

Fakultät für Georessourcen und Materialtechnik der RWTH Aachen  
Lehr- und Forschungsgebiet für Computational Geoscience and Reservoir Engineering

## **Masterarbeit**

### **Machbarkeitsstudie für die Implementierung eines Wasserstoffnetzes zur Wärmebereitstellung in einem urbanen Raum**

*Feasibility study for the implementation of a hydrogen grid for the heat supply  
of an urban area*

vorgelegt an der

Rheinisch-Westfälisch Technischen Hochschule Aachen (RWTH Aachen),

im Fach Georessourcenmanagement,

und dem

Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie (Fraunhofer IEG)

zur Erlangung des Grades

M. Sc. RWTH

Erstprüfer: Prof. Dr. Florian Wellmann (RWTH)  
Zweitprüfer: Dr. Frank Strozyk (RWTH)  
Externe Betreuerin: M. Sc. Stella Oberle (Fraunhofer IEG)

Von: Helen Klopstein  
Adresse: Treitschkestraße 2  
76137 Karlsruhe  
Matr.-Nr.: 343498

Abgabe: 16.02.2023

## Eidesstattliche Versicherung Statutory Declaration in Lieu of an Oath

Klopstein, Helen

Name, Vorname/Last Name, First Name

343498

Matrikelnummer (freiwillige Angabe)

Matriculation No. (optional)

Ich versichere hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit/Bachelorarbeit/  
Masterarbeit\* mit dem Titel

I hereby declare in lieu of an oath that I have completed the present paper/Bachelor thesis/Master thesis\* entitled

Machbarkeitsstudie für die Implementierung eines Wasserstoffnetzes  
zur Wärmebereitstellung in einem urbanen Raum

selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe (insbes. akademisches Ghostwriting) erbracht habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt. Für den Fall, dass die Arbeit zusätzlich auf einem Datenträger eingereicht wird, erkläre ich, dass die schriftliche und die elektronische Form vollständig übereinstimmen. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

independently and without illegitimate assistance from third parties (such as academic ghostwriters). I have used no other than the specified sources and aids. In case that the thesis is additionally submitted in an electronic format, I declare that the written and electronic versions are fully identical. The thesis has not been submitted to any examination body in this, or similar, form.

\_\_\_\_\_  
Ort, Datum/City, Date

\_\_\_\_\_  
Unterschrift/Signature

\*Nichtzutreffendes bitte streichen

\*Please delete as appropriate

### Belehrung:

Official Notification:

#### § 156 StGB: Falsche Versicherung an Eides Statt

Wer vor einer zur Abnahme einer Versicherung an Eides Statt zuständigen Behörde eine solche Versicherung falsch abgibt oder unter Berufung auf eine solche Versicherung falsch aussagt, wird mit Freiheitsstrafe bis zu drei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.

#### Para. 156 StGB (German Criminal Code): False Statutory Declarations

Whoever before a public authority competent to administer statutory declarations falsely makes such a declaration or falsely testifies while referring to such a declaration shall be liable to imprisonment not exceeding three years or a fine.

#### § 161 StGB: Fahrlässiger Falscheid; fahrlässige falsche Versicherung an Eides Statt

(1) Wenn eine der in den §§ 154 bis 156 bezeichneten Handlungen aus Fahrlässigkeit begangen worden ist, so tritt Freiheitsstrafe bis zu einem Jahr oder Geldstrafe ein.

(2) Strafflosigkeit tritt ein, wenn der Täter die falsche Angabe rechtzeitig berichtet. Die Vorschriften des § 158 Abs. 2 und 3 gelten entsprechend.

#### Para. 161 StGB (German Criminal Code): False Statutory Declarations Due to Negligence

(1) If a person commits one of the offences listed in sections 154 through 156 negligently the penalty shall be imprisonment not exceeding one year or a fine.

(2) The offender shall be exempt from liability if he or she corrects their false testimony in time. The provisions of section 158 (2) and (3) shall apply accordingly.

Die vorstehende Belehrung habe ich zur Kenntnis genommen:

I have read and understood the above official notification.

\_\_\_\_\_  
Ort, Datum/City, Date

\_\_\_\_\_  
Unterschrift/Signature

## 1 Abstract

Die von der deutschen Bundesregierung bis zum Jahr 2045 angestrebte Treibhausgasneutralität erfordert den strukturellen Wandel der Energiewirtschaft. Besonders im Gebäudesektor besteht Handlungsbedarf. Im Jahr 2020 war dieser der Einzige, in dem das sektorspezifische Ziel der Emissionsreduzierung verfehlt wurde [1].

Verschiedene klimafreundliche Alternativen zu fossilen Energieträgern für die Wärmeversorgung kommen in Frage. Dabei betrachtet die deutsche Bundesregierung gasförmige Energieträger auch in Zukunft als unverzichtbar. Denn die bestehende Gasinfrastruktur ist weit ausgebaut und eng vermascht. Außerdem verfügen die Hälfte der Bestandsgebäude bereits über einen Gasanschluss [2]. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Umwidmung des bestehenden Erdgasverteilnetzes hin zu einem Wasserstoffnetz. Konkret wird für eine beispielhaft ausgelegte deutsche Kleinstadt mit 1740 Gebäuden dargestellt, wie die Transformation der Gasinfrastruktur aussehen könnte, wenn das Umsetzungsziel für die Wasserstoffversorgung der Gebäude mit Gasanschluss auf das Jahr 2045 festgelegt wird. Zu der Untersuchung gehören: Die Abschätzung des benötigten Wasserstoffbedarfs sowie des zeitlichen Arbeitsaufwandes für Umrüstungsarbeiten und eine detaillierte Kostenbetrachtung der Umrüstung für Verteilnetzbetreiber und Gaskunden. Untersuchte Sensitivitäten unterscheiden sich hinsichtlich der Wasserstofftoleranz von Gasleitungen und Gasnetzkomponenten im Bestand, sowie der Geschwindigkeit, in welcher die Wasserstofftoleranz des Gesamtsystems zunimmt.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wurde eine mehrstufige Methodik entwickelt, die mit Hilfe von QGIS, Pandapipes und Excel, sowie der Verwendung von ausschließlich öffentlich zugänglichen Daten, die Transformation eines Gasnetzes simuliert.

Die Modellierung ergab einen Wasserstoffbedarf von 0,024 bis 0,0304 TWh/Jahr. Des Weiteren konnte ermittelt werden, dass allein die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen für eine Fachkraft bis zu dreieinhalb Jahre in Anspruch nimmt. Bezüglich der Kosten für die Umrüstung wird deutlich, dass, falls die Gasleitungen im Bestand materialseitig wasserstofftolerant sind, die größten direkten Kosten für neue Gasfeuerungsanlagen anfallen. Diese müssten von den Endnutzern getragen werden.

In zukünftigen Forschungsarbeiten sollte der Fachkräftemangel und die daraus entstehenden Verzögerungen bzw. Aufwände genauer betrachtet werden. Mithilfe einer verbesserten Datengrundlage können außerdem die Ergebnisse hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs und Umrüstungskosten verifiziert werden.

## Inhaltsverzeichnis

2	Einleitung.....	12
3	Grundlagen.....	15
3.1	Erdgas als Energieträger auf dem Wärmemarkt .....	15
3.2	Elemente der Gasinfrastruktur .....	15
3.2.1	Verteilnetz.....	18
3.2.2	Gasdruckregelanlage und Gas-Druckregel- und Messanlage .....	18
3.2.3	Hausanschluss/ -installation .....	19
3.3	Alternative Gase im Erdgasnetz.....	20
3.3.1	Biogas.....	20
3.3.2	Wasserstoff (H <sub>2</sub> ) und Synthetisches Methan (SNG).....	21
3.4	Erneuerbare Energie.....	23
3.4.1	Windkraftanlagen (WKA) .....	24
3.4.2	Solarthermie und Photovoltaik (PV) .....	24
3.5	Sektorenkopplung .....	25
3.5.1	Wärmenetz und Wärmepumpen .....	25
3.6	Gründe für die Implementierung eines H <sub>2</sub> -Netzes im Gebäudesektor.....	26
3.7	Entwicklung der Heizungsarten und Energieträger im Gebäudesektor .....	28
3.8	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur .....	31
3.9	Umrüstkosten des Verteilnetzes .....	32
3.9.1	Gasleitungen .....	33
3.9.2	Gasnetzkomponenten.....	35
3.9.3	Gasfeuerungsanlagen .....	39
4	Stand der Forschung.....	40
4.1	H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor.....	40
4.2	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur .....	40
4.3	Umrüstkosten des Verteilnetzes .....	40
4.4	Laufende Projekte.....	44
5	Methodik .....	46
5.1	Übergeordnete Modellierung.....	47
5.1.1	Rahmenbedingungen .....	47
5.1.2	Skizzierung des Gasnetzes .....	47
5.1.3	Eingangsdaten.....	49
5.1.4	Gasflusssimulation .....	51

## Inhaltsverzeichnis

5.2	Sensitivitäten .....	52
5.3	Herleitung zur Beantwortung der Forschungsfragen .....	53
5.3.1	H <sub>2</sub> -Bedarf und benötigte Erschließung von erneuerbaren Energien .....	53
5.3.2	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur .....	55
5.3.3	Umrüstungskosten des Verteilnetzes .....	55
6	Ergebnisse .....	57
6.1	Übergeordnete Modellierung.....	57
6.2	Ergebnisse der Sensitivitäten .....	61
6.2.1	VNB 3 .....	62
6.2.2	VNB 4 .....	69
7	Diskussion.....	75
7.1	Diskussion der Ergebnisse .....	75
7.1.1	H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor .....	75
7.1.2	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur.....	76
7.1.3	Umrüstungskosten des Verteilnetzes .....	76
7.2	Limitationen des angewandten Modells .....	79
7.2.1	H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor .....	79
7.2.2	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur.....	80
7.2.3	Umrüstungskosten des Verteilnetzes .....	80
8	Fazit .....	81
8.1	H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor.....	81
8.2	Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur .....	81
8.3	Umrüstungskosten des Verteilnetzes .....	82
9	Literaturverzeichnis.....	84
10	Anhang .....	88

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema der H <sub>2</sub> & CH <sub>4</sub> Herstellung & Verwendung, eigene Darstellung basierend auf [45] .....	22
Abbildung 2: Entwicklung des Einsatzes von Erdgas & H <sub>2</sub> , eigene Darstellung basierend auf [3] .....	30
Abbildung 3: Schematischer Aufbau Methode .....	46
Abbildung 4: Gasnetz Karte Karlsruhe [97] .....	48
Abbildung 5: In QGIS georeferenziertes Bild des Verlaufs der HD-Gasleitungen, basierend auf [97] .....	57
Abbildung 6: In QGIS skizziertes Gasnetz, basierend auf [97] und eigener Herleitung.....	58
Abbildung 7: Heizungstypverteilung für die Jahre 2020-2045, eigene Darstellung basierend auf [3].....	59
Abbildung 8: Verteilung der Jahresenergieverbräuche, eigene Darstellung basierend auf [81] .....	59
Abbildung 9: Gebäudetypverteilung, eigene Darstellung basierend auf [12].....	60
Abbildung 10: notwendige PV-Fläche zur Speisung des Elektrolyseurs .....	62
Abbildung 11: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2030 .....	64
Abbildung 12: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2045 .....	64
Abbildung 13: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2035 .....	70
Abbildung 14: Gegenüberstellung Gesamtkosten Verteilnetzbetreiber/Endnutzer .....	77
Abbildung 15: Gegenüberstellung Kosten pro Wohneinheit .....	77

