien diese Mehrerlöse nicht zu einem positiven Kapitalwert und damit zu keinen Gewinnen führen. Als weiteren Forschungsbedarf könnten verschiedene Regulierungsmöglichkeiten für eine regionale Wasserstoffversorgung untersucht werden, um klarer zu verdeutlichen in wie weit dies eine attraktive Option für Gasverteilnetzbetriebe bzw. Wasserstoffnetzbetriebe darstellt. Hierbei können die Betrachtungen in dieser Arbeit um die Perspektive des Wasserstoffnetzbetriebs und dessen Netznutzende ergänzt werden. Dadurch können auch Effekte wie eine Deckung der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz durch Gasverteilnetznutzende und eine spätere Deckung der Stilllegung der übrigen Gasverteilnetzleitungen durch Wasserstoffnetznutzende untersucht werden.

Die in dieser Arbeit betrachteten fiktiven Netzbetriebe sind eine Kombination von Daten zweier realer Netzbetriebe mit unterschiedlichen Altersstrukturen und Materialzusammensetzungen. Dies hat einen Einfluss auf die Höhe der „Stranded Assets“, welche bei der Option eines Investitionsstopps aufgezeigt wurde sowie auf die Investitionsbedarfe für ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz. Regional können die Altersstrukturen und Materialzusammensetzungen der Netzbetriebe variieren, sodass die aufgezeigten zeitlichen Zusammenhänge für andere Netzbetriebe abweichen können. Nichtsdestotrotz ist das durchschnittliche Alter der deutschen Gasverteilnetze 29 Jahre (Stand 2021) und die kalkulatorischen Nutzungsdauern liegen zwischen 45 und 65 Jahren [Lange et al., 2021, S. 72], sodass eine gewisse Höhe an „Stranded Assets“ 2045 und 2050 bei deutlich sinkenden Gasnachfragen wahrscheinlich ist. Im Durchschnitt bestehen die deutschen Gasverteilnetzleitungen zu 58 % aus PE-Leitungen und zu 39 % aus Stahlleitungen [ebd.], sodass eine hohe Wasserstoffverträglichkeit bereits vorliegt, wie dies auch bei den fiktiven Netzbetrieben der Fall ist.

Um eine Übertragbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten wird das Modell für zwei unterschiedliche reale Gasnetzbetriebe mit unterschiedlichen Besitzverhältnissen, dem Pachtmodell und eine große Netzgesellschaft, angewendet. Während die Anzahl der zu berücksichtigenden Akteure und damit die Ermittlung der Erlösobergrenze leicht variieren, ähneln sich die Ergebnisse im Grundsatz. Die Zahlenwerte unterscheiden sich, aber die anteilige Stilllegung unter Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze bleibt in den überwiegenden Nachfrageszenarien die attraktivste Variante für Netzbetrieb und Netznutzende. Die entsprechenden Besitzmodelle der Gasverteilnetze sind die gängigsten in Deutschland und auch die

berücksichtigte Regulierung ist für die Netzbetriebe in Deutschland einheitlich. Bei einer detaillierteren Betrachtung der regionalen Nachfrage und auch der Netzsimulation können regionale Unterschiede zukünftig in die Analyse einfließen. Darüber hinaus kann das Modell in großen Teilen der EU eingesetzt werden, da eine Anreizregulierung mit Erlösobergrenze die überwiegende Regulierungsvariante für Gas- und Stromnetze in der EU darstellt. Hierbei müssen ggf. leichte Anpassungen, wie die Dauer der Regulierungsperiode durchgeführt werden.

In vielen Ländern sind Gasverteilnetze eine wichtige Infrastruktur zur Versorgung insbesondere des Gebäudesektors. Während Dänemark, die Niederlande und das Vereinigte Königreich bereits direkte oder indirekte Verbote von Gaskesseln in Neubauten beschlossen haben, wird dies in Deutschland stark diskutiert. Teilweise werden Varianten zur Regulierung der Stilllegung von Gasverteilnetzen und der Umgang mit „Stranded Assets“ diskutiert sowie erste Pilotprojekte zum Rückbau, wie z. B. in der Schweiz, durchgeführt. Eine Verkürzung der Nutzungsdauern, ähnlich zu der beschlossenen Verkürzung in Deutschland, wird bereits in Neuseeland und dem Vereinigten Königreich praktiziert. In den meisten EU-Ländern ist noch nicht geklärt wie mit der sinkenden Gasnachfrage und den obsolet werdenden Gasverteilnetzen regulatorisch umgegangen wird [CEER, 2020, S. 2]. Die vorliegende Arbeit liefert Erkenntnisse, die auch für andere EU-Länder mit sinkender Gasnachfrage relevant sind und bei der Ausgestaltung deren regulatorischen Rahmens unterstützen kann.

Bisher ist das Modell MERLIN für Analysen von Gasverteilnetzen im Vergleich zu nicht anreizregulierten Wärmenetzen entwickelt. Eine Erweiterung um Stromnetze kann zukünftig durchgeführt werden und ist modellseitig mit geringen Aufwendungen verbunden. Ein höherer Aufwand stellt die Datenbeschaffung dar, bei welcher, wie auch beim Gasverteilnetz, sensible Daten benötigt und diese somit einer Geheimhaltungsvereinbarung unterliegen werden.

Letzten Endes betrachten die Analysen in dieser Arbeit eine Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2050. Allerdings wurde bereits 2021 das neue Klimaschutzgesetz verabschiedet, welches ein klimaneutrales Deutschland bis 2045 vorsieht [BMJV und BfJ, 2021a]. Eine entsprechende Verkürzung des Betrachtungsrahmens führt zu einem beschleunigten Rückgang der Gasnachfrage und somit höheren jährlichen Stilllegungskosten. Dies verstärkt das Dilemma bei einem vollständigen Rückbau zwischen Gasnetzbetrieb und Gasnetznutzenden, aber eine anteilige Stilllegung mit einer Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze wird voraussichtlich auch bis 2045 eine wirtschaftlich attraktive Option darstellen.

A Anhang

A.1 Nutzungsdauern nach GasNEV Anlage 1

Tabelle A.1 enthält die seitens der Regulierungsbehörde vorgeschriebenen kalkulatorischen Nutzungsdauern für Gasnetze (Stand 2022).

Tabelle A.1: Nutzungsdauern nach GasNEV Anlage 1 [BMJV und BfJ, 2021e]

Anlagengruppe	Jahre
I. Allgemeine Anlagen	
1. Grundstücke	-
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35
3. Betriebsgebäude	50-60
4. Verwaltungsgebäude	60-70
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
7. Werkzeuge/Geräte	14-18
8. Lagereinrichtung	14-25
9. EDV-Anlagen	
9.1 Hardware	4-8
9.2 Software	3-5
10. Fahrzeuge	
10.1 Leichtfahrzeuge	5
10.2 Schwerfahrzeuge	8
II. Gasbehälter	45-55
III. Erdgasverdichteranlagen	
1. Erdgasverdichtung	25
2. Gasreinigungsanlage	25
3. Piping und Armaturen	25
4. Gasmessanlage	25
5. Sicherheitseinrichtungen	25
6. Leit- und Energietechnik	20
7. Nebenanlagen	25
8. Gebäude, Verkehrswege	siehe I.2 und I.3

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.1 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Jahre
IV. Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen	
1. Stahlleitungen	
1.1 PE ummantelt	45-55
1.2 kathodisch geschützt	55-65
1.3 bituminiert	45-55
2. Grauguss (> DN 150)	45-55
3. Duktiler Guss	45-55
4. Polyethylen (PE-HD)	45-55
5. Polyvinylchlorid (PVC)	30-40
6. Armaturen/Armaturenstationen	45
7. Molchschleusen	45
8. Sicherheitseinrichtungen	45
V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen	
1. Gaszähler der Verteilung	8-16
2. Hausdruckregler/Zählerregler	15-25
3. Messeinrichtung	45
4. Regeleinrichtung	45
5. Sicherheitseinrichtungen	20-30
6. Leit- und Energietechnik	10-30
7. Verdichter in Gasmischanlagen je nach Einsatzdauer	15-30
8. Nebenanlagen	15-30
9. Gebäude	60
VI. Fernwirkanlagen	15-20

A.2 Nutzungsdauern nach StromNEV Anlage 1

Ähnlich zu den Gasnetzen enthält Tabelle A.2 die seitens der Regulierungsbehörde vorgeschriebenen kalkulatorischen Nutzungsdauern für Stromnetze (Stand 2022).

Tabelle A.2: Nutzungsdauern nach StromNEV Anlage 1 [BMJV und BfJ, 2021d]

Anlagengruppe	Jahre
I. Allgemeine Anlagen	
1. Grundstücke	0
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35
3. Betriebsgebäude	50-60
4. Verwaltungsgebäude	60-70
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
7. Werkzeuge/Geräte	14-18
8. Lagereinrichtung	14-25
9. EDV-Anlagen	
- Hardware	4-8
- Software	3-5
10. Fahrzeuge	
- Leichtfahrzeuge	5
- Schwerfahrzeuge	8
II. Erzeugungsanlagen	
1. Dampfkraftwerksanlagen	20-25
2. Kernkraftwerksanlagen	20-25
3. Wasserkraftwerksanlagen	
- Staustrecken	50-70
- Wehranlagen, Einlaufbecken	40-50
- Bauten für Transportwesen	30-35
- Maschinen und Generatoren	20-25
- Kraftwerksnetzanlagen	20-25
- sonstige Anlagen der Wasserbauten	25-30
4. Notstromaggregate	13-17
5. andere Kraftwerksanlagen	20-25
6. nachträglich eingebaute Umweltschutzanlagen	10-15
III. Fortleitungs- und Verteilungsanlagen	
1. Netzanlagen für Hochspannungsübertragung	
1.1 Leitungsnetze	
- Freileitung 110-380 kV	40-50

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.2 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Jahre
- Kabel 220 kV	40-50
- Kabel 110 kV	40-50
1.2 Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35-45
1.3 Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25-30
1.4 Anlagen zur Offshore-Netzanbindung	20
1.5 Sonstiges	20-30
2. Netzanlagen des Verteilungsbetriebs	
2.1 Mittelspannungsnetz	
- Kabel	40-45
- Freileitungen	30-40
2.2 Niederspannungsnetz	
- Kabel 1 kV	40-45
- Freileitungen 1 kV	30-40
2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen:	
- 380/220/110/30/10 kV-Stationen	25-35
- Hauptverteilerstationen	25-35
- Ortsnetzstationen	30-40
- Kundenstationen	30-40
- Stationsgebäude	30-50
- Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen	25-30
- ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25-30
- Schalteinrichtungen	30-35
- Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25-30
2.4 Abnehmeranschlüsse	
- Kabel	35-45
- Freileitungen	30-35
2.5 Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke	30-35
2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20-25
2.7 Telefonleitungen	30-40
2.8 fahrbare Stromaggregate	15-25
2.9 moderne Messeinrichtungen	13-18
2.10 Smart-Meter-Gateway	8-13

A.3 Abbildungen des grafischen Vergleichs zur Ermittlung der Netzebenen verschiedener Industriebranchen

In diesem Anhang werden die grafischen Vergleiche der Industriebranchen Papier, Glas und Zement dargestellt. Abbildung A.1 vergleicht die Standorte der Papierindustrie (grüne Punkte) mit dem Verlauf des Gastransportnetzes (blaue Linien). Man erkennt, dass eine Vielzahl der Standorte weiter entfernt von den Gastransportnetzleitungen sind. Diese entsprechen 51 Standorte von insgesamt 170 Standorten der Papierproduktion, sodass fast ein Drittel der Papierindustrie über Gasverteilnetze versorgt wird [Oberle et al., 2022b].

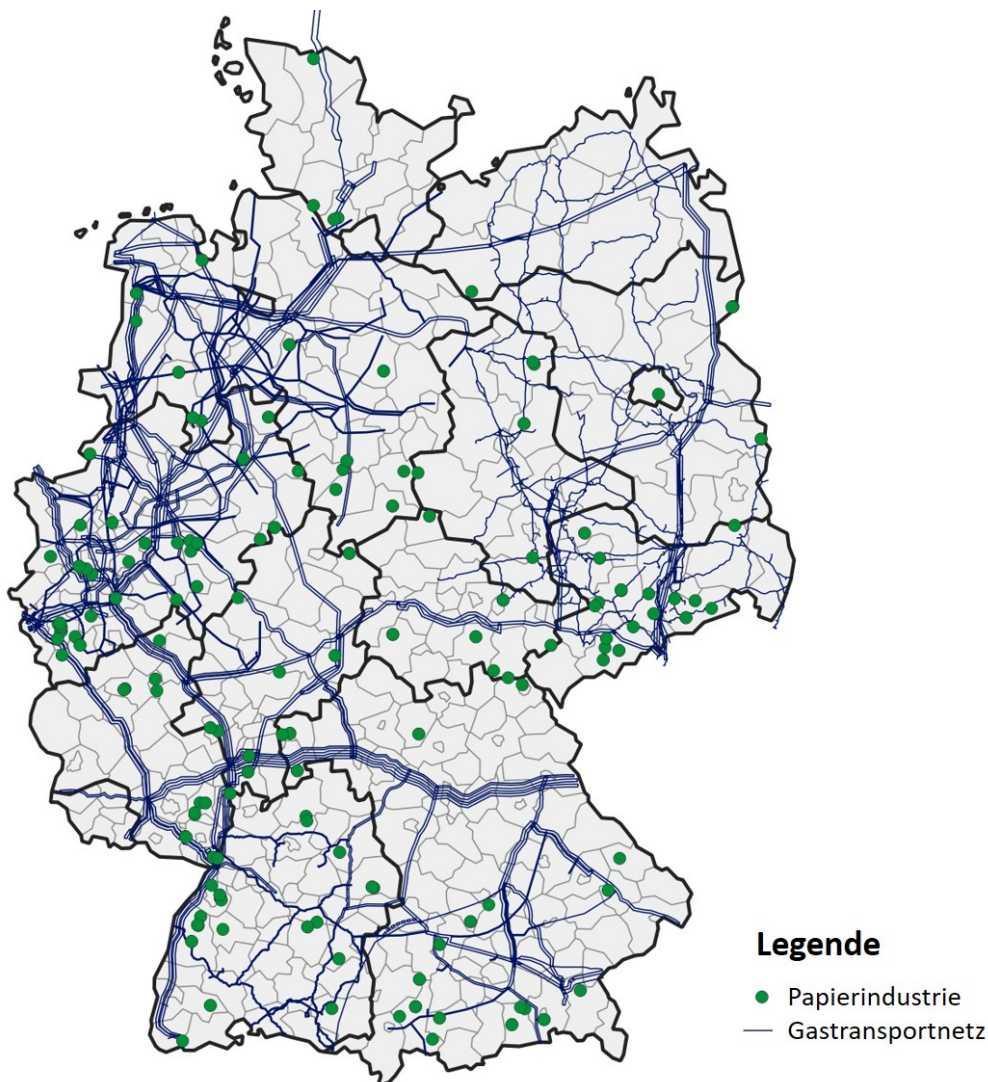


Abbildung A.1: Produktionsstandorte der Papierindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSG [2019] in [Oberle et al., 2022b]

Die Produktionsstandorte für Behälterglas (dunkelrot) und Flachglas (hellrot) werden in Abbildung A.2 mit dem Verlauf des Gastransportnetzes (blaue Linien) verglichen. Während zehn der elf Flachglas-Produktionsstandorte in der Nähe des Gastransportnetzes liegen, sind die Produktionsstätten von Behälterglas teils weiter entfernt. Daraus lässt sie schließen, dass zwölf von 28 Behälterglasproduktionsstätten

über Gasverteilnetze versorgt werden, welche 43 % der Behälterglasproduktionsstandorten entsprechen [Oberle et al., 2022b].

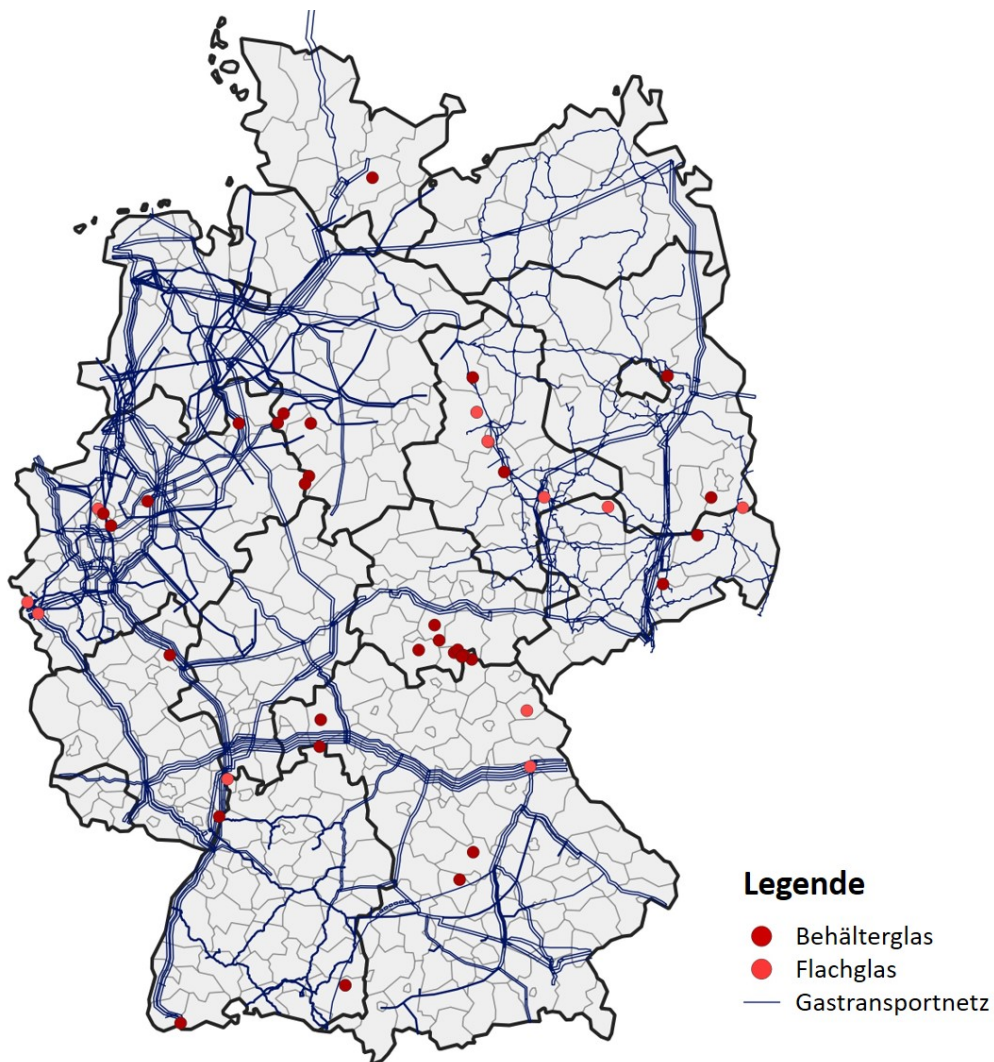


Abbildung A.2: Produktionsstandorte der Glasindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]

Im Gegensatz zur Behälterglasproduktion verdeutlicht Abbildung A.3, dass lediglich acht der 29 Zementproduktionsstätten (graue Punkte) weiter vom Gastransportnetz (blaue Linien) entfernt sind und somit über Gasverteilnetze Gas erhalten. Somit werden 72 % der Zementindustriestandorte über das Gastransportnetz versorgt [Oberle et al., 2022b].

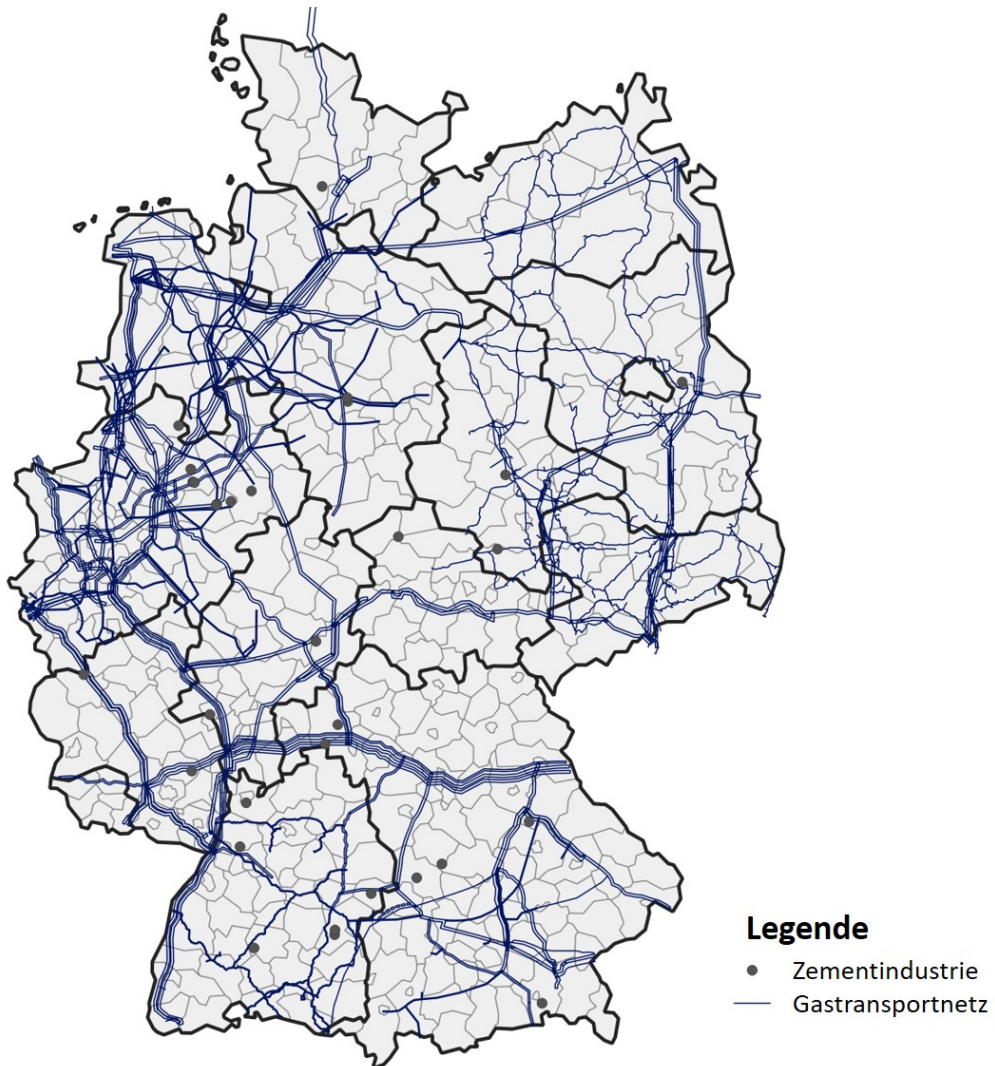


Abbildung A.3: Produktionsstandorte der Zementindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]

A.4 Verbraucherpreisgesamtindex

Mittels des Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) fließt die Entwicklung der Inflation in die Bestimmung der Erlösobergrenze ein. Basierend auf Daten der Stadtwerke Karlsruhe wird eine steigende Entwicklung des VPI angenommen, wie in Abbildung A.4 dargestellt.

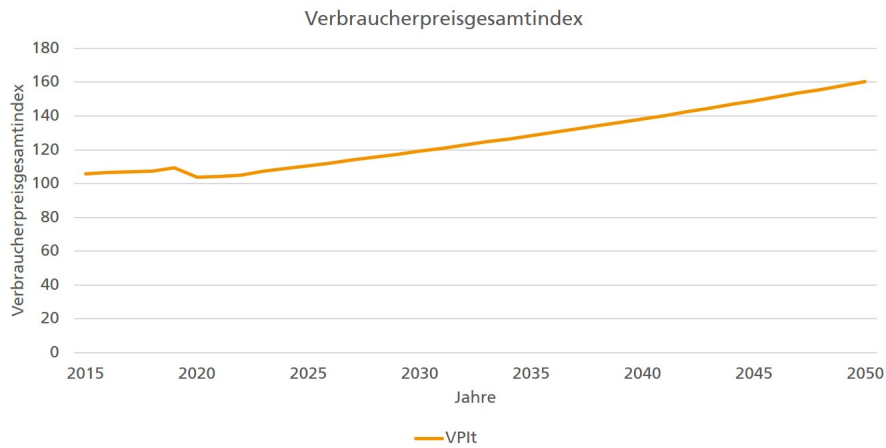


Abbildung A.4: Verbraucherpreisgesamtindex (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK)

A.5 Spezifische Daten für summenbasierten Netzbetrieb

Wie bereits in Abschnitt 5.3.2 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb beschrieben, werden die spezifischen Daten für den summenbasierten Netzbetrieb entsprechend Tabelle A.3 angenommen. Der Gewerbesteuerhebesatz und der Effizienzwert entsprechen den Annahmen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Alle anderen Parameter sind deutlich höher.

Tabelle A.3: Spezifische Daten für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWKN, NEG und SWE)

Parameter	Wert	Jahr	Entwicklung während dritter Regulierungsperiode	Als Modellinput
Gewerbesteuerhebesatz	4	2022	konstant	konstant
Effizienzwert in %	86,13	2022	konstant	konstant
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in €	5.955.320	2015	konstant	konstant
Gesamtkosten in €	32.425.996	2020	leicht steigend	konstant
Kapitalkosten in €	12.282.671	2022	leicht sinkend	konstant
Abzugskapital in €	42.613.408	2022	leicht sinkend	konstant
Umlaufvermögen in €	5.123.097	2022	leicht sinkend	konstant
FK-Verzinsung in €	1.086.204	2022	leicht sinkend	konstant
Baukostenzuschuss (BKZ) in €	4.463.191	2022	schwankend	0
Weitere Vermögensgegenstände in €	0	2022	kleinere wechselnde Beträge	0
Durchschnittliche Vorauszahlungen in €	1.526.488	2015	konstant	0

A.6 Nachfrageentwicklungen der fiktiven Netzbetriebe

In dieser Arbeit werden drei verschiedene Gasnachfrageszenarien untersucht, welche auf dem Projekt Trafo-KommunE basieren [DVGW-EBI et al., i. V.]. Im Stromszenario wird der Großteil der Nachfrage elektrifiziert, sodass lediglich 2 % der ursprünglichen Gasnachfrage im System bleiben. Hierbei wird angenommen, dass ein geringer Anteil aufgrund fehlender Alternativen weiterhin Gas nachfragen müssen. Im Gegensatz zum Stromszenario wird im Gasszenario eine Nutzung von Gas forciert, wobei die Gasnachfrage dennoch rückläufig ist. Das Mittelwegsszenario zeigt einen mittleren Gasnachfragerückgang zwischen den zuvor beschriebenen Extremszenarien auf. Tabelle A.4 stellt die Gasnachfrageentwicklungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dar und Tabelle A.5 für den summenbasierten Netzbetrieb.

Tabelle A.4: Gasnachfrageentwicklung in GWh des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2015	1411	1411	1411
2016	1483	1483	1483
2017	1490	1490	1490
2018	1412	1412	1412
2019	1468	1468	1468
2020	1436	1436	1436
2021	1392	1400	1407
2022	1301	1325	1348
2023	1233	1270	1304
2024	1166	1215	1260
2025	1098	1160	1217
2026	1031	1104	1173
2027	963	1049	1129
2028	896	994	1085
2029	828	939	1041
2030	761	883	998
2031	720	858	991
2032	679	833	985
2033	639	808	978
2034	598	782	972
2035	557	757	965
2036	517	732	959
2037	476	706	952
2038	435	681	946
2039	395	656	939
2040	354	631	933
2041	321	612	925
2042	288	593	917
2043	255	574	909
2044	222	555	901
2045	190	536	893
2046	157	517	885
2047	124	498	877
2048	91	479	869
2049	58	460	861
2050	25	441	853

Tabelle A.5: Gasnachfrageentwicklung in GWh des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2015	2822	2822	2822
2016	2966	2966	2966
2017	2980	2980	2980
2018	2824	2824	2824
2019	2937	2937	2937
2020	2872	2872	2872
2021	2784	2799	2813
2022	2601	2651	2696
2023	2466	2540	2609
2024	2331	2430	2521
2025	2196	2319	2433
2026	2061	2209	2346
2027	1926	2098	2258
2028	1791	1988	2170
2029	1656	1877	2083
2030	1521	1767	1995
2031	1440	1716	1982
2032	1359	1666	1969
2033	1277	1615	1956
2034	1196	1565	1943
2035	1115	1514	1930
2036	1033	1464	1918
2037	952	1413	1905
2038	871	1362	1892
2039	789	1312	1879
2040	708	1261	1866
2041	642	1223	1850
2042	576	1185	1834
2043	511	1147	1818
2044	445	1110	1802
2045	379	1072	1786
2046	313	1034	1769
2047	248	996	1753
2048	182	958	1737
2049	116	920	1721
2050	50	882	1705

A.7 Asset Portfolio Investitionsstopp

Die Netzbestandteile des durchschnittsbasierten Netzbetriebs, welche in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sind in Tabelle A.6 aufgelistet.

Tabelle A.6: Asset Portfolio des durchschnittsbasierten Gasnetzbetriebs (Eigene Darstellung)

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Armaturen/ Armaturen- stationen	1988	45	Alt	13.173	18.126
Armaturen/ Armaturen- stationen	1996	45	Alt	16.156	20.474
Armaturen/ Armaturen- stationen	1997	45	Alt	39.856	49.964
Armaturen/ Armaturen- stationen	1998	45	Alt	21.963	27.533
Armaturen/ Armaturen- stationen	1999	45	Alt	161.061	204.869
Armaturen/ Armaturen- stationen	2001	45	Alt	126.178	152.675
Betriebsgebäude	1951	50	Alt	4.337	37.782
Betriebsgebäude	1952	50	Alt	3.048	24.989
Betriebsgebäude	1955	50	Alt	12.461	98.542
Betriebsgebäude	1956	50	Alt	59.298	468.915
Betriebsgebäude	1957	50	Alt	9.715	72.211
Betriebsgebäude	1958	50	Alt	23.693	171.547
Betriebsgebäude	1959	50	Alt	44.469	309.893
Betriebsgebäude	1960	50	Alt	27.983	182.464
Betriebsgebäude	1961	50	Alt	77.284	476.082
Betriebsgebäude	1962	50	Alt	19.915	113.872
Betriebsgebäude	1964	50	Alt	29.279	153.992
Betriebsgebäude	1965	50	Alt	51.781	263.632
Betriebsgebäude	1966	50	Alt	75.718	373.561
Betriebsgebäude	1967	50	Alt	80.565	417.808
Betriebsgebäude	1969	50	Alt	33.130	151.393
Betriebsgebäude	1970	50	Alt	15.083	58.394
Betriebsgebäude	1972	50	Alt	128.632	428.140
Betriebsgebäude	1973	50	Alt	58.470	183.127

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Betriebsgebäude	1975	50	Alt	2.298	6.620
Betriebsgebäude	1976	50	Alt	17.853	49.516
Betriebsgebäude	1977	50	Alt	105.442	280.593
Betriebsgebäude	1980	50	Alt	13.671	29.485
Betriebsgebäude	1981	50	Alt	23.995	48.733
Betriebsgebäude	1982	50	Alt	56.834	110.980
Betriebsgebäude	1983	50	Alt	139.345	267.417
Betriebsgebäude	1984	50	Alt	307.409	578.020
Betriebsgebäude	1986	50	Alt	129.438	236.988
Betriebsgebäude	1987	50	Alt	7.609	13.618
Betriebsgebäude	1988	50	Alt	650.733	1.139.044
Betriebsgebäude	1990	50	Alt	148.119	236.264
Betriebsgebäude	1991	50	Alt	312.672	469.227
Betriebsgebäude	1992	50	Alt	101.832	144.092
Betriebsgebäude	1993	50	Alt	70.231	96.083
Betriebsgebäude	1994	50	Alt	121.745	163.150
Betriebsgebäude	1995	50	Alt	63.235	82.850
Betriebsgebäude	1996	50	Alt	156.695	204.831
Betriebsgebäude	1997	50	Alt	109.726	144.104
Betriebsgebäude	1998	50	Alt	66.095	87.212
Betriebsgebäude	1999	50	Alt	113.125	150.163
Betriebsgebäude	2001	50	Alt	152.662	200.491
Betriebsgebäude	2002	50	Alt	262.239	343.586
Betriebsgebäude	2003	50	Alt	173.379	226.641
Betriebsgebäude	2004	50	Alt	219.002	281.965
Betriebsgebäude	2005	50	Alt	24.103	30.401
Betriebsgebäude	2006	50	Neu	18.168	22.408
Betriebsgebäude	2007	50	Neu	87.784	103.682
Betriebsgebäude	2008	50	Neu	76.974	87.666
Betriebsgebäude	2009	50	Neu	68.221	76.838
Betriebsgebäude	2010	50	Neu	63.921	71.272
Betriebsgebäude	2011	50	Neu	10.919	11.797
Betriebsgebäude	2012	50	Neu	355.254	374.402
Betriebsgebäude	2013	50	Neu	15.657	16.194

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Betriebsgebäude	2014	50	Neu	2.862	2.909
Betriebsgebäude	2015	50	Neu	46.897	46.897
Betriebsgebäude	2016	50	Neu	41.758	41.758
Betriebsgebäude	2017	50	Neu	1.008	1.008
Betriebsgebäude	2018	50	Neu	134.617	134.617
Betriebsgebäude	2020	50	Neu	1.495	1.495
Fernwirkanlagen	2000	15	Alt	4.154	5.189
Fernwirkanlagen	2015	15	Neu	7.761	7.761
Fernwirkanlagen	2017	15	Neu	65.301	65.301
Gasmessanlagen	2016	25	Neu	39.550	39.550
Gaszähler der Verteilung	1995	8	Alt	13.192	16.459
Gaszähler der Verteilung	1996	8	Alt	128.595	162.969
Gaszähler der Verteilung	1997	8	Alt	113.890	142.773
Gaszähler der Verteilung	1998	8	Alt	80.694	101.159
Gaszähler der Verteilung	1999	8	Alt	143.511	182.545
Gaszähler der Verteilung	2000	8	Alt	144.150	180.058
Gaszähler der Verteilung	2001	8	Alt	149.563	180.971
Gaszähler der Verteilung	2002	8	Alt	206.483	251.290
Gaszähler der Verteilung	2003	8	Alt	180.396	216.277
Gaszähler der Verteilung	2004	8	Alt	146.574	173.324
Gaszähler der Verteilung	2005	8	Alt	200.557	228.354
Gaszähler der Verteilung	2006	8	Neu	167.181	180.890
Gaszähler der Verteilung	2007	8	Neu	143.048	152.862
Gaszähler der Verteilung	2008	8	Neu	94.269	95.834
Gaszähler der Verteilung	2009	8	Neu	94.809	99.682
Gaszähler der Verteilung	2010	8	Neu	90.050	93.922
Gaszähler der Verteilung	2011	8	Neu	78.434	78.057
Gaszähler der Verteilung	2012	8	Neu	178.163	174.974
Gaszähler der Verteilung	2013	8	Neu	97.120	95.207
Gaszähler der Verteilung	2014	8	Neu	93.091	91.946
Gaszähler der Verteilung	2015	8	Neu	100.899	100.899
Gaszähler der Verteilung	2016	8	Neu	101.000	101.000
Gaszähler der Verteilung	2017	8	Neu	122.176	122.176
Gaszähler der Verteilung	2018	8	Neu	150.472	150.472