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteil verschiedener Heizungsarten in den Jahren 2020-2050, eigene Darstellung basierend auf [3]	29
Tabelle 2: Anteil Energiebedarf aufgeteilt nach Energieträgern für die Jahre 2020-2050, eigene Darstellung basierend auf [3]	30
Tabelle 3: Zeitlicher Arbeitsaufwand für die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen	32
Tabelle 4: Leitungsklassen im VNB & deren Toleranz gegenüber H <sub>2</sub> , eigene Darstellung basierend auf [1]	34
Tabelle 5: Kostenzuordnung der Leitungsklassen im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]	34
Tabelle 6: Gasnetzkomponenten im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]	35
Tabelle 7 Gasnetzkomponenten im VNB & deren Toleranz gegenüber H <sub>2</sub> , eigene Darstellung basierend auf [1]	36
Tabelle 8: Kostenzuordnung der Gasnetzkomponenten im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]	38
Tabelle 9: Kostenzuordnung Gasfeuerungsanlagen, eigene Darstellung basierend auf [1]	39
Tabelle 10: Studiengegenüberstellung: H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor	42
Tabelle 11: Studiengegenüberstellung: Kosten Aufbau H <sub>2</sub> -Verteilnetz	43
Tabelle 12: Gebäudetypen basierend auf [12]	50
Tabelle 13: Szenarien 3 & 4 zur Entwicklung H <sub>2</sub> -Toleranz des VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]	52
Tabelle 14: Übersicht untersuchter Sensitivitäten	53
Tabelle 15: Minimaler und Maximaler Gasmassenfluss innerhalb des modellierten Gasnetzes	60
Tabelle 16: Wärmebedarf, H <sub>2</sub> -Bedarf, Strombedarf Elektrolyseur, Dimensionierung von WKAs & PV-Fläche in den Jahren 2030 & 2045	62
Tabelle 17: zeitlicher Aufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2045	63
Tabelle 18: Kostenstellen für Sensitivität 1 im Jahr 2030	65
Tabelle 19: Kostenstellen für Sensitivität 1 im Jahr 2045	65
Tabelle 20: Gesamtkosten Sensitivität 1	65
Tabelle 21: Kostenstellen für Sensitivität 2 im Jahr 2030	66

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 22: Kostenstellen für Sensitivität 2 im Jahr 2045 .....	66
Tabelle 23: Gesamtkosten Sensitivität 2 .....	66
Tabelle 24: Kostenstellen für Sensitivität 3 im Jahr 2030 .....	67
Tabelle 25: Kostenstellen für Sensitivität 3 im Jahr 2045 .....	67
Tabelle 26: Gesamtkosten Sensitivität 3 .....	67
Tabelle 27: Kostenstellen für Sensitivität 4 im Jahr 2030 .....	68
Tabelle 28: Kostenstellen für Sensitivität 4 im Jahr 2045 .....	68
Tabelle 29: Gesamtkosten Sensitivität 4 .....	68
Tabelle 30: Wärmebedarf, H <sub>2</sub> -Bedarf, Dimensionierung von WKAs & PV-Fläche im Jahr 2035 .....	69
Tabelle 31: zeitlicher Aufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2035 .....	69
Tabelle 32: Kostenstellen für Sensitivität 5 im Jahr 2035 .....	71
Tabelle 33: Gesamtkosten Sensitivität 5 .....	71
Tabelle 34: Kostenstellen für Sensitivität 6 im Jahr 2035 .....	72
Tabelle 35: Gesamtkosten Sensitivität 6 .....	72
Tabelle 36: Kostenstellen für Sensitivität 7 im Jahr 2035 .....	73
Tabelle 37: Gesamtkosten Sensitivität 7 .....	73
Tabelle 38: Kostenstellen für Sensitivität 8 im Jahr 2035 .....	74
Tabelle 39: Gesamtkosten Sensitivität 8 .....	74



## Symbolverzeichnis

### Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	<i>Carbon Capture Storage (engl.)</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Utilization (engl.)</i>
CSV	<i>Comma Separated Values (engl.)</i>
DN	<i>diamètre nominal (franz.)</i>
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHB	<i>European Hydrogen Backbone (engl.)</i>
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäischen Union
FNB/UGS	Abkürzung für die Ebene der Fernleitungsnetze mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern in [1]
G2P	<i>Gas-to-Power (engl.)</i>
GDR-Anlage	Gas-Druckregelanlage
GDRM-Anlage	Gas-Druckregel- und Messanlage
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GG	Grauguss
GGG	duktiler Gusseisen
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GIS	geographisches Informationssystem
H-Gas	<i>High calorific gas (engl.)</i>
HA-Leitung	Hausanschlussleitung
HAE	Hauptabsperreinrichtung
HD	Hochdruck
HEK	Hauseinführungskombination
Fraunhofer IEG	Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie
K	Kompressibilitätszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	<i>Low calorific gas (engl.)</i>
MD	Mitteldruck
MENA	<i>Middle East and North Africa (engl.)</i>
NaWaRo	nachwachsende Rohstoffe
ND	Niederdruck

## Symbolverzeichnis

P2G	<i>Power-to-Gas (engl.)</i>
P2G2P	<i>Power-to-Gas-to-Power (engl.)</i>
PE	Polyethylen
PN	<i>pressure nominal (engl.)</i>
PtL	<i>Power-to-Liquid (engl.)</i>
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
RWTH Aachen	Rheinisch-Westfälisch Technische Hochschule Aachen
SAV	Sicherheitsabsperrventil
SBV	Sicherheitsabblaseventil
SNG	<i>Synthetic Natural Gas (engl.)</i>
SWKN	Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
THG	Treibhausgas
TN-H <sub>2</sub> -G	Abkürzung Wasserstoff-Szenario in [3]
TN-PtG/PtL	Abkürzung synthetische-Kohlenwasserstoff-Szenario in [3]
VNB	Verteilnetzbetreiber, Abkürzung Ebene des Verteilnetzes [1]
WKA	Windkraftanlage
WMO	<i>World Meteorological Organization (engl.)</i>

## Einheiten

Einheit	Beschreibung
°C	Grad Celsius
a	Jahr
d	Tag
h	Stunde
J	Joule
kg	Kilogramm
m	Meter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
s	Sekunde
t	Tonne
Vol.-%	Volumenprozent
W	Watt

### Chemische Summenformeln

Chemische Summenformel	Beschreibung
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
O	Sauerstoff
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid

### Mathematische Symbole

Mathematisches Symbol	Beschreibung
A	Fläche
E	Energiebedarf
H <sub>s</sub>	Brennwert
η	Wirkungsgrad
n	Anzahl
ρ	Dichte
P	Leistung
v	Massenfluss

## 2 Einleitung

Laut der *World Meteorological Organization (engl.)* (WMO) waren die globalen Durchschnittstemperaturen im Zeitraum 2010-2019 die höchsten seit Beginn der Wetteraufzeichnungen [4]. Dabei war das Jahr 2020 das erste, in dem die jährliche Temperaturabweichung in Europa über +2,0°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau lag [5]. Laut WMO steuert das Weltklima bei der derzeitigen Entwicklung der Treibhausgas (THG)-Emissionen auf einen Temperaturanstieg von bis zu 5°C bis zum Ende des Jahrhunderts zu [4]. Wie im Pariser Klimaabkommen 2015 festgelegt wurde, soll die Erderwärmung auf 1,5°C begrenzt werden. Für Deutschland bedeutet dies, die Reduzierung der THG-Emissionen um 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 [6]. Die durch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts 2021 angepassten deutschen Klimaziele sehen die THG-Neutralität bereits bis 2045 vor [7].

In Deutschland entfallen rund 87 % der ausgestoßenen THG auf CO<sub>2</sub> [7]. Die meisten CO<sub>2</sub>-Emissionen stammen dabei aus der Verbrennung der fossilen Brennstoffe Kohle, Erdöl und Erdgas. Durch den schrittweisen Rückzug Deutschlands aus der Kohleverstromung sank der Ausstoß von THG-Emissionen bereits seit 1990 [8]. Das am 03. Juli 2020 von der Bundesregierung beschlossene Kohleausstiegsgesetz sieht darüber hinaus die Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 vor [9]. Die CO<sub>2</sub> bedingten Emissionen durch die Verbrennung von Erdöl sanken in Deutschland kontinuierlich seit der zweiten Ölpreiskrise 1979, ausgelöst durch den ersten Golfkrieg und Förderungsausfälle im Iran. Während die Emissionen durch Kohle und Erdöl rückläufig sind, sind die Emissionen durch Erdgas seit 1996 konstant, und werden nach der derzeitigen Entwicklung in Zukunft die Emissionen durch Kohle und Erdöl übersteigen [8].

Um die Emission von THG insgesamt zu reduzieren, steckt unter anderem großes Potential im Gebäudesektor. 2021 machte dieser Sektor 35 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland aus [10]. 85 % des Endenergieverbrauchs wurde dabei für die Deckung des Wärmebedarfs in Gebäuden aufgewendet [11], und von den wärmeerzeugenden Energieträgern waren 59 % fossile Energieträger [12].

Um den ambitionierten Klimaschutzansprüchen gerecht zu werden, braucht es umweltfreundliche und langfristige Alternativen zu fossilen Energieträgern. Eine Möglichkeit, die als Schlüsselrolle für den Erfolg in der Energiewende und im Klimaschutz gesehen wird, ist der Einsatz von CO<sub>2</sub>-frei (grün) oder CO<sub>2</sub>-neutral (blau) hergestelltem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) [13]. Im Zuge der Energiewende fördert die deutsche Bundesregierung Programme für nachhaltig erzeugtes H<sub>2</sub>. So soll Deutschland zum Beispiel mit der am 10. Juni 2020 beschlossenen Nationalen Wasserstoffstrategie eine internationale Vorreiterrolle bei der Entwicklung und dem Export von H<sub>2</sub>-Technologien einnehmen. Dadurch soll zukünftig möglichst viel klimafreundliches H<sub>2</sub> im eigenen Land kostengünstig hergestellt werden [10].

## Einleitung

Ob H<sub>2</sub> im Gebäudesektor eine relevante Rolle spielen wird, gilt es zu klären. So kommt die Nationale Wasserstoffstrategie zu dem Schluss, dass trotz bestehender technologischer Alternativen, wie zum Beispiel dem Einsatz von Wärmepumpen, grüner Fernwärme und ambitionierter Dämmmaßnahmen, auch langfristig ein Bedarf nach gasförmigen Energieträgern bestehen wird [14]. Andererseits kommt eine vom BMWK veröffentlichte Szenarienanalyse zu dem Fazit, dass H<sub>2</sub>, *Power-to-Gas (engl.)* (P2G) und *Power-to-Liquid (engl.)* (PtL) für die Deckung des Wärmebedarfs im Gebäudesektor keinen, oder nur einen sehr geringen Beitrag spielen werden. Aufgrund der derzeitigen Anbindung von rund 50 % des Gebäudebestands in Deutschland an das Gasnetz sollte die Möglichkeit des Einsatzes von H<sub>2</sub> als gasförmigem Energieträger jedoch nicht außer Acht gelassen werden [15].

Verschiedene Faktoren haben einen entscheidenden Einfluss darauf, ob H<sub>2</sub> zur Wärmebedarfsdeckung im Gebäudesektor eine realistische Alternative darstellt. Einerseits muss die ausreichende Verfügbarkeit von H<sub>2</sub>, sowohl national als auch international gegeben sein. Zudem müssen Fachkräfte für notwendige Umrüstungsmaßnahmen innerhalb der Gasinfrastruktur zeitnah zur Verfügung stehen. Zu guter Letzt müssen für die Bereitstellung von H<sub>2</sub> sowie für Umrüstungsmaßnahmen entsprechende monetäre Investitionen getätigt werden.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Frage, wie H<sub>2</sub> in die Energieversorgung des Gebäudebestands in Deutschland eingebunden werden kann. Dafür wurden das Gasnetz und die Gasnachfrage einer deutschen Kleinstadt für die Jahre bis 2045 modelliert. Die folgenden Forschungsfragen galt es zu beantworten:

1. Wie entwickelt sich der Importbedarf von H<sub>2</sub> im Verlauf der Umrüstung?
2. Welcher Arbeitsaufwand entsteht durch Umrüstungsmaßnahmen?
3. Welcher technischer Umrüstungsbedarf besteht und wie viel kostet die Umrüstung Verteilnetzbetreiber und Endnutzer?

Wie sich der Importbedarf von H<sub>2</sub> entwickelt, hängt davon ab, in welcher Weise die Transformation der Wärmebereitstellung im Gebäudesektor voranschreitet. Zudem wird die notwendige Dimensionierung von Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen im betrachteten Raum für die Erzeugung von grünem H<sub>2</sub> betrachtet. Durch die Modellierung der Entwicklung des Gasnetzes kann zudem abgeschätzt werden, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang Fachkräfte für eine Umrüstung benötigt werden. Ebenfalls wird eine Bandbreite möglicher Kostenentwicklungen für die Infrastrukturmürüstung identifiziert.