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Gaszähler der Verteilung	2019	8	Neu	156.408	156.408
Gaszähler der Verteilung	2020	8	Neu	89.843	89.843
Gebäude (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020	60	Neu	80	80
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2001	8	Alt	16.919	20.472
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2002	8	Alt	23.224	28.264
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2003	8	Alt	494.838	593.262
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2004	8	Alt	27.244	32.216
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2005	8	Alt	80.064	91.161
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2006	8	Neu	23.415	25.335
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2007	8	Neu	69.423	74.185
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2008	8	Neu	88.050	89.512
Fortsetzung auf der nächsten Seite					

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2009	8	Neu	75.221	79.087
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2010	8	Neu	78.273	81.639
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2011	8	Neu	50.549	50.307
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2012	8	Neu	45.028	44.222
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2013	8	Neu	115.018	112.752
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2014	8	Neu	86.641	85.576
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2015	8	Neu	172.765	172.765
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2016	8	Neu	43.699	43.699
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeu- ge/Geräte); Vermitt- lungseinrichtungen	2017	8	Neu	189.330	189.330

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/ Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2018	8	Neu	76.690	76.690
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/ Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2019	8	Neu	54.441	54.441
Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/ Geräte); Vermittlungseinrichtungen	2020	8	Neu	71.770	71.770
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1976	25	Alt	56.164	155.777
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1979	25	Alt	2.723	6.460
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1980	25	Alt	5.668	12.224
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1981	25	Alt	5.634	11.443
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1982	25	Alt	2.971	5.801
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1984	25	Alt	20.631	38.792
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1985	25	Alt	2.982	5.569
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1986	25	Alt	4.729	8.659
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	1987	25	Alt	29.434	52.677
Fortsetzung auf der nächsten Seite					

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1988	25	Alt	100.941	176.686
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1990	25	Alt	71.393	113.879
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1991	25	Alt	4.599	6.902
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1993	25	Alt	17.131	23.438
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1995	25	Alt	27.595	36.155
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1996	25	Alt	46.964	61.391
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1997	25	Alt	210.433	276.362
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	1999	25	Alt	278.089	369.135
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2001	25	Alt	32.987	43.322
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2002	25	Alt	11.219	14.699
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2003	25	Alt	3.885	5.078
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2004	25	Alt	182.461	234.919
Fortsetzung auf der nächsten Seite					

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2006	25	Neu	8.368	10.321
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2010	25	Neu	66.846	74.533
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2011	25	Neu	1.211	1.308
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2014	25	Neu	3.506	3.563
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2016	25	Neu	7.555	7.555
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2017	25	Neu	688	688
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2018	25	Neu	32.738	32.738
Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwe- sen	2019	25	Neu	8.438	8.438
Hardware	2003	4	Alt	10.612	12.723
Hardware	2004	4	Alt	23.453	27.733
Hardware	2005	4	Alt	11.381	12.958
Hardware	2006	4	Neu	12.440	13.460
Hardware	2007	4	Neu	31.184	33.323
Hardware	2008	4	Neu	31.495	32.018
Hardware	2009	4	Neu	69.940	73.535
Hardware	2010	4	Neu	27.810	29.006
Hardware	2011	4	Neu	10.250	10.200
Hardware	2012	4	Neu	38.341	37.654
Hardware	2013	4	Neu	21.376	20.955
Hardware	2014	4	Neu	14.568	14.389
Hardware	2015	4	Neu	36.673	36.673

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Hardware	2016	4	Neu	36.444	36.444
Hardware	2017	4	Neu	120.909	120.909
Hardware	2018	4	Neu	47.646	47.646
Hardware	2019	4	Neu	45.120	45.120
Hardware	2020	4	Neu	46.459	46.459
Hausdruckregler/ Zählerregler	1988	15	Alt	36.739	50.553
Hausdruckregler/ Zählerregler	1989	15	Alt	39.901	53.491
Hausdruckregler/ Zählerregler	1990	15	Alt	14.140	18.669
Hausdruckregler/ Zählerregler	1991	15	Alt	62.728	81.070
Hausdruckregler/ Zählerregler	1992	15	Alt	64.572	82.232
Hausdruckregler/ Zählerregler	1993	15	Alt	39.358	50.063
Hausdruckregler/ Zählerregler	1994	15	Alt	14.794	18.772
Hausdruckregler/ Zählerregler	1995	15	Alt	77.202	96.317
Hausdruckregler/ Zählerregler	1996	15	Alt	82.533	104.594
Hausdruckregler/ Zählerregler	1997	15	Alt	75.188	94.256
Hausdruckregler/ Zählerregler	1998	15	Alt	56.507	70.837
Hausdruckregler/ Zählerregler	1999	15	Alt	77.117	98.093
Hausdruckregler/ Zählerregler	2000	15	Alt	38.121	47.616
Hausdruckregler/ Zählerregler	2001	15	Alt	24.293	29.394
Hausdruckregler/ Zählerregler	2002	15	Alt	34.081	41.477
Hausdruckregler/ Zählerregler	2003	15	Alt	8.071	9.676

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe		Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2004	15	Alt	17.163	20.295
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2005	15	Alt	8.821	10.043
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2006	15	Neu	26.680	28.868
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2007	15	Neu	6.066	6.482
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2008	15	Neu	13.438	13.661
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2009	15	Neu	14.397	15.137
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2010	15	Neu	2.464	2.570
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2011	15	Neu	3.265	3.249
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2012	15	Neu	3.302	3.242
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2017	15	Neu	52.350	52.350
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2018	15	Neu	131.259	131.259
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2019	15	Neu	157.570	157.570
Hausdruckregler/ lerregler	Zäh-	2020	15	Neu	161.363	161.363
Lagereinrichtung		1993	14	Alt	3.195	4.064
Lagereinrichtung		2002	14	Alt	1.488	1.810
Lagereinrichtung		2003	14	Alt	1.065	1.277
Lagereinrichtung		2004	14	Alt	720	852
Lagereinrichtung		2007	14	Neu	25.621	27.379
Lagereinrichtung		2009	14	Neu	61.596	64.762
Lagereinrichtung		2010	14	Neu	1.789	1.866
Lagereinrichtung		2012	14	Neu	731	718
Lagereinrichtung		2013	14	Neu	5.944	5.827
Lagereinrichtung		2015	14	Neu	37.363	37.363

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Leichtfahrzeuge	2006	5	Neu	19.188	20.761
Leichtfahrzeuge	2007	5	Neu	26.742	28.576
Leichtfahrzeuge	2008	5	Neu	58.991	59.970
Leichtfahrzeuge	2009	5	Neu	50.190	52.770
Leichtfahrzeuge	2010	5	Neu	61.696	64.349
Leichtfahrzeuge	2011	5	Neu	105.728	105.221
Leichtfahrzeuge	2012	5	Neu	66.096	64.912
Leichtfahrzeuge	2013	5	Neu	47.204	46.275
Leichtfahrzeuge	2014	5	Neu	53.354	52.698
Leichtfahrzeuge	2015	5	Neu	39.252	39.252
Leichtfahrzeuge	2016	5	Neu	25.166	25.166
Leichtfahrzeuge	2017	5	Neu	54.544	54.544
Leichtfahrzeuge	2018	5	Neu	17.504	17.504
Leichtfahrzeuge	2019	5	Neu	76.034	76.034
Leichtfahrzeuge	2020	5	Neu	31.065	31.065
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1986	10	Alt	134.822	183.816
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1988	10	Alt	1.139.482	1.567.927
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2007	10	Neu	86.262	92.180
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2009	10	Neu	175.788	184.823
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2010	10	Neu	81.589	85.098
Leit- und Energietechnik (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020	10	Neu	85.118	85.118
Messeinrichtungen	1979	45	Alt	2.518	4.407
Messeinrichtungen	1986	45	Alt	3.652	4.979
Messeinrichtungen	1988	45	Alt	2.799	3.851

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Messeinrichtungen	1989	45	Alt	3.276	4.391
Messeinrichtungen	1990	45	Alt	72	95
Messeinrichtungen	1991	45	Alt	3.963	5.122
Messeinrichtungen	1993	45	Alt	75.920	96.571
Messeinrichtungen	1994	45	Alt	1.303	1.653
Messeinrichtungen	1996	45	Alt	16.174	20.497
Messeinrichtungen	1997	45	Alt	19.417	24.341
Messeinrichtungen	1998	45	Alt	96.004	120.350
Messeinrichtungen	1999	45	Alt	13.560	17.248
Messeinrichtungen	2000	45	Alt	19.349	24.169
Messeinrichtungen	2001	45	Alt	72.420	87.628
Messeinrichtungen	2002	45	Alt	13.673	16.640
Messeinrichtungen	2003	45	Alt	12.503	14.990
Messeinrichtungen	2004	45	Alt	38.706	45.770
Messeinrichtungen	2005	45	Alt	41.344	47.074
Messeinrichtungen	2006	45	Neu	35.757	38.689
Messeinrichtungen	2007	45	Neu	82.312	87.958
Messeinrichtungen	2008	45	Neu	233.273	237.145
Messeinrichtungen	2009	45	Neu	110.152	115.814
Messeinrichtungen	2010	45	Neu	12.214	12.739
Messeinrichtungen	2011	45	Neu	37.087	36.909
Messeinrichtungen	2012	45	Neu	46.926	46.086
Messeinrichtungen	2013	45	Neu	50.455	49.461
Messeinrichtungen	2014	45	Neu	40.833	40.331
Messeinrichtungen	2015	45	Neu	112.982	112.982
Messeinrichtungen	2016	45	Neu	14.640	14.640
Messeinrichtungen	2017	45	Neu	51.424	51.424
Messeinrichtungen	2018	45	Neu	37.061	37.061
Messeinrichtungen	2019	45	Neu	31.382	31.382
Messeinrichtungen	2020	45	Neu	18.845	18.845
Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranla- gen)	2005	15	Alt	1.668	1.900

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranla- gen)	2007	15	Neu	31.663	33.835
Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranla- gen)	2009	15	Neu	26.718	28.091
Nebenanlagen (Mess-, Regel- und Zähleranla- gen)	2020	15	Neu	2.505	2.505
Regeleinrichtungen	1966	45	Alt	10.435	29.178
Regeleinrichtungen	1968	45	Alt	4.281	12.133
Regeleinrichtungen	1969	45	Alt	7.680	21.418
Regeleinrichtungen	1970	45	Alt	20.700	54.936
Regeleinrichtungen	1971	45	Alt	29.310	74.561
Regeleinrichtungen	1972	45	Alt	19.076	47.260
Regeleinrichtungen	1973	45	Alt	4.225	9.836
Regeleinrichtungen	1974	45	Alt	87.584	179.818
Regeleinrichtungen	1976	45	Alt	27.835	52.594
Regeleinrichtungen	1977	45	Alt	16.888	31.011
Regeleinrichtungen	1978	45	Alt	59.257	107.486
Regeleinrichtungen	1979	45	Alt	47.232	82.656
Regeleinrichtungen	1980	45	Alt	66.544	109.298
Regeleinrichtungen	1981	45	Alt	93.321	143.556
Regeleinrichtungen	1982	45	Alt	88.822	128.668
Regeleinrichtungen	1983	45	Alt	73.343	104.360
Regeleinrichtungen	1984	45	Alt	368.022	509.085
Regeleinrichtungen	1985	45	Alt	100.181	135.525
Regeleinrichtungen	1986	45	Alt	143.237	195.290
Regeleinrichtungen	1987	45	Alt	145.756	203.519
Regeleinrichtungen	1988	45	Alt	84.670	116.507
Regeleinrichtungen	1989	45	Alt	166.861	223.694
Regeleinrichtungen	1990	45	Alt	226.870	299.537
Regeleinrichtungen	1991	45	Alt	236.710	305.924
Regeleinrichtungen	1992	45	Alt	270.158	344.046
Regeleinrichtungen	1993	45	Alt	379.486	482.706

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Regeleinrichtungen	1994	45	Alt	226.549	287.467
Regeleinrichtungen	1995	45	Alt	581.131	725.019
Regeleinrichtungen	1996	45	Alt	211.471	267.997
Regeleinrichtungen	1997	45	Alt	128.882	161.567
Regeleinrichtungen	1998	45	Alt	111.342	139.578
Regeleinrichtungen	1999	45	Alt	146.666	186.560
Regeleinrichtungen	2000	45	Alt	98.213	122.678
Regeleinrichtungen	2001	45	Alt	260.791	315.557
Regeleinrichtungen	2002	45	Alt	153.139	186.370
Regeleinrichtungen	2003	45	Alt	130.078	155.951
Regeleinrichtungen	2004	45	Alt	145.951	172.588
Regeleinrichtungen	2005	45	Alt	56.817	64.692
Regeleinrichtungen	2006	45	Neu	109.021	117.961
Regeleinrichtungen	2007	45	Neu	146.631	156.689
Regeleinrichtungen	2008	45	Neu	141.633	143.984
Regeleinrichtungen	2009	45	Neu	26.430	27.788
Regeleinrichtungen	2010	45	Neu	1.207	1.259
Regeleinrichtungen	2011	45	Neu	46.913	46.688
Regeleinrichtungen	2012	45	Neu	149.635	146.956
Regeleinrichtungen	2013	45	Neu	101.253	99.259
Regeleinrichtungen	2014	45	Neu	89.238	88.140
Regeleinrichtungen	2015	45	Neu	194.509	194.509
Regeleinrichtungen	2016	45	Neu	85.987	85.987
Regeleinrichtungen	2017	45	Neu	28.833	28.833
Regeleinrichtungen	2018	45	Neu	4.258	4.258
Regeleinrichtungen	2019	45	Neu	103.216	103.216
Regeleinrichtungen	2020	45	Neu	335.976	335.976
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	1957	45	Alt	2.003	9.935
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	1969	45	Alt	571	1.866
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	1972	45	Alt	80.073	200.368
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	1995	45	Alt	62.393	71.708

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	1998	45	Alt	73.283	88.761
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1985	45	Alt	130.702	209.463
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1986	45	Alt	127.684	199.965
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1987	45	Alt	886.049	1.364.427
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1988	45	Alt	484.005	733.993
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1989	45	Alt	650.264	958.424
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1990	45	Alt	1.489.541	2.055.119
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1991	45	Alt	1.236.085	1.587.998
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1992	45	Alt	1.313.816	1.587.878
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1993	45	Alt	1.382.570	1.622.860
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1994	45	Alt	1.298.980	1.508.635
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1995	45	Alt	1.334.565	1.533.815
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1996	45	Alt	1.242.331	1.453.528
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1997	45	Alt	1.536.372	1.830.741
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1998	45	Alt	1.680.302	2.035.182
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	1999	45	Alt	1.377.080	1.677.146
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2000	45	Alt	1.221.314	1.484.141
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2001	45	Alt	1.883.747	2.294.216

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2002	45	Alt	1.217.937	1.486.614
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2003	45	Alt	1.408.811	1.727.343
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2004	45	Alt	2.071.680	2.540.087
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2005	45	Alt	1.453.022	1.779.516
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2006	45	Neu	1.644.304	1.965.601
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2007	45	Neu	1.794.171	2.079.265
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2008	45	Neu	1.568.261	1.765.548
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2009	45	Neu	1.757.116	1.944.249
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2010	45	Neu	1.668.135	1.836.617
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2011	45	Neu	1.623.862	1.754.583
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2012	45	Neu	1.833.518	1.931.795
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2013	45	Neu	1.763.432	1.824.800
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2014	45	Neu	2.454.655	2.502.275
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2015	45	Neu	1.825.457	1.825.457
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2016	45	Neu	1.488.686	1.488.686
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2017	45	Neu	1.548.339	1.548.339
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2018	45	Neu	1.988.790	1.988.790
Rohrleitungen/HAL Po- lyethylen (PE-HD)	2019	45	Neu	1.905.953	1.905.953

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe		Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Po-lyethylen (PE-HD)		2020	45	Neu	2.237.600	2.237.600
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1956	45	Alt	328.356	1.729.747
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1957	45	Alt	212.496	1.053.873
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1958	45	Alt	228.938	1.100.713
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1959	45	Alt	205.085	914.168
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1960	45	Alt	206.653	852.152
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1961	45	Alt	172.557	661.962
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1962	45	Alt	453.697	1.632.403
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1963	45	Alt	441.526	1.523.884
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1964	45	Alt	819.602	2.776.565
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1965	45	Alt	1.458.890	5.067.016
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1966	45	Alt	967.369	3.338.777
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar		1967	45	Alt	626.747	2.255.036

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1968	45	Alt	408.377	1.396.363
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1969	45	Alt	934.214	3.052.170
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1985	45	Alt	1.497.303	2.399.578
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1986	45	Alt	1.895.097	2.967.911
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1991	45	Alt	1.408.995	1.810.136
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1993	45	Alt	1.859.778	2.183.008
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1994	45	Alt	1.461.607	1.697.510
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1995	45	Alt	1.667.978	1.917.007
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	1998	45	Alt	2.154.257	2.609.237
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	2000	45	Alt	1.260.386	1.037.184
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	2016	45	Neu	350.224	350.224
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	2017	45	Neu	125.870	125.870

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	2004	45	Alt	268.817	330.215
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	2006	45	Neu	296.524	354.465
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1962	55	Alt	4.381	15.762
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1966	55	Alt	17.264	59.584
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1969	55	Alt	3.688	12.049
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1970	55	Alt	4.535	12.705
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1971	55	Alt	6.600	17.058
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1976	55	Alt	19.896	43.206
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1977	55	Alt	16.229	34.034
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1978	55	Alt	11.735	23.238
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1983	55	Alt	35.511	57.666
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1985	55	Alt	3.651	5.851

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1986	55	Alt	6.387	10.003
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1987	55	Alt	396.813	611.052
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1988	55	Alt	481.759	730.588
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1989	55	Alt	858.002	1.264.609
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1990	55	Alt	857.676	1.183.336
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1991	55	Alt	486.986	625.630
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1992	55	Alt	354.856	428.879
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1993	55	Alt	181.140	212.622
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1994	55	Alt	375.488	436.092
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1995	55	Alt	263.338	302.654
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1996	55	Alt	224.820	263.040
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1997	55	Alt	598.137	712.740
Fortsetzung auf der nächsten Seite					

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1998	55	Alt	834.602	1.010.870
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	1999	55	Alt	384.355	468.106
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2000	55	Alt	462.194	561.658
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2001	55	Alt	318.985	388.492
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2002	55	Alt	195.035	238.060
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2003	55	Alt	881.418	1.080.707
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2004	55	Alt	863.767	1.059.065
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2005	55	Alt	155.874	190.898
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2006	55	Neu	635.786	760.019
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2007	55	Neu	662.424	767.683
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2008	55	Neu	518.655	583.902
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2009	55	Neu	158.243	175.096

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2010	55	Neu	417.004	459.122
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2011	55	Neu	89.140	96.315
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2012	55	Neu	187.515	197.566
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2013	55	Neu	184.658	191.084
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2014	55	Neu	322.538	328.796
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2015	55	Neu	472.627	472.627
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2016	55	Neu	514.347	514.347
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2017	55	Neu	422.143	422.143
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2018	55	Neu	87.957	87.957
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2019	55	Neu	406.538	406.538
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt <= 16 bar	2020	55	Neu	272.166	272.166
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch ge- schützt > 16 bar	2020	55	Neu	1.222.841	1.222.841

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1969	45	Alt	20.229	66.090
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1970	45	Alt	1.679.567	4.705.307
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1971	45	Alt	952.925	2.462.835
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1972	45	Alt	1.241.887	3.107.574
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1973	45	Alt	1.197.028	2.877.536
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1974	45	Alt	1.208.960	2.721.974
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1975	45	Alt	1.523.173	3.374.286
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1976	45	Alt	1.195.224	2.595.549
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1977	45	Alt	1.055.986	2.214.507
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1978	45	Alt	1.272.451	2.519.708
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1979	45	Alt	1.401.384	2.525.294
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1980	45	Alt	1.865.013	3.042.023

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1981	45	Alt	1.530.484	2.431.480
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1982	45	Alt	864.278	1.397.278
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1983	45	Alt	1.865.834	3.029.928
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1984	45	Alt	1.516.190	2.433.484
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1987	45	Alt	1.587.028	2.443.865
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1988	45	Alt	2.271.161	3.444.216
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1989	45	Alt	1.693.918	2.496.665
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1990	45	Alt	1.652.548	2.280.021
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1992	45	Alt	2.153.762	2.603.037
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1996	45	Alt	1.987.718	2.325.629
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1997	45	Alt	2.288.044	2.726.433
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	1999	45	Alt	1.791.399	2.181.745
Fortsetzung auf der nächsten Seite					

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2001	45	Alt	2.080.748	2.534.143
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2002	45	Alt	1.061.263	1.295.378
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2003	45	Alt	936.446	1.148.176
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2004	45	Alt	833.208	1.021.597
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2005	45	Alt	1.026.456	1.257.101
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2007	45	Neu	314.897	364.934
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2008	45	Neu	292.653	329.469
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2009	45	Neu	377.597	417.811
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2010	45	Neu	99.975	110.072
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2011	45	Neu	161.009	173.970
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2012	45	Neu	82.907	87.351
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2013	45	Neu	128.056	132.512

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2014	45	Neu	343.832	350.502
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2015	45	Neu	351.073	351.073
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2018	45	Neu	783.341	783.341
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2019	45	Neu	448.571	448.571
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	2020	45	Neu	369.359	369.359
Schwerfahrzeuge	2003	8	Alt	207	248
Schwerfahrzeuge	2005	8	Alt	8.821	10.044
Schwerfahrzeuge	2006	8	Neu	85	92
Schwerfahrzeuge	2007	8	Neu	18.519	19.790
Schwerfahrzeuge	2008	8	Neu	29.021	29.503
Schwerfahrzeuge	2009	8	Neu	27.432	28.842
Schwerfahrzeuge	2010	8	Neu	62.791	65.491
Schwerfahrzeuge	2011	8	Neu	28.787	28.649
Schwerfahrzeuge	2012	8	Neu	60.648	59.563
Schwerfahrzeuge	2013	8	Neu	3.931	3.854
Schwerfahrzeuge	2014	8	Neu	20.425	20.174
Schwerfahrzeuge	2015	8	Neu	33.205	33.205
Schwerfahrzeuge	2016	8	Neu	39.827	39.827
Schwerfahrzeuge	2018	8	Neu	16.425	16.425
Schwerfahrzeuge	2019	8	Neu	9.844	9.844
Schwerfahrzeuge	2020	8	Neu	28.284	28.284
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	1999	20	Alt	16.055	20.421

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2019	20	Neu	55.379	55.379
Sicherheitseinrichtungen (Mess-, Regel- und Zähleranlagen)	2020	20	Neu	46.029	46.029
Sicherheitseinrichtungen (Rohrleitungen/HAL)	2018	45	Neu	1.067	1.067
Software	2006	3	Neu	128.496	139.033
Software	2007	3	Neu	109.249	116.743
Software	2008	3	Neu	55.472	56.393
Software	2009	3	Neu	20.351	21.397
Software	2010	3	Neu	141.175	147.245
Software	2011	3	Neu	89.421	88.992
Software	2012	3	Neu	43.327	42.551
Software	2013	3	Neu	26.692	26.166
Software	2014	3	Neu	262.498	259.270
Software	2015	3	Neu	179.807	179.807
Software	2016	3	Neu	93.820	93.820
Software	2017	3	Neu	52.053	52.053
Software	2018	3	Neu	178.408	178.408
Software	2019	3	Neu	165.647	165.647
Software	2020	3	Neu	195.702	195.702
Verwaltungsgebäude	1943	60	Alt	5.686	0
Verwaltungsgebäude	1944	60	Alt	1.017	15.126
Verwaltungsgebäude	1945	60	Alt	1.265	18.813
Verwaltungsgebäude	1947	60	Alt	49.508	600.021
Verwaltungsgebäude	1949	60	Alt	5.937	58.066
Verwaltungsgebäude	1953	60	Alt	3.771	31.854
Verwaltungsgebäude	1959	60	Alt	271	1.888
Verwaltungsgebäude	1962	60	Alt	9.623	55.021
Verwaltungsgebäude	1963	60	Alt	99.938	546.233
Verwaltungsgebäude	1964	60	Alt	155.011	815.264
Verwaltungsgebäude	1965	60	Alt	56	283
Verwaltungsgebäude	1966	60	Alt	109.606	540.755

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Verwaltungsgebäude	1967	60	Alt	2.895	15.015
Verwaltungsgebäude	1968	60	Alt	7.995	39.445
Verwaltungsgebäude	1969	60	Alt	27.223	124.402
Verwaltungsgebäude	1970	60	Alt	2.847	11.023
Verwaltungsgebäude	1971	60	Alt	10.449	36.521
Verwaltungsgebäude	1972	60	Alt	31.046	103.333
Verwaltungsgebäude	1973	60	Alt	456	1.430
Verwaltungsgebäude	1974	60	Alt	1.471	4.351
Verwaltungsgebäude	1975	60	Alt	2.320	6.685
Verwaltungsgebäude	1977	60	Alt	4.472.589	11.902.006
Verwaltungsgebäude	1978	60	Alt	132.373	337.749
Verwaltungsgebäude	1982	60	Alt	23.875	46.620
Verwaltungsgebäude	1985	60	Alt	5.318	9.933
Verwaltungsgebäude	1986	60	Alt	1.316	2.410
Verwaltungsgebäude	1987	60	Alt	2.843	5.088
Verwaltungsgebäude	1988	60	Alt	39.453	69.059
Verwaltungsgebäude	1989	60	Alt	6.765	11.446
Verwaltungsgebäude	1991	60	Alt	109.100	163.727
Verwaltungsgebäude	1993	60	Alt	3.754	5.136
Verwaltungsgebäude	1994	60	Alt	478.130	640.742
Verwaltungsgebäude	1995	60	Alt	57.078	74.784
Verwaltungsgebäude	1996	60	Alt	11.436	14.949
Verwaltungsgebäude	1997	60	Alt	268.311	352.373
Verwaltungsgebäude	1998	60	Alt	962	1.270
Verwaltungsgebäude	2000	60	Alt	147.178	193.981
Verwaltungsgebäude	2001	60	Alt	24.721	32.466
Verwaltungsgebäude	2002	60	Alt	67.055	87.855
Verwaltungsgebäude	2003	60	Alt	4.359	5.699
Verwaltungsgebäude	2004	60	Alt	135.314	174.217
Verwaltungsgebäude	2005	60	Alt	77.858	98.203
Verwaltungsgebäude	2006	60	Neu	1.211.438	1.494.187
Verwaltungsgebäude	2007	60	Neu	731.014	863.401
Verwaltungsgebäude	2008	60	Neu	98.364	112.027
Verwaltungsgebäude	2009	60	Neu	172.006	193.730

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Verwaltungsgebäude	2010	60	Neu	282.579	315.075
Verwaltungsgebäude	2011	60	Neu	116.028	125.356
Verwaltungsgebäude	2012	60	Neu	13.691	14.429
Verwaltungsgebäude	2013	60	Neu	172.221	178.128
Verwaltungsgebäude	2014	60	Neu	7.232	7.351
Verwaltungsgebäude	2015	60	Neu	197.321	197.321
Verwaltungsgebäude	2016	60	Neu	26.338	26.338
Verwaltungsgebäude	2017	60	Neu	5.996.368	5.996.368
Verwaltungsgebäude	2018	60	Neu	1.491.107	1.491.107
Verwaltungsgebäude	2019	60	Neu	72.610	72.610
Verwaltungsgebäude	2020	60	Neu	4.994	4.994
Werkzeuge/Geräte	1993	14	Alt	22.540	28.671
Werkzeuge/Geräte	1994	14	Alt	13.355	16.946
Werkzeuge/Geräte	1995	14	Alt	14.466	18.048
Werkzeuge/Geräte	1996	14	Alt	27.500	34.851
Werkzeuge/Geräte	1997	14	Alt	14.925	18.710
Werkzeuge/Geräte	1998	14	Alt	19.730	24.734
Werkzeuge/Geräte	1999	14	Alt	15.051	19.144
Werkzeuge/Geräte	2000	14	Alt	18.340	22.909
Werkzeuge/Geräte	2001	14	Alt	19.313	23.369
Werkzeuge/Geräte	2002	14	Alt	28.814	35.067
Werkzeuge/Geräte	2003	14	Alt	13.246	15.881
Werkzeuge/Geräte	2004	14	Alt	25.938	30.671
Werkzeuge/Geräte	2005	14	Alt	21.006	23.917
Werkzeuge/Geräte	2006	14	Neu	30.512	33.014
Werkzeuge/Geräte	2007	14	Neu	12.258	13.099
Werkzeuge/Geräte	2008	14	Neu	19.687	20.014
Werkzeuge/Geräte	2009	14	Neu	12.850	13.510
Werkzeuge/Geräte	2010	14	Neu	14.197	14.807
Werkzeuge/Geräte	2011	14	Neu	11.607	11.552
Werkzeuge/Geräte	2012	14	Neu	13.632	13.388
Werkzeuge/Geräte	2013	14	Neu	12.126	11.887
Werkzeuge/Geräte	2014	14	Neu	36.364	35.917
Werkzeuge/Geräte	2015	14	Neu	15.008	15.008

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.6 – Fortsetzung von vorheriger Seite

Anlagengruppe	Anschaffungsjahr	Nutzungsdauer in Jahren	Alt/ Neu	Historischer Anschaf- fungswert in €	Tagesneuwert in €
Werkzeuge/Geräte	2016	14	Neu	4.329	4.329
Werkzeuge/Geräte	2017	14	Neu	6.774	6.774
Werkzeuge/Geräte	2018	14	Neu	16.601	16.601
Werkzeuge/Geräte	2019	14	Neu	8.889	8.889
Werkzeuge/Geräte	2020	14	Neu	23.173	23.173

A.8 Netzlängenentwicklung der fiktiven Netzbetriebe

Basierend auf der in Abschnitt 5.5 beschriebenen Vorgehensweise wird mittels den Nachfrageszenarien aus Anhang A.6 die Netzlängenentwicklung ermittelt. Hierbei wird zwischen einer nahezu linearen Entwicklung der Netzlänge zur Nachfrage ($k = 0,9$) und einer nicht-linearen Entwicklung ($k = 0,3$) unterschieden. Dadurch wird ein geordneter Ausstieg aus dem Gasnetz bei einer linearen Entwicklung und ein zufälliger Ausstieg bei einer nicht-linearen Entwicklung angenommen. Tabelle A.7 stellt die Netzlängenentwicklungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs und Tabelle A.8 des summenbasierten Netzbetriebs dar.

Tabelle A.7: Netzlängenentwicklung in km des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzlängenentwicklung nach Abschreibung in km	Stromszenario in km		Mittelwegszenario in km		Gasszenario in km	
		k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2021	364	629	629	629	629	629	629
2022	358	629	629	629	629	629	629
2023	349	629	629	629	629	629	629
2024	340	618	598	620	604	622	610
2025	330	607	566	612	579	616	591
2026	322	596	535	603	554	609	571
2027	315	584	503	594	529	602	552
2028	309	571	471	584	504	595	533
2029	302	558	439	574	479	588	513
2030	296	544	407	564	453	580	494
2031	288	535	387	559	442	579	491
2032	280	526	368	554	430	578	488
2033	271	516	348	549	418	577	485
2034	262	506	328	544	406	576	482
2035	253	495	308	538	395	574	479
2036	247	484	287	533	383	573	477
2037	241	472	267	527	371	572	474
2038	235	460	246	521	359	571	471
2039	225	447	225	516	347	570	468
2040	215	432	204	510	335	569	465
2041	209	420	187	505	326	567	461
2042	199	406	170	500	317	566	458
2043	186	392	152	495	307	564	454
2044	174	376	135	490	298	563	451
2045	158	358	117	485	289	561	447
2046	143	339	98	480	280	560	443
2047	131	315	79	475	271	558	440
2048	119	288	60	469	261	556	436
2049	109	251	40	464	252	555	432
2050	102	196	19	458	243	553	429

Tabelle A.8: Netzlängenentwicklung in km des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzlängenentwicklung nach Abschreibung in km	Stromszenario in km		Mittelwegsszenario in km		Gasszenario in km	
		k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2021	771	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2022	758	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2023	740	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2024	722	1236	1195	1241	1208	1244	1219
2025	702	1214	1133	1223	1158	1231	1181
2026	687	1191	1070	1206	1109	1218	1143
2027	674	1167	1007	1187	1059	1204	1104
2028	660	1142	943	1168	1008	1190	1066
2029	647	1116	879	1148	958	1175	1027
2030	634	1088	814	1128	907	1160	988
2031	619	1070	775	1118	884	1158	982
2032	606	1051	735	1108	860	1156	976
2033	588	1032	695	1098	837	1153	970
2034	571	1012	655	1087	813	1151	965
2035	552	991	615	1077	789	1149	959
2036	540	968	575	1066	765	1146	953
2037	527	945	534	1054	742	1144	947
2038	513	920	493	1043	718	1142	942
2039	493	893	451	1031	694	1139	936
2040	474	865	409	1019	670	1137	930
2041	462	840	375	1010	651	1134	923
2042	444	813	340	1000	633	1131	916
2043	420	784	305	991	615	1128	908
2044	398	752	269	981	597	1125	901
2045	370	717	233	971	578	1122	894
2046	334	677	196	960	560	1119	887
2047	305	631	159	949	541	1116	879
2048	274	575	120	938	523	1113	872
2049	250	503	80	927	504	1110	865
2050	231	391	38	915	485	1107	858

A.9 Netzlängenentwicklung der fiktiven Netzbetriebe mit Zeitverzögerung für Rückstellungen

Während die Netzlängenentwicklung in Anhang A.8 ab dem Betrachtungszeitraum startet (ab 2023), wird in diesem Abschnitt eine verzögerte Stilllegung aufgrund der Berücksichtigung von Rückstellungen betrachtet. Die entsprechende verzögerte Entwicklung der Netzlängen sind in Tabelle A.9 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb und in Tabelle A.10 für den summenbasierten Netzbetrieb dargestellt.

Tabelle A.9: Netzlängenentwicklung in km des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit Zeitverzögerung für Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzlängenentwicklung nach Abschreibung in km	Stromszenario in km		MittelwegszENARIO in km		Gasszenario in km	
		k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2021	364	629	629	629	629	629	629
2022	358	629	629	629	629	629	629
2023	349	629	629	629	629	629	629
2024	340	629	629	629	629	629	629
2025	330	629	629	629	629	629	629
2026	322	629	629	629	629	629	629
2027	315	629	629	629	629	629	629
2028	309	629	629	629	629	629	629
2029	302	629	629	629	629	629	629
2030	296	629	629	629	629	629	629
2031	288	629	629	629	629	629	629
2032	280	629	629	629	629	629	629
2033	271	613	594	619	606	625	618
2034	262	597	560	610	583	621	607
2035	253	581	525	601	560	617	597
2036	247	564	490	591	537	613	586
2037	241	547	455	581	514	609	575
2038	235	529	420	571	491	605	564
2039	225	510	385	561	468	601	554
2040	215	490	349	551	445	597	543
2041	209	471	318	542	425	592	532
2042	199	452	286	533	405	588	520
2043	186	432	254	524	385	584	509
2044	174	410	222	515	365	580	497
2045	158	387	189	506	344	575	486
2046	143	361	156	497	324	571	475
2047	131	333	123	487	304	566	463
2048	119	299	89	477	283	562	452
2049	109	257	55	468	263	558	440
2050	102	196	19	458	243	553	429

Tabelle A.10: Netzlängenentwicklung in km des summenbasierten Netzbetriebs mit Zeitverzögerung für Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzlängenentwicklung nach Abschreibung in km	Stromszenario in km		Mittelwegsszenario in km		Gasszenario in km	
		k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2021	771	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2022	758	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2023	740	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2024	722	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2025	702	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2026	687	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2027	674	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2028	660	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2029	647	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2030	634	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2031	619	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2032	606	1257	1257	1257	1257	1257	1257
2033	588	1227	1189	1239	1212	1249	1236
2034	571	1195	1120	1220	1166	1241	1215
2035	552	1162	1050	1201	1120	1233	1193
2036	540	1129	981	1182	1074	1226	1172
2037	527	1094	911	1162	1029	1218	1150
2038	513	1057	841	1143	983	1210	1129
2039	493	1019	770	1123	936	1202	1108
2040	474	979	699	1102	890	1194	1086
2041	462	943	636	1085	850	1185	1063
2042	444	904	572	1067	810	1176	1040
2043	420	864	508	1049	769	1168	1018
2044	398	821	443	1031	729	1159	995
2045	370	774	378	1012	689	1150	972
2046	334	723	312	993	648	1142	949
2047	305	665	246	974	607	1133	926
2048	274	598	178	955	567	1124	903
2049	250	514	109	935	526	1116	880
2050	231	391	38	915	485	1107	858

A.10 Stilllegungskosten

Basierend auf der Netzlängenentwicklung und den Kostenannahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77] für die verschiedenen Stilllegungsmaßnahmen werden die Stilllegungskosten abgeleitet. Abschnitt 5.6.2.3 beschreibt die Vorgehensweise im Detail und stellt in Tabelle 5.5 die Kosten einer anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dar. Dieser Anhang enthält die weiteren Stilllegungskosten für den durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetrieb. Tabelle A.11 beinhaltet die Stilllegungskosten bei einer Finanzierung über Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Tabelle A.12 und A.13 enthält die Kosten bei einem vollständigen Rückbau ohne und mit Zeitverzögerung durch die Finanzierung über Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb. Für den summenbasierten Netzbetrieb stellen Tabelle A.14 und A.15 die anteiligen Stilllegungskosten und vollständigen Rückbaukosten dar. Tabelle A.16 und A.17 stellen die entsprechenden Kosten mit der Zeitverzögerung durch die Rückstellungsfinanzierung für den summenbasierten Netzbetrieb dar.

Tabelle A.11: Kosten der anteiligen Stilllegung mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	737.623	1.649.795	444.083	1.094.516	190.371	513.317
2034	758.750	1.655.891	449.508	1.096.288	190.626	513.409
2035	782.383	1.662.446	455.235	1.098.122	190.883	513.501
2036	809.030	1.669.530	461.290	1.100.025	191.143	513.594
2037	839.351	1.677.230	467.706	1.101.999	191.406	513.688
2038	874.221	1.685.660	474.518	1.104.052	191.672	513.782
2039	914.832	1.694.962	481.765	1.106.189	191.941	513.877
2040	962.847	1.705.328	489.494	1.108.416	192.213	513.973
2041	872.671	1.520.440	422.255	965.084	206.280	547.751
2042	917.224	1.528.939	427.146	966.436	206.711	547.901
2043	970.810	1.538.515	432.306	967.836	207.149	548.053
2044	1.036.740	1.549.464	437.760	969.286	207.593	548.206
2045	1.120.251	1.562.218	443.534	970.791	208.043	548.361
2046	1.230.208	1.577.451	449.659	972.355	208.501	548.517
2047	1.383.048	1.596.285	456.172	973.982	208.966	548.675
2048	1.613.572	1.620.819	463.113	975.678	209.438	548.834
2049	2.012.998	1.655.700	470.527	977.447	209.917	548.995
2050	2.949.042	1.715.366	478.468	979.297	210.404	549.158
Summe	20.785.602	29.266.039	8.204.540	18.527.800	3.613.255	9.593.592

Tabelle A.12: Kosten des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	2.947.847	8.696.266	2.332.099	6.904.012	1.795.247	5.331.000
2025	3.069.895	8.746.802	2.407.542	6.935.482	1.839.479	5.349.567
2026	3.204.992	8.800.771	2.489.201	6.968.605	1.886.455	5.368.872
2027	3.355.504	8.858.646	2.577.931	7.003.556	1.936.455	5.388.972
2028	3.524.426	8.921.006	2.674.757	7.040.539	1.989.801	5.409.932
2029	3.715.615	8.988.565	2.780.919	7.079.790	2.046.862	5.431.826
2030	3.934.128	9.062.220	2.897.934	7.121.592	2.108.068	5.454.735
2031	2.489.585	5.498.201	1.369.274	3.275.356	316.635	807.191
2032	2.590.072	5.529.365	1.397.815	3.285.022	318.085	807.718
2033	2.701.017	5.562.589	1.427.845	3.295.012	319.551	808.249
2034	2.824.261	5.598.151	1.459.492	3.305.347	321.033	808.784
2035	2.962.122	5.636.387	1.492.897	3.316.049	322.533	809.322
2036	3.117.561	5.677.709	1.528.223	3.327.146	324.049	809.865
2037	3.294.431	5.722.630	1.565.650	3.338.666	325.583	810.411
2038	3.497.841	5.771.802	1.605.385	3.350.640	327.134	810.962
2039	3.734.737	5.826.065	1.647.660	3.363.104	328.704	811.517
2040	4.014.825	5.886.533	1.692.746	3.376.098	330.292	812.075
2041	3.488.802	4.808.021	1.300.519	2.539.994	412.352	1.009.113
2042	3.748.692	4.857.599	1.329.049	2.547.880	414.866	1.009.989
2043	4.061.279	4.913.460	1.359.149	2.556.044	417.417	1.010.874
2044	4.445.871	4.977.326	1.390.960	2.564.505	420.008	1.011.768
2045	4.933.019	5.051.727	1.424.642	2.573.286	422.637	1.012.670
2046	5.574.432	5.140.581	1.460.376	2.582.408	425.307	1.013.582
2047	6.465.998	5.250.449	1.498.368	2.591.900	428.018	1.014.502
2048	7.810.721	5.393.562	1.538.853	2.601.789	430.771	1.015.432
2049	10.140.709	5.597.037	1.582.102	2.612.111	433.568	1.016.371
2050	15.600.962	5.945.091	1.628.428	2.622.902	436.410	1.017.320
Summe	121.249.345	170.718.562	47.859.817	108.078.834	21.077.322	55.962.621

Tabelle A.13: Kosten des vollständigen Rückbaus mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb
(Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwagszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	4.302.798	9.623.803	2.590.482	6.384.676	1.110.500	2.994.350
2034	4.426.042	9.659.365	2.622.129	6.395.011	1.111.983	2.994.884
2035	4.563.903	9.697.601	2.655.535	6.405.713	1.113.482	2.995.423
2036	4.719.343	9.738.922	2.690.861	6.416.810	1.114.998	2.995.965
2037	4.896.212	9.783.844	2.728.288	6.428.330	1.116.532	2.996.512
2038	5.099.622	9.833.016	2.768.022	6.440.304	1.118.084	2.997.063
2039	5.336.519	9.887.279	2.810.298	6.452.768	1.119.654	2.997.617
2040	5.616.606	9.947.747	2.855.383	6.465.762	1.121.242	2.998.176
2041	5.090.584	8.869.235	2.463.156	5.629.658	1.203.301	3.195.213
2042	5.350.474	8.918.812	2.491.686	5.637.544	1.205.815	3.196.090
2043	5.663.061	8.974.673	2.521.786	5.645.708	1.208.367	3.196.975
2044	6.047.652	9.038.540	2.553.597	5.654.169	1.210.957	3.197.869
2045	6.534.800	9.112.940	2.587.279	5.662.950	1.213.586	3.198.771
2046	7.176.213	9.201.795	2.623.013	5.672.072	1.216.256	3.199.683
2047	8.067.780	9.311.662	2.661.005	5.681.564	1.218.967	3.200.603
2048	9.412.502	9.454.775	2.701.491	5.691.454	1.221.721	3.201.533
2049	11.742.491	9.658.250	2.744.740	5.701.775	1.224.518	3.202.472
2050	17.202.744	10.006.304	2.791.065	5.712.566	1.227.359	3.203.421
Summe	121.249.345	170.718.562	47.859.817	108.078.834	21.077.322	55.962.621

Tabelle A.14: Kosten der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	1.010.691	2.981.577	799.577	2.367.090	615.513	1.827.771
2025	1.052.536	2.998.904	825.443	2.377.879	630.679	1.834.137
2026	1.098.855	3.017.407	853.440	2.389.236	646.785	1.840.756
2027	1.150.458	3.037.250	883.862	2.401.219	663.928	1.847.648
2028	1.208.375	3.058.631	917.060	2.413.899	682.217	1.854.834
2029	1.273.925	3.081.794	953.458	2.427.356	701.781	1.862.340
2030	1.348.844	3.107.047	993.577	2.441.689	722.766	1.870.195
2031	853.572	1.885.098	469.466	1.122.979	108.561	276.751
2032	888.025	1.895.782	479.251	1.126.293	109.058	276.932
2033	926.063	1.907.173	489.547	1.129.718	109.560	277.114
2034	968.318	1.919.366	500.397	1.133.262	110.069	277.297
2035	1.015.585	1.932.476	511.851	1.136.931	110.583	277.482
2036	1.068.878	1.946.643	523.962	1.140.736	111.103	277.668
2037	1.129.519	1.962.045	536.794	1.144.685	111.628	277.855
2038	1.199.260	1.978.904	550.418	1.148.791	112.160	278.044
2039	1.280.481	1.997.508	564.912	1.153.064	112.699	278.234
2040	1.376.511	2.018.240	580.370	1.157.519	113.243	278.426
2041	1.196.161	1.648.464	445.892	870.855	141.378	345.981
2042	1.285.266	1.665.462	455.674	873.559	142.240	346.282
2043	1.392.439	1.684.615	465.994	876.358	143.115	346.585
2044	1.524.299	1.706.512	476.901	879.259	144.003	346.892
2045	1.691.321	1.732.021	488.449	882.269	144.904	347.201
2046	1.911.234	1.762.485	500.700	885.397	145.819	347.514
2047	2.216.914	1.800.154	513.726	888.651	146.749	347.829
2048	2.677.961	1.849.221	527.607	892.042	147.693	348.148
2049	3.476.815	1.918.984	542.435	895.581	148.652	348.470
2050	5.348.901	2.038.317	558.318	899.281	149.626	348.795
Summe	41.571.204	58.532.079	16.409.080	37.055.600	7.226.510	19.187.184

Tabelle A.15: Kosten des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	5.895.695	17.392.531	4.664.198	13.808.025	3.590.495	10.661.999
2025	6.139.791	17.493.605	4.815.084	13.870.963	3.678.959	10.699.134
2026	6.409.985	17.601.542	4.978.402	13.937.210	3.772.910	10.737.744
2027	6.711.008	17.717.293	5.155.862	14.007.112	3.872.911	10.777.944
2028	7.048.852	17.842.013	5.349.515	14.081.077	3.979.602	10.819.865
2029	7.431.229	17.977.131	5.561.839	14.159.579	4.093.725	10.863.652
2030	7.868.256	18.124.440	5.795.868	14.243.184	4.216.137	10.909.471
2031	4.979.170	10.996.403	2.738.549	6.550.711	633.270	1.614.383
2032	5.180.145	11.058.730	2.795.630	6.570.044	636.170	1.615.437
2033	5.402.034	11.125.178	2.855.690	6.590.024	639.102	1.616.498
2034	5.648.522	11.196.303	2.918.983	6.610.693	642.067	1.617.567
2035	5.924.244	11.272.774	2.985.795	6.632.099	645.065	1.618.644
2036	6.235.123	11.355.418	3.056.446	6.654.292	648.098	1.619.729
2037	6.588.862	11.445.261	3.131.301	6.677.331	651.166	1.620.822
2038	6.995.682	11.543.604	3.210.769	6.701.280	654.269	1.621.924
2039	7.469.474	11.652.131	3.295.320	6.726.208	657.408	1.623.033
2040	8.029.649	11.773.067	3.385.491	6.752.196	660.584	1.624.151
2041	6.977.604	9.616.042	2.601.037	5.079.988	824.703	2.018.225
2042	7.497.384	9.715.198	2.658.098	5.095.760	829.732	2.019.978
2043	8.122.559	9.826.919	2.718.298	5.112.088	834.835	2.021.749
2044	8.891.741	9.954.653	2.781.920	5.129.011	840.015	2.023.536
2045	9.866.037	10.103.453	2.849.284	5.146.571	845.274	2.025.341
2046	11.148.864	10.281.162	2.920.752	5.164.816	850.614	2.027.164
2047	12.931.997	10.500.898	2.996.736	5.183.799	856.036	2.029.005
2048	15.621.442	10.787.123	3.077.707	5.203.579	861.543	2.030.864
2049	20.281.418	11.194.073	3.164.205	5.224.222	867.137	2.032.743
2050	31.201.924	11.890.182	3.256.855	5.245.804	872.819	2.034.640
Summe	242.498.691	341.437.125	95.719.635	216.157.667	42.154.643	111.925.242

Tabelle A.16: Kosten der anteiligen Stilllegung mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	1.475.245	3.299.589	888.165	2.189.032	380.743	1.026.634
2034	1.517.500	3.311.782	899.016	2.192.575	381.251	1.026.818
2035	1.564.767	3.324.892	910.469	2.196.245	381.765	1.027.002
2036	1.618.060	3.339.059	922.581	2.200.049	382.285	1.027.188
2037	1.678.701	3.354.461	935.413	2.203.999	382.811	1.027.376
2038	1.748.442	3.371.320	949.036	2.208.104	383.343	1.027.564
2039	1.829.663	3.389.924	963.531	2.212.378	383.881	1.027.755
2040	1.925.694	3.410.656	978.989	2.216.833	384.426	1.027.946
2041	1.745.343	3.040.880	844.511	1.930.168	412.560	1.095.502
2042	1.834.448	3.057.878	854.293	1.932.872	413.422	1.095.802
2043	1.941.621	3.077.031	864.612	1.935.671	414.297	1.096.106
2044	2.073.481	3.098.928	875.519	1.938.572	415.185	1.096.412
2045	2.240.503	3.124.437	887.067	1.941.583	416.087	1.096.722
2046	2.460.416	3.154.901	899.319	1.944.710	417.002	1.097.034
2047	2.766.096	3.192.570	912.345	1.947.965	417.932	1.097.350
2048	3.227.144	3.241.637	926.225	1.951.356	418.876	1.097.668
2049	4.025.997	3.311.400	941.054	1.954.894	419.835	1.097.990
2050	5.898.084	3.430.733	956.937	1.958.594	420.809	1.098.316
Summe	41.571.204	58.532.079	16.409.080	37.055.600	7.226.510	19.187.184

Tabelle A.17: Kosten des vollständigen Rückbaus mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	8.605.597	19.247.605	5.180.965	12.769.352	2.221.000	5.988.700
2034	8.852.085	19.318.730	5.244.258	12.790.021	2.223.965	5.989.769
2035	9.127.806	19.395.202	5.311.070	12.811.427	2.226.964	5.990.846
2036	9.438.685	19.477.845	5.381.721	12.833.621	2.229.997	5.991.931
2037	9.792.424	19.567.688	5.456.575	12.856.660	2.233.064	5.993.024
2038	10.199.245	19.666.031	5.536.044	12.880.608	2.236.168	5.994.125
2039	10.673.037	19.774.558	5.620.595	12.905.536	2.239.307	5.995.235
2040	11.233.212	19.895.494	5.710.766	12.931.524	2.242.483	5.996.352
2041	10.181.167	17.738.469	4.926.312	11.259.316	2.406.602	6.390.427
2042	10.700.947	17.837.625	4.983.373	11.275.088	2.411.630	6.392.180
2043	11.326.121	17.949.346	5.043.573	11.291.416	2.416.734	6.393.950
2044	12.095.304	18.077.080	5.107.195	11.308.339	2.421.914	6.395.738
2045	13.069.600	18.225.880	5.174.559	11.325.899	2.427.173	6.397.542
2046	14.352.427	18.403.589	5.246.027	11.344.144	2.432.512	6.399.365
2047	16.135.560	18.623.325	5.322.011	11.363.127	2.437.934	6.401.206
2048	18.825.004	18.909.550	5.402.981	11.382.907	2.443.442	6.403.066
2049	23.484.981	19.316.500	5.489.480	11.403.550	2.449.035	6.404.944
2050	34.405.487	20.012.609	5.582.130	11.425.132	2.454.718	6.406.842
Summe	242.498.691	341.437.125	95.719.635	216.157.667	42.154.643	111.925.242

A.11 Rückstellungen des summenbasierten Netzbetriebs

Wie in Abschnitt 5.6.2.4 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb beschrieben, werden auch für den summenbasierten Netzbetrieb der Fall einer Finanzierung der anteiligen Stilllegung und des vollständigen Rückbaus über Rückstellungen betrachtet. Die benötigten Rückstellungen sind in Tabelle A.18 und A.19 aufgelistet.

Tabelle A.18: Rückstellungen der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Rückstellungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2025	7.854.274	16.629.783	4.555.644	10.981.900	1.908.856	5.135.018
2030	9.083.590	16.270.659	4.590.358	10.500.355	1.977.633	5.274.569
2035	11.482.116	15.647.866	4.438.862	9.708.502	2.080.503	5.483.623
2040	13.151.224	9.983.770	2.824.216	5.864.844	1.259.519	3.293.975
Summe	41.571.204	58.532.079	16.409.080	37.055.600	7.226.510	19.187.184

Tabelle A.19: Rückstellungen des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Rückstellungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2025	45.816.598	97.007.069	26.574.589	64.061.081	11.134.991	29.954.269
2030	52.987.609	94.912.176	26.777.090	61.252.071	11.536.191	30.768.319
2035	66.979.012	91.279.220	25.893.364	56.632.926	12.136.267	31.987.801
2040	76.715.473	58.238.659	16.474.591	34.211.589	7.347.195	19.214.852
Summe	242.498.691	341.437.125	95.719.635	216.157.667	42.154.643	111.925.242

A.12 Rückstellungsaufösungen für den vollständigen Rückbau des durchschnittsbasierten Netzbetriebs

Die Rückstellungen werden gehalten bis die entsprechende Stilllegung durchgeführt wird. Dann werden diese abgezinst und in den Netzkosten berücksichtigt, sodass sich die Netzkosten verringern. Abschnitt 5.6.2.4 stellt die Rückstellungsaufösungen bei einer anteiligen Stilllegung der Netzbestandteile des durchschnittsbasierten Netzbetriebs dar. Tabelle A.20 enthält die Rückstellungsaufösungen für den vollständigen Rückbau der freiwerdenden Leitungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs.

Tabelle A.20: Abgezinste Rückstellungsaufösungen des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Abgezinste Rückstellungsaufösungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	2.896.818	6.479.132	1.744.017	4.298.422	747.634	2.015.917
2034	2.836.005	6.189.278	1.680.140	4.097.629	712.507	1.918.985
2035	2.783.230	5.913.941	1.619.439	3.906.431	679.041	1.826.715
2036	2.739.148	5.652.556	1.561.799	3.724.373	647.155	1.738.885
2037	2.704.677	5.404.615	1.507.111	3.551.022	616.775	1.655.279
2038	3.433.272	6.619.983	1.863.544	4.335.872	752.739	2.017.744
2039	3.419.396	6.335.315	1.800.710	4.134.638	717.423	1.920.736
2040	3.425.206	6.066.489	1.741.314	3.943.051	683.773	1.828.394
2041	2.954.619	5.147.781	1.429.637	3.267.503	698.407	1.854.530
2042	2.955.612	4.926.769	1.376.413	3.114.190	666.095	1.765.526
2043	3.812.601	6.042.112	1.697.768	3.800.919	813.521	2.152.333
2044	3.875.058	5.791.482	1.636.228	3.622.932	775.926	2.049.048
2045	3.985.153	5.557.394	1.577.815	3.453.468	740.088	1.950.724
2046	4.165.137	5.340.802	1.522.420	3.292.120	705.926	1.857.124
2047	4.456.657	5.143.781	1.469.945	3.138.507	673.360	1.768.019
2048	6.336.876	6.365.336	1.818.753	3.831.716	822.512	2.155.401
2049	7.524.049	6.188.564	1.758.703	3.653.436	784.615	2.051.997
2050	10.490.843	6.102.199	1.702.090	3.483.725	748.487	1.953.560

A.13 Rückstellungsaufösungen des summenbasierten Netzbetriebs

Wie in Abschnitt 5.6.2.4 und Anhang A.12 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb beschrieben verringern die Rückstellungen im Falle einer Stilllegung die Netzkosten durch die sogenannte Rückstellungsaufösung. Die folgenden Tabellen enthalten die Rückstellungsaufösungen für die anteilige Stilllegung und den vollständigen Rückbau der Netzkomponenten des summenbasierten Netzbetriebs.

Tabelle A.21: Abgezinste Rückstellungsaufösungen der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Abgezinste Rückstellungsaufösungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	993.195	2.221.417	597.949	1.473.745	256.332	691.172
2034	972.345	2.122.038	576.048	1.404.902	244.288	657.938
2035	954.250	2.027.637	555.236	1.339.348	232.814	626.302
2036	939.136	1.938.019	535.474	1.276.928	221.882	596.189
2037	927.318	1.853.011	516.724	1.217.493	211.466	567.524
2038	1.177.122	2.269.708	638.929	1.486.585	258.082	691.798
2039	1.172.364	2.172.108	617.386	1.417.590	245.973	658.538
2040	1.174.356	2.079.939	597.022	1.351.903	234.436	626.878
2041	1.013.012	1.764.954	490.161	1.120.287	239.454	635.839
2042	1.013.353	1.689.178	471.913	1.067.722	228.375	605.323
2043	1.307.177	2.071.581	582.092	1.303.172	278.922	737.943
2044	1.328.591	1.985.651	560.992	1.242.148	266.032	702.531
2045	1.366.338	1.905.392	540.965	1.184.046	253.744	668.820
2046	1.428.047	1.831.132	521.973	1.128.727	242.032	636.728
2047	1.527.997	1.763.582	503.981	1.076.060	230.866	606.178
2048	2.172.643	2.182.401	623.572	1.313.731	282.004	738.995
2049	2.579.674	2.121.793	602.984	1.252.607	269.011	703.542
2050	3.596.861	2.092.183	583.574	1.194.420	256.624	669.792

Tabelle A.22: Abgezinste Rückstellungsaufösungen des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Abgezinste Rückstellungsaufösungen in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	5.793.635	12.958.265	3.488.035	8.596.843	1.495.267	4.031.834
2034	5.672.010	12.378.556	3.360.280	8.195.259	1.425.015	3.837.969
2035	5.566.460	11.827.882	3.238.879	7.812.862	1.358.082	3.653.430
2036	5.478.296	11.305.111	3.123.598	7.448.746	1.294.310	3.477.769
2037	5.409.354	10.809.229	3.014.223	7.102.044	1.233.549	3.310.558
2038	6.866.543	13.239.966	3.727.088	8.671.745	1.505.478	4.035.487
2039	6.838.792	12.670.629	3.601.420	8.269.275	1.434.845	3.841.471
2040	6.850.411	12.132.978	3.482.628	7.886.102	1.367.546	3.656.788
2041	5.909.238	10.295.562	2.859.275	6.535.005	1.396.813	3.709.060
2042	5.911.224	9.853.539	2.752.825	6.228.381	1.332.189	3.531.053
2043	7.625.202	12.084.224	3.395.537	7.601.837	1.627.043	4.304.665
2044	7.750.116	11.582.963	3.272.456	7.245.865	1.551.851	4.098.095
2045	7.970.306	11.114.788	3.155.630	6.906.935	1.480.176	3.901.448
2046	8.330.274	10.681.604	3.044.840	6.584.240	1.411.851	3.714.248
2047	8.913.315	10.287.561	2.939.889	6.277.014	1.346.720	3.536.039
2048	12.673.753	12.730.672	3.637.505	7.663.432	1.645.023	4.310.802
2049	15.048.099	12.377.127	3.517.407	7.306.872	1.569.229	4.103.994
2050	20.981.686	12.204.399	3.404.181	6.967.451	1.496.974	3.907.119

A.14 Beeinflussbare Kosten des durchschnittsbasierten Netzbetriebs

In Abschnitt 5.6.2.5 sind die Kostenbestandteile der beeinflussbaren Kosten und deren angenommenen zukünftige Entwicklung beschrieben. Tabelle A.23 stellt die beeinflussbaren Kosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dar und Tabelle A.24 zeigt diese mit Zeitverzögerung aufgrund der Finanzierung über Rückstellungen.

Tabelle A.23: Beeinflussbare Kostenentwicklung basierend auf Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Beeinflussbare Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916
2016	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730
2017	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458
2018	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232
2019	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820
2020	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2021	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2022	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2023	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2024	9.457.107	9.143.002	9.490.752	9.240.934	9.520.087	9.326.886
2025	9.289.362	8.665.060	9.359.199	8.861.966	9.419.574	9.034.576
2026	9.114.235	8.184.168	9.223.185	8.481.188	9.316.495	8.741.210
2027	8.930.883	7.700.115	9.082.322	8.098.500	9.210.683	8.446.746
2028	8.738.302	7.212.654	8.936.168	7.713.791	9.101.956	8.151.137
2029	8.535.273	6.721.501	8.784.213	7.326.938	8.990.112	7.854.332
2030	8.320.305	6.226.324	8.625.864	6.937.800	8.874.923	7.556.274
2031	8.184.269	5.925.892	8.551.044	6.758.829	8.857.621	7.512.168
2032	8.042.743	5.623.756	8.474.665	6.579.329	8.840.241	7.468.033
2033	7.895.154	5.319.806	8.396.645	6.399.283	8.822.780	7.423.868
2034	7.740.831	5.013.912	8.316.895	6.218.672	8.805.238	7.379.675
2035	7.578.975	4.705.929	8.235.321	6.037.477	8.787.614	7.335.452
2036	7.408.625	4.395.688	8.151.815	5.855.675	8.769.907	7.291.199
2037	7.228.611	4.082.992	8.066.265	5.673.244	8.752.117	7.246.917
2038	7.037.482	3.767.610	7.978.544	5.490.159	8.734.242	7.202.604
2039	6.833.409	3.449.262	7.888.513	5.306.392	8.716.281	7.158.262
2040	6.614.031	3.127.611	7.796.018	5.121.916	8.698.233	7.113.888
2041	6.423.396	2.864.891	7.724.955	4.983.125	8.675.701	7.058.748
2042	6.218.561	2.599.463	7.652.333	4.843.904	8.653.032	7.003.561
2043	5.996.644	2.330.982	7.578.067	4.704.237	8.630.223	6.948.324
2044	5.753.714	2.059.011	7.502.062	4.564.108	8.607.273	6.893.039
2045	5.484.164	1.782.975	7.424.217	4.423.498	8.584.180	6.837.705
2046	5.179.566	1.502.084	7.344.419	4.282.391	8.560.940	6.782.321
2047	4.826.251	1.215.189	7.262.545	4.140.764	8.537.552	6.726.887
2048	4.399.459	920.474	7.178.459	3.998.597	8.514.014	6.671.402
2049	3.845.351	614.641	7.092.010	3.855.866	8.490.323	6.615.865
2050	2.992.884	289.790	7.003.030	3.712.546	8.466.477	6.560.277

Tabelle A.24: Beeinflussbare Kostenentwicklung mit Zeitverzögerung basierend auf Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Beeinflussbare Kosten in € mit Zeitverzögerung					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916	9.033.916
2016	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730	8.555.730
2017	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458	9.024.458
2018	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232	9.265.232
2019	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820	9.685.820
2020	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2021	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2022	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2023	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2024	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2025	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2026	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2027	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2028	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2029	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2030	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2031	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2032	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183	9.618.183
2033	9.383.069	9.092.319	9.476.634	9.269.312	9.557.503	9.454.566
2034	9.141.222	8.564.513	9.333.355	8.919.876	9.496.742	9.290.919
2035	8.891.841	8.034.617	9.188.252	8.569.855	9.435.899	9.127.244
2036	8.633.967	7.502.464	9.041.218	8.219.228	9.374.973	8.963.538
2037	8.366.429	6.967.856	8.892.139	7.867.972	9.313.964	8.799.803
2038	8.087.776	6.430.561	8.740.889	7.516.061	9.252.870	8.636.038
2039	7.796.178	5.890.301	8.587.329	7.163.470	9.191.690	8.472.242
2040	7.489.276	5.346.736	8.431.305	6.810.168	9.130.423	8.308.416
2041	7.211.116	4.862.104	8.296.714	6.502.552	9.064.672	8.133.823
2042	6.918.756	4.374.763	8.160.563	6.194.506	8.998.784	7.959.183
2043	6.609.316	3.884.370	8.022.768	5.886.014	8.932.757	7.784.494
2044	6.278.860	3.390.486	7.883.234	5.577.059	8.866.587	7.609.756
2045	5.921.786	2.892.538	7.741.860	5.267.624	8.800.275	7.434.969
2046	5.529.664	2.389.734	7.598.534	4.957.691	8.733.816	7.260.132
2047	5.088.825	1.880.927	7.453.131	4.647.240	8.667.209	7.085.245
2048	4.574.507	1.364.299	7.305.517	4.336.248	8.600.452	6.910.307
2049	3.932.875	836.554	7.155.539	4.024.692	8.533.542	6.735.318
2050	2.992.884	289.790	7.003.030	3.712.546	8.466.477	6.560.277

A.15 Beeinflussbare Kosten des summenbasierten Netzbetriebs

Entsprechend zu Anhang A.14 stellen Tabelle A.25 und A.26 die beeinflussbaren Kosten ohne und mit Zeitverzögerung durch die Rückstellungsfinanzierung für den summenbasierten Netzbetrieb dar.

Tabelle A.25: Beeinflussbare Kostenentwicklung basierend auf Netzlängenentwicklung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Beeinflussbare Kosten in €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832
2016	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459
2017	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917
2018	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465
2019	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640
2020	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2021	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2022	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2023	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2024	18.914.213	18.286.004	18.981.504	18.481.868	19.040.174	18.653.773
2025	18.578.723	17.330.119	18.718.399	17.723.932	18.839.148	18.069.152
2026	18.228.469	16.368.337	18.446.369	16.962.376	18.632.989	17.482.420
2027	17.861.767	15.400.230	18.164.643	16.197.000	18.421.366	16.893.493
2028	17.476.604	14.425.308	17.872.335	15.427.583	18.203.913	16.302.274
2029	17.070.547	13.443.003	17.568.426	14.653.876	17.980.224	15.708.663
2030	16.640.610	12.452.648	17.251.728	13.875.601	17.749.846	15.112.549
2031	16.368.539	11.851.783	17.102.089	13.517.657	17.715.243	15.024.336
2032	16.085.486	11.247.513	16.949.330	13.158.657	17.680.481	14.936.065
2033	15.790.308	10.639.612	16.793.290	12.798.566	17.645.559	14.847.737
2034	15.481.662	10.027.824	16.633.791	12.437.345	17.610.476	14.759.350
2035	15.157.950	9.411.858	16.470.641	12.074.954	17.575.228	14.670.904
2036	14.817.251	8.791.376	16.303.631	11.711.350	17.539.815	14.582.399
2037	14.457.222	8.165.985	16.132.531	11.346.488	17.504.234	14.493.834
2038	14.074.965	7.535.220	15.957.088	10.980.317	17.468.483	14.405.209
2039	13.666.818	6.898.525	15.777.025	10.612.784	17.432.561	14.316.523
2040	13.228.063	6.255.222	15.592.035	10.243.831	17.396.465	14.227.776
2041	12.846.793	5.729.783	15.449.910	9.966.251	17.351.402	14.117.497
2042	12.437.121	5.198.925	15.304.666	9.687.809	17.306.064	14.007.121
2043	11.993.289	4.661.963	15.156.133	9.408.474	17.260.447	13.896.649
2044	11.507.427	4.118.022	15.004.124	9.128.215	17.214.547	13.786.079
2045	10.968.328	3.565.950	14.848.433	8.846.997	17.168.359	13.675.410
2046	10.359.132	3.004.167	14.688.838	8.564.781	17.121.880	13.564.642
2047	9.652.503	2.430.378	14.525.090	8.281.528	17.075.105	13.453.773
2048	8.798.917	1.840.949	14.356.918	7.997.195	17.028.029	13.342.803
2049	7.690.701	1.229.283	14.184.020	7.711.733	16.980.646	13.231.730
2050	5.985.768	579.580	14.006.059	7.425.092	16.932.954	13.120.553

Tabelle A.26: Beeinflussbare Kostenentwicklung mit Zeitverzögerung basierend auf Netzlängenentwicklung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])

Jahre	Beeinflussbare Kosten in € mit Zeitverzögerung					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832	18.067.832
2016	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459	17.111.459
2017	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917	18.048.917
2018	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465	18.530.465
2019	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640	19.371.640
2020	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2021	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2022	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2023	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2024	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2025	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2026	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2027	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2028	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2029	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2030	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2031	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2032	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365	19.236.365
2033	18.744.798	18.182.888	18.930.723	18.507.595	19.093.788	18.860.420
2034	18.240.243	17.125.926	18.621.722	17.777.791	18.951.053	18.484.419
2035	17.721.160	16.065.217	18.309.174	17.046.914	18.808.157	18.108.364
2036	17.185.695	15.000.458	17.992.877	16.314.927	18.665.100	17.732.254
2037	16.631.590	13.931.296	17.672.607	15.581.785	18.521.878	17.356.087
2038	16.056.048	12.857.315	17.348.120	14.847.445	18.378.491	16.979.865
2039	15.455.541	11.778.016	17.019.144	14.111.856	18.234.936	16.603.585
2040	14.825.516	10.692.791	16.685.384	13.374.966	18.091.211	16.227.249
2041	14.250.927	9.713.266	16.393.257	12.721.806	17.938.720	15.830.794
2042	13.648.949	8.728.882	16.098.102	12.067.856	17.785.960	15.434.250
2043	13.014.028	7.739.023	15.799.751	11.413.089	17.632.927	15.037.616
2044	12.338.577	6.742.905	15.498.024	10.757.474	17.479.617	14.640.890
2045	11.611.786	5.739.495	15.192.722	10.100.980	17.326.027	14.244.072
2046	10.817.399	4.727.377	14.883.627	9.443.573	17.172.151	13.847.161
2047	9.929.052	3.704.492	14.570.499	8.785.214	17.017.986	13.450.156
2048	8.898.989	2.667.580	14.253.073	8.125.866	16.863.527	13.053.056
2049	7.623.376	1.610.728	13.931.057	7.465.484	16.708.768	12.655.861
2050	5.772.323	519.764	13.604.123	6.804.021	16.553.707	12.258.568

A.16 Entwicklung der Wärmenachfragen

Basierend auf der vorhandenen Wärmequelle in Karlsruhe wird die mögliche Zunahme der Wärmenachfrage bis 2050 im Projekt TrafoKommunE abgeleitet [DVGW-EBI et al., i.V.] und mittels Faktoren an die fiktiven Netzbetriebe angepasst (siehe auch Abschnitt 5.6.3.1). Tabelle A.27 gibt einen Überblick über die Wärmenachfrageentwicklung im Projekt TrafoKommunE, für den summenbasierten und für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb.