Im Grundlagenkapitel (Kapitel 3) wird der Energieträger Erdgas zunächst im Kontext des Wärmemarktes beschrieben. Es folgt eine Vorstellung der wesentlichen Elemente der Erdgasinfrastruktur, wobei im Besonderen auf die Komponenten eingegangen wird, welche für die Modellierung des Gasnetzes dieser Arbeit relevant sind. Anschließend werden alternative, klimaneutrale Gase beschrieben, welche Erdgas substituieren könnten. Hierbei liegt der Fokus dieser

## Einleitung

Arbeit auf grünem H<sub>2</sub>. Zur Herstellung von grünem H<sub>2</sub> wird EE, beispielweise in Form von Wind- und Solarkraft benötigt. Die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen (WKA), Solarthermie- und Photovoltaik (PV)-Anlagen wird kurz erläutert. Außerdem wird auf H<sub>2</sub> als Element der Sektorenkopplung eingegangen. Schließlich werden Gründe für den Einsatz von H<sub>2</sub> im Gebäudesektor zusammengefasst. In den Kapiteln 3.7 bis 3.9 werden die für die Modellierung dieser Arbeit relevanten Annahmen aus der Literaturrecherche zusammengefasst. Anschließend zeigt Kapitel 4 den Stand der Forschung auf und leitet den Forschungsbedarf ab. Dabei werden auch aktuelle Projekte im Bereich ressourcenschonendes und energiebewusstes Wohnen vorgestellt. In Kapitel 5 wird die Methodik detailliert beschrieben. Kapitel 6 stellt die herausgearbeiteten Ergebnisse vor. Durch die Betrachtung der Transformation des Erdgasnetzes hin zu einem H<sub>2</sub>-Netz in unterschiedlichen Sensitivitäten ergibt sich eine Bandbreite an möglichem Energiebedarf im betrachteten Raum, welcher zum Zeitpunkt der Umstellung auf einen H<sub>2</sub>-Betrieb durch H<sub>2</sub> gedeckt werden soll. Ebenso werden der zeitliche Arbeitsaufwand und ein Kostenrahmen für die Umrüstung der Gasinfrastruktur im betrachteten Raum angegeben. Die in Kapitel 7 anschließende Diskussion ordnet herausgearbeiteten Ergebnisse ein und hinterfragt diese kritisch. Das Fazit in Kapitel 8 hebt die Schlussfolgerungen hervor, sodass Aussagen zur Realisierbarkeit eines H<sub>2</sub>-Netzes für die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor getroffen werden können. Außerdem wird ein Ausblick für mögliche weitere Betrachtungen in zukünftigen Arbeiten gegeben.

### 3 Grundlagen

Im Folgenden werden die Grundlagen im Kontext der Gasinfrastruktur erläutert. Dabei werden insbesondere Aspekte in Bezug auf die Transformation des Wärmesektors betrachtet. Diese liefern die Basis für die spätere Modellierung und Berechnungen.

#### 3.1 Erdgas als Energieträger auf dem Wärmemarkt

Erdgas ist wie Erdöl und Kohle ein natürlich vorkommender Rohstoff und fossiler Energieträger. Die genaue Zusammensetzung ist je nach Entstehungsort unterschiedlich, jedoch besteht es zum größten Teil aus Methan (CH<sub>4</sub>). Dabei wird zwischen *Low calorific gas (engl.)* (L-Gas) mit einem CH<sub>4</sub>-Gehalt von bis zu 85 %, und *High calorific gas (engl.)* (H-Gas) mit einem CH<sub>4</sub>-Gehalt von bis zu 98 % unterschieden [16]. Entsprechend hat H-Gas einen höheren Heizwert als L-Gas [17]. Im Vergleich zu Kohle und Erdöl werden bei der Verbrennung von Erdgas die geringsten Emissionen von bedeutenden Luftschadstoffen, wie Feinstaub, CO<sub>2</sub> und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) freigesetzt. Deswegen ist Erdgas der am wenigsten klimaschädliche unter allen fossilen Energieträgern. So verursacht die Verbrennung von Erdgas bis zu 40 % weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber der Verbrennung von Steinkohle, bei gleichem Energiegewinn [18].

Weltweit deckt Erdgas ungefähr 24 % des gesamten Energieverbrauchs [16]. In Deutschland wurden 2021 49,5 %, und damit rund 42,9 Mio. Wohneinheiten mit Erdgas versorgt, wobei es hauptsächlich der Wärmebereitstellung diente [19]. Etwa 83 % des Energieverbrauchs in einem durchschnittlichen deutschen Haushalt gingen 2018 auf die Erzeugung von Heizwärme und Warmwasser zurück [20]. In der Europäischen Union (EU) hatte Deutschland im Jahr 2021 mit rund 1009 TWh den höchsten Bedarf an Erdgas [21]. Der Einsatz von Erdgas trug maßgeblich zur Verbesserung des Klimas in Städten bei, da es das bis dahin verwendete Stadtgas ablöste, welches aus der Verbrennung von Kohle gewonnen wurde und dementsprechend einen höheren Anteil an Luftschadstoffen aufwies [22].

#### 3.2 Elemente der Gasinfrastruktur

Die Rolle der wesentlichen Elemente der Gasinfrastruktur, welche für den Transport des Gases bis zum Endnutzer relevant sind, werden im Folgenden beschrieben. Dabei wird besonders auf die für diese Arbeit relevanten Gasnetzelemente eingegangen. Diese sind:

- gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und -messung,
- Niederdruck-Verteilnetz mit Gas-Hausanschluss sowie
- Gasfeuerungsanlage.

Von der Förderung bis zum Verbrauch wird Erdgas über ein mehr als 540.000 km langes Gasnetz transportiert und verteilt [22]. Der überwiegende Teil des Erdgases (92 %), welcher in Deutschland

## Grundlagen

verwendet wird, stammt aus Fördergebieten in Russland, Norwegen und den Niederlanden, von wo es über Gasleitungen aus speziellen Kunststoffen (Polyethylen (PE) oder Polyvinylchlorid (PVC)) oder Metall (Stahl oder Gusseisen) in einem so genannten Transportnetz (auch Ferngasleitung genannt) nach Deutschland transportiert wird [23]. Dabei kommen Rohre aus Kunststoff aufgrund ihrer geringeren mechanischen Festigkeit bis zu einem Betriebsdruck von maximal 10 bar zum Einsatz. Vorteile von Kunststoffrohren gegenüber der Stahlrohre sind eine höhere Korrosionsbeständigkeit, fehlende elektrische Leitfähigkeit und geringere Kosten in einem Nennweitenbereich von bis zu DN 300 [24].

Die Nennweite *DN* (*diamètre nominal (franz.)*) steht für den ungefähren inneren Durchmesser eines Rohres. Da der äußere Durchmesser je nach DN festgeschrieben ist, hat die Wanddicke, welche vom Rohrleitungsmaterial abhängig ist, einen direkten Einfluss auf den inneren Durchmesser. So hat eine PE-Gasleitung der Größe DN 300 beispielsweise einen inneren Durchmesser von 322,7 mm. Nach EN ISO 6703 wird der innere Durchmesser stets in der Einheit Millimeter angegeben [25].

Gasleitungen verlaufen entweder unterirdisch oder am Meeresgrund [23]. Ein Beispiel dafür ist die *Pipeline „Nordstream 1“ (engl.)*, welche seit 2011 bis 2022 Erdgas aus Russland durch zwei Rohrleitungsstränge, die am Meeresgrund der Ostsee verlaufen, in das deutsche Greifswald lieferten [26, 27]. An insgesamt acht Grenzübergangsstellen erreicht das Erdgas die deutsche Grenze und wird in das inländische Transportnetz eingespeist [28].

Das deutsche Transportnetz hat eine Länge von insgesamt rund 33.600 km und besteht ausschließlich aus Hochdruckleitungen mit einem Druck von über 1 bar [27]. Transportnetzleitungen, die beispielsweise Erdgas aus Russland liefern, erfordern einen Druck von etwa 220 bar, um bei einem Leitungsdurchmesser von DN 1000 eine Geschwindigkeit des Gasflusses von über 25 m/s beibehalten zu können [24]. Inländische Transportleitungen werden mit einem Druck von 10-100 bar betrieben, wobei die Durchflussgeschwindigkeit 10-20 m/s beträgt [24].

Während des Transports nehmen Druck und Geschwindigkeit des gasförmigen Mediums kontinuierlich ab [23]. Der Grund dafür liegt in Reibungsverlusten sowie Höhenunterschieden, die überwunden werden müssen. Entlang des Transportnetzes sorgen deshalb Verdichterstationen in Abständen von etwa 70-200 km für eine erneute Erhöhung des Drucks, indem sie dem Gas mechanische Energie zuführen [29].

Um Wartungen oder Reparaturen in bestimmten Abschnitten des Gasnetzes vornehmen zu können, oder um im Falle einer Leckage den unkontrollierten Gasaustritt unterbrechen zu können, befinden sich im Rohrleitungssystem Absperrschieber. Durch sie kann der gesamte Durchflussquerschnitt der Rohrleitung verschlossen werden. Alternativen zum rein metallischen Schieber sind beispielsweise Ventile oder Kugelhähne [1].



### **Aktuelle Krise: Nord Stream**

Die erwähnte Gasleitung „Nordstream 1“ gehört zum Rohrleitungssystem „Nord Stream“, oder auch „Ostsee-Pipeline“, zu dem auch die Gasleitung „Nordstream 2“ gehört. Es handelt sich um ein System von Gasleitungen, dessen Rohre weitestgehend parallel am Meeresgrund vom Erdgasförderland Russland nach Deutschland verlaufen. Beide Gasleitungen bestehen aus jeweils zwei Rohrleitungssträngen und haben, laut dem russischen Erdgasförderunternehmen „Gazprom“ (russ.), jeweils eine Transportkapazität von 55 Mrd. Nm<sup>3</sup> pro Jahr [19]. Während Nordstream 1 seit Ende des Jahres 2011 in Betrieb war, sind die Verlegearbeiten beider Stränge der Gasleitung Nordstream 2 seit Mitte des Jahres 2021 zwar abgeschlossen, das Genehmigungsverfahren für die Inbetriebnahme wurde jedoch im Februar 2022 unterbrochen. Grund dafür waren die Vorbereitungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine [30].

Bereits in den 1980er Jahren deckten Importe aus dem Gebiet der damaligen Sowjetunion rund die Hälfte des deutschen Erdgasbedarfs. Seitdem ist der Anteil von vor allem russischen Erdgasimporten weiter gestiegen. So deckten allein diese Importe im Jahr 2020 55 % des gesamten deutschen Erdgasimports [19].

Schon häufiger wurden solche Abhängigkeiten als politische Druckmittel eingesetzt. Im Januar 2009 stoppte Russland seine Gaslieferungen als Reaktion auf die Orangene Revolution in der Ukraine und dessen Hinwendung zum Westen. Da die Ukraine ein Transitland für Gaslieferungen an südosteuropäische Staaten ist, kam es infolge dessen zu Engpässen der Erdgasversorgung in diesen Ländern. Auch in der aktuellen Krise steht die Ukraine im Mittelpunkt. Seit Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine steht in Deutschland ein Embargo gegen russische Erdgasimporte zur Diskussion. Für einen Verzicht auf Importe spricht, dass Russland durch Rohstoffexporte den Krieg finanziert [19]. Dagegen spricht, dass die Energieversorgung in Deutschland gefährdet sein könnte. Von Seiten der Bundesregierung wird befürchtet, dass im Falle eines Versorgungsengpasses private Endnutzer und ganze Industriezweige bedroht sein könnten [31].

Das Rohrleitungssystem Nordstream steht seit September 2022 nicht mehr zur Verfügung. Nachdem Nordstream 2 nicht in Betrieb genommen wurde, wurde auch der Gasfluss durch Nordstream 1 seit Mitte Mai 2022 mit dem Verweis auf Wartungsarbeiten und technische Gründe mehrfach reduziert. Anfang September 2022 wurde der Gasfluss erneut mit dem Verweis auf technische Gründe auf unbestimmte Zeit vollständig eingestellt. Ebenfalls im September wurde ein plötzlicher Druckabfall in einem Leitungsstrang von Nordstream 2, sowie in beiden Leitungssträngen von Nordstream 1, festgestellt. Spätere Untersuchungen ergaben, dass durch Explosionen das Rohrleitungssystem Nordstream irreparabel beschädigt wurde [27].

### 3.2.1 Verteilnetz

Das Gasnetz, an welches schließlich gewerbliche und private Endnutzer angeschlossen sind, heißt Verteilnetz. Industrielle Verbraucher können sowohl an ein Verteilnetz, als auch an ein Transportnetz angeschlossen sein [24]. Das deutsche Verteilnetz allein hat eine Länge von rund 522.100 km (Jahr 2019), womit mehr als ein Viertel des EU-Verteilnetzes in Deutschland liegen [27]. Die Gasleitungen des Verteilnetzes können, wie auch die Gasleitungen des Transportnetzes, aus speziellen Kunststoffen oder Metall bestehen [24].

Ein Verteilnetz wird im technischen Sinne durch Druckstufen differenziert. Dabei spielt sich Hochdruck (HD) in einem Bereich von 1-200 bar ab. Mitteldruck (MD) umfasst Drücke zwischen 0,1-1 bar und Niederdruck (ND) bedeutet einen Druck von weniger als 0,1 bar [25]. Das Verteilnetz ist dazu ausgelegt, sowohl Endnutzer mit hohem Gasbedarf, also als solche mit niedrigem Gasbedarf zu versorgen. Endnutzer mit einem hohen Gasbedarf, wie zum Beispiel Industriekunden oder Gaskraftwerke, werden durch HD-Gasleitungen versorgt [27]. Das Verteilnetz hingegen, an welches Endnutzer einem niedrigen Gasbedarf angeschlossen sind, ist ein MD- oder ND-Netz, welches durch eine Gas-Druckregelanlage (GDR-Anlage) oder Gas-Druckregel- und Messanlage (GDRM-Anlage) an das vorgelagerte Verteil- oder Transportnetz höherer Druckstufe anschließt [24]. Häufig wird die Druckstufe einer Gasleitung mit der vorangestellten Abkürzung PN beschrieben, PN steht für *pressure nominal (engl.)*. Dieser beschreibt den in der Gasleitung vorherrschenden Druck bei einer Temperatur von 20°C in der Einheit Bar, wobei die Angabe des Drucks in einer ganzen Zahl ohne Einheit erfolgt [32].

Die Gasleitungen des MD- oder ND-Verteilnetzes haben nicht nur eine geringere Druckstufe, sondern auch einen geringeren Durchmesser. Je nach MD- oder ND-Netz liegen die Nennweiten zwischen DN 100 und DN 800 [24]. Durch den geringeren Leitungsquerschnitt und den ohnehin geringen benötigten Druck sind im MD- und ND-Verteilnetz keine Verdichterstationen notwendig [29]. Die Geschwindigkeit des Gases innerhalb dieser Leitungen beträgt 3-10 m/s [24].

### 3.2.2 Gasdruckregelanlage und Gas-Druckregel- und Messanlage

Für einen Hausanschluss wird ein Druck von wenigen Millibar benötigt. Das Gas erfährt deswegen von seiner Einspeisung in das Transportnetz bis zum Verbraucher abfallende Druckstufen. GDR- und GDRM-Anlagen bilden dabei die Verbindungspunkte zwischen Gasleitungen unterschiedlicher Druckstufe. Sie messen den vorhandenen Druck innerhalb der vorgeschalteten Gasleitung und reduzieren ihn ein- oder mehrstufig auf den Druck, der in der nachgeschalteten Gasleitung benötigt wird. GDRM-Anlagen messen zusätzlich die transportierte Gasmenge [23]. Außerdem findet in GDR- und GDRM-Anlagen die mechanische Reinigung des Gases von mitgeführtem Staub und Feuchtigkeit sowie die Gasodorierung statt. Durch das Entfernen von Hydraten wird die Bildung von

## Grundlagen

Methanhydraten verhindert, welche feste Verbindungen darstellen, die zur Korrosion von Elementen der Gasleitung und der Gasleitung selber führen können. Zudem wird durch die Trocknung des Gases ein konstanter Brennwert garantiert [25]. Die Odorierung des Erdgases ist primär eine Sicherheitsmaßnahme. Weil Erdgas geruchslos ist, wird es mit einem geruchsintensiven Mittel versetzt, um unbeabsichtigten Gasaustritt schnell erkennen zu können. Typischerweise werden dafür schwefelhaltige, organische Verbindungen verwendet [23].

Begrifflich werden nach dem Regelwerk des DVGW Gas-Druckregleinrichtungen als Unterordnung von GDR- und GDRM-Anlagen unterschieden. Differenziert wird dabei durch die Art der Gasabnahme, welche gleichmäßig oder stoßweise erfolgen kann, sowie dem Volumenstrom und der Druckstufe. Um eine Gas-Druckregleinrichtung handelt es sich, wenn die angeschlossene Gasleitung ein Gas-Hausanschluss ist. Bedingungen für eine Gas-Druckregleinrichtung sind ein Eingangsdruck, welcher maximal 5 bar beträgt und ein Gasfluss, welcher einen Volumenstrom von 200 m<sup>3</sup>/h nicht übersteigt [1].

Die technische Auslegung einer GDR- und GDRM-Anlage richtet sich vor allem nach der Art der Gasabnahme, welche durch die Abnehmeranzahl und deren Verbrauchverhalten beeinflusst wird [25].

Die wichtigsten Bauteile einer GDR- oder GDRM-Anlage sind:

- Filter (Filtergehäuse und Filtereinsatz),
- Vorwärmer (in Abhängigkeit des Eingangsdrucks),
- Sicherheitsabsperrventil (SAV),
- Sicherheitsabblaseventil (SBV),
- Gaszähler,
- Druckregelgerät und
- Mengenumwerter (in Abhängigkeit des Eingangsdruckbereiches) [1].

### 3.2.3 Hausanschluss/ -installation

Die Versorgung von Gebäuden erfolgt durch den so genannten Gas-Hausanschluss. Dieser ist eine Stichleitung, oder auch Hausanschlussleitung (HA-Leitung) genannt, welche mit dem Abgang von der Gasleitung des Verteilnetzes beginnt und mit der Hauptabsperrereinrichtung (HAE) im Haus endet. Die HAE stellt einen Schieber dar [25]. Weitere wesentliche Gasnetzkomponenten im Bereich des Hausanschlusses sind:

- Hauseinführungskombination (HEK),
- Hausdruckregler,
- Gasströmungswächter und
- Balgengaszähler [1].

Im Anschluss an die HAE wird das Gas in einer Gasfeuerungsanlage verbrannt. Die dadurch entstehende Wärme wird auf ein Wärmeträgermedium, welches je nach Heizungsart entweder Luft oder Wasser sein kann, übertragen. Gasfeuerungsanlagen unterscheiden sich in der Art des Wärmeträgermediums, der Brennerart und der Verbrennungsluft- und Abgasführung. In die Gasheizung integriert ist eine GDR-Anlage, welche den Gasfluss misst und so den Verbrauch des Haushalts bestimmt [2].

In so genannten Dispatching-Zentralen werden die Prozesse innerhalb des Gasnetzes unter Berücksichtigung der technischen und vertraglichen Rahmenbedingungen ständig überwacht und gesteuert [23]. Die Dispatching-Zentrale wird von einem Netzbetreiber betrieben, der für die reine Weitergabe des Gases zuständig ist. An den Endnutzer verkauft wird das Gas von einem Gaslieferanten, der die Gasleitungen des Netzbetreibers gegen eine Gebühr nutzt. Diese Trennung von Netz und Vertrieb wird *Unbundling (engl.)* genannt und ist in Deutschland gesetzlich vorgeschrieben, wodurch eine Ungleichheit am Energiemarkt verhindert werden soll [23].

### 3.3 Alternative Gase im Erdgasnetz

Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, setzt Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern die geringsten Emissionen von bedeutenden Luftschadstoffen frei. Jedoch verursacht die Entweichung von Erdgas bei der Förderung, dem Transport sowie aus technischen Anlagen immerhin die Hälfte der insgesamt freigesetzten CH<sub>4</sub>-Emissionen. Hinzu kommen, wie auch bei der Verwendung von Erdöl und Kohle, THG-Emissionen, die während der Verbrennung von Erdgas entstehen [33].

#### 3.3.1 Biogas

Eine Möglichkeit, die Umweltauswirkungen der Wärmebereitstellung durch Erdgas positiv zu beeinflussen, ist die Beimischung von Biomethan in das Gasnetz. Biomethan hat einen CH<sub>4</sub>-Gehalt von bis zu 97 % und weist dieselben physikalischen und chemischen Eigenschaften wie Erdgas auf [34]. Im Rahmen der Energiewende werden Biogasanlagen staatlich gefördert [35].

Biogas und -methan gelten als nachhaltige Energieträger, weil sie theoretisch unbegrenzt verfügbar sind. In der Praxis zeigt sich allerdings ein Nachteil: für Landwirte ist der Anbau von Energiepflanzen für den Betrieb von Biogasanlagen wirtschaftlich sinnvoller als der von Lebensmitteln. Dies sorgt dafür, dass auf landwirtschaftlichen Flächen immer mehr Monokulturen entstehen würden, falls in Zukunft Biogas und -methan verstärkt genutzt werden würde. Monokulturen hemmen die Biodiversität und beeinflussen den Nährstoffgehalt der Böden nachteilig. Außerdem würden Flächen beansprucht werden, die dadurch nicht für den Lebensmittelanbau zur Verfügung stehen würden. Darüber hinaus wird bei der Herstellung von Biogas CO<sub>2</sub> emittiert. Da allerdings nicht mehr CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, als nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) zuvor durch Photosynthese umgesetzt haben, kann der gesamte

Prozess dennoch als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen werden. Für eine Nutzung von Biogas und -methan spricht, dass nicht zu vermeidende organische Abfälle und Reststoffe aus der Landwirtschaft einer energetischen Nutzung zugeführt werden würden [36]. Zudem können die Nebenprodukte aus der Biogasproduktion als Alternative zu mineralischen Düngern in der Landwirtschaft genutzt werden [37]. Außerdem würden die bestehende Gasinfrastruktur sowie Gasfeuerungsanlagen in Gebäuden Biomethan auf dieselbe Weise verarbeiten können wie derzeit das Erdgas, eine Umrüstung wäre somit nicht notwendig [34].

In [3] wird davon ausgegangen, dass die Energiebereitstellung durch Biogas und -methan bis 2050 rückläufig sein wird. Grund dafür ist das begrenzte Biomassepotential, welches durch die Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren, beispielsweise der Lebensmittelindustrie, begründet ist.

### 3.3.2 Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Synthetisches Methan (SNG)

Eine weitere alternative Möglichkeit, die als Schlüsselrolle für den Erfolg in der Energiewende und im Klimaschutz angesehen wird, ist der Einsatz von grünem oder blauem H<sub>2</sub> [13].

H<sub>2</sub> ist der Energieträger mit dem höchsten massenbezogenen Energiegehalt. So hat H<sub>2</sub> einen Energiegehalt von 33,33 kWh/kg. Im Vergleich dazu hat CH<sub>4</sub>, als Energieträger mit dem zweithöchsten Energiegehalt, einen Energiegehalt von 13,9 kWh/kg [38]. Dahingegen hat H<sub>2</sub> eine volumenbezogene Energiedichte von 3 kWh/Nm<sup>3</sup> (unterer Heizwert), was nur knapp einem Drittel der Energiedichte von CH<sub>4</sub> entspricht [39].

In reiner Form kommt H<sub>2</sub>, welches das häufigste chemische Element im Universum ist, auf der Erde nur selten vor [40]. Um es als Energieträger nutzbar zu machen, muss die ungebundene Form zunächst durch eine weitere Energie erzeugt werden. Somit ist H<sub>2</sub> ein Sekundärenergieträger. Grünes H<sub>2</sub> wird durch einen elektrochemischen Prozess aus Wasser gewonnen, indem durch Elektrolyse das Wasser (H<sub>2</sub>O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O) aufgespalten wird. Blaues H<sub>2</sub> wird aus Kohlenwasserstoffen (fossilen Brennstoffen) durch Dampfreformierung hergestellt. Dabei entsteht zwar CO<sub>2</sub>, welches aber abgespalten und in Kohlenstoffspeichern (*Carbon Capture Storage (engl.) (CCS)*) gelagert wird, sodass es nicht in die Atmosphäre entweichen kann [38].