Tabelle A.27: Entwicklung der Wärmenachfrage (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

Jahre	Wärmenachfrage in TrafoKommunE in GWh	Wärmenachfrage summenbasierter Netzbetrieb in GWh	Wärmenachfrage durchschnittsbasier- ter Netzbetrieb in GWh
2020	800	888	441
2021	807	895	445
2022	813	903	449
2023	820	910	452
2024	827	918	456
2025	833	925	460
2026	840	932	463
2027	847	940	467
2028	853	947	471
2029	860	955	474
2030	867	962	478
2031	871	967	480
2032	875	971	483
2033	879	976	485
2034	883	981	487
2035	888	985	490
2036	892	990	492
2037	896	995	494
2038	900	999	497
2039	904	1004	499
2040	909	1009	501
2041	909	1009	501
2042	909	1009	502
2043	909	1009	502
2044	909	1009	502
2045	910	1010	502
2046	910	1010	502
2047	910	1010	502
2048	910	1010	502
2049	910	1010	502
2050	910	1011	502

A.17 Entwicklung der Wärmenetzlängen

In Abschnitt 5.6.3.1 und in [DVGW-EBI et al., i.V.] wird die Ermittlung des Wärmenetzausbaubedarfs beschrieben. Hierbei werden der Anteil der neu zu bauenden Netzlängen und der Verdichtung der Anschlussnehmenden variiert. Tabelle A.28 stellt die Netzlängenentwicklungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dar und Tabelle A.29 für den summenbasierten Netzbetrieb.

Tabelle A.28: Entwicklung der Wärmenetzlänge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

Jahre	Netzlänge in km bei			Netzlänge in km bei		
	40 % Neubau 60 % Verdichtung		Gasszenario	80 % Neubau 20 % Verdichtung		Gasszenario
	Stromszenario	MittelwegszENARIO		Stromszenario	MittelwegszENARIO	
2019	178	178	178	178	178	178
2020	182	182	182	182	182	182
2021	182	182	182	182	182	182
2022	182	182	182	182	182	182
2023	182	182	182	182	182	182
2024	184	184	184	187	187	187
2025	187	187	187	193	193	192
2026	190	190	189	198	198	196
2027	192	193	192	203	204	201
2028	195	196	194	209	209	206
2029	198	198	196	214	215	211
2030	200	201	199	220	220	216
2031	203	204	201	226	227	222
2032	206	207	204	232	233	227
2033	209	210	207	238	240	233
2034	212	213	209	244	246	238
2035	215	216	212	250	253	244
2036	217	219	215	256	259	250
2037	220	222	217	262	266	255
2038	223	225	220	268	272	261
2039	226	228	223	274	278	267
2040	229	231	225	280	285	272
2041	232	235	228	288	292	279
2042	235	238	231	295	300	285
2043	238	241	234	302	308	292
2044	241	244	236	309	315	298
2045	244	247	239	316	323	305
2046	247	251	242	323	330	311
2047	249	254	245	330	338	317
2048	252	257	247	337	345	324
2049	255	260	250	344	353	330
2050	258	263	253	351	361	337

Tabelle A.29: Entwicklung der Wärmenetzlänge des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]

Jahre	Netzlänge in km bei			Netzlänge in km bei		
	40 % Neubau 60 % Verdichtung		Gasszenario	80 % Neubau 20 % Verdichtung		Gasszenario
	Stromszenario	Mittelwegsszenario		Stromszenario	Mittelwegsszenario	
2019	358	358	358	358	358	358
2020	366	366	366	366	366	366
2021	366	366	366	366	366	366
2022	366	366	366	366	366	366
2023	366	366	366	366	366	366
2024	371	371	371	377	377	375
2025	376	377	375	388	388	385
2026	382	382	380	398	399	395
2027	387	388	385	409	410	405
2028	393	393	390	420	421	415
2029	398	399	395	431	432	425
2030	403	404	400	442	443	434
2031	409	411	405	454	456	446
2032	415	417	411	467	469	457
2033	420	423	416	479	482	468
2034	426	429	421	491	495	480
2035	432	435	427	503	508	491
2036	437	441	432	515	521	502
2037	443	447	437	528	534	514
2038	449	453	443	540	547	525
2039	454	459	448	552	560	536
2040	460	466	453	564	573	548
2041	466	472	459	579	588	561
2042	472	478	464	593	604	574
2043	478	485	470	607	619	587
2044	484	491	476	621	634	600
2045	490	498	481	635	649	613
2046	496	504	487	650	664	626
2047	502	511	492	664	680	639
2048	508	517	498	678	695	652
2049	514	523	503	692	710	665
2050	520	530	509	706	725	678

A.18 Investitionen in den Wärmenetzausbau

Die Kosten pro km Wärmenetz basieren auf durchschnittlichen Literaturwerten (siehe Abschnitt 5.6.3.1) und ergeben, zusammen mit den angenommenen Wärmenetzentwicklungen, die Investitionen in den Wärmenetzausbau. Die entsprechenden Investitionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb zeigt Tabelle A.30 und Tabelle A.31 enthält die Investitionen für den summenbasierten Netzbetrieb.

Tabelle A.30: Investitionen in den Wärmenetzausbau des durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)

Jahre	Minimale Investitionen in Tsd. €						Maximale Investitionen in Tsd. €					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung		40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung		40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung	
	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2025	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2026	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2027	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2028	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2029	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2030	1270	1308	1158	2578	2615	2316	3384	3483	3085	6867	6966	6170
2031	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2032	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2033	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2034	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2035	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2036	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2037	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2038	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2039	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2040	1334	1438	1255	2877	3060	2668	3553	3832	3344	7663	8151	7106
2041	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2042	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2043	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2044	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2045	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2046	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2047	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2048	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2049	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151
2050	1412	1517	1308	3347	3583	3060	3762	4041	3483	8917	9544	8151

Tabelle A.31: Investitionen in den Wärmenetzausbau des summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)

Jahre	Minimale Investitionen in Tsd. €						Maximale Investitionen in Tsd. €					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung		40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung		40 % Neubau 60 % Verdichtung		80 % Neubau 20 % Verdichtung	
	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelszenario	Gasszenario
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2025	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2026	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2027	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2028	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2029	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2030	2556	2631	2330	5186	5261	4660	6808	7008	6207	13815	14016	12414
2031	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2032	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2033	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2034	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2035	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2036	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2037	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2038	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2039	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2040	2683	2894	2525	5788	6156	5367	7148	7709	6727	15417	16398	14296
2041	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2042	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2043	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2044	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2045	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2046	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2047	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2048	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2049	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398
2050	2841	3052	2631	6735	7208	6156	7568	8129	7008	17940	19201	16398

A.19 Entwicklung der Wärmenetzkosten

Die Wärmenetzkosten enthalten den Materialaufwand, den Personalaufwand, die kalkulatorischen Abschreibungen und sonstige betriebliche Aufwendungen. Abschnitt 5.6.3.1 beschreibt die getroffenen Annahmen für die zukünftigen Kostenentwicklungen, bei welchen zwei Varianten mit steigenden und mit konstanten Personalkosten betrachtet werden. Die Tabellen A.32 und A.33 stellen die Wärmenetzkosten mit steigenden Personalkosten und mit konstanten Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb dar. Tabelle A.34 und A.35 zeigen diese für den summenbasierten Netzbetrieb.

Tabelle A.32: Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzkosten inkl. angepasste Gasbeschaffungskosten in € (Netzlängenabhängig)					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung			80 % Neubau 20 % Verdichtung		
	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2019	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524
2020	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408
2021	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631
2022	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371
2023	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110
2024	30.697.921	30.711.041	30.658.562	31.157.113	31.170.233	31.065.275
2025	31.123.135	31.149.357	31.044.469	32.040.903	32.067.125	31.857.349
2026	31.547.751	31.587.058	31.429.832	32.923.481	32.962.787	32.648.335
2027	31.971.770	32.024.144	31.814.649	33.804.846	33.857.219	33.438.231
2028	32.395.191	32.460.614	32.198.922	34.684.998	34.750.421	34.227.037
2029	32.818.015	32.896.470	32.582.650	35.563.938	35.642.393	35.014.754
2030	33.240.241	33.331.711	32.965.833	36.441.666	36.533.135	35.801.381
2031	33.855.735	33.984.358	33.552.553	37.613.366	37.769.551	36.896.752
2032	34.475.354	34.641.454	34.143.153	38.793.962	39.015.429	38.000.372
2033	35.099.097	35.302.998	34.737.636	39.983.453	40.270.768	39.112.240
2034	35.726.964	35.968.989	35.336.000	41.181.840	41.535.569	40.232.357
2035	36.358.955	36.639.428	35.938.245	42.389.123	42.809.832	41.360.722
2036	36.995.070	37.314.314	36.544.373	43.605.300	44.093.556	42.497.336
2037	37.635.310	37.993.649	37.154.382	44.830.374	45.386.742	43.642.198
2038	38.279.674	38.677.431	37.768.273	46.064.343	46.689.389	44.795.309
2039	38.928.163	39.365.661	38.386.045	47.307.207	48.001.498	45.956.669
2040	39.580.775	40.058.339	39.007.699	48.558.967	49.323.068	47.126.277
2041	40.601.733	41.124.000	39.982.750	50.408.742	51.269.515	48.851.614
2042	41.635.687	42.203.620	40.969.835	52.289.325	53.248.936	50.605.110
2043	42.682.638	43.297.200	41.968.954	54.200.715	55.261.329	52.386.766
2044	43.742.586	44.404.739	42.980.106	56.142.911	57.306.696	54.196.582
2045	44.815.530	45.526.238	44.003.293	58.115.914	59.385.035	56.034.557
2046	45.901.471	46.661.696	45.038.514	60.119.725	61.496.347	57.900.691
2047	47.000.409	47.811.113	46.085.768	62.154.342	63.640.633	59.794.985
2048	48.112.343	48.974.490	47.145.057	64.219.766	65.817.891	61.717.438
2049	49.237.274	50.151.826	48.216.379	66.315.997	68.028.123	63.668.050
2050	50.375.202	51.343.122	49.299.736	68.443.035	70.271.327	65.646.822

Tabelle A.33: Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit konstanten Personalkosten (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzkosten inkl. angepasste Gasbeschaffungskosten in € (Personalkosten konstant)					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung			80 % Neubau 20 % Verdichtung		
	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2019	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524	30.543.524
2020	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408	30.447.408
2021	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631	30.312.631
2022	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371	30.292.371
2023	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110	30.272.110
2024	30.592.252	30.602.263	30.562.216	30.942.665	30.952.677	30.872.583
2025	30.911.795	30.931.802	30.851.777	31.612.008	31.632.014	31.471.966
2026	31.230.742	31.260.725	31.140.794	32.280.138	32.310.121	32.070.259
2027	31.549.091	31.589.033	31.429.265	32.947.056	32.986.998	32.667.463
2028	31.866.842	31.916.726	31.717.192	33.612.761	33.662.644	33.263.577
2029	32.183.996	32.243.804	32.004.574	34.277.253	34.337.061	33.858.602
2030	32.500.553	32.570.267	32.291.412	34.940.533	35.010.247	34.452.537
2031	33.005.094	33.103.259	32.773.704	35.872.923	35.992.123	35.326.002
2032	33.513.759	33.640.699	33.259.878	36.814.208	36.983.461	36.207.715
2033	34.026.548	34.182.587	33.749.934	37.764.388	37.984.261	37.097.677
2034	34.543.462	34.728.923	34.243.872	38.723.464	38.994.522	37.995.887
2035	35.064.500	35.279.706	34.741.691	39.691.435	40.014.245	38.902.346
2036	35.589.662	35.834.938	35.243.392	40.668.302	41.043.429	39.817.053
2037	36.118.949	36.394.617	35.748.974	41.654.065	42.082.075	40.740.009
2038	36.652.360	36.958.743	36.258.438	42.648.723	43.130.182	41.671.213
2039	37.189.895	37.527.318	36.771.784	43.652.276	44.187.751	42.610.666
2040	37.731.554	38.100.340	37.289.011	44.664.725	45.254.782	43.558.368
2041	38.635.032	39.039.819	38.155.285	46.236.030	46.903.178	45.029.165
2042	39.551.506	39.993.257	39.033.592	47.838.141	48.584.548	46.528.122
2043	40.480.978	40.960.655	39.923.933	49.471.060	50.298.890	48.055.238
2044	41.423.445	41.942.012	40.826.308	51.134.785	52.046.206	49.610.514
2045	42.378.910	42.937.328	41.740.717	52.829.318	53.826.494	51.193.949
2046	43.347.371	43.946.604	42.667.160	54.554.657	55.639.756	52.805.543
2047	44.328.828	44.969.839	43.605.637	56.310.803	57.485.990	54.445.297
2048	45.323.283	46.007.034	44.556.147	58.097.756	59.365.198	56.113.210
2049	46.330.734	47.058.188	45.518.692	59.915.516	61.277.378	57.809.283
2050	47.351.182	48.123.301	46.493.271	61.764.083	63.222.532	59.533.515

Tabelle A.34: Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzkosten inkl. angepasste Gasbeschaffungskosten in € (Netzlängenabhängig)					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung			80 % Neubau 20 % Verdichtung		
	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2019	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425
2020	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053
2021	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900
2022	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139
2023	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377
2024	61.760.052	61.786.447	61.680.866	62.683.883	62.710.278	62.499.116
2025	62.615.524	62.668.279	62.457.259	64.461.949	64.514.704	64.092.664
2026	63.469.794	63.548.874	63.232.556	66.237.575	66.316.655	65.684.019
2027	64.322.862	64.428.231	64.006.757	68.010.762	68.116.131	67.273.182
2028	65.174.728	65.306.351	64.779.861	69.781.509	69.913.132	68.860.153
2029	66.025.392	66.183.233	65.551.870	71.549.817	71.707.658	70.444.932
2030	66.874.854	67.058.878	66.322.783	73.315.686	73.499.709	72.027.519
2031	68.113.145	68.371.917	67.503.182	75.672.988	75.987.211	74.231.257
2032	69.359.733	69.693.905	68.691.391	78.048.187	78.493.748	76.451.590
2033	70.614.619	71.024.840	69.887.409	80.441.282	81.019.321	78.688.518
2034	71.877.802	72.364.724	71.091.236	82.852.274	83.563.929	80.942.041
2035	73.149.283	73.713.556	72.302.873	85.281.162	86.127.572	83.212.159
2036	74.429.061	75.071.337	73.522.319	87.727.947	88.710.251	85.498.872
2037	75.717.137	76.438.065	74.749.574	90.192.628	91.311.965	87.802.180
2038	77.013.510	77.813.742	75.984.639	92.675.206	93.932.714	90.122.083
2039	78.318.180	79.198.368	77.227.513	95.175.680	96.572.499	92.458.580
2040	79.631.148	80.591.941	78.478.197	97.694.051	99.231.319	94.811.673
2041	81.685.177	82.735.907	80.439.867	101.415.549	103.147.307	98.282.817
2042	83.765.352	84.907.956	82.425.748	105.199.026	107.129.632	101.810.614
2043	85.871.676	87.108.091	84.435.839	109.044.482	111.178.295	105.395.064
2044	88.004.147	89.336.309	86.470.141	112.951.918	115.293.294	109.036.167
2045	90.162.765	91.592.612	88.528.654	116.921.333	119.474.631	112.733.923
2046	92.347.531	93.877.000	90.611.377	120.952.727	123.722.305	116.488.332
2047	94.558.444	96.189.471	92.718.311	125.046.101	128.036.317	120.299.394
2048	96.795.505	98.530.027	94.849.456	129.201.453	132.416.665	124.167.109
2049	99.058.714	100.898.668	97.004.812	133.418.786	136.863.351	128.091.477
2050	101.348.070	103.295.393	99.184.378	137.698.097	141.376.374	132.072.498

Tabelle A.35: Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des summenbasierten Netzbetriebs mit konstanten Personalkosten (Eigene Darstellung)

Jahre	Netzkosten inkl. angepasste Gasbeschaffungskosten in € (Personalkosten konstant)					
	40 % Neubau 60 % Verdichtung			80 % Neubau 20 % Verdichtung		
	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario	Stromszenario	Mittelwegsszenario	Gasszenario
2019	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425	61.449.425
2020	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053	61.256.053
2021	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900	60.984.900
2022	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139	60.944.139
2023	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377	60.903.377
2024	61.547.458	61.567.601	61.487.031	62.252.443	62.272.586	62.111.446
2025	62.190.337	62.230.587	62.069.589	63.599.070	63.639.320	63.317.324
2026	62.832.014	62.892.336	62.651.051	64.943.257	65.003.579	64.521.009
2027	63.472.489	63.552.847	63.231.417	66.285.005	66.365.363	65.722.502
2028	64.111.762	64.212.121	63.810.686	67.624.313	67.724.672	66.921.803
2029	64.749.833	64.870.157	64.388.860	68.961.182	69.081.506	68.118.912
2030	65.386.702	65.526.956	64.965.938	70.295.611	70.435.866	69.313.829
2031	66.401.769	66.599.265	65.936.245	72.171.452	72.411.268	71.071.121
2032	67.425.135	67.680.521	66.914.361	74.065.190	74.405.705	72.845.009
2033	68.456.798	68.770.727	67.900.287	75.976.824	76.419.178	74.635.491
2034	69.496.758	69.869.880	68.894.022	77.906.354	78.451.686	76.442.568
2035	70.545.016	70.977.981	69.895.567	79.853.781	80.503.230	78.266.240
2036	71.601.571	72.095.031	70.904.921	81.819.105	82.573.809	80.106.507
2037	72.666.424	73.221.029	71.922.084	83.802.325	84.663.424	81.963.369
2038	73.739.574	74.355.976	72.947.057	85.803.442	86.772.074	83.836.826
2039	74.821.021	75.499.870	73.979.839	87.822.455	88.899.759	85.726.878
2040	75.910.767	76.652.713	75.020.431	89.859.365	91.046.480	87.633.525
2041	77.728.441	78.542.817	76.763.255	93.020.617	94.362.829	90.592.569
2042	79.572.263	80.461.006	78.530.289	96.243.848	97.745.517	93.608.267
2043	81.442.233	82.407.279	80.321.535	99.529.059	101.194.541	96.680.617
2044	83.338.350	84.381.636	82.136.991	102.876.249	104.709.902	99.809.620
2045	85.260.615	86.384.078	83.976.658	106.285.418	108.291.601	102.995.277
2046	87.209.027	88.414.604	85.840.535	109.756.566	111.939.637	106.237.586
2047	89.183.587	90.473.214	87.728.623	113.289.694	115.654.011	109.536.549
2048	91.184.294	92.559.909	89.640.922	116.884.801	119.434.721	112.892.164
2049	93.211.149	94.674.688	91.577.431	120.541.888	123.281.769	116.304.432
2050	95.264.151	96.817.551	93.538.151	124.260.954	127.195.154	119.773.353

A.20 CO₂-Preisentwicklungen für das Wärmenetz

Die Wärme der betrachteten Wärmenetze wird teils gasbasiert erzeugt, sodass bis 2050 ein Gasgemisch, welches zunächst aus Erdgas besteht und schrittweise einen höheren Anteil an synthetischem Methan aufweist, genutzt wird. Dadurch verändern sich die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung, sodass unterschiedliche CO₂-Preise in den Endkundenpreisen berücksichtigt werden. Die entsprechenden Annahmen sind in Abschnitt 5.6.3.1 beschrieben. Tabelle A.36 beinhaltet die CO₂-Preise des durchschnittsbasierten und summenbasierten Netzbetriebs. Aufgrund des gleichen Anteils an Gasgemisch in der Wärmeerzeugung sind die CO₂-Preise der beiden Netzbetriebe identisch.

Tabelle A.36: CO₂-Preisentwicklungen für das Wärmenetz der beiden fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Sensfuß et al. [2021, S. 38] und Die Bundesregierung [2022])

Jahre	Durchschnittsbasierter Netzbetrieb	Summenbasierter Netzbetrieb
	CO ₂ -Preis in €/ct/kWh	CO ₂ -Preis in €/ct/kWh
2020	0,11	0,11
2021	0,16	0,16
2022	0,22	0,22
2023	0,27	0,27
2024	0,32	0,32
2025	0,36	0,36
2026	0,41	0,41
2027	0,45	0,45
2028	0,50	0,50
2029	0,54	0,54
2030	0,58	0,58
2031	0,61	0,61
2032	0,63	0,63
2033	0,65	0,65
2034	0,66	0,66
2035	0,68	0,68
2036	0,69	0,69
2037	0,71	0,71
2038	0,72	0,72
2039	0,72	0,72
2040	0,73	0,73
2041	0,73	0,73
2042	0,71	0,71
2043	0,67	0,67
2044	0,62	0,62
2045	0,55	0,55
2046	0,47	0,47
2047	0,37	0,37
2048	0,26	0,26
2049	0,14	0,14
2050	0,00	0,00

A.21 Material der Leitungen des summenbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit

In Abschnitt 5.6.3.2 wird die Zusammensetzung der Materialien des durchschnittsbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit erläutert. In diesem Abschnitt ist die Materialaufteilung des summenbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit dargestellt (Tabelle A.37).

Tabelle A.37: Material der Leitungen des summenbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit nach Sperlach und Hüttenrauch [2022, S. 12]

Material	Netzlänge in km	Wasserstoffverträglichkeit in Vol.-%
Rohrleitungen/HAL Grauguss (> DN 150)	2,7	0
Rohrleitungen/HAL Polyethylen (PE-HD)	304,5	100
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert <= 16 bar	231,1	100
Rohrleitungen/HAL Stahl bituminiert > 16 bar	1,8	25 - 100
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt <= 16 bar	118,5	100
Rohrleitungen/HAL Stahl kathodisch geschützt > 16 bar	0,1	25 - 100
Rohrleitungen/HAL Stahl PE ummantelt <= 16 bar	199,4	100
Summe	858,1	
Tatsächliche Netzlänge	1257,3	
Umzurüstende Leitungen	4,6	
Rohrleitungen außerhalb Assetabelle	399,2	

A.22 Ergebnisse der Kapitalwerte für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb

Die bereits in Abschnitt 6.2.1 erläuterten Auswirkungen der Stilllegungsstrategien auf den betrachteten Netzbetrieb werden in diesem Anhang ergänzt um die detaillierten Ergebnisse im Mittelwegsszenario und Gasszenario. In Tabelle A.38 erkennt man, dass lediglich bei der anteiligen Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ ein positiver Kapitalwert erzielt wird, während alle anderen Varianten Verluste erwirtschaften.

Tabelle A.38: Kapitalwerte im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (Kapitalwerte 2023 in Tausend €)	Ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung über Rückstellungen
Investitionsstopp		-8.652	
Mittelwegsszenario $k = 0,3$ vollständiger Rückbau	-29.220	-6.998	-15.776
Mittelwegsszenario $k = 0,3$ anteilige Stilllegung	-6.520	-2.710	-6.266
Mittelwegsszenario $k = 0,9$ vollständiger Rückbau	-58.229	-2.685	-23.693
Mittelwegsszenario $k = 0,9$ anteilige Stilllegung	-3.269	6.253	-3.117
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Nutzungsdauer		3.495	

Tabelle A.39 verdeutlicht die Auswirkungen der Stilllegung auf den Netzbetrieb im Gasszenario. Auch in diesem Szenario führt lediglich eine anteilige Stilllegung mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten im Gasszenario $k = 0,9$ zu einem leicht positiven Kapitalwert.

Tabelle A.39: Kapitalwerte im Gasszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Auswirkungen auf den Netzbetrieb (Kapitalwerte 2023 in Tausend €)	Ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Mit Berücksichtigung der Stilllegungskosten in der Erlösobergrenze	Finanzierung über Rückstellungen
Investitionsstopp		-8.652	
Gasszenario $k = 0,3$ vollständiger Rückbau	-19.275	-6.156	-11.614
Gasszenario $k = 0,3$ anteilige Stilllegung	-7.507	-5.258	-7.588
Gasszenario $k = 0,9$ vollständiger Rückbau	-37.482	-1.719	-16.573
Gasszenario $k = 0,9$ anteilige Stilllegung	-5.507	624	-5.815
Restwert des Netzes ohne Verkürzung der Nutzungsdauer		3.495	

A.23 Ergebnisse der Netzentgelte für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Gasszenario

Wie in Abschnitt 6.2.2 beschrieben, verlaufen die Netzentgelte im Gasszenario ähnlich zu denen im MittelwegszENARIO mit etwas geringeren Auswirkungen der verschiedenen Stilllegungsstrategien und Regulierungsoptionen. Abbildung A.5 stellt die entsprechenden Entwicklungen der Netzentgelte dar. Die oberen beiden Grafiken zeigen die Netzentgelte bei einem vollständigen Rückbau im Gasszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ und die unteren Grafiken die Netzentgelte bei einer anteiligen Stilllegung.

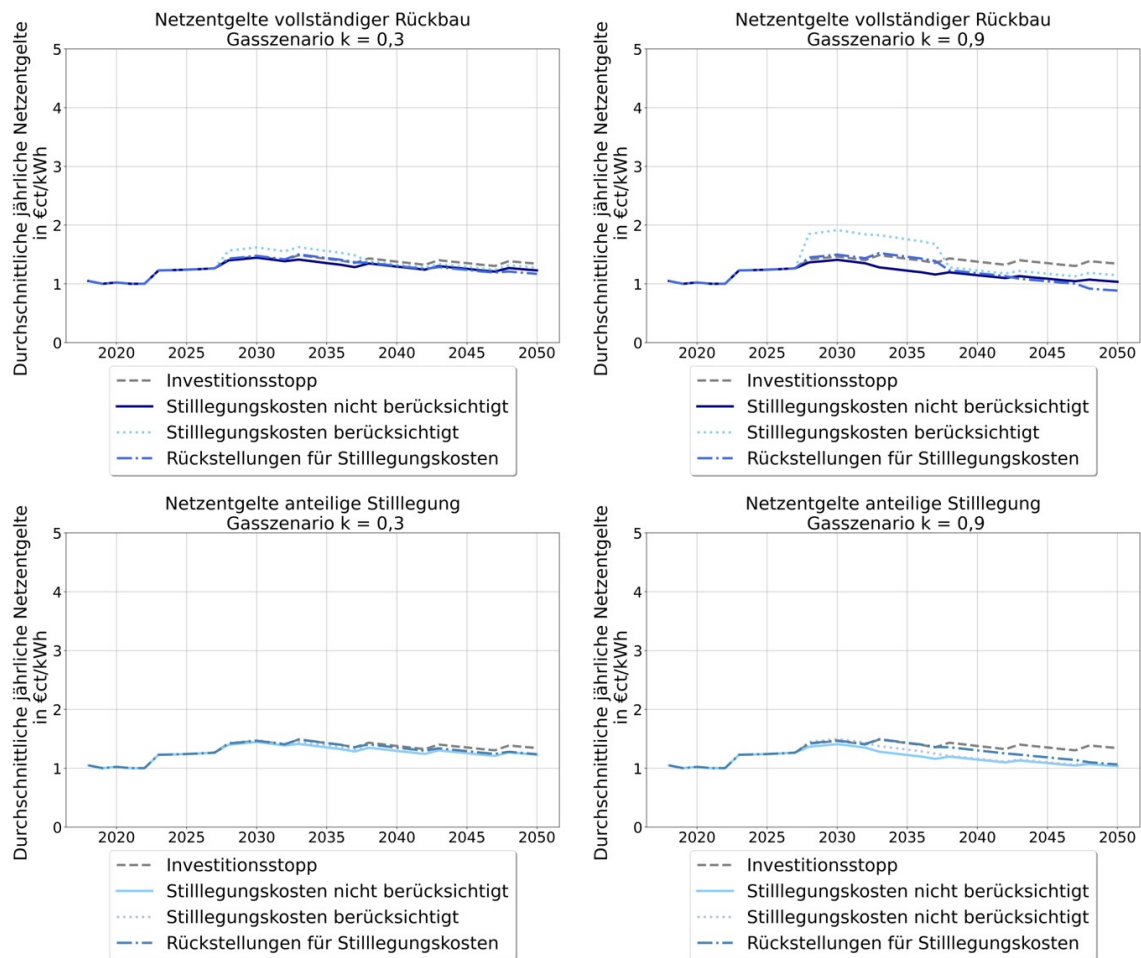


Abbildung A.5: Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)

A.24 Ergebnisse der Erlösobergrenzen für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb

In diesem Anhang wird ein kurzer Einblick in die Entwicklungen der Erlösobergrenzen mit Berücksichtigung des Kapitalkostenaufschlags gegeben, auf denen die in Abschnitt 6.2.2 beschriebenen Netzentgelte basieren. Abbildung A.6 zeigt die Erlösobergrenzen der verschiedenen Regulierungsoptionen bei einem vollständigen Rückbau des Gasverteilnetzes im Stromszenario. Beide Grafiken zeigen, dass die dritte (2018 - 2022) und vierte (2023 - 2027) Regulierungsperiode gleichbleiben, da diese auf den Basisjahren 2015 und 2020 basieren und erst ab 2023 neue Investitionsentscheidungen in dieser Arbeit berücksichtigt werden. Des Weiteren zeigen die gepunkteten Linien, dass eine vollständige Berücksichtigung der Stilllegungskosten zu einer deutlichen Erhöhung der Erlösobergrenze führt. Im Gegensatz dazu führt eine Finanzierung über Rückstellungen (gestrichelte Linie) zu Beginn zu einer Erhöhung der Erlösobergrenzen, so dass diese höher sind als bei keiner Berücksichtigung der Stilllegungskosten und ab 2037 sinken die Erlösobergrenzen durch die Rückstellungsauflösung deutlich ab, sodass diese niedriger sind als die Erlösobergrenzen ohne Berücksichtigung der Stilllegungskosten. Dieser Verlauf zeigt sich auch bei den in Abschnitt 6.2.2 beschriebenen Netzentgelten.

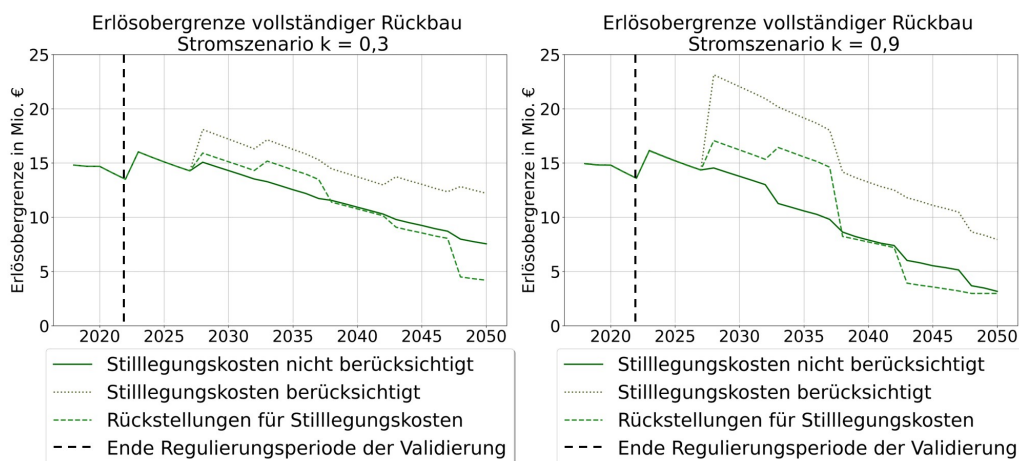


Abbildung A.6: Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs bei vollständigem Rückbau im Stromszenario (Eigene Darstellung)

Bei der Betrachtung einer anteiligen Stilllegung wirken sich die Stilllegungskosten wesentlich weniger stark auf die Erlösobergrenzen aus als bei einem vollständigen Rückbau. Abbildung A.7 zeigt die Entwicklungen der entsprechenden Erlösobergrenzen. Man erkennt deutlich, dass in beiden Grafiken die Finanzierung über Rückstellungen zu den höchsten Erlösobergrenzen führt (gestrichelte Linie), während eine Berücksichtigung der Stilllegungskosten größtenteils eine niedrigere Erlösobergrenze ergibt (gepunktete Linie). Der Grund hierfür ist die Zeitverzögerung, um Rückstellungen für eine Stilllegung zu erwirtschaften, wodurch die Netzkosten länger höher vorhanden sind. Insgesamt variieren die Erlösobergrenzen wesentlich geringer, wodurch auch deren Netzentgelte sich geringer unterscheiden. Dies liegt an der Höhe der zu berücksichtigenden Stilllegungskosten.

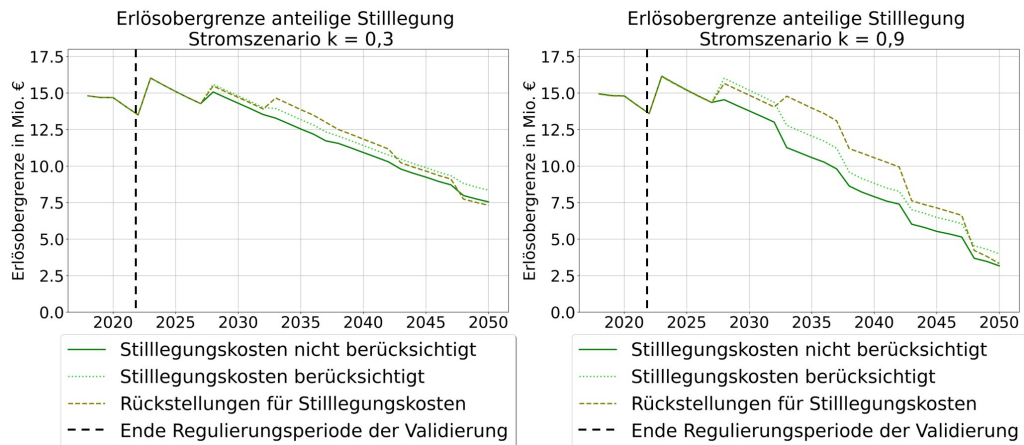


Abbildung A.7: Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs bei anteiliger Stilllegung im Stromszenario (Eigene Darstellung)

Abbildung A.8 zeigt die Erlösobergrenzen im Mittelwegsszenario. Die Entwicklungen sind ähnlich zu denen zuvor beschriebenen Erkenntnissen im Stromszenario. Lediglich die berücksichtigten Stilllegungskosten unterscheiden sich leicht und führen damit zu leicht geringeren Unterschieden der Regulierungsoptionen.