H<sub>2</sub> ist nicht in jedem Fall ein nachhaltiger Energieträger, er ist nur so nachhaltig, wie die Primärenergie, die zu seiner Herstellung verwendet wird. Tatsächlich klimaneutral ist nur grünes H<sub>2</sub>, für dessen Herstellung elektrischer Strom aus EE genutzt wird. Wird dagegen Energie aus fossilen Brennstoffen genutzt, handelt es sich um blaues H<sub>2</sub>, solange die entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen gelagert werden. Findet kein CCS statt, handelt es sich um graues H<sub>2</sub> [13].

Der Prozess, bei dem elektrische Energie in gasförmige Energieträger umgewandelt wird, findet in P2G-Anlagen statt. Als P2G-Anlage kommen verschiedene Arten von Elektrolyseuren in Frage [41]. Für die Herstellung von grünem H<sub>2</sub> ist die alkalische Elektrolyse aufgrund geringer spezifischer Kosten und

einer, im Vergleich zu anderen Elektrolysetechnologien, fortgeschrittenen Technologiereife, das am meisten genutzte Verfahren. Dabei befinden sich in einer alkalischen Lösung Metallelektroden, welche durch eine permeable Membran getrennt werden. Durch das Anlegen einer Spannung sammelt sich an der Anode Sauerstoff und an der Kathode  $H_2$  [42].

P2G-Anlagen bieten die Möglichkeit, eine Überproduktion von WKAs und PV-Anlagen nutzbar zu machen, indem sie Überschussstrom in ein speicherbares Medium umwandeln. Das Potential von EE könnte so zu einem größeren Anteil ausgenutzt werden. Denn allein im Jahr 2019 blieben etwa 6.000 GWh grüner Strom ungenutzt, weil zum Zeitpunkt seiner Verfügbarkeit die Stromnachfrage geringer war als das potentielle Stromangebot, und WKAs und PV-Anlagen abgeregelt wurden, um das Stromnetz vor Überlastung zu schützen. Während einer „Dunkelflaute“, in der mehr Strombedarf besteht, als durch EE zur Verfügung gestellt werden kann, könnte  $H_2$  als gasförmiger Energieträger entweder direkt genutzt, oder in einer *Gas-to-Power-Anlage (engl.)* (G2P) rückverstromt werden [43]. Eine G2P-Anlage kann beispielsweise eine Brennstoffzelle, ein Gas-Kraftwerk oder eine Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlage sein [41]. In diesem Fall stellt  $H_2$  ein Element der Sektorenkopplung dar, welche im folgenden Kapitel 3.5 näher erläutert wird. In wie weit der aktuelle Überschussstrom, sowie der verfügbare grüne Strom bei Ausschöpfung des EE-Ausbaupotentials in Deutschland, für die Deckung des benötigten  $H_2$  im Falle des Aufbaus einer  $H_2$ -Wirtschaft ausreichen würde, wird im folgenden Kapitel 7.1.1 erläutert.

Schließt man der Bereitstellung von  $H_2$  einen weiteren Schritt an, kann durch Methanisierung des  $H_2$  synthetisches  $CH_4$  (*Synthetic Natural Gas (engl.)* (SNG)) hergestellt werden. Dafür wird dem  $H_2$   $CO_2$  hinzugefügt [44]. Wird für diesen Aufbereitungsschritt klimaneutral erzeugtes  $CO_2$ , beispielsweise als Nebenprodukt aus einer Biogasanlage, verwendet, handelt es sich um Bio-SNG [45]. Der beschriebene Prozess wird als *Carbon Capture and Utilization (engl.)* (CCU) bezeichnet, bei dem  $CO_2$  abgefangen, und einer Nutzung zugeführt wird [46]. Das prinzipielle Schema der  $H_2$  und SNG Herstellung und Verwendung ist in der folgenden Abbildung 1 zu sehen.

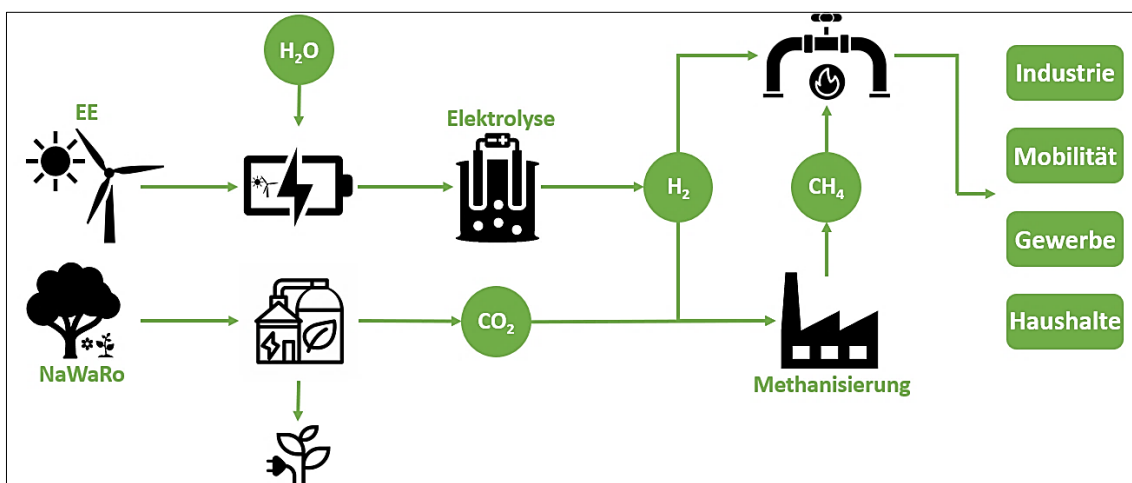


Abbildung 1: Schema der  $H_2$  &  $CH_4$  Herstellung & Verwendung, eigene Darstellung basierend auf [45]

Bio-SNG gilt als nachhaltiger Energieträger, weil es nur CO<sub>2</sub> enthält, welches zuvor von NaWaRo durch Photosynthese gebunden wurde, und somit eine neutrale CO<sub>2</sub>-Bilanz aufweist [45]. Das enthaltene CO<sub>2</sub> stellt allerdings gleichzeitig einen Nachteil gegenüber H<sub>2</sub> dar, welches keine klimaschädlichen Bestandteile enthält [43]. Zudem müsste für die Herstellung von Bio-SNG in großem Maßstab nicht nur eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur, sondern auch eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur erschlossen werden [15] und aufgrund von möglichen Leckagen des CO<sub>2</sub> während des Transports wird der Klimavorteil von SNG gegenüber Erdgas gemindert. Der zusätzliche Aufbereitungsschritt hat außerdem zur Folge, dass SNG energetisch ineffizienter gegenüber dem H<sub>2</sub> ist [47]. Der Vorteil gegenüber H<sub>2</sub> besteht darin, dass SNG in seinen physikalischen und chemischen Eigenschaften dem konventionellen Erdgas ähnlicher ist. So könnten die bestehende Gasinfrastruktur sowie Gasfeuerungsanlagen in Gebäuden SNG genauso verarbeiten wie derzeit konventionelles Erdgas, und der Aufwand einer Umrüstung würde erspart bleiben [43].

H<sub>2</sub> und SNG können entweder direkt genutzt werden, oder auch zur Speicherung von EE. Die Herstellung, Speicherung und Rückverstromung von H<sub>2</sub> und SNG ist allerdings kosten-, zeit- und energieintensiv. Bei der Elektrolyse von Wasser entsteht bereits ein Verlust von 20-40 % der dafür eingesetzten Energie. Aber besonders die Speicherung senkt die Effizienz von H<sub>2</sub> als Energieträger. H<sub>2</sub> besteht aus sehr kleinen Molekülen, und diffundiert daher durch viele Materialien. Zudem hat es eine kleine volumetrische Energiedichte. Um es in sinnvollen Mengen speichern zu können, muss es verdichtet werden. Dafür wird es entweder unter hohem Druck (200-900 bar) gasförmig, oder bei einer Temperatur von -253°C flüssig, in Tanks aus dafür geeignetem Material gespeichert. Die Druck- und Temperaturbedingungen müssen während der gesamten Zeit der Speicherung aufrecht erhalten werden [48].

### 3.4 Erneuerbare Energie

Wie bereits in Kapitel 3.3.2 beschrieben wurde, benötigt es für die Erzeugung von grünem H<sub>2</sub> elektrischen Strom aus EE. Der Ausbau von EE ist zentraler Bestandteil der Energiewende und wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorangetrieben. Lag der Anteil EE am deutschen Strommix im Jahr 2000 noch bei 6 %, waren es im Jahr 2020 bereits 46 % [49].

Die Nachfrage nach EE wird durch die Ambitionen des neuen Klimaschutzgesetzes weiterhin stark ansteigen. Laut [49] werden in Zukunft Wind- und Solarkraft durch Vorteile in Ertrag und Wirtschaftlichkeit die wichtigsten EE sein. Um die Nachfrage allein im Hinblick auf die Energiewende bedienen zu können, muss die deutsche Stromproduktion durch EE im Vergleich zum Jahr 2019 verdoppelt werden. Durch die Volatilität von EE müssen die Kapazitäten von Wind- und Solarkraft jedoch nicht nur verdoppelt, sondern vervierfacht werden, damit zu Zeiten, in denen grüner Strom erzeugt werden kann, zusätzlich genügend Energie auch für Dunkelflauten gespeichert werden kann. Konkret beutet dies den Ausbau der Erzeugungsleistung von 61 GW auf 250 GW Windkraft und 49 GW

auf 230 GW PV vom Jahr 2019 bis 2045 [46]. In den folgenden Unterkapiteln 3.4.1 und 3.4.2 wird die Funktionsweise von WKAs sowie Solarthermie und PV-Anlagen erläutert.

### 3.4.1 Windkraftanlagen (WKA)

Ein gerichteter Massenstrom von Luftmolekülen wird als Wind bezeichnet. Jedes einzelne dieser Moleküle besitzt kinetische Energie. Der Rotor einer WKA wandelt einen Teil der kinetischen Energie in mechanische Rotationsenergie um. Ein Triebstrang verbindet den Rotor mit einem Generator, der schließlich mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt [50].

WKAs können entweder an Land (*Onshore (engl.)*) oder im Meer (*Offshore (engl.)*) installiert werden. Offshore installierte Anlagen bieten den Vorteil einer größeren Flächenverfügbarkeit durch die reduzierte Flächennutzungskonkurrenz. Zudem herrscht eine höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeit, welche außerdem konstanter ist als über Land. Das Stromerzeugungspotential ist somit größer. Zugleich führen höhere Windgeschwindigkeiten und Wellengang sowie Wasserströmung zu einer erhöhten mechanischen Belastung, was bei der Konstruktion sowie der Betriebsführung der Offshore-WKA berücksichtigt werden muss. Weitere Nachteile sind die höhere Korrosionsanfälligkeit der WKA durch den Salzgehalt in Wasser und Luft, sowie der erhöhte Installationsaufwand im Meer [51]. Mit höheren Windgeschwindigkeiten steigt die Leistungsdichte der transportierten Luftmoleküle. Gerade bei Onshore-WKAs spielt deswegen die Höhe des Rotors (Nabenhöhe) eine entscheidende Rolle. Denn durch die erhöhte Bodenrauigkeit an Land, durch Bebauung und Vegetation, wird die Luftbewegung gebremst und Turbulenzen verstärkt [52].

Generierung von elektrischer Energie durch Windkraft machte im Jahr 2020 bereits einen Anteil von 28 % der deutschen Bruttostromerzeugung aus. Unter den EE hat Windkraft damit den größten Anteil. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern konnten dadurch im Schnitt etwa 100 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente eingespart werden [53].

### 3.4.2 Solarthermie und Photovoltaik (PV)

Solare Einstrahlung kann durch zwei unterschiedliche Verfahren genutzt, und dadurch entweder in Wärme oder elektrische Energie umgewandelt werden. Für die Herstellung von grünem H<sub>2</sub> ist die Nutzung solarer Strahlungsenergie zur Generierung von elektrischer Energie interessant.

Ein Solarkraftwerk generiert elektrische Energie nach dem folgenden Prinzip: mit Hilfe von Spiegeln werden solare Strahlen gebündelt und auf eine gemeinsame Fläche konzentriert. Dabei werden Temperaturen von 200-3.800°C erreicht. Die Wärme wird auf ein Wärmeträgerfluid übertragen, welches eine Wärmekraftmaschine antreibt, die schließlich einen Generator antreibt [50]. Eine weitere Möglichkeit ist die direkte Umwandlung solarer Strahlungsenergie in elektrische Energie. In diesem Fall



spricht man von PV. Eingehende Strahlung wird dabei von Solarzellen, die aus halbleitenden Materialien bestehen, absorbiert und in elektrische Energie umgewandelt [51].

Generierung von elektrischer Energie durch Solarkraft machte im Jahr 2020 bereits 10 % der deutschen Bruttostromerzeugung aus. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern konnten dadurch im Schnitt etwa 33 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente eingespart werden [53].

### 3.5 Sektorenkopplung

Für eine Reduktion von THG-Emissionen ist es notwendig, klimafreundliche Energien zu implementieren. Um außerdem eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Effizienz des Gesamtenergiesystems gesteigert werden, was durch „intelligente“ Sektorenkopplung geschehen soll. Sektorenkopplung bedeutet im Falle des Energiesektors die Kopplung der energiewirtschaftlichen Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Synergieeffekte können den Gesamtenergieverbrauch senken, und auch die Volatilität der EE ausgleichen [10].

Der Energieträger Gas, beispielsweise in Form von H<sub>2</sub>, kann ein wichtiges Element einer erfolgreichen Sektorenkopplung darstellen. Denn die bestehende Gasinfrastruktur ist weit ausgebaut und eng vermascht, so besteht ein großes Speichervolumen und ausreichend Transportkapazität, welche verschiedene Sektoren miteinander verbinden kann. Durch P2G- und G2P-Anlagen kann Gas sowohl zur Wärme- und Stromerzeugung, als auch im Mobilitätssektor und in industriellen Prozessen Anwendung finden [54].

#### 3.5.1 Wärmenetz und Wärmepumpen

Ein Element der Sektorenkopplung kann ein Wärmenetz sein. Durch die Stromerzeugung in einem Gaskraftwerk oder durch den thermodynamischen Prozess einer KWK-Anlage entsteht natürliche Prozesswärme. Über ein Wärmenetz kann diese zentral erzeugte Wärme an angeschlossene Gebäude verteilt werden. Allerdings ist die Effizienz eines Wärmenetzes stark von der Wärmedämmung der Rohrleitungen abhängig, denn das Wärmeträgermedium verliert Wärme beim Transport. Der Wärmeverlust schließt grundsätzlich lange Transportwege aus, denn die Kosten Rohrleitungen und der Energieverlust über große Distanzen machen das System unwirtschaftlich. Des Weiteren dienen den Kraftwerken als Primärenergie aktuell noch häufig fossile Energieträger, was die Klimafreundlichkeit trotz hoher Effizienz in Frage stellt [55]. Somit besteht zunächst ein Dekarbonisierungsbedarf der Bestandwärme, damit ein Wärmenetz eine klimafreundliche Alternative zur Wärmeversorgung im Gebäudesektor darstellt. Die Dekarbonisierung kann beispielsweise durch den Ersatz der fossilen Energieträger durch grünes H<sub>2</sub> erreicht werden.

Ebenso ist auch die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wärmepumpen an die Bedingungen des Gesamtsystems gebunden. Wärmepumpen heben das Temperaturniveau des eingehenden Mediums

in einem Kreisprozess auf ein höheres Temperaturniveau an. Dabei ist der Wirkungsgrad der Wärmepumpe umso höher, je geringer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Netzvorlauftemperatur ist. Die benötigte Vorlauftemperatur ist in einem unsanierten, alten Gebäude deutlich höher (70-90°C) als in einem Gebäude, welches saniert beziehungsweise gut isoliert wurde, und über eine große Wärmeverteilung, beispielsweise durch eine Fußbodenheizung, verfügt (Vorlauftemperatur Fußbodenheizung: 45°C) [56]. Aufgrund der großen Temperaturdifferenz kann eine Wärmepumpe im Gebäudebestand ohne vorherige Sanierung meist nicht wirtschaftlich betrieben werden [57].

### 3.6 Gründe für die Implementierung eines H<sub>2</sub>-Netzes im Gebäudesektor

Die Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes für einen vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb erfordert eine umfassende Umrüstung der Gasinfrastruktur. Außerdem müssen Abnehmer im entsprechenden Versorgungsgebiet reines H<sub>2</sub> ökonomisch nutzen wollen. Denn abgesehen von der Umrüstung der Gasinfrastruktur, die bereits mit Kosten verbunden ist, wird H<sub>2</sub> für die Wärmebereitstellung in Gebäuden voraussichtlich mit höheren Kosten verbunden sein, als andere Alternativen der Wärmebereitstellung. Dies ist zum einen auf den hohen Strombedarf für die Bereitstellung von grünem H<sub>2</sub> zurückzuführen [46]. Zum anderen führt die sinkende Gasnachfrage aufgrund des Wechsels derzeitiger Erdgasabnehmer zu einer alternativen Wärmeversorgung zu steigenden Netzentgelten [58]. Dennoch könnte H<sub>2</sub> eine sinnvolle Lösung der Wärmebereitstellung für Gebäude sein.

In Kapitel 3.5 wurde bereits die Rolle von H<sub>2</sub> als Element der Sektorenkopplung angesprochen. Grünes H<sub>2</sub>, welches in Zeiten der Überproduktion von WKAs und PV-Anlagen erzeugt wird, kann gespeichert, und in Dunkelflauten als gasförmiger Energieträger direkt zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor genutzt werden.

In [46] wird der Einsatzbereich von H<sub>2</sub> im Gebäudesektor vor allem bei den so genannten „schwierigen Gebäuden“ gesehen. Als schwierige Gebäude werden schwer zu erreichende Gebäude sowie Gebäude, bei denen die Sanierung durch technische Dämmrestriktionen und/oder Denkmalschutz schwer umsetzbar ist, zusammengefasst. Für schwer zu erreichende Gebäude ist beispielsweise der Anschluss an ein Fernwärmenetz nicht sinnvoll. Denn wie bereits in Kapitel 3.5.1 beschrieben wurde, ist die Effizienz eines Fernwärmenetzes stark von der Qualität der Rohrleitungen abhängig, was den Einsatz für lange Transportwege unwirtschaftlich macht [55]. Ebenso ist der Einsatz von Wärmepumpen in diesen Gebäuden keine sinnvolle Alternative. Denn Gebäude, die unsaniert bleiben, benötigen zumeist eine hohe Netzvorlauftemperatur und haben einen hohen spezifischen Wärmeverbrauch. Dies würde zu einem niedrigen Leistungskoeffizienten der Wärmepumpe und demnach hohen Betriebskosten führen [57]. Laut [46] könnten im Jahr 2045 von 22 Mio. beheizten Gebäuden 15 Mio. mit Wärmepumpen ausgestattet sein, über 4 Mio. würden durch Fernwärme und

Quartierslösungen beheizt werden und der restliche Gebäudebestand, zu dem schwierige Gebäude zählen, müsste durch individuelle, emissionsfreie Wärmelösungen ausgestattet werden. Dafür kommt die Versorgung durch Direktstromheizungen, Biomasse, Biogas und -methan, H<sub>2</sub>, PtL und hybride Lösungen mit Wärmepumpen, Solarthermie und PV-Anlagen in Frage.

Damit H<sub>2</sub> als wirtschaftlich konkurrenzfähiger Energieträger in Betracht gezogen wird, muss zunächst eine Kostendegression bei den entsprechenden Technologien stattfinden. In [14] wird die Möglichkeit zur Kostendegression vor allem in Bereichen gesehen, die schon derzeit nahe der Wirtschaftlichkeit sind, und bei denen größere Pfadabhängigkeiten vermieden werden. In der Industrie ist in vielen Bereichen schon heute graues H<sub>2</sub> im Einsatz, und die vorhandene Gasinfrastruktur und Anlagen sind dementsprechend auch für grünes H<sub>2</sub> bereits *H<sub>2</sub>-ready (engl.)*. Durch den Einsatz von H<sub>2</sub> in der Industrie soll die Produktion und Nutzung von H<sub>2</sub> angetrieben werden, wodurch technologischer Fortschritt und Skaleneffekte erzielt werden sollen. Der Industriesektor hat auch aufgrund der perspektivisch steigenden Nachfrage großes Potential, Treiber beim Markthochlauf von H<sub>2</sub> zu sein. H<sub>2</sub> wird beispielsweise als Grundstoff in der chemischen Industrie für die Herstellung von Ammoniak benötigt. Auch für die Erzeugung von Primärstahl ist der Ersatz des Steinkohlekoks durch H<sub>2</sub> derzeit (Stand 2023) die technologisch vielversprechendste Möglichkeit zur Dekarbonisierung. Aufgrund der noch fehlenden Alternativen für eine Dekarbonisierung stellt der Einsatz von grünem H<sub>2</sub> in diesen Bereichen eine „*No Regret-Option*“ (engl.) dar. In [58] wird darauf hingewiesen, dass fünf der sieben primären Stahlproduktionsstandorte in Deutschland nicht am Transportnetz angeschlossen sind. Es kann angenommen werden, dass diese Standorte durch das Verteilnetz versorgt werden. Insgesamt wird nahezu ein Drittel der in [58] betrachteten industriellen Standorte über das Verteilnetz versorgt. Die Umrüstung der betreffenden Verteilnetzabschnitte für einen H<sub>2</sub>-Betrieb eröffnet die Möglichkeit der H<sub>2</sub>-Versorgung auch für gewerbliche und private Endnutzer mit niedrigem Gasbedarf, welche durch denselben Verteilnetzbetreiber mit Gas versorgt werden. Auf diese Weise könnten „H<sub>2</sub>-Inseln“ entstehen. Dies sind Gebiete, die aufgrund ihrer Nähe zu Industriestandorten eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur entwickeln. Regionen mit industriellen Anlagen, welche in Zukunft vermehrt H<sub>2</sub> einsetzen werden, stellen Regionen großen H<sub>2</sub>-Bedarfs dar. Diese Regionen können, wie im Bericht des *European Hydrogen Backbone (engl.)* (EHB) [59] beschrieben, durch ein H<sub>2</sub>-Netz verbunden werden.

### **European Hydrogen Backbone**

*Die EHB-Initiative ist eine Gruppe von 31 europäischen Energieinfrastrukturbetreibern. Die Gruppe veröffentlicht jährlich Visionspapiere zum Aufbau einer europäischen H<sub>2</sub>-Infrastruktur, welche auf wiederverwendeten Erdgasinfrastrukturelementen beruht.*

*Das EHB-Visionpapier 2022 stellt eine EHB-Vision vor, die zeigt, dass bis 2030 fünf europäische H<sub>2</sub>-Versorgungs- und -Importkorridore entstehen könnten, welche Regionen großen H<sub>2</sub>-Angebots mit Regionen großen H<sub>2</sub>-Bedarfs verbinden. In weiterer Zukunft könnte ein gesamteuropäisches Netz ausgebaut werden, welches bis zum Jahr 2040 eine Länge von fast 53.000 km umfasst. Darüber hinaus werden potentielle Offshore-Verbindungsleitungen und Pipelinerouten in Regionen außerhalb des EHB-Gebiets vorgestellt, welche in die H<sub>2</sub>-Infrastruktur eingebunden werden könnten. Die EHB-Initiative sieht in der Verbindung von Regionen mit großem H<sub>2</sub>-Versorgungspotential sowie der Einspeisung großer Mengen von grünem H<sub>2</sub> eine Möglichkeit, die Dekarbonisierung des Energiesektors zu beschleunigen und dessen Widerstandsfähigkeit sowie Versorgungssicherheit zu stärken. Gleichzeitig wird im aktuellen Visionspapier betont, dass der Aufbau einer solchen H<sub>2</sub>-Infrastruktur die enge Zusammenarbeit zwischen den EU-Mitgliedsstaaten und Nachbarländern, sowie einen unterstützenden Rechtsrahmen erfordert [59].*

### **3.7 Entwicklung der Heizungsarten und Energieträger im Gebäudesektor**

Im Zuge der Energiewende werden fossile Energieträger mit der Zeit vom Markt verschwinden. Die Transformation des Energiesystems beinhaltet deswegen den Einsatz alternativer Energieträger und in Folge dessen den Umbau von Heizsystemen.