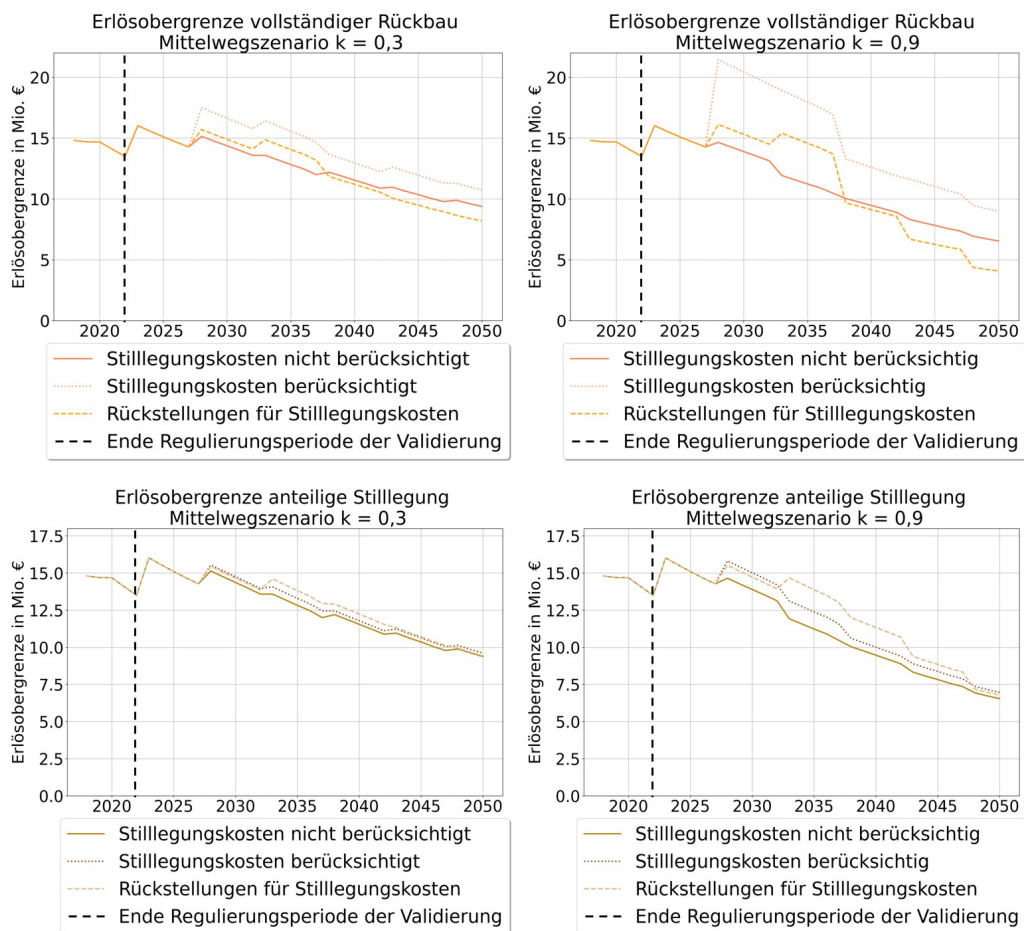


Abbildung A.8: Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegsszenario (Eigene Darstellung)

Auch im Gasszenario treten keine abweichenden Entwicklungen auf, wie Abbildung A.9 verdeutlicht.

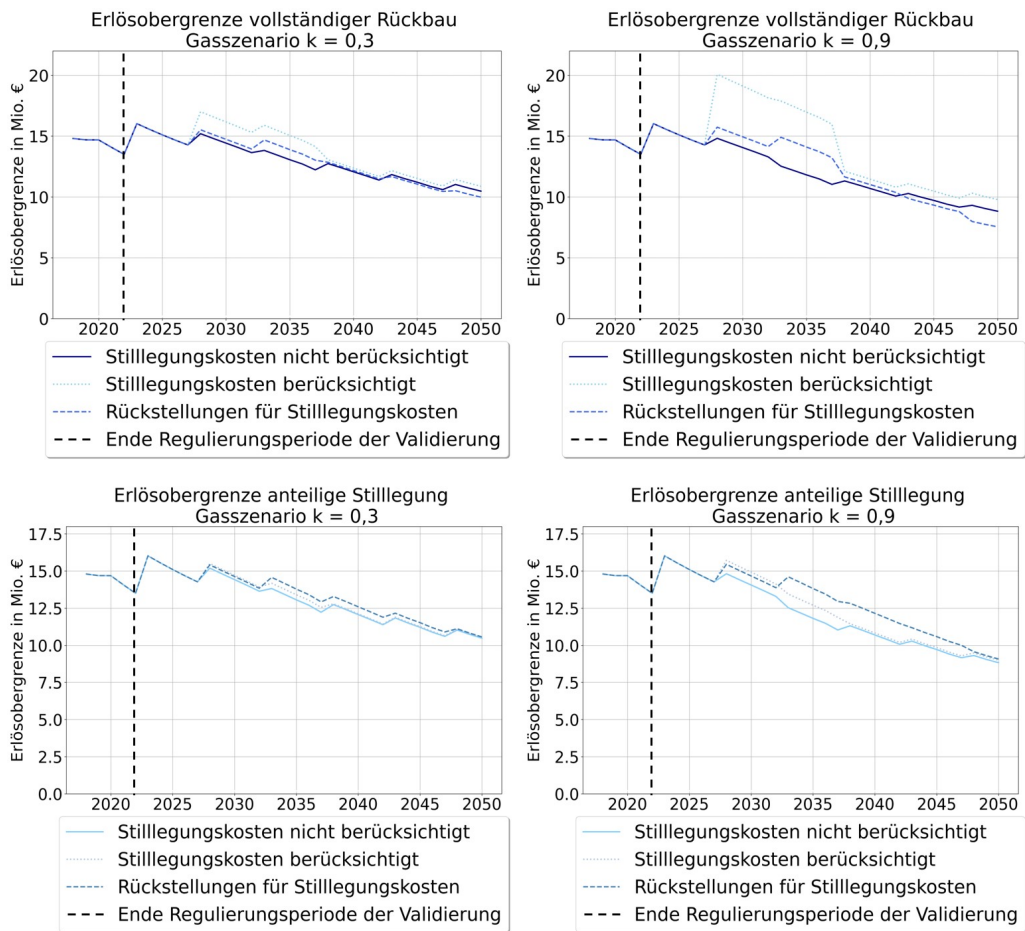


Abbildung A.9: Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)

A.25 Ergebnisse des Kapitalkostenabzugs für die Stilllegungsstrategien und verschiedenen Regulierungsoptionen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Mittelwegsszenario und Gasszenario

Im Folgenden sind die Kapitalkostenabzüge im Mittelweg- und Gasszenario dargestellt, als Ergänzung zu den Erläuterungen in Abschnitt 6.2.3. Abbildung A.10 zeigt in den oberen Grafiken die Kapitalkostenabzüge bei einem vollständigen Rückbau im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$. Die unteren Grafiken zeigen diese für eine anteilige Stilllegung. Man erkennt, dass lediglich im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ vereinzelt negative Kapitalkostenabzüge auftreten.

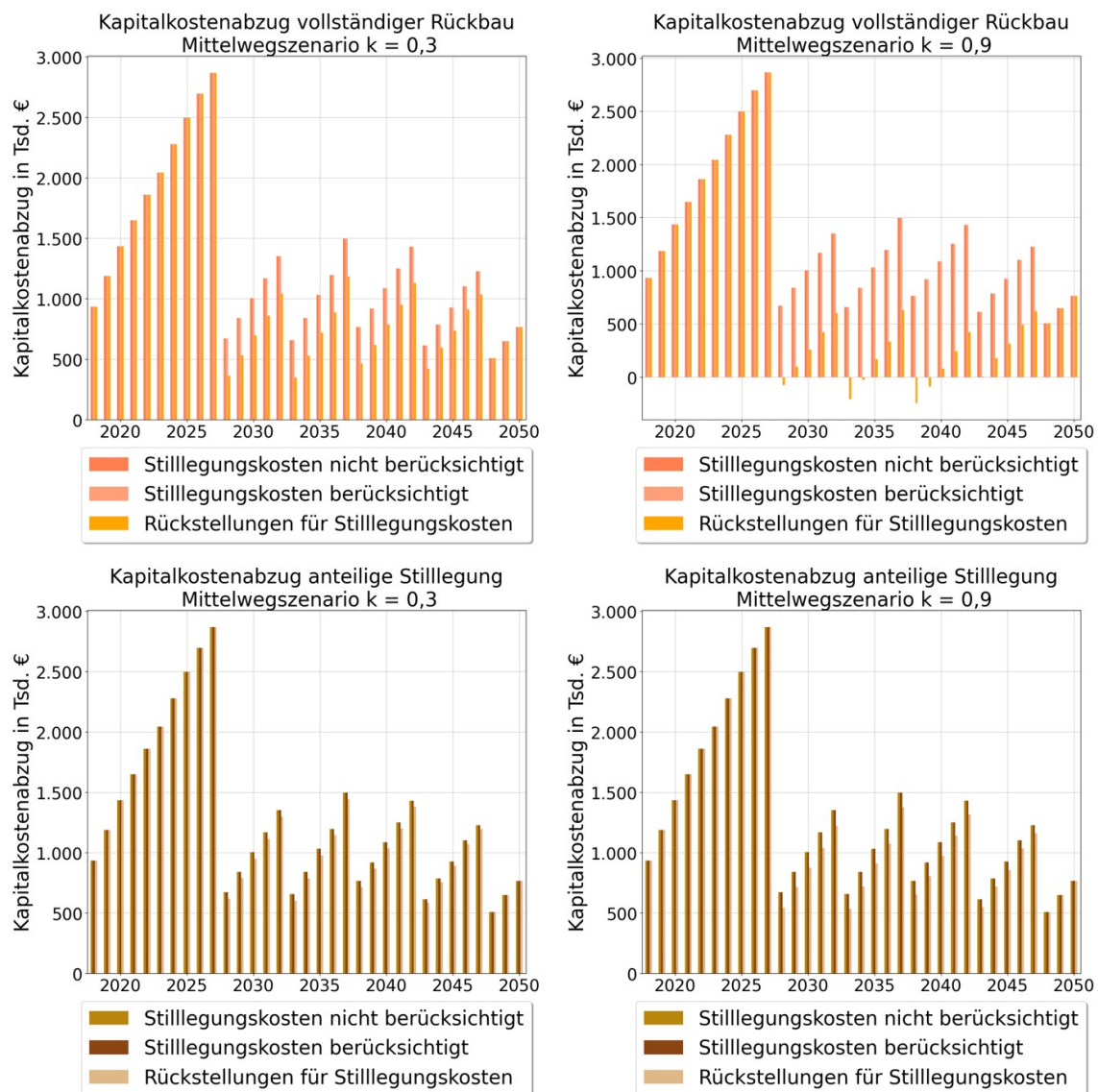


Abbildung A.10: Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegsszenario (Eigene Darstellung)

Abbildung A.11 stellt die Kapitalkostenabzüge im Gasszenario dar. In keinen der Szenarioausprägungen und Stilllegungsstrategien treten negative Kapitalkosten auf, da die zu berücksichtigenden Rückstellungen geringer sind.

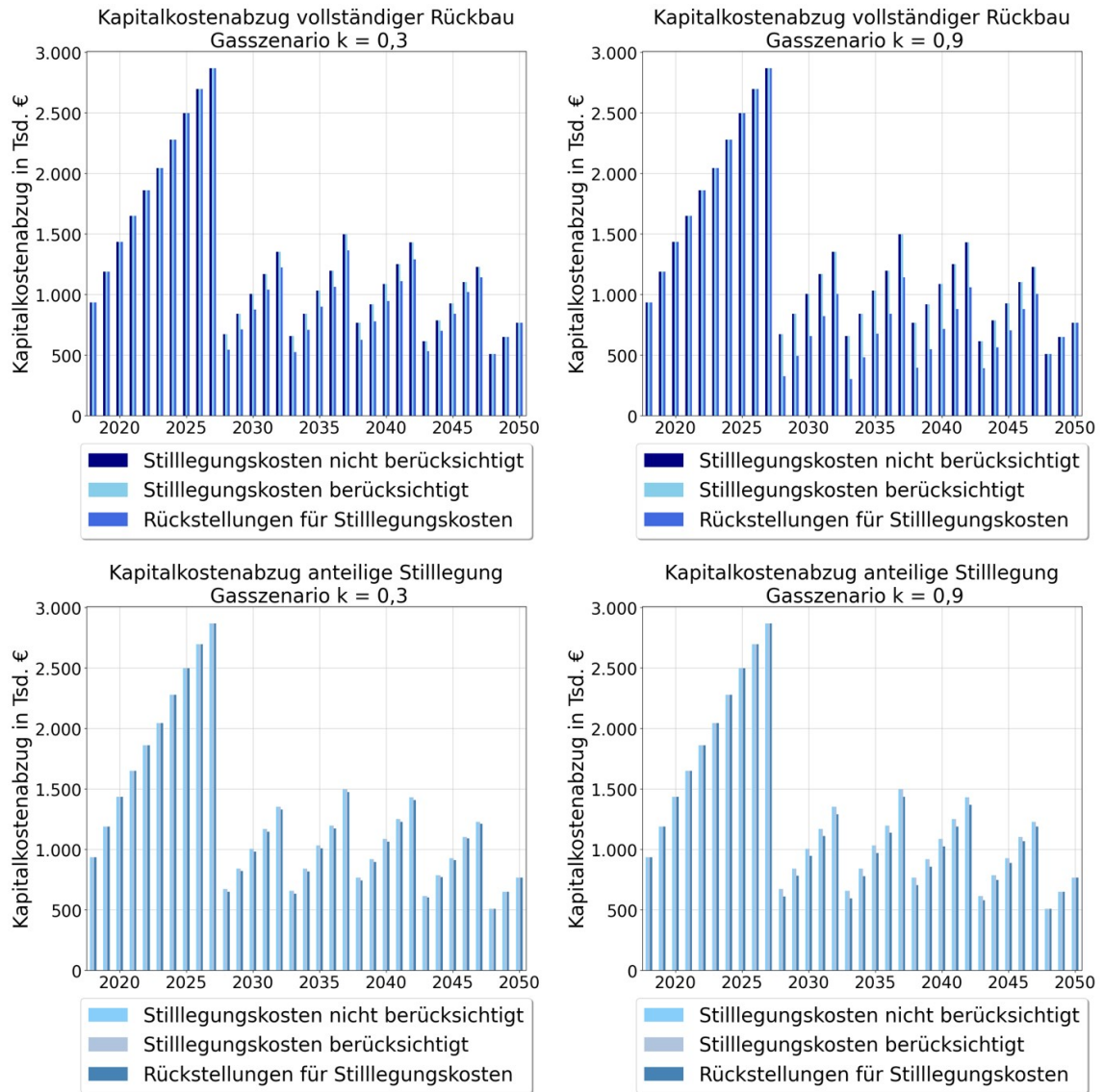


Abbildung A.11: Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)

A.26 Auswirkungen des Verbots von negativen Kapitalkostenabzügen

Am Beispiel des Stromszenarios $k = 0,9$ mit der Stilllegungsstrategie eines vollständigen Rückbaus wird der Einfluss eines Verbots von negativen Kapitalkostenabzügen dargestellt. Abbildung A.12 zeigt die Veränderung der Kapitalkostenabzüge mit und ohne Verbot von negativen Werten. Im betrachteten Beispiel führt ein Verbot von negativen Kapitalkostenabzügen zu Kapitalkostenabzügen mit dem Wert Null zwischen 2028 und 2047 (Abbildung A.12 linke Seite).

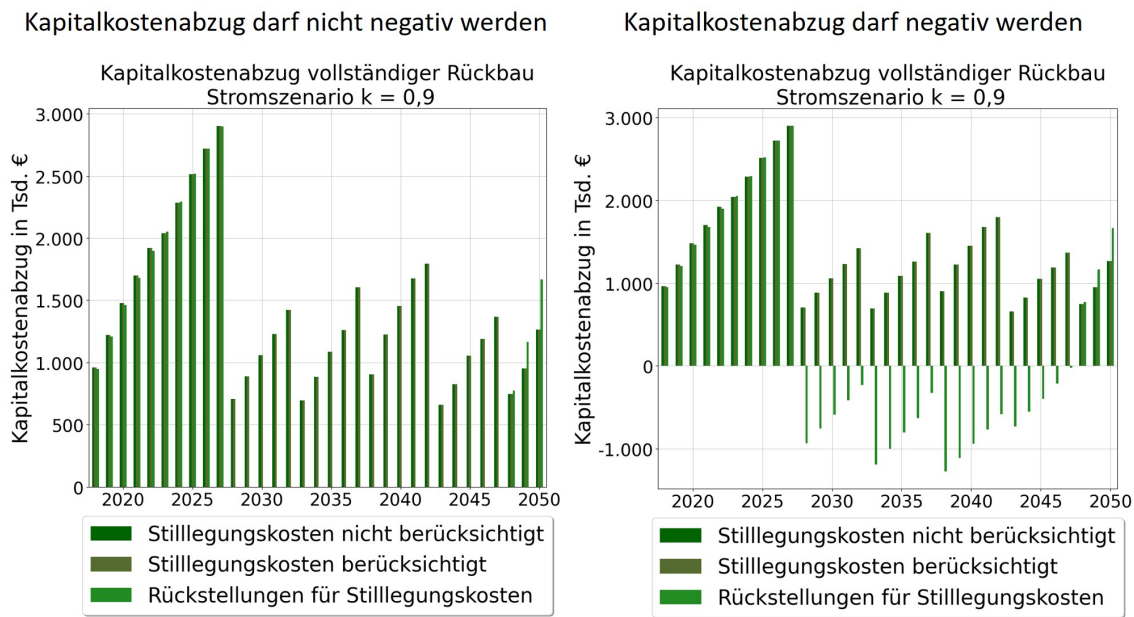


Abbildung A.12: Kapitalkostenabzüge mit und ohne Verbot negativer Werte (Eigene Darstellung)

Durch das nicht erlauben von negativen Kapitalkostenabzügen steigen die Verluste für den Netzbetrieb an und die Netzentgelte sinken leicht ab, wie Tabelle A.40 zeigt. Dies liegt daran, dass das Absinkenden der Netzkosten während der Regulierungsperiode immer weniger wird.

Tabelle A.40: Veränderung des Kapitalwertes und der Netzentgelte durch das Verbot von negativen Kapitalkostenabzügen (Eigene Darstellung)

	Stromszenario $k = 0,9$ vollständiger Rückbau; Finanzierung über Rückstellungen	
	Kapitalkostenabzug darf nicht negativ werden	Kapitalkostenabzug darf negativ werden
Kapitalwert in Mio. €	-34.2	-27.4
Durchschnittliche Netzentgelte in €/ct/kWh	2.1	2.2

Man erkennt in Abbildung A.13, dass in der linken Grafik das Absinken der gestrichelten Linie (Finanzierung über Rückstellungen) immer weniger wird, bis diese Linie ab 2038 in der Regulierungsperiode nahezu konstant erscheint. Der Zusammenhang zwischen Kapitalkostenabzug verdeutlichen Formel 2.3 und 2.4 in Abschnitt 2.3.2. Ohne den Kapitalkostenabzug setzten sich die beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren

Kosten aus den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und den Gesamtkosten im Basisjahr zusammen, sodass diese konstant innerhalb der Regulierungsperiode sind. Somit wird das Absinken der Erlösobergrenze nur noch über den Anteil der Ineffizienzen bestimmt und nicht mehr diese Ineffizienzen bereits durch den Wertverlust des Netzes verringert.

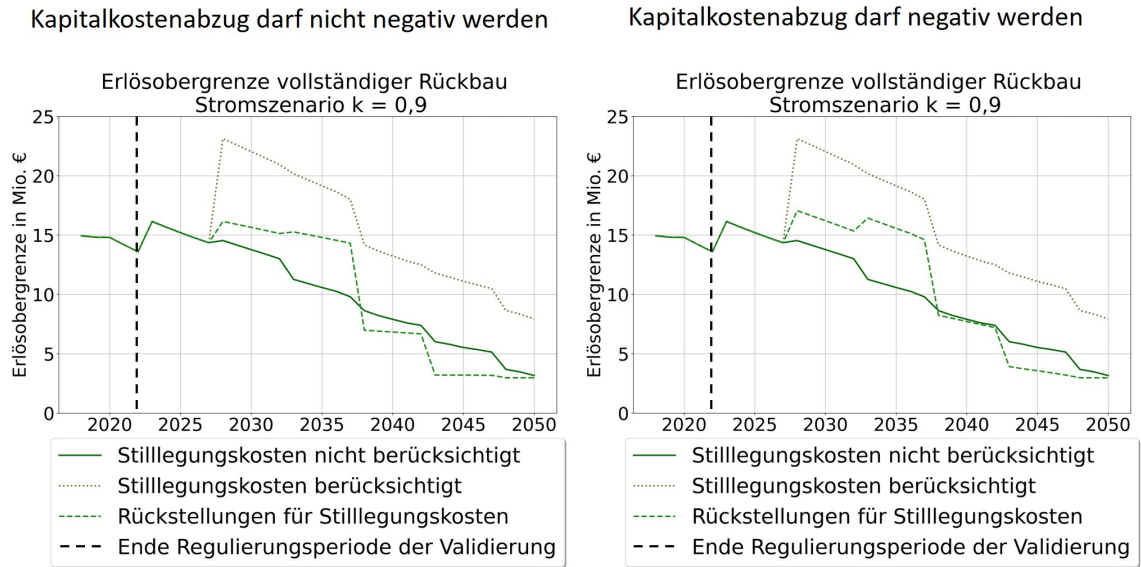


Abbildung A.13: Erlösobergrenzen bei keinen negativen und bei negativen Kapitalkostenabzügen (Eigene Darstellung)

A.27 Annahme der Entwicklung von Zinssätzen in der Sensitivitätsanalyse

Tabelle A.41 gibt einen Überblick über die Variation des EK-Zinssatzes für Altanlagen im Zeitverlauf bis 2050. Des Weiteren beinhaltet Tabelle A.42 die Variation des EK-Zinssatzes für Neuanlagen.

Tabelle A.41: Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze für Altanlagen (Eigene Darstellung)

Jahre	EK-Zinssatz konstant	EK-Zinssatz 1 %	EK-Zinssatz 2 %	EK-Zinssatz 3 %	EK-Zinssatz 4 %	EK-Zinssatz 5 %	EK-Zinssatz 6 %	EK-Zinssatz 7 %	EK-Zinssatz 8 %	EK-Zinssatz 9 %	EK-Zinssatz 10 %
2015	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2016	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2017	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2018	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2019	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2020	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2021	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2022	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2023	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2024	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2025	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2026	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2027	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
2028	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%
2029	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%
2030	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%
2031	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%
2032	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%
2033	4%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
2034	4%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
2035	4%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
2036	4%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
2037	4%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%
2038	4%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%
2039	4%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%
2040	4%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%
2041	4%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%
2042	4%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	7%
2043	4%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
2044	4%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
2045	4%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
2046	4%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
2047	4%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%
2048	4%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
2049	4%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
2050	4%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%

Tabelle A.42: Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen (Eigene Darstellung)

Jahre	EK- Zinssatz konstant	EK- Zinssatz 1 %	EK- Zinssatz 2 %	EK- Zinssatz 3 %	EK- Zinssatz 4 %	EK- Zinssatz 6 %	EK- Zinssatz 7 %	EK- Zinssatz 8 %	EK- Zinssatz 9 %	EK- Zinssatz 10 %
2015	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2016	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2017	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2018	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2019	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2020	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2021	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2022	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
2023	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2024	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2025	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2026	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2027	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
2028	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
2029	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
2030	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
2031	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
2032	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%
2033	5%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
2034	5%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
2035	5%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
2036	5%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
2037	5%	3%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	7%	7%
2038	5%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	8%
2039	5%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	8%
2040	5%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	8%
2041	5%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	8%
2042	5%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	8%
2043	5%	2%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	8%	9%
2044	5%	2%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	8%	9%
2045	5%	2%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	8%	9%
2046	5%	2%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	8%	9%
2047	5%	2%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	8%	9%
2048	5%	1%	2%	3%	4%	6%	7%	8%	9%	10%
2049	5%	1%	2%	3%	4%	6%	7%	8%	9%	10%
2050	5%	1%	2%	3%	4%	6%	7%	8%	9%	10%

A.28 Annahme der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen in der Sensitivitätsanalyse

Der Einfluss verschiedener Anteile der Stilllegungsmaßnahmen wird mittels einer Variation der Aufteilung zwischen Versiegelung, Versiegelung und Verdämmung, sowie Rückbau untersucht. In Tabelle A.43 werden die Anteile basierend auf den realen Netzbetrieben für Karlsruhe und Esslingen, sowie basierend auf statistischen Daten, wie der deutschlandweiten Verteilung der Leitungsdurchmesser, bestimmt.

Tabelle A.43: Variierung der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen basierend auf der Literatur und realen Netzen (Eigene Darstellung)

Stilllegungs- maßnahmen	Deutschlandweite Verteilung nach Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	Verteilung in Karlsruhe basierend auf technischer Tabelle	Ergebnisse von DVGW-EBI im Projekt TrafoKommunE [DVGW-EBI et al., i.V.]	Deutschlandweite Verteilung nach Lange et al. [2021, S. 72 f]	Verteilung in Esslingen basierend auf statistischer Tabelle
Rückbau (DN ab 500 mm)	5,0 %	0,0 %	0,0 %	0,7 %	0,0 %
Verdämmung und Versiegelung (DN 100 mm bis 500 mm)	30,0 %	62,6 %	38,5 %	48,8 %	61,6 %
Versiegelung (DN kleiner 100 mm)	65,0 %	37,4 %	61,5 %	50,5 %	38,4 %

Um eine breitere Variation der Verteilung der Stilllegungsmaßnahmen abzubilden, werden diese entsprechend unterschiedlicher Möglichkeiten verteilt angenommen, wie Tabelle A.44 zeigt.

Tabelle A.44: Variierung der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen gleichmäßige Verteilungen (Eigene Darstellung)

Stilllegungsmaßnahmen	Ursprünglich	Kein Rückbau, geringe Verdämmung	Kein Rückbau, höhere Verdämmung	Mittlerer Rückbau	Hoher Rückbau
Rückbau (DN ab 500 mm)	5 %	0 %	0 %	10 %	20 %
Verdämmung und Versiegelung (DN 100 mm bis 500 mm)	30 %	5 %	60 %	40 %	40 %
Versiegelung (DN kleiner 100 mm)	65 %	95 %	40 %	50 %	40 %

A.29 Annahme der Entwicklung des Effizienzwertes in der Sensitivitätsanalyse

Zur Ermittlung des Einflusses des Effizienzwertes auf die Ergebnisse wird dieser variiert. Tabelle A.45 gibt einen Überblick über die angenommenen Variationen im Zeitverlauf bis 2050.

Tabelle A.45: Entwicklung des Effizienzwertes (Eigene Darstellung)

Jahre	Effizienzwert konstant	Effizienzwert sinkt stark auf 60 %	Effizienzwert sinkt leicht auf 70 %	Effizienzwert sinkt leicht auf 80 %	Effizienzwert steigt leicht auf 90 %	Effizienzwert steigt stark auf 100 %
2015	92%	92%	92%	92%	92%	92%
2016	92%	92%	92%	92%	92%	92%
2017	92%	92%	92%	92%	92%	92%
2018	86%	86%	86%	86%	86%	86%
2019	86%	86%	86%	86%	86%	86%
2020	86%	86%	86%	86%	86%	86%
2021	86%	86%	86%	86%	86%	86%
2022	86%	86%	86%	86%	86%	86%
2023	86%	82%	83%	85%	87%	88%
2024	86%	82%	83%	85%	87%	88%
2025	86%	82%	83%	85%	87%	88%
2026	86%	82%	83%	85%	87%	88%
2027	86%	82%	83%	85%	87%	88%
2028	86%	77%	81%	84%	87%	91%
2029	86%	77%	81%	84%	87%	91%
2030	86%	77%	81%	84%	87%	91%
2031	86%	77%	81%	84%	87%	91%
2032	86%	77%	81%	84%	87%	91%
2033	86%	73%	78%	83%	88%	93%
2034	86%	73%	78%	83%	88%	93%
2035	86%	73%	78%	83%	88%	93%
2036	86%	73%	78%	83%	88%	93%
2037	86%	73%	78%	83%	88%	93%
2038	86%	69%	75%	82%	89%	95%
2039	86%	69%	75%	82%	89%	95%
2040	86%	69%	75%	82%	89%	95%
2041	86%	69%	75%	82%	89%	95%
2042	86%	69%	75%	82%	89%	95%
2043	86%	64%	73%	81%	89%	98%
2044	86%	64%	73%	81%	89%	98%
2045	86%	64%	73%	81%	89%	98%
2046	86%	64%	73%	81%	89%	98%
2047	86%	64%	73%	81%	89%	98%
2048	86%	60%	70%	80%	90%	100%
2049	86%	60%	70%	80%	90%	100%
2050	86%	60%	70%	80%	90%	100%

A.30 Annahme der Entwicklung der Personalkosten in der Sensitivitätsanalyse

Um den Einfluss der Personalkosten auf die Ergebnisse zu untersuchen werden diese entsprechend Tabelle A.46 variiert.

Tabelle A.46: Entwicklung der Personalkosten (Eigene Darstellung)

Jahre	Personalkosten = 30 % (längenabhängig)		Personalkosten = konstant		Personalkosten = 60%		Personalkosten = 90%		Personalkosten = 120%	
	Personalaufwand in €	Gesamtkosten in €	Personalaufwand in €	Gesamtkosten in €	Personalaufwand in €	Gesamtkosten in €	Personalaufwand in €	Gesamtkosten in €	Personalaufwand in €	Gesamtkosten in €
2015	5.184.452	9.033.916	5.184.452	9.033.916	5.184.452	9.033.916	5.184.452	9.033.916	5.184.452	9.033.916
2016	5.366.318	8.555.730	5.366.318	8.555.730	5.366.318	8.555.730	5.366.318	8.555.730	5.366.318	8.555.730
2017	5.498.795	9.024.458	5.498.795	9.024.458	5.498.795	9.024.458	5.498.795	9.024.458	5.498.795	9.024.458
2018	5.633.616	9.265.232	5.633.616	9.265.232	5.633.616	9.265.232	5.633.616	9.265.232	5.633.616	9.265.232
2019	6.014.010	9.685.820	6.014.010	9.685.820	6.014.010	9.685.820	6.014.010	9.685.820	6.014.010	9.685.820
2020	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183
2021	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183
2022	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183
2023	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183	6.276.835	9.618.183
2024	6.171.717	9.457.107	6.171.717	9.457.107	6.171.717	9.457.107	6.171.717	9.457.107	6.171.717	9.457.107
2025	6.062.246	9.289.362	6.062.246	9.289.362	6.062.246	9.289.362	6.062.246	9.289.362	6.062.246	9.289.362
2026	5.947.958	9.114.235	5.947.958	9.114.235	5.947.958	9.114.235	5.947.958	9.114.235	5.947.958	9.114.235
2027	5.828.303	8.930.883	5.828.303	8.930.883	5.828.303	8.930.883	5.828.303	8.930.883	5.828.303	8.930.883
2028	5.702.624	8.738.302	5.702.624	8.738.302	5.702.624	8.738.302	5.702.624	8.738.302	5.702.624	8.738.302
2029	5.570.128	8.535.273	5.570.128	8.535.273	5.570.128	8.535.273	5.570.128	8.535.273	5.570.128	8.535.273
2030	5.429.839	8.320.305	5.429.839	8.320.305	5.429.839	8.320.305	5.429.839	8.320.305	5.429.839	8.320.305
2031	5.341.062	8.184.269	5.341.062	8.184.269	5.341.062	8.184.269	5.341.062	8.184.269	5.341.062	8.184.269
2032	5.248.702	8.042.743	5.248.702	8.042.743	5.248.702	8.042.743	5.248.702	8.042.743	5.248.702	8.042.743
2033	5.152.385	7.895.154	5.152.385	7.895.154	5.152.385	7.895.154	5.152.385	7.895.154	5.152.385	7.895.154
2034	5.051.674	7.740.831	5.051.674	7.740.831	5.051.674	7.740.831	5.051.674	7.740.831	5.051.674	7.740.831
2035	4.946.046	7.578.975	4.946.046	7.578.975	4.946.046	7.578.975	4.946.046	7.578.975	4.946.046	7.578.975
2036	4.834.876	7.408.625	4.834.876	7.408.625	4.834.876	7.408.625	4.834.876	7.408.625	4.834.876	7.408.625
2037	4.717.399	7.228.611	4.717.399	7.228.611	4.717.399	7.228.611	4.717.399	7.228.611	4.717.399	7.228.611
2038	4.592.668	7.037.482	4.592.668	7.037.482	4.592.668	7.037.482	4.592.668	7.037.482	4.592.668	7.037.482
2039	4.459.489	6.833.409	4.459.489	6.833.409	4.459.489	6.833.409	4.459.489	6.833.409	4.459.489	6.833.409
2040	4.316.323	6.614.031	4.316.323	6.614.031	4.316.323	6.614.031	4.316.323	6.614.031	4.316.323	6.614.031
2041	4.191.915	6.423.396	4.191.915	6.423.396	4.191.915	6.423.396	4.191.915	6.423.396	4.191.915	6.423.396
2042	4.058.239	6.218.561	4.058.239	6.218.561	4.058.239	6.218.561	4.058.239	6.218.561	4.058.239	6.218.561
2043	3.913.416	5.996.644	3.913.416	5.996.644	3.913.416	5.996.644	3.913.416	5.996.644	3.913.416	5.996.644
2044	3.754.879	5.753.714	3.754.879	5.753.714	3.754.879	5.753.714	3.754.879	5.753.714	3.754.879	5.753.714
2045	3.578.971	5.484.164	3.578.971	5.484.164	3.578.971	5.484.164	3.578.971	5.484.164	3.578.971	5.484.164
2046	3.380.190	5.179.566	3.380.190	5.179.566	3.380.190	5.179.566	3.380.190	5.179.566	3.380.190	5.179.566
2047	3.149.616	4.826.251	3.149.616	4.826.251	3.149.616	4.826.251	3.149.616	4.826.251	3.149.616	4.826.251
2048	2.871.091	4.399.459	2.871.091	4.399.459	2.871.091	4.399.459	2.871.091	4.399.459	2.871.091	4.399.459
2049	2.509.480	3.845.351	2.509.480	3.845.351	2.509.480	3.845.351	2.509.480	3.845.351	2.509.480	3.845.351
2050	1.953.159	2.992.884	1.953.159	2.992.884	1.953.159	2.992.884	1.953.159	2.992.884	1.953.159	2.992.884

A.31 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Erlösobergrenze

Abbildung A.14 stellt die Einflüsse der Parameter auf die Erlösobergrenze in 2030 (linke Grafik) und 2050 (rechte Grafik) dar. Wie bei der Sensitivität der Netzentgelte (siehe Abschnitt 6.3.1) hat insbesondere der Effizienzwert (grüne Linie) einen deutlichen Einfluss auf die Erlösobergrenze. Die verschiedenen Zinssätze und Anteile der Stilllegungsmaßnahmen führen zu Abweichungen von ungefähr einer Mio. €.

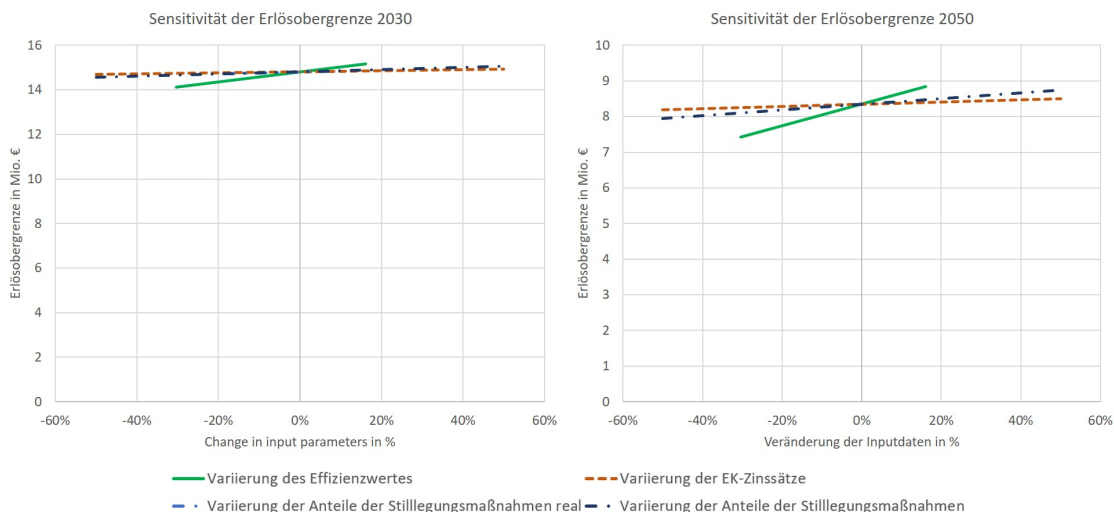


Abbildung A.14: Sensitivität der Erlösobergrenze in 2030 und 2050 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)

Die Variation der Personalkosten zeigt, dass steigende Kosten höhere Erlösobergrenzen zur Folge haben, wie Tabelle A.47 zeigt.