In [3] wird die Entwicklung von verbauten Heizsystemen und verwendeten Energieträgern anhand einer Gebäudetypologie für die Jahre 2020-2050 modelliert. Es ist anzumerken, dass die in [3] vorgestellte Studie durch die 2022 in Kraft getretenen Änderungen des Klimaschutzgesetzes betroffen ist. Durch das neue Klimaschutzgesetz wurden die Klimaschutzvorgaben dahin gehend verschärft, dass bereits bis zum Jahr 2045 die vollständige THG-Neutralität in Deutschland erreicht werden soll [46], und nicht wie ursprünglich geplant, eine Emissionsreduzierung von 80-95 % bis zum Jahr 2050 (gegenüber 1990) [60]. Darüber hinaus wird im neuen Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2030 eine THG-Minderung gegenüber dem Jahr 1990 von 65 %, anstelle von 55 %, angestrebt [61]. [3] umfasst zwei Szenariophasen. Die „TN-Szenarien“ der früheren Phase wurden bereits im Jahr 2021 berechnet, und damit bevor 2022 das neue Klimaschutzgesetz mit ambitionierteren Klimaschutzzielen in Kraft trat. Die „T45-Szenarien“ wurden 2022 unter Berücksichtigung des neuen Klimaschutzgesetzes

aufgestellt. Da die Ergebnisse der T45-Szenarien zum Zeitpunkt des Verfassens dieser Arbeit noch nicht veröffentlicht wurden, wird sich im Weiteren auf die Ergebnisse der TN-Szenarien bezogen.

Es wurden drei Szenarien entwickelt, welche sich jeweils auf die starke Nutzung von erneuerbarem Strom (Strom-Szenario), grünem H<sub>2</sub> (TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario) und synthetischen Kohlenwasserstoffen (TN-PtG/PtL-Szenario) konzentrieren. Aufgrund der Relevanz für diese Arbeit wird sich im Folgenden auf den Gebäudesektor im TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario beschränkt, da im Strom-Szenario sowie im TN-PtG/PtL-Szenario keine Nutzung von H<sub>2</sub> vorgesehen ist. Im Folgenden werden die Ergebnisse vorgestellt. Die betrachteten Ergebnisse finden in Kapitel 5.1.3 sowie 5.3.1 der Modellierung Anwendung.

Die Gebäudetypologie beschreibt verschiedene Arten und Altersklassen von privaten Haushalten sowie Gebäuden aus dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor (GHD). Unter Berücksichtigung der jeweiligen Gebäudealter sowie typischer Nutzungsdauern von verschiedenen Heizsystemen wurden Sanierungszeitpunkte modelliert. Dabei wurden Sanierungsmaßnahmen außerhalb der festgelegten Sanierungszyklen vermieden. Bei Sanierungsmaßnahmen besteht die Möglichkeit, die ursprüngliche Art der Energieversorgung beizubehalten, oder zu einer alternativen Energieversorgung zu wechseln. Bei der Entscheidung, welche Wärmeerzeuger verbaut werden, werden Gestehungskosten einzelner Energieformen sowie auch die Trägheit des Marktes berücksichtigt [3]. Die folgende Tabelle 1 zeigt die modellierte Entwicklung der Verwendung verschiedener Heizsysteme in Gebäuden für die Jahre 2020-2050.

Heizungsart	Anteil der jeweiligen Heizungsarten [%]			
	2020	2030	2040	2050
BHKW	0,48	0,93	1,97	1,11
Gas-Heizkessel	55,45	56,78	47,25	33,32
Hackschnitzel-Heizungen	2,21	1,54	1,2	1,18
Pellet-Heizkessel	2,22	2,86	4,05	5,11
Solarthermie	1,98	2,03	7,23	10,72
Strom-Direktheizung	0,77	0,25	0,01	0
Wärmenetzanschluss	8,94	12,72	14,66	16,1
Wärmepumpe	6,37	13,43	22,5	32,47
Öl-Heizkessel	21,57	9,46	1,13	0

Tabelle 1: Anteil verschiedener Heizungsarten in den Jahren 2020-2050, eigene Darstellung basierend auf [3]

Wie in Tabelle 1 zu sehen ist, werden Gasheizungen nach TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario im Jahr 2050 nach wie vor die vorherrschende Heizungsart sein, wobei Wärmepumpen in Zukunft zu nahezu gleichem Anteil vorhanden sein werden. Dabei wird Gas in Heizkesseln verbrannt, Brennstoffzellen-Heizgeräte sollen im Gebäudesektor keine Rolle spielen. Andere relevante Heizungsarten sind Blockheizkraftwerke (BHKW), Hackschnitzel-Heizungen, Pellet-Heizkessel, Solarthermie, Wärmenetzanschlüsse und

Wärmepumpen [3]. Die modellierte Entwicklung der Anteile verschiedener Energieträger ist in der folgenden Tabelle 2 zu sehen.

Energieträger	Anteil des jeweiligen Energiebedarfs [%]			
	2020	2030	2040	2050
Biomasse	11,8	11,39	12	12,51
Heizöl	19,37	8,55	1,11	0
Erdgas	50,22	52	23,14	0
Nah- und Fernwärme	8,19	12,04	14,51	17,19
Solarthermie	1,19	1,24	2,42	2,77
Strom Hilfsenergie	1,65	1,9	2,54	3,27
Strom direkt	3,02	2,79	2,05	1,70
Wärmepumpen-Strom	1,74	3,18	5,58	8,19
Wärmepumpen-Umwgebungswärme	2,85	6,9	13,51	21,85
H <sub>2</sub>	0	0	23,14	32,53

Tabelle 2: Anteil Energiebedarf aufgeteilt nach Energieträgern für die Jahre 2020-2050, eigene Darstellung basierend auf [3]

In Tabelle 2 ist zu sehen, dass nach TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario bis zum Jahr 2050 fossile Energieträger vollständig aus dem Wärmemix des Gebäudesektors verschwinden. Bezüglich des Erdgases kommt es zunächst zu einer Bedarfsspitze im Jahr 2030, was vor allem durch die notwendige Substitution anderer fossiler Energieträger bedingt ist [62]. Im Zeitraum 2030-2050 nimmt die Erdgasnachfrage schließlich zügig ab.

Gasförmige Energieträger bleiben die Energieträger mit dem höchsten Anteil am Energieverbrauch, wobei Erdgas durch erneuerbare Gase, in diesem Fall H<sub>2</sub>, ersetzt wird. Dabei ist nicht von einer steigenden Beimischung des H<sub>2</sub> zum Erdgas die Rede, vielmehr werden Regionen nacheinander auf einen vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb umgestellt [3]. Der fortschreitende Ersatz des Erdgases durch H<sub>2</sub> im Gebäudesektor kann in der folgenden Abbildung 2 nachvollzogen werden.

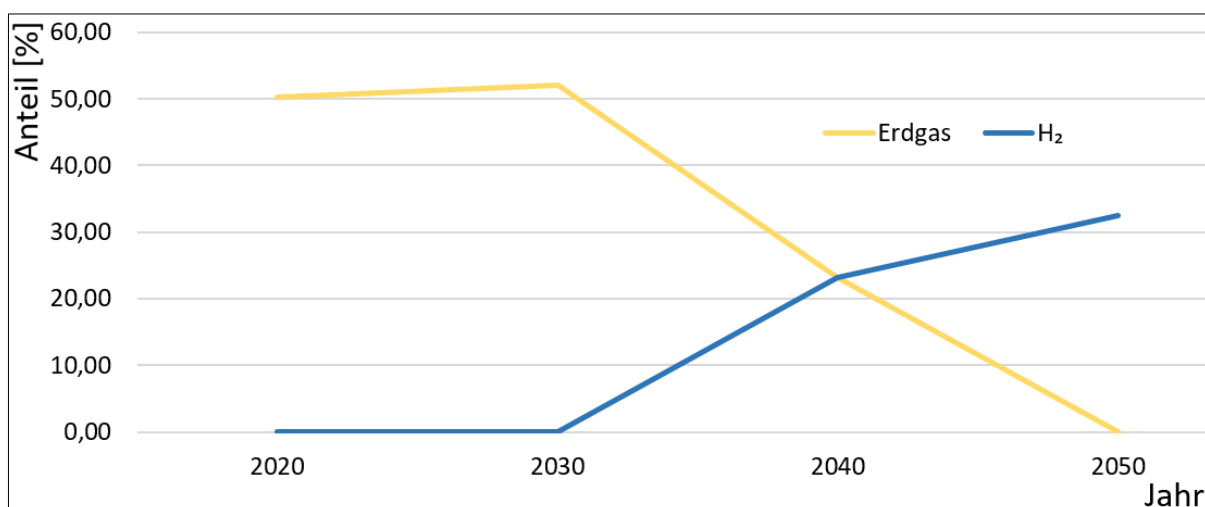


Abbildung 2: Entwicklung des Einsatzes von Erdgas & H<sub>2</sub>, eigene Darstellung basierend auf [3]

Deutlich zu erkennen ist in Abbildung 2 der inverse Verlauf der Erdgas- und H<sub>2</sub>-Nachfrage. Zudem zeigt sich, dass H<sub>2</sub> im Jahr 2050 einen geringeren Anteil des gesamten Energiebedarfs deckt, als derzeit Erdgas. Gründe dafür liegen laut [63] in der zunehmenden energetischen Sanierung von Bestandsgebäuden und energieeffizienten Neubauten, die den Gesamtenergiebedarf im Gebäudesektor reduzieren. Hinzu kommt ein steigender Anteil von elektrifizierter Gebäudewärme, beispielsweise über Wärmepumpen, da diese häufig wirtschaftlicher und effizienter sind als H<sub>2</sub>-betriebene Gasfeuerungsanlagen.

In Kapitel 3.5.1 wurde bereits die Notwendigkeit eines hohen Energieeffizienzstandards der Rohrleitungen und Gebäude für den Einsatz von Fernwärme und Wärmepumpen angesprochen. Für die Verwendung von H<sub>2</sub> ist der Sanierungsstand der Gebäude weniger relevant, was sich in der Modellierung des TN-H<sub>2</sub>-G-Szenarios widerspiegelt. Die Gebäudeeffizienz verbessert sich nur leicht und vorwiegend durch Dämmmaßnahmen, welche zu den so genannten konventionellen Sanierungen gehören, die geltende Mindestanforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) einhalten. Der Rückgang des Endenergieverbrauchs bis 2050 für Raumwärme und Warmwasser wird mit 33 % prognostiziert (im Vergleich zu 2008). Daraus resultiert, dass das Ziel der THG-Neutralität im TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario sich nur bedingt durch eine Minderung des Energieverbrauchs ergibt, sondern vielmehr durch den grundlegenden Umbau der Brennstoffbereitstellung. Investitionen werden für die Bereitstellung von H<sub>2</sub> aufgewendet, statt für eine Effizienzsteigerung, wie es im Strom-Szenario der Fall wäre. Das TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario hat damit einen konsumtiven Charakter [3].

### 3.8 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor werden durch die Bundesregierung gefördert. So werden die Kosten für geeignete Gebäudesanierungen um bis zu 20 % übernommen. Jedoch gilt dies nur für Sanierungsmaßnahmen, welche von Fachkräften ausgeführt werden, Eigenleistungen werden nicht gefördert [64].

Der Bedarf nach Fachkräften im Handwerk ist ein kritischer Punkt, wenn es um das Erreichen der Klimaziele geht. Denn ohne eine ausreichende Verfügbarkeit von Fachkräften ist die Energiewende bis zum Jahr 2045 nicht zu schaffen. Schätzungsweise 439.000 Fachkräfte werden 2030 in Deutschland für die Herstellung und Installation von Geräten und Anlagen im Zuge der Energiewende gebraucht, 2035 sollen es bereits über 700.000 sein [65]. Dabei nannte der ZDB schon im Jahr 2020 ein Defizit von 60.000 Fachkräften. Der Fachkräftemangel wird sich in Zukunft weiter verschärfen, denn der Nachwuchs in den entsprechenden Berufen fehlt. Als Hauptgrund für das Beschäftigungsdefizit wird der fehlende monetäre Anreiz genannt [64]. Der Fachkräftemangel spiegelt sich in der so genannten Sanierungsrate wieder. Die Sanierungsrate beschreibt prozentual die Anzahl der Gebäude, welche

jährlich energetisch saniert werden. Damit die Klimaziele im Gebäudesektor erreicht werden können, ist seit 2021 bis zum Jahr 2045 eine durchschnittliche Sanierungsrate des Gebäudebestands von 2 % notwendig. Die tatsächliche Sanierungsrate lag laut [66] jedoch nie über 1 %.