Tabelle A.47: Sensitivität der Erlösobergrenze mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)

	Anteilige Veränderung der Personalkosten zur ursprünglichen Annahme in %	Erlösobergrenze in 2030 in Mio. €	Erlösobergrenze in 2050 in Mio. €
Personalkosten = 120 %	300	15,1	11,9
Personalkosten = konstant	233	15,0	10,9
Personalkosten = 90 %	200	15,0	10,4
Personalkosten = 60 %	100	14,8	9,0
Personalkosten = 30 % (abhängig von Netzlängenrückgang)	0	14,8	8,3

A.32 Erträge des Gasverteilnetzbetriebs durch die Übergabe der Leitungen an einen Wasserstoffnetzbetrieb

Tabelle A.48 gibt einen Überblick über die erwirtschafteten Erträge des Gasverteilnetzbetriebs durch die Übergabe der freiwerdenden Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb. Die zeitlichen Unterschiede der Erträge entstehen durch die zeitliche Verzögerung der freiwerdenden Leitungen in den unterschiedlichen Szenarien.

Tabelle A.48: Erträge des Gasverteilnetzbetriebs durch Übergabe der Leitungen an einen Wasserstoffnetzbetrieb (Eigene Darstellung)

Jahre	Erträge durch Übergabe der Leitungen an Wasserstoffnetzbetrieb in Mio. €					
	Stromszenario		Mittelwegsszenario		Gasszenario	
	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9	k = 0,3	k = 0,9
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2017	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2018	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	52,6	52,6	43,2	52,6	28,0	52,6
2036	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0
2037	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	0,0	2,1	4,2	0,0	0,0	0,0
2039	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2040	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2041	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2042	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2043	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0
2044	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2045	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2046	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2047	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2048	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2049	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2050	0,0	0,3	0,0	0,0	3,0	0,0
Summe	52,6	59,7	52,1	52,6	35,1	52,6

A.33 Restwerte des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes

Ergänzend zu den bereits in Abschnitt 6.4.2.1 beschriebenen Entwicklungen der Restwerte im Stromszenario $k = 0,3$ werden im Folgenden die Restwertentwicklungen in den anderen Szenarien dargestellt. Abbildung A.15 stellt im Stromszenario $k = 0,9$ die Restwerte bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (linke Grafik) und die Restwerte bei einer Stilllegung des Netzes (rechte Grafik) dar. Man erkennt, dass durch die Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz die Restwerte mit einer leichten Verzögerung durch die Regulierungsperioden bis zur 6ten Regulierungsperiode (2033 - 2037) steigen. 2035 werden die freiwerdenden Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb zum Restwert übergeben, sodass in der 7ten Regulierungsperiode (2038 - 2042) die Restwerte deutlich sinken. Da im Stromszenario $k = 0,9$ weitere Leitungen, welche zuvor nicht erneuert wurden, frei werden, können diese ebenfalls an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden und die Restwerte sinken weiter leicht ab. Die Restwertentwicklung bei der Stilllegung in diesem Szenario sinkt kontinuierlich ab und endet in leicht niedrigeren Restwerten, da zur Stilllegung einige Leitungen die kalkulatorische Nutzungsdauer gekürzt wurden.

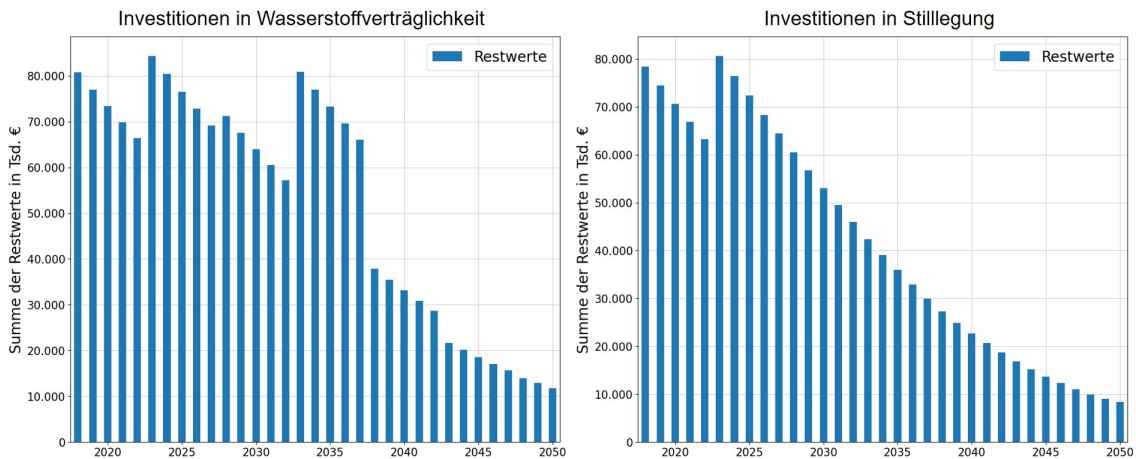


Abbildung A.15: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Die Restwerte im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$, welche in Abbildung A.16 und A.17 mit den Restwerten einer Stilllegung verglichen werden, verlaufen nahezu identisch, da der Großteil der Leitungen 2035 an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden. Im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ werden einige wenige Leitungen erst leicht verzögert nicht mehr benötigt, sodass eine geringe Verzögerung beim Rückgang der Restwerte besteht. Die Restwertentwicklung aufgrund der Stilllegung ist in beiden Szenarienvarianten identisch und sinkt kontinuierlich ab. Die Restwerte der Stilllegung in den Mittelwegsszenarien im Jahr 2050 sind leicht höher als die Restwerte im Stromszenario $k = 0,9$, da aufgrund der längeren Nutzung der Leitungen keine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauer benötigt wird.

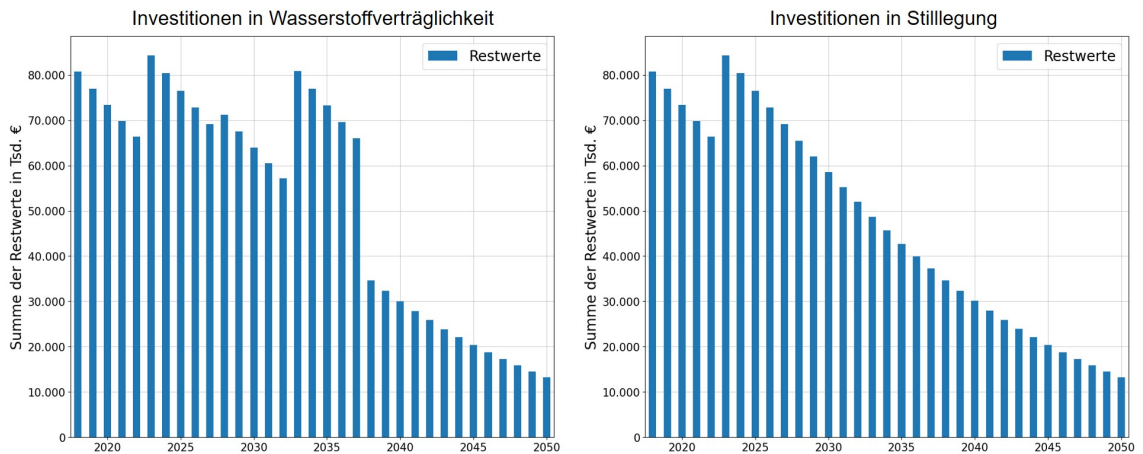


Abbildung A.16: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

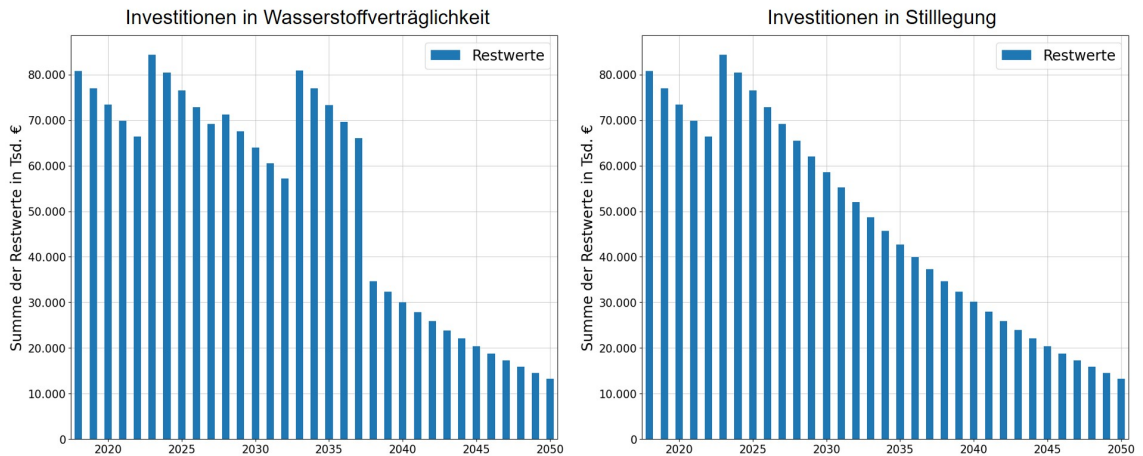


Abbildung A.17: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Während der Verlauf der Restwerte im Gasszenario $k = 0,9$ identisch ist zu den Restwerten im Mittelwegsszenario $k = 0,9$, bleiben im Gasszenario $k = 0,3$ erhebliche Restwerte auf Seiten des Gasverteilnetzbetriebs erhalten. Dies liegt daran, dass in die Wasserstoffverträglichkeit von Leitungen investiert wurde, welche auch weiterhin für die Gasverteilung benötigt werden und somit nicht an den Wasserstoffnetzbetrieb für die Verteilung von Wasserstoff übergeben werden können. Dies führt zu erheblich höheren Restwerten als im Falle einer Stilllegung und zeigt deutlich, dass für zu viele Leitungen in einer Wasserstoffverträglichkeit investiert wurde als nötig.

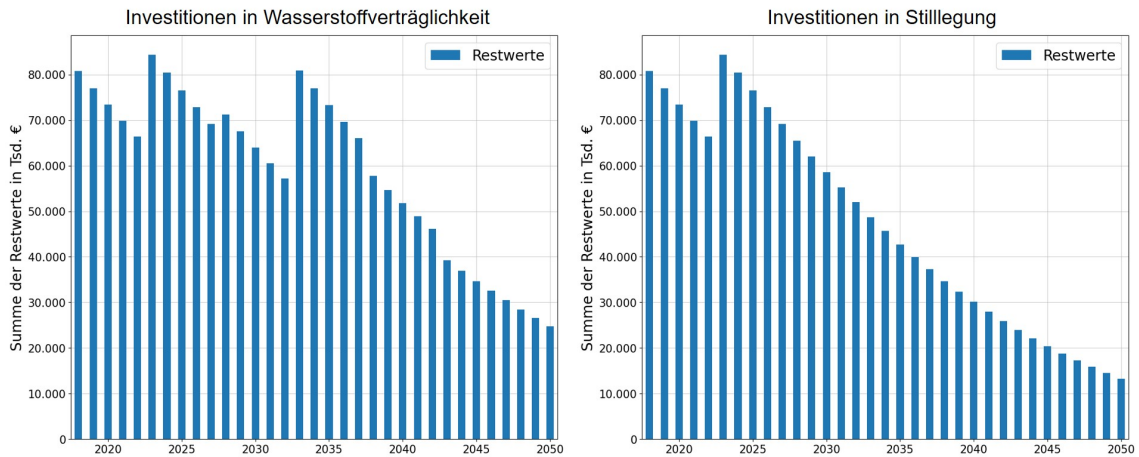


Abbildung A.18: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

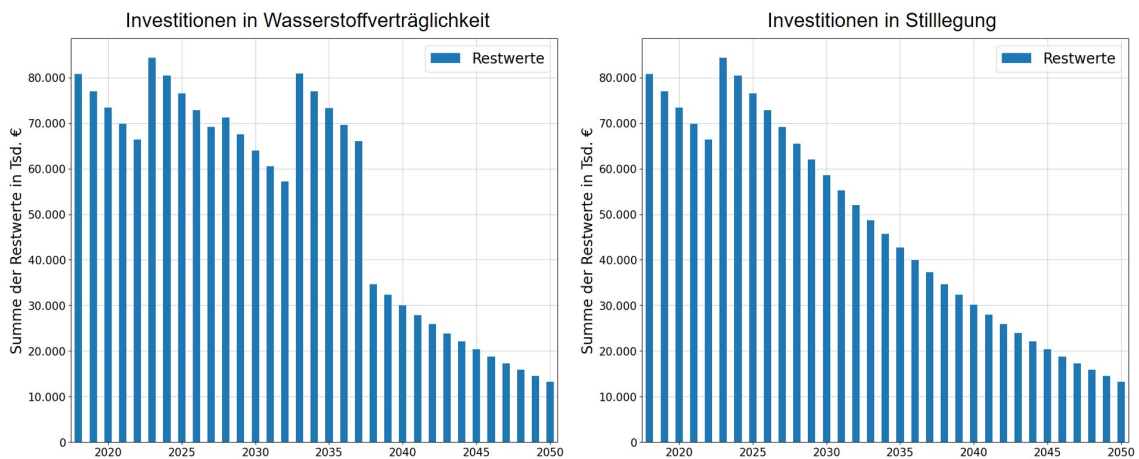


Abbildung A.19: Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

A.34 Kapitalkosten des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes

Entsprechend den Entwicklungen der Restwerte in Anhang A.33 entwickeln sich die darauf basierenden Kapitalkosten. Abbildung A.20 vergleicht die Kapitalkosten bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz mit einer entsprechenden Stilllegung des Netzes. Man erkennt auch bei diesen Ergebnissen, dass die Kapitalkosten nach der Übergabe der Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb (nach 2035) deutlich sinken und anschließend nochmal weitere Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb übergeben werden. Die Verkürzung der Nutzungsdauern des Gasverteilnetzes bei der Stilllegung führt zu deutlich geringeren Kapitalkosten ab 2045.

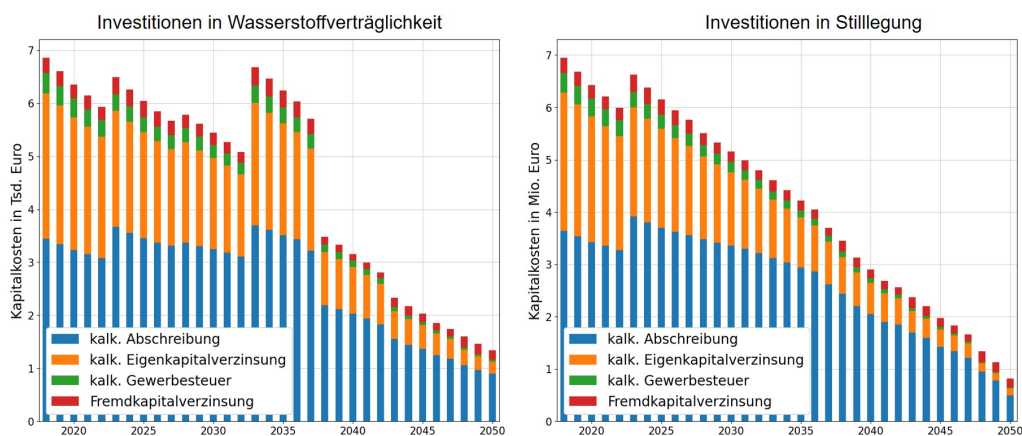


Abbildung A.20: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Wie bei den Restwerten zuvor sind auch die Entwicklungen der Kapitalkosten im Mittelwegsszenario und im Gasszenario $k = 0,9$ ähnlich, wie die Abbildungen A.21, A.22 und A.24 verdeutlichen. Lediglich im Gasszenario $k = 0,3$ (Abbildung A.23) entstehen höhere Kapitalkosten auch nach 2035, aufgrund der Investitionen in wasserstoffverträgliche Leitungen, welche auch weiterhin für die Gasverteilung benötigt werden.

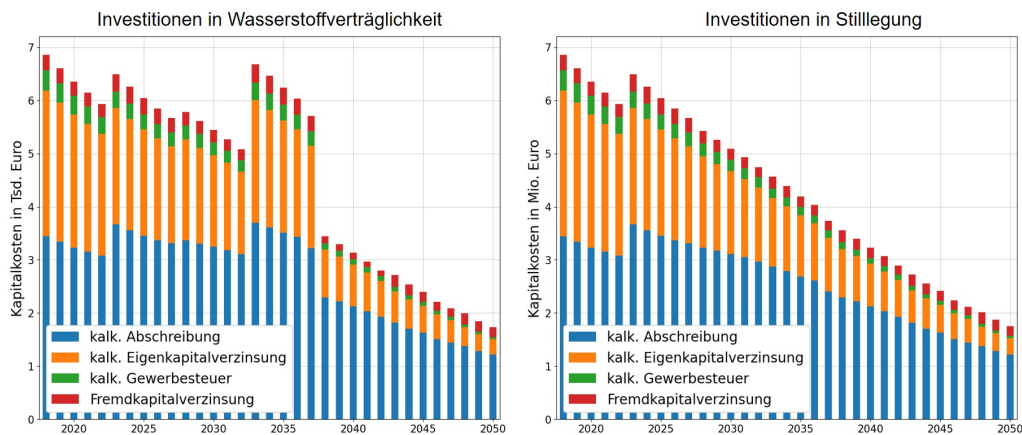


Abbildung A.21: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

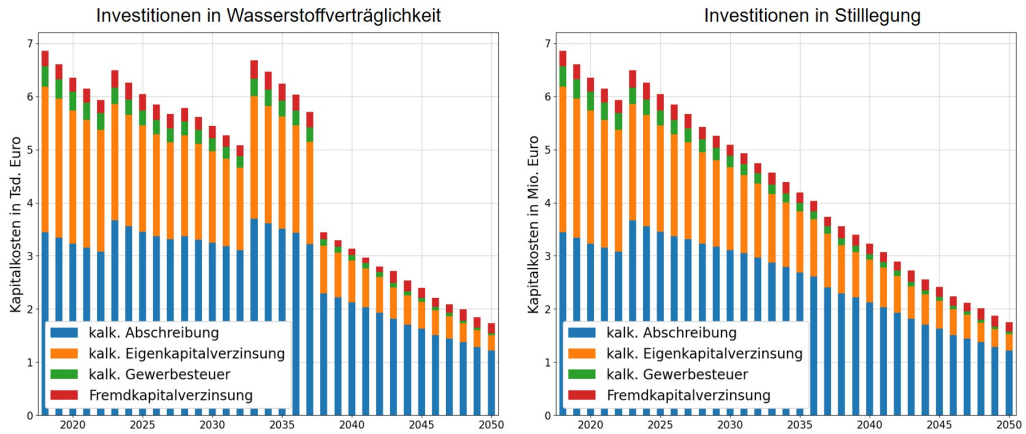


Abbildung A.22: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

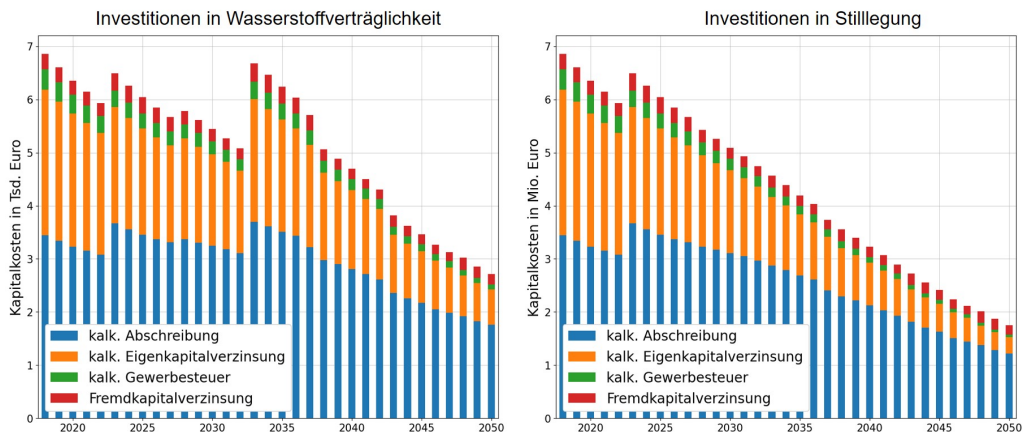


Abbildung A.23: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

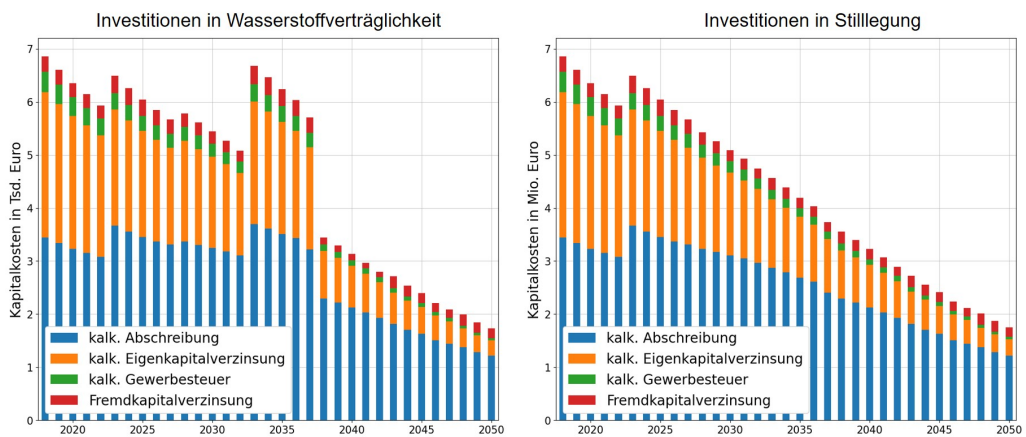


Abbildung A.24: Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

A.35 Erlösobergrenzen des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes

Abschließend werden in diesem Abschnitt die Betrachtungen zur Auswirkung der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz auf die Erlösobergrenze in Abschnitt 6.4.2.1 um die restlichen Szenarien ergänzt. Abbildung A.25 vergleicht die Erlösobergrenzen mit Investitionen in eine Wasserstoffverträglichkeit (linke Grafik) mit einer entsprechenden Stilllegung (rechte Grafik) für das Stromszenario $k = 0,9$. Während bei einer Stilllegung die Erlösobergrenzen stufenförmig stark sinken, steigend diese bei Investitionen in eine Wasserstoffverträglichkeit zunächst durch die neuen Investitionen an und erst nach der Übergabe der Leitungen an den Wasserstoffnetzbetrieb sinken die Erlösobergrenzen deutlich ab. Dennoch sind diese in diesem Szenario ab 2045 etwas höher als die Erlösobergrenzen bei einer Stilllegung, da keine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern durchgeführt wird.

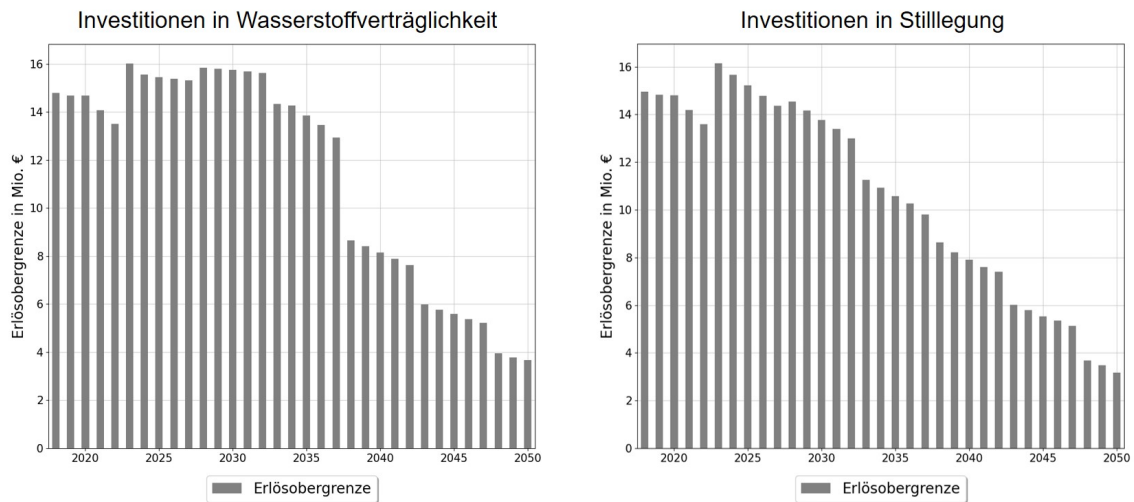


Abbildung A.25: Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Abbildung A.26 und A.27 stellen die Erlösobergrenzen bei Investitionen in eine Wasserstoffverträglichkeit und in die Stilllegung für das Mittelwegeszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ dar. In beiden Abbildungen führen die Investitionen in eine Wasserstoffverträglichkeit zu steigenden Erlösobergrenzen bis 2035, während die Erlösobergrenzen der Stilllegung kontinuierlich absinken. Der Rückgang der Erlösobergrenzen im Mittelwegeszenario $k = 0,9$ ist leicht stärker ausgeprägt als im Mittelwegeszenario $k = 0,3$, da die Betriebskosten aufgrund eines stärkeren Netzlängenrückgangs deutlicher absinken.

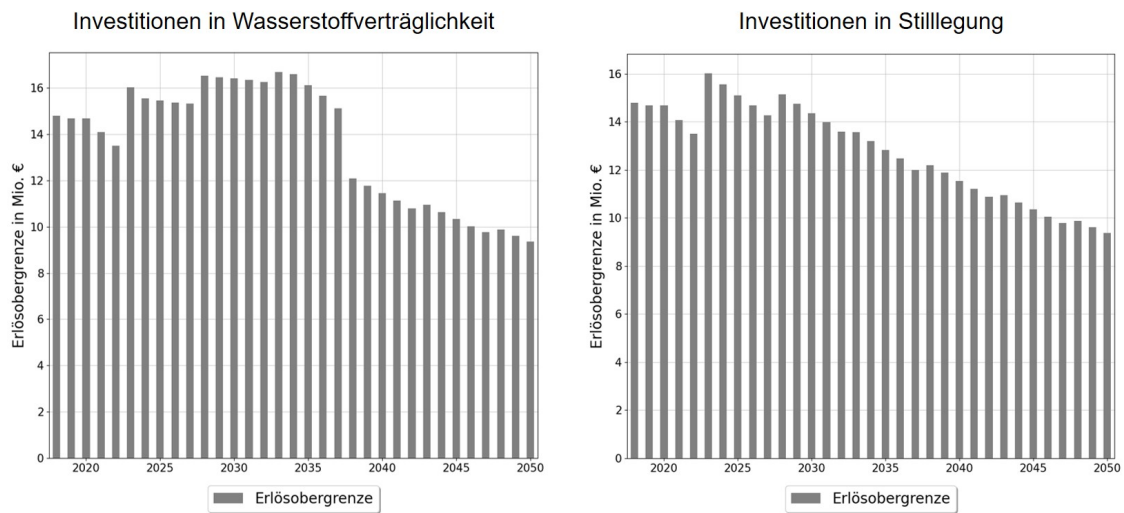


Abbildung A.26: Entwicklung der Erlösbergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

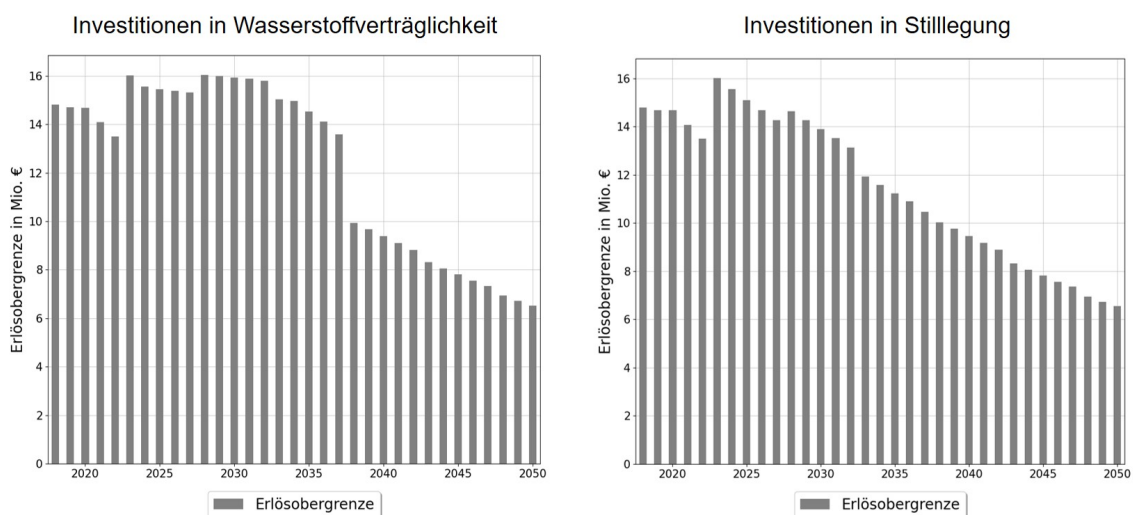


Abbildung A.27: Entwicklung der Erlösbergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Der Verlauf der Erlösbergrenzen im Gasszenario $k = 0,9$ sind ähnlich zum Mittelwegsszenario $k = 0,9$, wie Abbildung A.29 verdeutlicht. Die Entwicklung der Erlösbergrenzen im Gasszenario $k = 0,3$ (Abbildung A.28) bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz bis 2037 ist ähnlich zu den Entwicklungen im Mittelwegsszenario $k = 0,3$. Ab 2037 sinken die Erlösbergrenzen im Gasszenario $k = 0,3$ allerdings nur leicht ab, da höhere Restwerte des Gasverteilnetzes bestehen. Somit sind auch die Erlösbergrenzen im Gasszenario $k = 0,3$ für die Stilllegung des Gasverteilnetzes etwas geringer als bei Investitionen in eine Wasserstoffverträglichkeit.

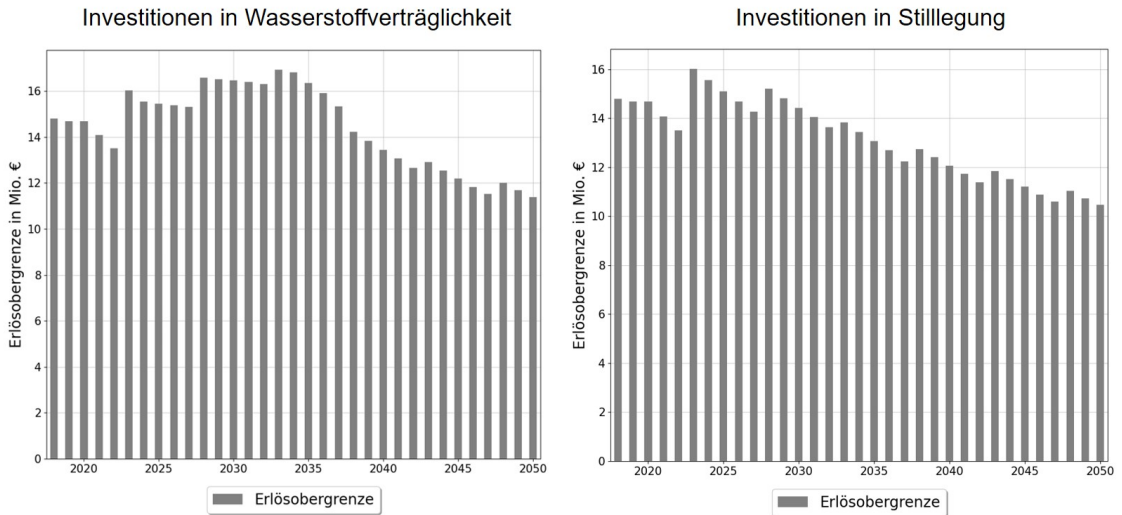


Abbildung A.28: Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)

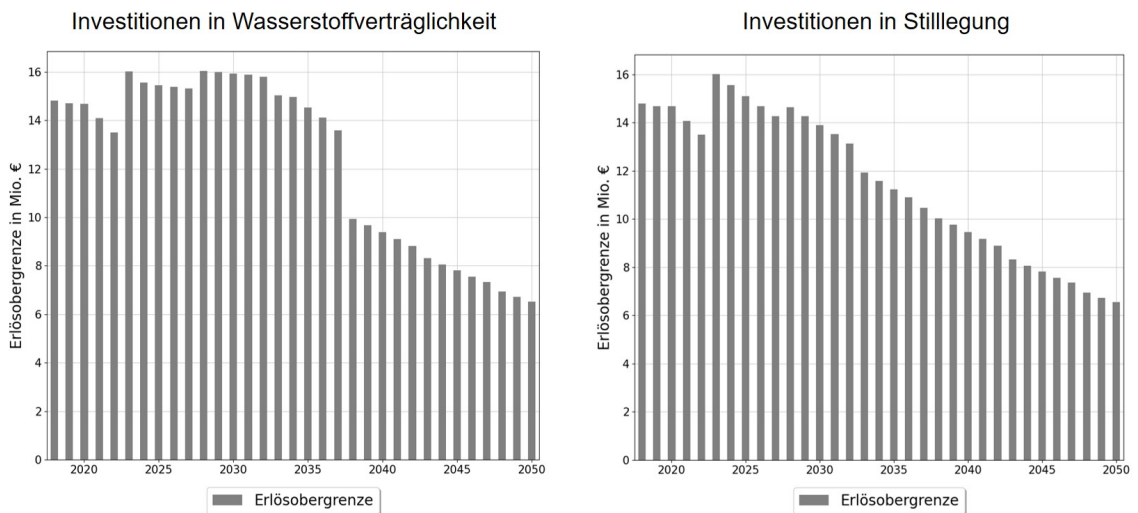


Abbildung A.29: Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)

Abbildungsverzeichnis

2.1	Die Wertschöpfungskette in der Energiewirtschaft nach Linnemann [2021, S. 8]	7
2.2	Endenergienachfrage der verschiedenen Verbrauchssektoren nach AGEB [2022, S. 21 - 23, 25]	13
2.3	Zukünftige Entwicklung der Strom- und Nah-/ Fernwärmenachfrage basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021], dena [2021b] und Fraunhofer ISI et al. [2021a]	14
2.4	Zukünftige Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut [2021], BCG [2021], dena [2021b] und Fraunhofer ISI et al. [2021a]	15
2.5	Regulierungsformel der Erlösbergrenze und deren weiteren Bestandteile (Eigene Darstellung basierend auf BMJV und BfJ [2021c])	27
2.6	Zusammenhang Erlösbergrenze und steigende bzw. sinkende Netzkosten [BNetzA, 2022c] . .	29
2.7	Der zeitliche Verlauf der Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf BNetzA [2017a])	30
2.8	Zusammensetzung der regulatorischen Netzkosten [Linnemann, 2021, S. 70]	30
2.9	Verteilung der ausgewählten besten Effizienzwerte in der dritten Regulierungsperiode [Frontier Economics und TU Berlin, 2019, S. 135]	34
2.10	Steigender Kapitalkostenabzug während der Regulierungsperiode und entsprechendes Absinken der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten [BNetzA, 2022c]	35
2.11	Berücksichtigung des Kapitalkostenaufschlags während der Regulierungsperiode [BNetzA, 2017c]	38
2.12	Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Stromnetzentgelte für Haushalte in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 173]	42
2.13	Entwicklung des arithmetischen Mittelwertes der Stromnetzentgelte für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 174] . .	42
2.14	Entwicklung der durchschnittlichen Gasnetzentgelte in Deutschland [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021, S. 393]	43
2.15	Die verschiedenen Investitionsrechenverfahren [Thommen et al., 2017, S. 342]	44
2.16	Morphologischer Kasten als Überblick über den Umfang dieser Arbeit (Eigene Darstellung) . .	48
3.1	Anteile der verschiedenen Energieträger an der Nah-/ Fernwärmeerzeugung in 2019 [AGEB, 2022, S. 14]	51
3.2	Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Wärmeerzeugungsoptionen für unterschiedliche Gebäude [Oberle et al., 2020, S. 28]	54
3.3	Infografik zu unterschiedlichen Strombedarfen der verschiedenen Wärmeversorgungsmöglichkeiten in Gebäuden [Umweltbundesamt, 2023]	56
3.4	Gasnachfrage 2019 in der Industrie [Fraunhofer ISI, 2021, S. 52]	58
3.5	Produktionsstandorte der Stahlindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]	61
3.6	Endenergienachfrage nach Verkehrsträgern 2019 [BMVI, 2020a, S. 307, 309]	63
3.7	Die verschiedenen regulatorische Pfade zum Umgang mit Stilllegungen basierend auf [Flatt et al., 2019, S. 23]	74

4.1	Übersicht über das Modell MERLIN, die benötigten Inputdaten und den Modelloutput (Eigene Darstellung)	80
4.2	Sequenzdiagramm zur Berechnung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode (Eigene Darstellung)	83
4.3	Sequenzdiagramm zur Berechnung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode (Eigene Darstellung)	87
5.1	Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode des summenbasierten (links) und durchschnittsbasierten (rechts) Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	95
5.2	TrafoKommunE Nachfrageszenarien (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.])	99
5.3	Betrachtete Regulierungsoptionen für die Berücksichtigung von Netzstilllegungen (Eigene Darstellung basierend auf Flatt et al. [2019])	101
5.4	Netzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	102
5.5	Netzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)	103
5.6	Entwicklung der beeinflussbaren Kosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)	108
5.7	Entwicklung der beeinflussbaren Kosten mit Zeitverzögerung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)	109
5.8	Wärmenachfrage in TrafoKommunE und der fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]	110
5.9	Entwicklung der Wärmenetzlängen in den beiden Neuanschlussverteilungsvarianten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.]	111
5.10	Entwicklung der freiwerdenden Gasleitungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	118
6.1	Übersicht der betrachteten Szenarien, Stilllegungsstrategien, Regulierungsoptionen und weiteren Investitionsoptionen (Eigene Darstellung)	119
6.2	Restwertentwicklung der Netze des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	120
6.3	Kapitalkosten des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	121
6.4	Erlösobergrenze des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	121
6.5	Entwicklung der Netzentgelte des summenbasierten und durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	122
6.6	Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Stromszenario (Eigene Darstellung) .	125
6.7	Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegszenario (Eigene Darstellung)	126
6.8	Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Stromszenario (Eigene Darstellung)	127
6.9	Zusammenfassung der Ergebnisse für die Stilllegungsstrategien des durchschnittsbasierten Netzbetriebs. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)	129
6.10	Sensitivität des Kapitalwertes für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	131
6.11	Sensitivität der Netzentgelte 2030 und 2050 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	132
6.12	Preisvergleich Gasgemisch und Wärmenetz im Stromszenario (Eigene Darstellung)	136
6.13	Preisvergleich Gasgemisch und Wärmenetz im Mittelwegszenario (Eigene Darstellung)	136
6.14	Preisvergleich Gasgemisch und Wärmenetz im Gasszenario (Eigene Darstellung)	137

6.15	Vergleich der Kapitalwerte und Netzentgelte des Wärmenetzausbaus und der positiven Stilllegungsoptionen für das Gasverteilnetz. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)	138
6.16	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	139
6.17	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	139
6.18	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	140
6.19	Kapitalwerte der Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (Eigene Darstellung)	140
6.20	Restwerte des wasserstoffverträglichen Gasverteilnetzes in den verschiedenen Nachfrageszenarien 2050 (Eigene Darstellung)	141
6.21	Netzentgelte bei Investitionen in ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz (Eigene Darstellung)	142
6.22	Zusammenfassung der Kapitalwerte und Netzentgelte für ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz im Vergleich zu den Stilllegungsstrategien. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)	143
6.23	Erwirtschaftete Erträge durch Mitnutzung des Gasverteilnetzes von einem Telekommunikationsnetzbetrieb (Eigene Darstellung)	144
6.24	Netzentgelte im Falle einer Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb (Eigene Darstellung)	145
6.25	Ergebnisse der alternativen Nutzung des passiven Gasverteilnetzes im Vergleich zu Stilllegung des Gasverteilnetzes. Farbschema Kapitalwert: höchster Wert grün, niedrigster Wert rot; Farbschema Netzentgelte: niedrigster Wert grün, höchster Wert rot (Eigene Darstellung)	146
A.1	Produktionsstandorte der Papierindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]	165
A.2	Produktionsstandorte der Glasindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]	166
A.3	Produktionsstandorte der Zementindustrie mit dem aktuellen Gastransportnetz basierend auf Neuwirth et al. [2022] und VGE und WGI [2011] aktualisiert mit ENTSOG [2019] in [Oberle et al., 2022b]	167
A.4	Verbraucherpreisesamindex (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK)	168
A.5	Netzentgelte des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)	244
A.6	Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs bei vollständigem Rückbau im Stromszenario (Eigene Darstellung)	245
A.7	Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs bei anteiliger Stilllegung im Stromszenario (Eigene Darstellung)	246
A.8	Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegszenario (Eigene Darstellung)	246
A.9	Erlösobergrenzen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)	247
A.10	Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Mittelwegszenario (Eigene Darstellung)	248
A.11	Kapitalkostenabzüge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs im Gasszenario (Eigene Darstellung)	249
A.12	Kapitalkostenabzüge mit und ohne Verbot negativer Werte (Eigene Darstellung)	250
A.13	Erlösobergrenzen bei keinen negativen und bei negativen Kapitalkostenabzügen (Eigene Darstellung)	251

A.14	Sensitivität der Erlösobergrenze in 2030 und 2050 für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	258
A.15	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	260
A.16	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	261
A.17	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	261
A.18	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	262
A.19	Entwicklung der Restwerte vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	262
A.20	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	263
A.21	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	263
A.22	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	264
A.23	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	264
A.24	Entwicklung der Kapitalkosten vor Beginn der Regulierungsperiode des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	264
A.25	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	265
A.26	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	266
A.27	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Mittelwegsszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	266
A.28	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,3$ (Eigene Darstellung)	267
A.29	Entwicklung der Erlösobergrenze inklusive Kapitalkostenaufschlag des Gasverteilnetzes im Gasszenario $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	267

Tabellenverzeichnis

2.1	Aufbau des Stromübertragungsnetz und der Stromverteilnetze (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 39], [Schütte, 2019, 176]	8
2.2	Aufbau des Gastransportnetzes und der Gasverteilnetze (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 344], [Schütte, 2019, 180]	9
2.3	Vergleich der Netzstrukturdaten von Gasverteil-, Stromverteil- und Wärmenetzen (Stand 2020) [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 37 - 39, 138, 344, 346, 372], [Statista, 2022], [BDEW, 2021a], [BDEW, 2021b]	9
2.4	Angewendete Netzregulierung in verschiedenen Ländern [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 37 - 39, 138, 344, 346, 372], [CEER, 2022, S. 9, 37, 68, 73, 86] . .	11
2.5	Vergleich der durchschnittlichen mengengewichteten Preisbestandteile für Stromhaushaltskunden (2.500 kWh bis 5.000 kWh) Gashaushaltskunden (5.556 kWh bis 55.556 kWh) in 2021 [Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2022, S. 286, 452]	17
2.6	Modellierung von Energieinfrastrukturen nach Guelpa et al. [2019, S. 6]	18
2.7	Übersicht über MES-Ansätze in der Literatur	20
2.8	Übersicht über Open Source Frameworks für die Modellierung von MES nach Kriechbaum et al. [2018, S. 13]	21
2.9	Literatur zur Netzregulierung	23
3.1	Gebäudeannahmen für 2015 und 2050 der Fallstudie in [Oberle et al., 2020, S. 26] basierend auf [dena, 2016, S. 56]	52
3.2	Annahmen der Investitionen und Umrüstkosten verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien im Gebäudesektor basierend auf Wietschel et al. [2018a, S. 217f], Clausen [2012, S. 13-18] und Henning und Palzer [2015, S. 50f] in [Oberle et al., 2020, S. 27]	53
3.3	Annahmen der Effizienz- und Preisentwicklung der Wärmeerzeugungstechnologien bzw. Energieträgern basierend auf [Hirzel, 2017, S. 346], [Viebahn et al., 2018, S. 378], [Wietschel et al., 2018a, S. 217f] in [Oberle et al., 2020, S. 27]	54
3.4	Kategorien der Endnutzenden und deren Ausspeisemengen im Jahr 2019 [BNetzA und Bundeskartellamt, 2021, S. 337]	59
3.5	Erste Abschätzung der Netzebenen der verschiedenen Industriebranchen basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 346], Fraunhofer ISI [2021, S. 38], Neuwirth et al. [2022], BMWi [2019] und Agora Energiewende und Wuppertal Institute [2019, S. 2f] in [Oberle et al., 2022b, S. 9]	60
3.6	Zusammenfassung der detaillierteren qualitativen Betrachtung der Netzebenen verschiedener Industriebranchen [Oberle et al., 2022b, S. 18]	62
3.7	Vergleich der verschiedenen alternativen Nutzungsoptionen für Gasverteilnetzleitungen [Oberle et al., 2022a, S. 3ff]	71
3.8	Annahmen zur Verteilung und Kosten von Stilllegungsmaßnahmen für Gasverteilnetze [Frontier Economics et al., 2017, S. 77], [Wachsmuth et al., 2019, S. 157]	72
4.1	Vergleich der errechneten und realen Erlösobergrenze vor und während der dritten Regulierungsperiode für Karlsruhe (Eigene Berechnungen und Daten von SWK/ SWKN) . . .	90

4.2	Vergleich der errechneten und realen vorübergehend nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kostenanteile der dritten Regulierungsperiode für Karlsruhe (Eigene Berechnungen und Daten von SWK/ SWKN)	91
4.3	Vergleich der errechneten und realen Erlösobergrenze vor und während der dritten Regulierungsperiode für Esslingen (Eigene Berechnungen und Daten von SWE)	91
5.1	Baujahre und Netzlängen verschiedener Gasnetzleitungen in Esslingen für 2020 und 2021 (Daten von SWE)	94
5.2	Vorgehensweise zur Erstellung fiktiver Netzbetriebe (Eigene Darstellung)	95
5.3	Allgemeingültige Parameter für alle Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWE, Seidel und Mahn [2020, S. 28, 36], BNetzA - Beschlusskammer 4 [2016, S. 3, 32], BNetzA - Beschlusskammer 4 [2021, S. 7, 48] und BBH [2021])	97
5.4	Spezifische Daten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWKN, NEG und SWE)	98
5.5	Kosten der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	105
5.6	Rückstellungen der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	106
5.7	Rückstellungen des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	106
5.8	Abgezinsten Rückstellungsaufösungen der anteiligen Stilllegung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	107
5.9	Bestimmung der Faktoren für die Anpassung der Wärmenetzdaten an die fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK)	110
5.10	Übersicht über die Investitionen in den Wärmenetzausbau in der Literatur	112
5.11	Wärmenetzkosten (Eigene Darstellung basierend auf Netzkosten von SWK)	112
5.12	Beschaffungspreise für Erdgas, synthetisches Methan und ein Gasgemisch sowie CO ₂ -Preise nach Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt [2022, S. 286, 452], Sensfuß et al. [2021, S. 38] und Die Bundesregierung [2022]	113
5.13	Material der Leitungen des durchschnittsbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit nach Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 12]	115
5.14	Annahmen in der Literatur für Neubau von Wasserstoffleitungen und für die Umrüstung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen	116
5.15	Benötigte Investitionen für ein wasserstoffverträgliches Gasverteilnetz des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	117
6.1	Kapitalwerte im Stromszenario $k = 0,3$ (Eigene Berechnungen)	123
6.2	Kapitalwerte im Stromszenario $k = 0,9$ (Eigene Berechnungen)	124
6.3	Sensitivität des Kapitalwertes mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	132
6.4	Sensitivität der Netzentgelte mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteiligen Stilllegungskosten berücksichtigt in der Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	133
6.5	Vergleich Kapitalwerte Wärmenetzausbau mit positiven Kapitalwerten der Stilllegungsstrategien und dem Kapitalwert des Investitionsstopps (Eigene Darstellung)	135

6.6	Vergleich Kapitalwerte der Mitnutzung des Gasverteilnetzes durch einen Telekommunikationsnetzbetrieb mit Kapitalwerten der Stilllegungsstrategien und dem Kapitalwert des Investitionsstopps (Eigene Darstellung)	144
A.1	Nutzungsdauern nach GasNEV Anlage 1 [BMJV und BfJ, 2021e]	161
A.2	Nutzungsdauern nach StromNEV Anlage 1 [BMJV und BfJ, 2021d]	163
A.3	Spezifische Daten für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Daten von SWK, SWKN, NEG und SWE)	169
A.4	Gasnachfrageentwicklung in GWh des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	171
A.5	Gasnachfrageentwicklung in GWh des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung) . .	172
A.6	Asset Portfolio des durchschnittsbasierten Gasnetzbetriebs (Eigene Darstellung)	173
A.7	Netzlängenentwicklung in km des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung) . .	204
A.8	Netzlängenentwicklung in km des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	205
A.9	Netzlängenentwicklung in km des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit Zeitverzögerung für Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)	207
A.10	Netzlängenentwicklung in km des summenbasierten Netzbetriebs mit Zeitverzögerung für Berücksichtigung von Rückstellungen (Eigene Darstellung)	208
A.11	Kosten der anteiligen Stilllegung mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	210
A.12	Kosten des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	211
A.13	Kosten des vollständigen Rückbaus mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	212
A.14	Kosten der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	213
A.15	Kosten des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	214
A.16	Kosten der anteiligen Stilllegung mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	215
A.17	Kosten des vollständigen Rückbaus mit Zeitverzug durch Rückstellungen für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	216
A.18	Rückstellungen der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	217
A.19	Rückstellungen des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	217
A.20	Abgezinste Rückstellungsaufösungen des vollständigen Rückbaus für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	219
A.21	Abgezinste Rückstellungsaufösungen der anteiligen Stilllegung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	221
A.22	Abgezinste Rückstellungsaufösungen des vollständigen Rückbaus für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	222
A.23	Beeinflussbare Kostenentwicklung basierend auf Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77]	224

A.24 Beeinflussbare Kostenentwicklung mit Zeitverzögerung basierend auf Netzlängenentwicklung für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	225
A.25 Beeinflussbare Kostenentwicklung basierend auf Netzlängenentwicklung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	227
A.26 Beeinflussbare Kostenentwicklung mit Zeitverzögerung basierend auf Netzlängenentwicklung für den summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung basierend auf Netzlängen und Annahmen von Frontier Economics et al. [2017, S. 77])	228
A.27 Entwicklung der Wärmenachfrage (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.])	230
A.28 Entwicklung der Wärmenetzlänge des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.])	231
A.29 Entwicklung der Wärmenetzlänge des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung basierend auf [DVGW-EBI et al., i.V.])	232
A.30 Investitionen in den Wärmenetzausbau des durchschnittsbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)	234
A.31 Investitionen in den Wärmenetzausbau des summenbasierten Netzbetrieb (Eigene Darstellung)	235
A.32 Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	237
A.33 Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des durchschnittsbasierten Netzbetriebs mit konstanten Personalkosten (Eigene Darstellung)	238
A.34 Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des summenbasierten Netzbetriebs (Eigene Darstellung)	239
A.35 Wärmenetzkosten basierend auf Wärmenetzlängenentwicklung des summenbasierten Netzbetriebs mit konstanten Personalkosten (Eigene Darstellung)	240
A.36 CO ₂ -Preisentwicklungen für das Wärmenetz der beiden fiktiven Netzbetriebe (Eigene Darstellung basierend auf Sensfuß et al. [2021, S. 38] und Die Bundesregierung [2022])	241
A.37 Material der Leitungen des summenbasierten Netzbetriebs und deren Wasserstoffverträglichkeit nach Sperlich und Hüttenrauch [2022, S. 12]	242
A.38 Kapitalwerte im Mittelwegsszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	243
A.39 Kapitalwerte im Gasszenario $k = 0,3$ und $k = 0,9$ (Eigene Darstellung)	243
A.40 Veränderung des Kapitalwertes und der Netzentgelte durch das Verbot von negativen Kapitalkostenabzügen (Eigene Darstellung)	250
A.41 Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze für Altanlagen (Eigene Darstellung)	252
A.42 Entwicklung der Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen (Eigene Darstellung)	253
A.43 Variierung der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen basierend auf der Literatur und realen Netzen (Eigene Darstellung)	254
A.44 Variierung der Anteile der Stilllegungsmaßnahmen gleichmäßige Verteilungen (Eigene Darstellung)	254
A.45 Entwicklung des Effizienzwertes (Eigene Darstellung)	255
A.46 Entwicklung der Personalkosten (Eigene Darstellung)	257
A.47 Sensitivität der Erlösobergrenze mit unterschiedlichen Personalkosten für den durchschnittsbasierten Netzbetrieb im Stromszenario $k = 0,3$ mit anteilige Stilllegungskosten berücksichtigt in Erlösobergrenze (Eigene Darstellung)	258
A.48 Erträge des Gasverteilsnetzbetriebs durch Übergabe der Leitungen an einen Wasserstoffnetzbetrieb (Eigene Darstellung)	259

Literaturverzeichnis

- ACER (2021). Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing. [online] https://extranet.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/transporting%20pure%20hydrogen%20by%20repurposing%20existing%20gas%20infrastructure_overview%20of%20studies.pdf abgerufen am 16.03.2022.
- AGEB (2022). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2021. [online] https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/09/awt_2021_d.pdf abgerufen am 11.11.2022.
- AGFW (2022). Preisbildung: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. [online] <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/wirtschaft-und-markt/markt-preise/preisbildung> abgerufen am 15.11.2022.
- Agne, S. und Trapp, R. (2013). Investor protection within the revenue-cap regulation scheme for electricity transmission tariffs in germany - an economic analysis of infrastructure investments in accordance with article 23 ARegV. *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, (Issue 4):391–409. ISSN 03405370.
- Agora Energiewende (2023). Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze: Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimakompatible Transformation: Studie. [online] https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf abgerufen am 01.07.2023.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institute (2019). Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement: Study. [online] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf abgerufen am 18.05.2020.
- Agrell, P. J. (2015). Incentive regulation of networks. *Reflets et perspectives de la vie économique*, Tome LIV(1):103–132. <https://doi.org/10.3917/rpve.541.0103>.
- Agrell, P. J. und Grifell-Tatjé, E. (2016). A dynamic model for firm-response to non-credible incentive regulation regimes. *Energy Policy*, 90:287–299. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.029>.
- Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B. K., Lauvaux, T., Maasackers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., Shepson, P. B., Sweeney, C., Townsend-Small, A., Wofsy, S. C., und Hamburg, S. P. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science (New York, N.Y.)*, 361(6398):186–188. <https://doi.org/10.1126/science.aar7204>.
- Andor, M. A., Parmeter, C., und Sommer, S. (2019). Combining uncertainty with uncertainty to get certainty? Efficiency analysis for regulation purposes. *European Journal of Operational Research*, 274(1):240–252. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.10.007>.

- BAFA und KfW (2021). Informationsblatt CO₂-Faktoren: Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss: Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. [online] https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen am 14.03.2023.
- Baufumé, S., Grüger, F., Grube, T., Krieg, D., Linssen, J., Weber, M., Hake, J.-F., und Stolten, D. (2013). GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(10):3813–3829. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.147>.
- BBH (2021). Was die Senkung der Eigenkapitalzinssätze durch die Bundesnetzagentur bedeutet. [online] <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/was-die-senkung-der-eigenkapitalzinssaetze-durch-die-bundesnetzagentur-bedeutet/> abgerufen am 19.03.2023.
- BCG (2021). Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. [online] https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve abgerufen am 15.06.2022.
- BCG und Prognos AG (2018). Klimapfade für Deutschland. [online] https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf abgerufen am 05.12.2022.
- BDEW (2021a). Entwicklung der Fernwärmenetze in Deutschland. [online] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-fernwaermenetze-deutschland/> abgerufen am 18.11.2022.
- BDEW (2021b). Kenndaten der Wärme- und Kälteversorger. [online] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/kenndaten-der-waerme-und-kaelteversorger/> abgerufen am 18.11.2022.
- BDEW (2022a). BDEW-Gaspreisanalyse Dezember 2022: Haushalte. [online] https://www.bdew.de/media/original_images/2022/12/07/221207_bdew-gaspreisanalyse-dez-2022_07122022-003.pdf abgerufen am 15.12.2022.
- BDEW (2022b). BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2022: Haushalte und Industrie. [online] https://www.bdew.de/media/documents/221208_BDEW-Strompreisanalyse_Dez2022_08.12.2022_korr_vx5gByn.pdf abgerufen am 15.12.2022.
- Bergmann, P., Theobald, C., Lied, A., und Zenke, I. (2018). Verteilnetzbetreiber 2030: Aufgaben - Herausforderungen - Strategien. [online] https://www.die-bbh-gruppe.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Studien/Studie_VNB_2030.pdf abgerufen am 02.07.2023.
- Biggar, D. (2022). Seven outstanding issues in energy network regulation. *Energy Economics*, 115:106351. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106351>.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Cullmann, A., und Nieswand, M. (2018). Finding the right yardstick: Regulation of electricity networks under heterogeneous environments. *European Journal of Operational Research*, 265(2):710–722. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.07.059>.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., und Fange, K.-A. (2010). Benchmarking in regulation of electricity networks in Norway: An overview. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*, Seiten 317–342. https://doi.org/10.1007/978-3-642-12067-1_{_}18.

- BMJ und BfJ (15.07.2006). Energiesteuergesetz (EnergieStG): § 2 EnergieStG. [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/BJNR153410006.html> abgerufen am 24.03.2023.
- BMJ und BfJ (1992). Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas Konzessionsabgabenverordnung - KAV): KAV. [online] http://www.gesetze-im-internet.de/kav/_2.html abgerufen am 16.03.2023.
- BMJV und BfJ (07.07.2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG. [online] https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_3.html abgerufen am 09.12.2022.
- BMJV und BfJ (07.08.2012). Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG. [online] <http://www.gesetze-im-internet.de/kspg/BJNR172610012.html> abgerufen am 11.04.2022.
- BMJV und BfJ (2020). Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden*: (Gebäudeenergiegesetz - GEG). [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/BJNR172810020.html> abgerufen am 05.12.2022.
- BMJV und BfJ (2021a). Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG): vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist. [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html> abgerufen am 29.06.2023.
- BMJV und BfJ (2021b). Telekommunikationsgesetz: TKG. [online] https://www.gesetze-im-internet.de/tkg_2021/TKG.pdf abgerufen am 09.12.2022.
- BMJV und BfJ (23.11.2021c). Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze: ARegV. [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html> abgerufen am 16.03.2022.
- BMJV und BfJ (23.11.2021f). Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen: (Wasserstoffnetzentgeltverordnung - WasserstoffNEV). [online] <http://www.gesetze-im-internet.de/wasserstoffnev/BJNR495510021.html> abgerufen am 09.12.2022.
- BMJV und BfJ (27. Juli 2021d). Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html> abgerufen am 14.07.2022.
- BMJV und BfJ (27. Juli 2021e). Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen: Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV. [online] <https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/BJNR219700005.html> abgerufen am 14.07.2022.
- BMVI (2020a). Verkehr in Zahlen 2020/2021: 49. Jahrgang: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.). [online] https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile abgerufen am 14.12.2022.
- BMVI (2020b). Verlegetechniken für den Breitbandausbau - Breitbandausbau in geringerer Verlegetiefe und oberirdische Verlegung nach § 68 Absatz 2 TKG. [online] https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/DG/verlegetechnik-breitbandausbau.pdf?__blob=publicationFile abgerufen am 23.03.2022.
- BMWi (2019). *Energiewende in der Industrie. Potenziale, Kosten und Wechselwirkung mit dem Energiesektor - Industriesteckbriefe. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Berlin. [online] <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-in-der-industrie.html> abgerufen am 02.07.2023.

- BMWK und BMWSB (2022a). 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024: Konzeption zur Umsetzung. [online] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen am 08.04.2023.
- BMWK und BMWSB (2022b). Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude. [online] https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/bauen/sofortprogramm-sektor-gebaeude.pdf;jsessionid=E2FB67C10949A44F2E82FB941B897659.2_cid364?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen am 31.03.2023.
- BMWK und BMWSB (2023). Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und zur Änderung der Heizkostenverordnung sowie zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung. [online] https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/20230331-referentenentwurf-2-geg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen am 18.04.2023.
- BNetzA (06.11.2018). Bundesnetzagentur setzt Mitnutzungsentgelt für Breitbandausbau in städtischen Leerrohren fest. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181106_BK11.html abgerufen am 22.04.2022.
- BNetzA (2016). Beschluss: BK4-16-161. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0161/BK4-16-0161_Beschluss_Gas_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 09.12.2022.
- BNetzA (2017a). Ermittlung der Netzkosten. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html;jsessionid=58410867DDECDB64747D01EF0F2C13BB abgerufen am 29.06.2023.
- BNetzA (2017b). Ermittlung des Effizienzwerts. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/Effizienzwartermittlung_node.html abgerufen am 15.07.2022.
- BNetzA (2020). Regulierung von Wasserstoffnetzen. Eine Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2. abgerufen am 11.04.2022.
- BNetzA (2021a). Beschluss: BK4-21-056. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0056/BK4-21-0056_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen am 09.12.2022.
- BNetzA (2021b). Infrastrukturbetreiber. Opt-in-Erklärung. [online] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Infrastrukturbetreiber/start.html;jsessionid=5F6044CCBA3824031BC29675072E050B> abgerufen am 11.04.2022.
- BNetzA (2022a). Netzentgelt (Strom und Gas). [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html?nn=266668 abgerufen am 22.07.2022.

- BNetzA (2022b). Transparenz in der Netzentgeltbildung: Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber: (Stand 11. August 2022). [online] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Transparenz/start.html> abgerufen am 17.04.2023.
- BNetzA (2022c). Wesentliche Elemente der Anreizregulierung. [online] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/start.html;jsessionid=58410867DDECDB64747D01EF0F2C13BB> abgerufen am 14.07.2022.
- BNetzA (21.03.2017c). Individuelle Erlösobergrenze. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivE0G/IndividuelleE0G_node.html#\[AnpassE0G\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivE0G/IndividuelleE0G_node.html#[AnpassE0G]) abgerufen am 18.07.2022.
- BNetzA - Beschlusskammer 11 (2018). Beschluss in dem Streitbeilegungsverfahren aufgrund des Antrages vom 4.5.2018. BK11-18/005. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK11-GZ/2018/BK11-18-0005/BK11-18-0005_Beschluss_download_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 22.04.2022.
- BNetzA - Beschlusskammer 4 (2016). Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung: BK4-16-161. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0161/BK4-16-0161_Beschluss_Gas_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 19.03.2023.
- BNetzA - Beschlusskammer 4 (2021). Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung: BK4-21-056. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0056/BK4-21-0056_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen am 19.03.2023.
- BNetzA und Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2020: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 01. März 2021: Bericht. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 abgerufen am 14.12.2022.
- BNetzA Beschlusskammer 9 (2019). Beschluss: In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. §32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 2 ARegV: Aktenzeichen: BK9-16/8185. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2016/2016_bis8199/BK9-16-8185/BK9-16-8185_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 11.08.2021.
- BNetzA Beschlusskammer 9 (2022). Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastruktur ("KANU"): Aktenzeichen: BK9-22/614: Beschluss. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2022/2022_bis0999/BK9-22-0614/BK9-22-0614_Festlegung_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 13.12.2022.

- Bos Elektro (2022). Installation Kabel. [online] <https://boselektro.com/de/catalog/kabel/installationskabel> abgerufen am 22.04.2022.
- Bouacida, I., Wachsmuth, J., und Eichhammer, W. (2022). Impacts of greenhouse gas neutrality strategies on gas infrastructure and costs: implications from case studies based on French and German GHG-neutral scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 44:100908. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100908>.
- Brandes, M. (2021). Wasserstoffhandel - Ideen für einen marktbasieren Hochlauf. *Energie. Markt. Wettbewerb. (e/m/w)*, (04). [online] https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/EEX/EEX_Opinions_Expert_Reports/emw_21-4_08_SP_Wasserstoffhandel.pdf abgerufen am 22.04.2022.
- Braungardt, S., Keimeyer, F., Bürger, V., Tezak, B., und Klinski, S. (2021). Phase-out regulations for fossil fuel boilers at EU and national level. [online] https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Phase-out_fossil_heating.pdf abgerufen am 27.06.2023.
- Braunstein, L. A., Buldyrev, S. V., Cohen, R., Havlin, S., und Stanley, H. E. (2003). Optimal paths in disordered complex networks. *Physical review letters*, 91(16):168701. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.91.168701>.
- Bremberger, F., Cambini, C., Gugler, K., und Rondi, L. (2016). Dividend policy in regulated network industries: Evidence from the EU. *Economic Inquiry*, 54(1):408–432. <https://doi.org/10.1111/ecin.12238>.
- Buchmann, M. (2022). Der EU-Gasrichtlinieentwurf, das Ende der Erdgasversorgung bis 2045 und Stranded Investments - eine Annäherung. [online] <https://www.eera-consulting.de/blog/der-eu-gasrichtlinieentwurf-das-ende-der-erdgasversorgung-bis-2045-und-stranded-investments-eine-annherung> abgerufen am 13.12.2022.
- Bundeskartellamt (2012). Sektoruntersuchung Fernwärme: Abschlussbericht gemäß § 32e GWB. [online] http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen am 13.07.2022.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB: Stand: 1. Dezember 2021. [online] https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen am 02.12.2021.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2022). Monitoringbericht 2021: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 15. März 2022: Bericht. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf;jsessionid=4EA2D73E2326CD7652262A96808541B2?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen am 15.11.2022.
- Bundestag (13.05.2019). Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus. [online] https://www.bgb1.de/xaver/bgb1/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgb1111043.pdf%27%5D#__bgb1__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgb1119s0706.pdf%27%5D__1648059637185 abgerufen am 23.03.2022.
- Bundesverfassungsgericht (2021). Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich. Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021: Beschluss vom 24. März 2021. [online] <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html> abgerufen am 21.05.2021.

- Bürger, V., Braungardt, S., Maaß, C., Sandrock, M., und Möhring, P. (2021). Agenda Wärmewende 2021: Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende. [online] https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Agenda_Waermewende_2021/2021-06-10_Waermewende_2021.pdf abgerufen am 06.04.2023.
- BV Glas (2021). Behälterglasindustrie auf dem Weg zu 50 Prozent CO₂-Reduktion. News. [online] <https://www.bvglas.de/en/detail/news/behaelterglasindustrie-auf-dem-weg-zu-50-prozent-co2-reduktion/> abgerufen am 30.04.2021.
- BWP (2020). Wärmepumpen: Förderratgeber 2020. [online] https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/Publikationen/BWP_Foerderung_A6_2020.pdf abgerufen am 05.12.2022.
- Caldecott, B., Howarth, N., und McSharry, P. (2013). Stranded assets in agriculture: Protecting value from environment-related risks: Stranded Assets Programme. [online] <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-03/stranded-assets-agriculture-report-final.pdf> abgerufen am 08.04.2023.
- Campbell, A. (2018). Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility networks. *Energy Economics*, 74:802–812. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.029>.
- CEER (2020). CEER Note on stranded assets in the distribution networks: Ref: C19-DS-55-07. [online] <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbe00257-ab09-c1b2-91bf-b6081032f322> abgerufen am 28.06.2023.
- CEER (2022). Report on regulatory frameworks for european energy networks 2021: Incentive regulation and benchmarking work stream. [online] <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ae4ccaa5-796d-f233-bfa4-37a328e3b2f5> abgerufen am 28.11.2022.
- Chaudry, M., Jayasuriya, L., und Jenkins, N. (2021). Modelling of integrated local energy systems: Low-carbon energy supply strategies for the Oxford-Cambridge arc region. *Energy Policy*, 157:112474. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112474>.
- Clausen, J. (2012). Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze: Arbeitspapier zu AP 6 A im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungssystemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung“. [online] https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2014/07/Clausen-Kosten_laendliche_Waermenetze-2012.pdf abgerufen am 17.12.2019.
- Clegg, S. und Mancarella, P. (2019). Integrated electricity-heat-gas modelling and assessment, with applications to the Great Britain system. Part II: Transmission network analysis and low carbon technology and resilience case studies. *Energy*, 184:191–203. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.078>.
- Comodi, G., Bartolini, A., Carducci, F., Nagarajan, B., und Romagnoli, A. (2019). Achieving low carbon local energy communities in hot climates by exploiting networks synergies in multi energy systems. *Applied Energy*, 256:113901. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113901>.
- Correia Serpa Dos Santos, J., Morbee, J., und Tzimas, E. (2011). Technical and economic characteristics of CO₂ transmission pipeline infrastructure: EUR 24731 EN: JRC Scientific and Technical Reports. [online] http://publications.europa.eu/resource/cellar/4ab1c4e2-398e-426c-b06f-1175d3c5a403.0001.02/D0C_1 abgerufen am 24.01.2022.

- Däuper, O., Bergmann, P., Straßer, T., Lange, H., Tischmacher, D., Fimpel, A., Kaspers, J., Koulaxidis, S., Warg, F., Baudisch, K., Jahnke, P., Taubert, G., und Böing, H. (2018). Wärmewendestudie: Die Wärmewende und ihre Auswirkungen auf die Gasverteilnetze: Management Summary. [online] https://www.die-bbh-gruppe.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Studien/bbh_Management-Summary_ONLINE.PDF abgerufen am 26.05.2021.
- de Durana, José María Gonzalez, Barambones, O., Kremers, E., und Varga, L. (2014). Agent based modeling of energy networks. *Energy Conversion and Management*, 82:308–319. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.018>.
- dena (2016). dena-Gebäudereport: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). ISBN 978-3-981-5854-3-8.
- dena (2018). dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. [online] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf abgerufen am 05.12.2022.
- dena (2021a). DENA-Gebäudereport 2022: Zahlen, Daten, Fakten: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.). [online] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-Gebaeudereport_2022.pdf abgerufen am 02.12.2022.
- dena (2021b). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Gutachterberichte. [online] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Landingpages/Leitstudie_II/Gutachten/211101_dena_DLS_alle_Gutachten_final.pdf abgerufen am 01.06.2022.
- Deutsche Glasfaser (2022). Unsere Bauphase in 3 Schritten. [online] https://www.deutsche-glasfaser.de/fileadmin/content/pdf/downloads/sonstiges/DG_Erklaerbroschuere.pdf abgerufen am 22.04.2022.
- Di Pillo, F., Leviaidi, N., und Marchegiani, L. (2020). The investments in energy distribution networks: Does company ownership matter? *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(5):41–49. <https://doi.org/10.32479/ijeep.9511>.
- Die Bundesregierung (2022). Ermäßigter Steuersatz für Gas, weniger Stromkosten. [online] <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastung-fuer-deutschland/entlastung-energieabgaben-2125006> abgerufen am 14.03.2023.
- Dorigoni, S. und Portatadino, S. (2009). Natural gas distribution in Italy: When competition does not help the market. *Utilities Policy*, 17(3-4):245–257. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2009.03.001>.
- DVGW (2020). H2 vor Ort - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. [online] <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf> abgerufen am 19.07.2021.
- DVGW (2021a). Technische Regel - Arbeitsblatt - Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Errichtung - Entwurf.
- DVGW (2021b). Technischer Hinweis - Merkblatt G 438 - Rohrleitungssysteme für die technische Ausrüstung von Biogasanlagen. ISSN 0176-3490.
- DVGW (2022). Der DVGW - Innovation und Regelsetzung im Gas- und Wasserfach. [online] <https://www.dvgw.de/der-dvgw> abgerufen am 20.07.2022.

- DVGW und VKU (2022). Der Gasnetzgebietstransformationsplan: Ergebnisbericht 2022: H2 vor Ort. [online] https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publicationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf abgerufen am 13.12.2022.
- DVGW-EBI, GWI, IREES, Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG, KIT, MTU, Stadtwerke Karlsruhe, KEK Karlsruhe, und Stadtwerke Esslingen (i.V.). TrafoKommunE: Transformationsprozess für die kommunale Energiewende – sektorenggekoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren. Im Auftrag des BMWi. Endbericht in Arbeit.
- Eladl, A. A., El-Afifi, M. I., Saeed, M. A., und El-Saadawi, M. M. (2020). Optimal operation of energy hubs integrated with renewable energy sources and storage devices considering CO2 emissions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 117:105719. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105719>.
- Energie360° (2022). Stilllegung Gasnetz in Zürich Nord. [online] <https://www.energie360.ch/de/energie-360/wissen/energieplanung/zuerichnord/> abgerufen am 13.12.2022.
- ENTSOE (2019). ENTSOG Transparency Platform: Transmission Capacity Map 2019. [online] <https://www.entsog.eu/maps#transmission-capacity-map-2019> abgerufen am 19.07.2021.
- Eshraghi, A., Salehi, G., Heibati, S., und Lari, K. (2019). Developing operation of combined cooling, heat, and power system based on energy hub in a micro-energy grid: The application of energy storages. *Energy & Environment*, 30(8):1356–1379. <https://doi.org/10.1177/0958305X19846577>.
- Europäische Kommission (2021). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff: (Neufassung). [online] https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:0c903f5a-5d8b-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0003.02/D0C_1&format=PDF abgerufen am 09.12.2022.
- Europäische Kommission (2022). EU Taxonomy: accelerating sustainable investments: Factsheet. [online] https://finance.ec.europa.eu/system/files/2022-02/sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-factsheet_en.pdf abgerufen am 08.04.2023.
- European Commission (2019). A European Green Deal: Striving to be the first climate-neutral continent. [online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN> abgerufen am 24.01.2022.
- Fesefeldt, M., Capezzali, M., Bozorg, M., und de Lapparent, M. (2021). Evaluation of future scenarios for gas distribution networks under hypothesis of decreasing heat demand in urban zones. *Energy*, 231:120909. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120909>.
- Flatt, M., Schlittler, S., und Widmer, A. (2019). Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen: Im Auftrag des Bundesamt für Energie: Schlussbericht. [online] file:///C:/Users/ste70878/Downloads/9836-20190627_BFE_Studie%20Stilllegungskosten_Schlussbericht_final-4.pdf abgerufen am 12.12.2022.
- Fraunhofer ISE (2020). Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPS-mart im Bestand": Abschlussbericht. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ: 03ET1272A). [online] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/wpsmart-im-bestand.html> abgerufen am 05.12.2022.

- Fraunhofer ISI (2021). Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD: Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf. [online] https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf abgerufen am 13.11.2022.
- Fraunhofer ISI (2023a). *ALADIN: Methodology*. [online] <https://www.aladin-model.eu/aladin-en/index.php> abgerufen am 05.04.2023.
- Fraunhofer ISI (2023b). Forecast/ eLoad: Methodology. [online] <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php> abgerufen am 05.04.2023.
- Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2021a). Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands: Studie im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. [online] <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> abgerufen am 19.07.2021.
- Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2021b). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. [online] https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf abgerufen am 28.11.2022.
- Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, und TU Berlin (2022). Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands: T45 Szenarien (treibhausgasneutral bis 2045: im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)). [online] <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> abgerufen am 18.01.2023.
- Friedmann, A., Oberle, S., und Wietschel, M. (2023). Was bewegt die Akteure aus der regionalen Energieversorgung und -verteilung in Deutschland? Eine Marktanalyse zur integrierten Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzbetreibenden. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, (3).
- Frontier Economics (2017). PtG/PtL-Rechner: Berechnungsmodell zur Ermittlung der Kosten von Power-to-Gas (Methan) und Power-to-Liquid: Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende: Modellversion 1.0. [online] <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ptgptl-rechner/> abgerufen am 05.12.2019.
- Frontier Economics, IAEW, FourManagement, und EMCEL (2017). Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: Eine modellbasierte Analyse. [online] <https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf> abgerufen am 02.07.2023.
- Frontier Economics und TU Berlin (2019). Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Gas (3. RP): Gutachten für die Bundesnetzagentur: Anonymisierte Fassung. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/Gutachten_Effizienzvergleich_final.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen am 15.07.2022.
- Geidl, M. und Andersson, G. (2007). Optimal coupling of energy infrastructures. In IEEE, Herausgeber, *IEEE Lausanne Power Tech, 2007*, Seiten 1398–1403, Piscataway, NJ. IEEE Service Center. <https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538520>.
- Ghanbari, A., Karimi, H., und Jadid, S. (2020). Optimal planning and operation of multi-carrier networked microgrids considering multi-energy hubs in distribution networks. *Energy*, 204:117936. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117936>.

- Giehl, J., Sudhaus, T., Kurre, A., Mikulicz-Radecki, F. v., Hollnagel, J., Wacker, M., Himmel, J., und Müller-Kichenbauer, J. (2021). Modelling the impact of the energy transition on gas distribution networks in Germany. *Energy Strategy Reviews*, 38:100751. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100751>.
- Gnann, T. (2015). *Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure: Zugl.: Karlsruhe, KIT, Diss., 2015*. Book series "Innovation potentials". Fraunhofer-Verl., Stuttgart. ISBN 978-3-8396-0933-0.
- Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Wietschel, M., und Oberle, S. (2022). Pathways to Carbon-Free Transport in Germany until 2050. *World Electric Vehicle Journal*, 13(8):136. <https://doi.org/10.3390/wevj13080136>.
- GPO (2018). Gase Partner Onlineshop - Was genau ist der Unterschied zwischen Lebensmittel CO2 und Standard CO2. [online] <https://gase-kaufen.de/blog/was-genau-ist-der-unterschied-zwischen-lebensmittel-co2-und-standard-co2> abgerufen am 22.04.2022.
- GRT Gaz (2019). Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks: Final report. [online] <https://www.elengy.com/images/Technical-economic-conditions-for-injecting-hydrogen-into-natural-gas-networks-report2019.pdf> abgerufen am 14.04.2022.
- Guelpa, E., Bischi, A., Verda, V., Chertkov, M., und Lund, H. (2019). Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: A review. *Energy*, 184:2–21. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.057>.
- Gürsan, C. und de Gooyert, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138:110552. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110552>.
- Hastings, N. A. J. (2021). *Physical asset management: With an introduction to the ISO 55000 series of standards*. Springer eBook Collection. Springer International Publishing and Imprint Springer, Cham, 3rd ed. 2021. Auflage. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-62836-9>.
- Havyatt, D. (2022). Toward consumer-centric energy network regulation: Australia's experience. *Utilities Policy*, 78:101404. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101404>.
- Hemmati, M., Abapour, M., Mohammadi-Ivatloo, B., und Anvari-Moghaddam, A. (2020). Optimal operation of integrated electrical and natural gas networks with a focus on distributed energy hub systems. *Sustainability*, 12(20):8320. <https://doi.org/10.3390/su12208320>.
- Heneka, M., Köppel, W., Schlautmann, R., Hüttenrauch, J., Lubenau, U., Hoffmann, M., Sperlich, J., Rau, C., Heinz, L., Blesinger, G., Chavali, A., Mühlbauer, C., und Sökeland, H. (2022). *H2 im Gasnetz: H2 im Gasnetz und die Interaktion mit Gasmotoren: Endbericht; Projektnr. 1384; DVGW e. V. und Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V.* Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V., Frankfurt am Main.
- Henning, H.-M. und Palzer, A. (2015). Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050: Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträgerübergreifend die System- und Kostenentwicklung einer klimaschutz-kompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems. [online] [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf) abgerufen am 01.12.2022.

- Herkel, S., Lenz, M., und Thomsen, J. (2022). Erste Ableitungen aus der "Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors" mit Blick auf die kommunale Wärmeplanung und die Rolle von Wasserstoff: Zwischenbericht zum Projekt Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates. [online] https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30_NWR-Waermestudie_Zwischenergebnisse_FhG.pdf abgerufen am 06.12.2022.
- Hickey, C., Deane, P., McInerney, C., und Ó Gallachóir, B. (2019). Is there a future for the gas network in a low carbon energy system? *Energy Policy*, 126:480–493. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.024>.
- Hirzel, S., Herausgeber (2017). *Energiekompendium: Ein Nachschlagewerk für Grundbegriffe, Konzepte und Technologien : mit 323 Abbildungen und 107 Tabellen*. EnArgus. Fraunhofer-Verlag, Stuttgart. ISBN 3839611903.
- HM Government (2021). *Net Zero Strategy: Build Back Greener: Presented to Parliament pursuant to Section 14 of the Climate Change Act 2008*. [Department for Business, Energy & Industrial Strategy], [United Kingdom]. ISBN 978-1-5286-2938-6.
- Hoeren, H.-P. und Mohl, A. (2023). Gasnetze bleiben ein Business Case: Interview. [online] <https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2023/ZFK-Gasnetze-Business-Case.pdf> abgerufen am 08.04.2023.
- Huang, Y. und Söder, L. (2017). Assessing the impact of incentive regulation on distribution network investment considering distributed generation integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 89:126–135. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.01.018>.
- Huang, Y., Sun, Q., Li, Y., Gao, W., und Gao, D. W. (2022). A multi-rate dynamic energy flow analysis method for integrated electricity-gas-heat system with different time-scale. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Seiten 1–12. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2022.3186762>.
- IEA (2021a). *Key World Energy Statistics 2021*. OECD Publishing. ISBN 978-9-2647-0677-4.
- IEA (2021b). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. [online] <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> abgerufen am 05.12.2022.
- IEAGHG (2013). CO2 Pipeline Infrastructure. [online] https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-18.pdf abgerufen am 23.03.2022.
- IN4Climate.nrw (2021). CO2 in einer klimaneutralen Grundstoffindustrie: Infrastrukturanforderungen für NRW. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. [online] https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/in4climatenrw-diskussionspapier-co2-in-klimaneutraler-grundstoffindustrie.pdf abgerufen am 11.04.2022.
- IPCC (2023). Synthesis Report of the IPCC Sixth Assessment Report: Summary for Policymakers. [online] <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> abgerufen am 06.04.2023.
- Jalil-Vega, F., García Kerdan, I., und Hawkes, A. D. (2020). Spatially-resolved urban energy systems model to study decarbonisation pathways for energy services in cities. *Applied Energy*, 262:114445. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114445>.

- Jalil-Vega, F. und Hawkes, A. D. (2018a). Spatially resolved model for studying decarbonisation pathways for heat supply and infrastructure trade-offs. *Applied Energy*, (210):1051–1072. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.091>.
- Jalil-Vega, F. und Hawkes, A. D. (2018b). Spatially resolved optimization for studying the role of hydrogen for heat decarbonization pathways. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, (6):5835–5842. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b03970>.
- Jenkins, J. und Pérez-Arriaga, I. J. (2017). Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. *The Energy Journal*, 38(3). <https://doi.org/10.5547/01956574.38.3.jjen>.
- Kaspers, J., Maiworm, C., und Hoppe, F. (2019). Rahmenbedingungen für Nahwärmenetze: Im Auftrag des Landkreise Osnabrück: Abschlussbericht. [online] https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiMqK6n39j9AhXuS_EDHfIgCBgQFnoECAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.civic-energy.eu%2F%3Fjet_download%3D311&usg=A0vVaw2Adfe611fgqkePXm7YcSFf abgerufen am 13.03.2023.
- KEA-BW (2021). Leitfaden Kommunale Wärmeplanung. [online] https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf abgerufen am 13.03.2023.
- Kemfert, C., Präger, F., Braunger, I., Hoffart, F. M., und Brauers, H. (2022). The expansion of natural gas infrastructure puts energy transitions at risk. *Nature Energy*, 7(7):582–587. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>.
- Kirchberg, T. (2015). *Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor: Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen*. Igel Verl. RWS, Hamburg. ISBN 9783954850525.
- Koalitionsausschuss (2023). Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung. [online] https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Beschluesse/20230328_Koalitionsausschuss.pdf abgerufen am 12.04.2023.
- Koch, M. und Spier, C. (2018). Kleine oder große Netzgesellschaft? Analyse der unterschiedlichen Netzbetreibermodelle in Deutschland. *Fokus Public Sector*, Seiten 16–19. [online] <https://www.roedl.de/de-de/de/medien/publikationen/newsletter/fokus-public-sector/documents/fokus-public-sector-oktober-2018.pdf> abgerufen am 21.10.2022.
- Krail, M. (2009). *System-based analysis of income distribution impacts on mobility behaviour*, Band 28 in *Karlsruher Beiträge zur wirtschaftspolitischen Forschung – Karlsruhe Papers in Economic Policy Research*. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG, Baden-Baden, 1. auflage. Auflage. ISBN 9783845216591.
- Krail, M., Speth, D., Gnann, T., und Wietschel, M. (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Verkehr. [online] https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Langbericht_Verkehr_final.pdf abgerufen am 07.12.2022.
- Kriechbaum, L., Scheiber, G., und Kienberger, T. (2018). Grid-based multi-energy systems - Modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges. *Energy, Sustainability and Society*, (8):1–19. <https://doi.org/10.1186/s13705-018-0176-x>.

- Landesregulierungsbehörde und Landeskartellbehörde für Energie und Wasser (2022). Versorgerportal Baden-Württemberg: Veröffentlichungen für Gasnetzbetreiber. [online] <https://www.versorger-bw.de/landesregulierungsbehoerde/gasnetze/entscheidungen/erloesobergrenzen.html> abgerufen am 21.12.2022.
- Lange, R., Schwigon, A., und Steiner, M. (2021). Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. *DVGW energie | wasser-praxis*. [online] <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/energie-wasser-praxis-dvgw-bestands-ereignisdatenerfassung-gas.pdf> abgerufen am 16.03.2022.
- Li, J., Li, D., Zheng, Y., Yao, Y., und Tang, Y. (2022). Unified modeling of regionally integrated energy system and application to optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134:107377. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107377>.
- Linde (2022). Inertisieren. [online] <https://www.linde-gas.de/shop/de/de-ig/inertisieren> abgerufen am 11.12.2022.
- Linnemann, M. (2021). *Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-33144-3>.
- Liu, P., Ding, T., Zou, Z., und Yang, Y. (2019). Integrated demand response for a load serving entity in multi-energy market considering network constraints. *Applied Energy*, 250:512–529. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.003>.
- Liu, X. und Mancarella, P. (2016). Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems. *Applied Energy*, 167:336–352. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.089>.
- Lohmeier, D., Cronbach, D., Drauz, S. R., Braun, M., und Kneiske, T. M. (2020). Pandapipes: An open-source piping grid calculation package for multi-energy grid simulations. *Sustainability*, 12(23):9899. <https://doi.org/10.3390/su12239899>.
- Mancarella, P. (2014). MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. *Energy*, 65:1–17. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.041>.
- Manz, P., Fleiter, T., und Aydemir, A. (2018). Developing a georeferenced database of energy-intensive industry plants for estimation of excess heat potentials: Proceedings : Industrial Efficiency 2018: Leading the low-carbon transition. *European Council for an Energy-Efficient Economy -ECEEE-, Paris: eceee Industrial Summer Study 2018*. [online] https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2018/2-sustainable-production-towards-a-circular-economy/developing-a-georeferenced-database-of-energy-intensive-industry-plants-for-estimation-of-excess-heat-potentials/2018/2-098-18_Manz.pdf abgerufen am 05.07.2023.
- Manz, P., Kermeli, K., Persson, U., Neuwirth, M., Fleiter, T., und Crijns-Graus, W. (2021). Decarbonizing District Heating in EU-27 + UK: How Much Excess Heat Is Available from Industrial Sites? *Sustainability*, 13(3):1439. <https://doi.org/10.3390/su13031439>.
- Matthes, F., Braungardt, S., Bürger, V., Göckeler, K., Heinemann, C., Hermann, H., Kasten, P., Mendelewitsch, R., Mottschall, M., Seebach, D., und Cook, V. (2021). Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland: Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. [online] <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/0eko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland-1.1.pdf> abgerufen am 05.11.2021.

- McDonnell, V., Zhao, Y., und Choudhury, S. (2020). Implications of Increased Renewable Natural Gas on Appliance Emissions and Stability: Final project report. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.32280.01280>.
- Meyer, R., Herkel, S., und Kost, C. (2021). Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung: Ariadne Analysis. [online] <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor/> abgerufen am 14.10.2021.
- Miara, M., Günther, D., Kramer, T., Oltersdorf, T., und Wapler, J. (2011). Wärmepumpen Effizienz: Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb: Projektförderer Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Kennzeichen 0327401A). [online] <https://books.google.de/books?id=MyKrmwEACAAJ> angerufen am 02.07.2023.
- Mou, M., Zhou, Y., Zheng, W., und Xie, Y. (2022). Integration and modeling of multi-energy network based on energy hub. *Complexity*, 2022:1–11. <https://doi.org/10.1155/2022/2698226>.
- Navigant, Universität Stuttgart IER, FfE, und BBG und Partner (2019). Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. [online] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-in-der-industrie.html> abgerufen am 15.12.2020.
- Neuwirth, M., Fleiter, T., Manz, P., und Hofmann, R. (2022). The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. *Energy Conversion and Management*, 252:115052. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115052>.
- Oberle, S., Gnann, T., Wayas, L., und Wietschel, M. (i.V.). Analyzing the regulatory framework gaps for gas distribution networks with decreasing natural gas demand in Germany. Eingereicht. *Applied Energy*.
- Oberle, S., Isik, V., Koppel, W., und Wachsmuth, J. (2022a). Decreasing gas demand and now? - Alternative options for the utilization of the German gas distribution network. In 2022 18th International Conference on the European Energy Market, Herausgeber, *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM) (9/13/2022 - 9/15/2022)*, Seiten 1–8. IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921132>.
- Oberle, S., Neuwirth, M., Gnann, T., und Wietschel, M. (2022b). Can industry keep the German natural gas distribution network alive? Future development of the gas network in a decarbonized world. *Energies*, (15):1–20. <https://doi.org/10.3390/en15249596>.
- Oberle, S., Stute, J., Fritz, M., Klobasa, M., und Wietschel, M. (2020). Sector coupling technologies in gas, electricity, and heat networks. Competition or synergy? Special Topic - Converging Infrastructures. *Journal for Technology Assessment in Theory and Practice*, (29/2):24–30. <https://doi.org/10.14512/tatup.29.2.24>.
- Oduro, R. A. und Taylor, P. G. (2023). Future pathways for energy networks: A review of international experiences in high income countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 171:113002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113002>.
- Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: 2. Endbericht. [online] <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> abgerufen am 05.12.2022.

- Panos, K. (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt: 2. Auflage*. Springer, Berlin, Heidelberg. ISBN 978-3-540-78592-7.
- Pehnt, M., Nast, M., Götz, C., Blömer, S., Barckhausen, A., Schröder, D., Miljes, R., Pottbäcker, C., Breier, H., Nabe, C., Lindner, S., und Dannemann, B. (2017). Wärmenetze 4.0. Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmernetzen“. Kurzstudie zur Umsetzung: Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. Leistungsabruf: durch Referate IIC3 und IIB1 am 05.10.2016. BMWi-Projekt-Nr.: 102/16-03 "Studie Niedertemperaturnetze Saisonspeicher". [online] <https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf> abgerufen am 13.03.2023.
- Persson, U., Möller, B., Sánchez-García, L., und Wiechers, E. (2021). District heating investment costs and allocation of local resources for EU28 in 2030 and 2050: Funded from the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation Programme under Grant Agreement No 846463. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.4892271>.
- Persson, U., Wiechers, E., Möller, B., und Werner, S. (2019). Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. *Energy*, 176:604–622. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189>.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. [online] https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf abgerufen am 24.01.2022.
- Qin, C., Yan, Q., und He, G. (2019). Integrated energy systems planning with electricity, heat and gas using particle swarm optimization. *Energy*, 188:116044. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116044>.
- Rabindran, P., Cote, H., und Winning, I. G. (2011). Integrity management approach to reuse of oil and gas pipelines for CO2 transportation. In EITEP, Herausgeber, *6th Pipeline Technology Conference 2011*. [online] https://www.pipeline-conference.com/sites/default/files/papers/Rabindran_0.pdf abgerufen am 24.01.2022.
- Ramsebner, J., Haas, R., Ajanovic, A., und Wietschel, M. (2021). The sector coupling concept: A critical review. *WIREs Energy and Environment*, 10(4). <https://doi.org/10.1002/wene.396>.
- Rehfeldt, M., Worrell, E., Eichhammer, W., und Fleiter, T. (2020). A review of the emission reduction potential of fuel switch towards biomass and electricity in European basic materials industry until 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120:109672. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109672>.
- Riechel, R. und Walter, J. (2021). Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung: Im Auftrag des Umweltbundesamtes. [online] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_12-2022_kurzgutachten_kommunale_waermeplanung.pdf abgerufen am 06.12.2022.
- Sanft, S. (2015). *Modell zur Wirtschaftlichkeitsbewertung von Instandhaltungsstrategien bei Gasverteilnetzen im regulierten deutschen Gasmarkt*. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum. [online] <https://d-nb.info/108242532X/34> abgerufen am 23.06.2021.
- Schiffer, H.-W. (2019). *Energiemarkt Deutschland*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-23024-1>.

- Schmidthaler, M., Cohen, J., Reichl, J., und Schmidinger, S. (2015). The effects of network regulation on electricity supply security: a European analysis. *Journal of Regulatory Economics*, 48(3):285–316. <https://doi.org/10.1007/s11149-015-9277-z>.
- Schmitz Kabel (2022). Technisches Datenblatt - Erdkabel Starkstromkabel. [online] <https://schmitz-kabel.de/erdkabel-starkstromkabel-nyy-j-nyy-o/> abgerufen am 22.04.2022.
- Schütte, T., Herausgeber (2019). *Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa: Elektrizität, Erdgas und Fernwärme*. Springer Vieweg, Wiesbaden. ISBN 978-3-658-11587-6.
- Seidel, M. und Mahn, U., Herausgeber (2020). *Anreizregulierung - einfach erklärt*. VDE Verlag, Berlin, 2., überarbeitete und erweiterte auflage. Auflage. ISBN 978-3-8007-5141-9.
- Senders, J. (2022). Wärmeplanung und Gaskonzessionen: Eine Untersuchung der bestehenden kommunalen Spielräume in der Wärmeplanung unter besonderer Berücksichtigung von Wärmenetzen: Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 27 vom 30.03.2022. [online] https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/03/Stiftung_Umweltenergierecht_Senders_Waermeplanung-und-Gaskonzessionen_2022-03-30.pdf abgerufen am 16.11.2022.
- Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pflüger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, M., Herbst, A., Pia, M., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blömer, S., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröschner, T., Willemssen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J., und von Mikulicz-Radecki, F. (2021). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Szenarien. Kurzzusammenfassung Stand 18.05.2021: Executive Summary: 3 Hauptszenarien. [online] https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Executive_Summary_2021_05_19_v19.pdf abgerufen am 14.03.2023.
- Şenyel, M. A. und Guldmann, J.-M. (2016). Geography and the capital investment costs of urban energy infrastructure: The case of electricity and natural gas networks. *METU Journal of the Faculty of Architecture*, 33(1):61–86. <https://doi.org/10.4305/METU.JFA.2016.1.7>.
- Shell Deutschland, Wuppertal Institute (2017). Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. [online] https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf abgerufen am 16.03.2022.
- Sperlich, J. und Hüttenrauch, J. (2022). Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender: Deliverable D 2.3: DVGW-Förderkennzeichen G 201824. [online] <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf> abgerufen am 17.03.2023.
- Stadtwerke Karlsruhe (2021). Fernwärme für Karlsruhe. [online] <https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/pk/fernwaerme.php> abgerufen am 14.03.2023.
- Stadtwerke Karlsruhe (2022). Fernwärme - Die Heizung ohne Heizung. [online] <https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/pk/fernwaermepreise.php> abgerufen am 14.03.2023.
- Statista (2022). Anzahl der Betriebe in der Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2021. [online] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/409078/umfrage/anzahl-der-betriebe-in-der-waerme-und-kaelteversorgung-in-deutschland/> abgerufen am 18.11.2022.

- SWE (2021). Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2020 bis zum 31.12.2020 und Tätigkeitsabschluss. [online] <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/suchergebnis?24> abgerufen am 27.07.2022.
- SWE (2022). Netzstrukturdaten. [online] <https://www.swe.de/de/Netze/SWE-Erdgasnetz/Netzstrukturdaten.html> abgerufen am 27.07.2022.
- SWK (2021). Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2020 bis zum 31.12.2020 und Tätigkeitsabschluss. [online] <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/suchergebnis?14> abgerufen am 27.07.2022.
- SWKN (2021a). Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2020 bis zum 31.12.2020 und Tätigkeitsabschluss. [online] <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/suchergebnis?17> abgerufen am 27.07.2022.
- SWKN (2021b). Netzstrukturdaten. [online] <https://www.netzservice-swka.de/netze/erdgas/netzstrukturdaten.php> abgerufen am 27.07.2022.
- Thamling, N., Langreder, N., Rau, D., Wunsch, M., Maaß, C., Sandrock, M., Fuß, G., Möhring, P., Purkus, A., und Strodel, N. (2020). Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030: Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik: Gutachten im Auftrag des AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. [online] https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf abgerufen am 13.03.2023.
- Thanassoulis, E., Blake, C., und Parthasarathy, S. (2022). Implicit and explicit incentives within economic regulation. *Decision Analytics Journal*, 4:100099. <https://doi.org/10.1016/j.dajour.2022.100099>.
- Then, D., Bauer, J., Kneiske, T. M., und Braun, M. (2021). Interdependencies of infrastructure investment decisions in multi-energy systems—A sensitivity analysis for urban residential areas. *Smart Cities*, 4(1):112–145. <https://doi.org/10.3390/smartcities4010007>.
- Then, D., Hein, P., Kneiske, T. M., und Braun, M. (2020a). Analysis of dependencies between gas and electricity distribution grid planning and building energy retrofit decisions. *Sustainability*, 12(13):5315. <https://doi.org/10.3390/su12135315>.
- Then, D., Spalthoff, C., Bauer, J., Kneiske, T. M., und Braun, M. (2020b). Impact of natural gas distribution network structure and operator strategies on grid economy in face of decreasing demand. *Energies*, 13(3):664. <https://doi.org/10.3390/en13030664>.
- Thommen, J.-P., Achleitner, A.-K., Gilbert, D. U., Hachmeister, D., und Kaiser, G. (2017). *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. Lehrbuch. Springer Gabler, Wiesbaden, 8., vollständig überarbeitete auflage. Auflage. ISBN 978-3-658-07768-6.
- Thomsen, J., Fuchs, N., Meyer, R., Wanapinit, N., Bavia Bampi, B., Gorbach, G., Engelmann, P., Herkel, S., Kost, C., Ulfers, J., Lohmeier, D., Prade, E., Sanina, N., Braun, M., und Lenz, M. (2022). Bottom-up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors: Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats: Endbericht. [online] https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf abgerufen am 17.04.2023.

- Turner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J.-H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., und Braun, M. (2018). Pandapower—An open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6510–6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>.
- TU Wien (2015). Invert/ EE-Lab: Overview. [online] <https://invert.at/overview.php> abgerufen am 05.04.2023.
- Umweltbundesamt (2023). Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem. [online] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluessel-im-kuenftigen-energiesystem#Geb%C3%A4ude> abgerufen am 12.06.2023.
- van Beuzekom, I., Gibescu, M., Pinson, P., und Slootweg, J. G. (2017). Optimal planning of integrated multi-energy systems. *2017 IEEE Manchester PowerTech*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7980886>.
- VDZ (2019). Zementindustrie im Überblick 2019/2020. [online] https://mitglieder.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Zementindustrie_im_Ueberblick/VDZ_Zementindustrie_im_Ueberblick_2019_2020.pdf abgerufen am 29.11.2020.
- Veitengruber, F., Dufter, C., Gruber, A., Hübner, T., Guminski, A., Kleinertz, B., und von Roon, S. (2019). Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie: Conference Proceedings of the 11th International Energy Economics Conference at the Vienna University of Technology. [online] https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2019/01/Langfassung_IEWT19_Veitengruber-et-al.pdf abgerufen am 01.07.2023.
- Verivox (2023). Aktuelle Gaspreise für Neukunden. [online] <https://www.verivox.de/gas/gaspreise/> abgerufen am 02.06.2023.
- VG E und WGI (01.01.2011). Karten zur Gasversorgung in Deutschland. Karten im GIS-Format: Data no longer available. [online] https://www.enervie-vernetzt.de/Portaldata/1/Resources/_02_downloads/gas/g_technische_daten/Karten_zur_Gasversorgung_in_Deutschland.htm abgerufen am 19.07.2021.
- Viebahn, P., Zelt, O., Fishedick, M., Wietschel, M., Hirzel, S., und Horst, J. (2018). *Technologien für die Energiewende: Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. ISSN 1862-1953.
- vivideconomics (2018). Gas infrastructure futures in a net zero New Zealand: Report prepared for first gas and powerco. [online] https://www.vivideconomics.com/wp-content/uploads/2019/09/16098-First-Gas_Future-of-Gas-Report-Dec18-FINAL-high-res.pdf abgerufen am 23.11.2022.
- Wachsmuth, J., Duscha, V., Wietschel, M., Oberle, S., Herrmann, U., Graf, M., Pfluger, B., Sorayaei, M., Brandes, F., Gehrman, S., Rommelfanger, J., Isik, V., Köppel, W., Heneka, M., Zubair, A., und Vayas, L. (2023). Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz: Im Auftrag des Umweltbundesamtes: Forschungskennzahl 3720 43 503 0. [online] <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/transformation-der-gasinfrastruktur-klimaschutz> abgerufen am 15.02.2023.
- Wachsmuth, J., Michaelis, J., Neumann, F., Wietschel, M., Duscha, V., Degünther, C., und Köppel, W.: Zubair, A. (2019). Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. [online] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf abgerufen am 01.07.2023.

- Waidelich, P., Haug, T., und Wieshammer, L. (2022). German efficiency gone wrong: Unintended incentives arising from the gas TSOs' benchmarking. *Energy Policy*, 160:112595. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112595>.
- Walker, I., Madden, B., und Tahir, F. (2018). Hydrogen supply chain evidence base: Prepared by Element Energy Ltd for the Department for Business, Energy & Industrial Strategy. [online] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf abgerufen am 17.03.2023.
- Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., und Buseman, M. (2020). European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created. [online] https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020-European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf abgerufen am 22.04.2022.
- Wang, Y. und Shao, C. (2019). Optimal operation model of the multi-energy network in the distribution system. In Wang, J., Herausgeber, *IEEE International Conference on Energy Internet: ICEI 2019 : proceedings : Nanjing, China , 27-31 May 2019*, Seiten 368–373, Los Alamitos, California. IEEE Computer Society, Conference Publishing Services. <https://doi.org/10.1109/ICEI.2019.00071>.
- Wang, Y., Wang, Y., Huang, Y., Yang, J., Ma, Y., Yu, H., Zeng, M., Zhang, F., und Zhang, Y. (2019). Operation optimization of regional integrated energy system based on the modeling of electricity-thermal-natural gas network. *Applied Energy*, 251:113410. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113410>.
- WIBERA (2018). Fernwärmepreisübersicht: Im Auftrag des AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Kurzumfrage. [online] <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/ergebnisse-der-agfw-wibera-preisumfrage-10-2017.pdf> abgerufen am 05.12.2022.
- Wietschel, M., Haendel, M., Boßmann, T., Deac, G., Michaelis, J., Doll, C., Schlomann, B., Köppel, W., und Degünther, C. (2018a). Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen: Endbericht. [online] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektorkopplung.pdf abgerufen am 01.07.2023.
- Wietschel, M., Oberle, S., Akca Subasi, M., Speth, D., Lux, B., Scherrer, A., Gnann, T., Burghard, U., Pfluger, B., Kunze, R., Steyer, N., Erler, R., Köppel, W., Vayas, L., Zubair, A., Monsalve, C., Pemsel, J., und Lozanovski, A. (2022). Systemanalytische Untersuchungen zur Evaluierung der Rolle von EE-Methan. <https://doi.org/10.24406/PUBLICA-199>.
- Wietschel, M., Plötz, P., Pfluger, B., Klobasa, M., Eßer, A., Haendel, M., Müller-Kirchenbauer, J., Kochems, J., Hermann, L., Grosse, B., Nacken, L., Küster, M., Pacem, J., Naumann, D., Kost, C., Kohrs, R., Fahl, U., Schäfer-Stradowsky, S., Timmermann, D., und Albert, D. (2018b). Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen: Diskussionspapier im Rahmen des Kopernikus-Projekt "Systemintegration": Energiewende-Navigationssystem (ENavi) gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung. *Working Paper Sustainability and Innovation*. [online] https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf abgerufen am 15.11.2022.
- Wolf, J. (2022). Wärmepumpe im Altbau - geht das? [online] <https://www.swr.de/wissen/odyso/waermepumpe-im-altbau-geht-das-100.html> abgerufen am 05.12.2022.

- Wolf, M. (2021). Fernwärme - Preisübersicht (Stichtag 01.10.2021): Statistik. [online] https://www.agfw.de/secured1/sdl-eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eyJpYXQiOiJlE2Njg1Mjk4NjEsImV4cCI6MTY2ODYxOTg2MSwidXNlciI6MCwiZ3JvdXBzIjpbMCwtMV0sImZpbGUiOiJmaWx1YWRtaW5cL3VzZXJfdXBsb2FkXC9XaXJ0c2NoYWZ0X3VfTFYya3RcL21hcmt0X3VuZl9wcmVpc2VcL1ByZWlzMlZHVuZy1fQW5wYXNzdW5nXC8yMDIxX0FHRldfUHJlaXN1ZWJlcnNpY2h0X1dlYmV4ZW1wbGFyLnBkZiIsInBhZ2UiOiJMONXO.ofBYqpDQoMBtrRzMviXx2G05dIn2JwyOCikIXyPTitg/2021_AGFV_Preisuebersicht_Webexemplar.pdf abgerufen am 15.11.2022.
- Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar (2019). Information zum Verlegen eines Leerrohres. [online] <https://www.breitband-sbk.de/wp-content/uploads/2019/07/Informationblatt-Leerrohr.pdf> abgerufen am 22.04.2022.
- Zwickl-Bernhard, S. und Auer, H. (2022). Demystifying natural gas distribution grid decommissioning: An open-source approach to local deep decarbonization of urban neighborhoods. *Energy*, 238:121805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121805>.