In [15] wird der zeitliche Arbeitsaufwand für den Umbau von Gasfeuerungsanlagen und dazugehörigen Komponenten abgeschätzt. Dabei geht es um die Umrüstung von so genannten H<sub>2</sub>-ready Geräten, bei denen die Umstellung auf H<sub>2</sub> bereits vorbereitet ist. So muss bei den H<sub>2</sub>-ready Geräten des Herstellers Viessmann lediglich der Brenner ausgetauscht werden, damit die Gasfeuerungsanlage eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 100 Vol.-% aufweist. Des Weiteren kann aus verschiedenen Quellen der zeitliche Arbeitsaufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas entnommen werden. Diese Angaben können ebenfalls als Richtwert für die Umrüstungen für einen H<sub>2</sub>-Betrieb angesehen werden. Die folgende Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Angaben zum zeitlichen Arbeitsaufwand für die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen. Diese finden in Kapitel 5.3.2 der Modellierung Anwendung.

	Umrüstung für H <sub>2</sub>		Umrüstung für H-Gas				
Quelle	Bosch Thermotechnik GmbH [15]	Viessmann Climate Solutions SE [2]	EWE NETZ GmbH [67]	Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG [68]	Netzgesellschaft Düsseldorf mbH [69]	Energieversorgung Mittelrhein AG [70]	Stadtwerke Munster-Bispingen GmbH [71]
Arbeitsaufwand [min]	60	15	60	30-60	60	30-60	30-60

Tabelle 3: Zeitlicher Arbeitsaufwand für die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen

### 3.9 Umrüstkosten des Verteilnetzes

Damit H<sub>2</sub> als klimaneutrales Gas in verschiedenen Sektoren Anwendung finden kann, sind Umrüstungen in der gesamten Gasinfrastruktur notwendig. In [3] wird davon ausgegangen, dass ein Erdgas-H<sub>2</sub>-Gasgemisch, welches 10 Vol.-% H<sub>2</sub> enthält, ohne Umbaumaßnahmen der Gasinfrastruktur eingesetzt werden kann. Die vollständige Transformation der Gasinfrastruktur vom derzeitigen Erdgasbetrieb zu einem H<sub>2</sub>-Betrieb erfordert dahingegen Umbaumaßnahmen im Bereich der Gasleitungen, Gasnetzkomponenten sowie Gebäudeinstallation. Aufgrund dieses Aufwands wird angenommen, dass in einer Stufe auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> umgestellt wird, ohne dass es Stufen der H<sub>2</sub>-Beimischung zwischen 10 und 100 Vol.-% geben wird. Es wird weiter davon ausgegangen, dass die Umstellung von Erdgas auf H<sub>2</sub> schrittweise für bestimmte Regionen vorgenommen wird. Dabei werden Regionen priorisiert, welche in die Leitungsstruktur des EHB eingebunden sind. Die weitere Priorisierung der Regionen erfolgt von West nach Ost und von Norden nach Süden [3].



[1] befasst sich mit dem Transformationsprozess der Gasinfrastruktur hinsichtlich der Bereitstellung von H<sub>2</sub>, der Nutzungsmöglichkeiten der bestehenden Gasnetzkomponenten sowie der Anpassung von Gasanwendungstechnologien. Das Teilprojekt „Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender“ konzentriert sich dabei auf die bestehenden Gastransport- und -verteilnetze sowie Gasnetzkomponenten und Gasanwendungen im Gebäudesektor. Es werden Anpassungsbedarfe sowie Kosten, welche durch die technische Anpassung zur Erhöhung der jeweiligen H<sub>2</sub>-Toleranz entstehen, herausgestellt.

Mit Blick auf die aktuelle H<sub>2</sub>-Toleranz wird in [1] zwischen einem *Worst-* und einem *Best-Case (engl.)* unterschieden. Im Worst-Case wird die H<sub>2</sub>-Toleranz durch Angaben aus [72] bestimmt. Diese stützen sich auf, zum Zeitpunkt der Erstellung der Kompendien, belastbare und mit Literaturquellen gestützte Angaben zur Bewertung der H<sub>2</sub>-Toleranz, wodurch sich ein konservatives Bild ergibt. Im Best-Case orientiert sich die angenommene H<sub>2</sub>-Toleranz an neusten Erkenntnissen, aktuellen Herstellerangaben (Stand 2022) sowie begründeten Annahmen und fällt optimistischer aus.

Für die Kostenannahmen in [1] wurde sich auf [73] und interne Projekterfahrung des DBI [74] gestützt. Die aufgelisteten Kosten umfassen den Aufwand der Planung, Beschaffung sowie Umsetzung der Erneuerungs- beziehungsweise Anpassungsmaßnahmen.

In der Betrachtung werden Gasleitungen sowie Gasnetzkomponenten vereinfacht zwei homogenen Netzebenen zugeordnet. Zum einen der Ebene der Fernleitungsnetze (Transportnetze) mit angeschlossenen Untergrundgasspeichern (FNB/UGS), zum anderen der Ebene der Gasverteilnetze (VNB) [1]. Aufgrund der Relevanz für diese Arbeit wird sich im Folgenden auf die Ebene VNB beschränkt. Die vorgestellten Ergebnisse finden in der Modellierung dieser Arbeit Anwendung (vgl. Kapitel 5.3.3).

### 3.9.1 Gasleitungen

Der wesentliche Faktor, welcher die Kosten im Bereich der Umrüstung von Gasleitungen beeinflusst, ist die Beständigkeit der eingesetzten Rohrleitungsmaterialien gegenüber Erdgas-H<sub>2</sub>-Gasgemischen und reinem H<sub>2</sub> unter den im Verteilnetz herrschenden Druck- und Temperaturbedingungen [1]. In der folgenden Tabelle 4 sind die im Verteilnetz eingesetzten Rohrleitungsmaterialien mit bestehenden Leitungslängen sowie deren H<sub>2</sub>-Toleranz aufgelistet.

Leitungsklasse	Rohrleitungs- material	H <sub>2</sub> -Toleranz Worst-Case [Vol.-%]	H <sub>2</sub> -Toleranz Best-Case [Vol.-%]	Leitungslänge [km]	Anteil [%]
Verteilnetzleitung ≤ 16 bar und HA-Leitung ≤ 5 bar	PE/PVC	100	100	341.606	61,61
	Stahl	100	100	190.086	34,28
	GGG/GG	0	0	8.563	1,54
	unbekannt	0	0	14.245	2,57

Tabelle 4: Leitungsklassen im VNB & deren Toleranz gegenüber H<sub>2</sub>, eigene Darstellung basierend auf [1]

Aus Tabelle 4 ist abzulesen, dass rund 96 % der Verteilnetzleitungen aus PE, PVC oder Stahl bestehen. Für diese Rohrleitungsmaterialien wird angenommen, dass sie, falls sie für Erdgas beständig sind, dies auch für H<sub>2</sub> sind. Es wird daher eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 100 Vol.-% angenommen. Für eine Transformation des Gasnetzes müssten die Gasleitungen nicht umgerüstet oder ausgetauscht werden. Weitere 4 % der Gasleitungen bestehen aus duktilem Gusseisen (GGG), Grauguss (GG) sowie unbekanntem Rohrleitungsmaterialien. Die H<sub>2</sub>-Beständigkeit von GGG sowie GG gilt derzeit (Stand 2022) in der Literatur noch als umstritten. Für GGG gilt generell eine erhöhte Risswachstumsrate beim Einsatz von H<sub>2</sub> in den Gasleitungen. Andere Quellen bewerten spezifische GGG-Werkstoffe (Werkstoff-ID 0.7040 und 0.7673) jedoch als H<sub>2</sub>-geeignet. Wegen dieser Unsicherheit werden GGG und GG mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 0 Vol.-% bewertet. Eine Unsicherheit gilt auch für Leitungsabschnitte, in denen die verwendeten Rohrleitungsmaterialien nicht bekannt sind, auch diese werden mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 0 Vol.-% bewertet. Gasleitungen aus GGG, GG und unbekanntem Rohrleitungsmaterialien müssten somit bereits für eine geringe Beimischung des H<sub>2</sub> ausgetauscht werden [1].

In der folgenden Tabelle 5 sind die Kosten abzulesen, welche für den Austausch bei der Umrüstung auf einen H<sub>2</sub>-Betrieb für die verschiedenen Rohrleitungsmaterialien anfallen.

Leitungsklasse	Druckstufe [bar]	Kosten Austausch [€/m]
Verteilnetzleitung Stahl	≤ 16	950
Verteilnetzleitung PE/PVC/GGG/GG/unbekannt	≤ 16	850
HA-Leitung PE/PVC/Stahl/unbekannt	≤ 5	400

Tabelle 5: Kostenzuordnung der Leitungsklassen im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]

### 3.9.2 Gasnetzkomponenten

Zusätzlich zu materialseitig ungeeigneten Gasleitungen müssen Gasnetzkomponenten bei einer Umstellung auf H<sub>2</sub> umgerüstet werden. Zu den Gasnetzkomponenten zählen die in der folgenden Tabelle 6 aufgelisteten Elemente.

Komponentengruppe	Komponente	Anzahl Komponente pro GDRM-Anlage bzw. HA-Leitung		
		400 [m <sup>3</sup> /h]	1.000 [m <sup>3</sup> /h]	15.000 [m <sup>3</sup> /h]
Gasnetzkomponenten im Bereich VNB	Leistungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses	-		
Gasnetzkomponenten in gastechischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung		Anlagenleistung		
	Filter	2	2	2
	Vorwärmer	0	0	2
	SAV	2	2	10
	SBV	1	1	4
	Gaszähler	1	1	3
	Druckregelgerät	2	2	4
	Mengenumwerter	0	0	1
Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation	HEK	1		
	HAE	1		
	Hausdruckregler	1		
	Gasströmungswächter	1		
	Balgengaszähler	1		

Tabelle 6: Gasnetzkomponenten im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]

Die Bewertung der Gasnetzkomponenten bezüglich der H<sub>2</sub>-Toleranz ist umfassender als die der Gasleitungen. So richtet sich der Umrüstungsaufwand in GDR- und GDRM-Anlagen beispielsweise an die spezifische Abnahmesituation in der Region des nachgeschalteten Netzabschnittes, welche durch die Transformation des gesamten Energiesystems zunehmend schwer abgeschätzt werden kann [15]. Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, ist die Auslegung der Anlage vom Gasdurchsatzvolumen pro Zeit abhängig, dabei muss allerdings beachtet werden, dass der Durchsatz zu Verbrauchsspitzen deutlich höher liegen kann als im Durchschnitt. Zudem kann es im Falle der Beimischung von H<sub>2</sub> kurzzeitig in Leitungsabschnitten zu einem Anteil des H<sub>2</sub> von 100 Vol.-% kommen, wenn eine geringe Gas-Nachfrage besteht und keine turbulente Durchmischung der Gase stattfinden kann, auch dieser Aspekt macht die Abschätzung der H<sub>2</sub>-Toleranzen der jeweiligen Gasnetzkomponenten komplex [1].

In der folgenden Tabelle 7 sind H<sub>2</sub>-Toleranzen der jeweiligen Gasnetzkomponenten aufgelistet. Im Anschluss werden diese für die einzelnen Komponenten erläutert.

Gasnetzkomponenten	H <sub>2</sub> -Toleranz Worst-Case [Vol.-%]	H <sub>2</sub> -Toleranz Best-Case [Vol.-%]
Leistungsarmaturen	10	100
Filter	10	40
Vorwärmer	10	40
SAV	10	60
SBV	10	60
Gaszähler	5	10
Druckregelgerät	30	100
Mengenurwerter	10	10
HEK	10	100
HAE	10	100
Hausdruckregler	20	100
Gasströmungswächter	30	30
Balgengaszähler	20	20

*Tabelle 7 Gasnetzkomponenten im VNB & deren Toleranz gegenüber H<sub>2</sub>, eigene Darstellung basierend auf [1]*

### **Leistungsarmaturen**

Die materialseitige und funktionelle H<sub>2</sub>-Toleranz von Leistungsarmaturen, welche in der Regel aus Stahl bestehen, wurde in [75] mit 10 Vol.-% angegeben. Analog zur H<sub>2</sub>-Toleranz von Stahlleitungen konnte jedoch durch Untersuchungen nachgewiesen werden, dass bestehende Stahlkugelhähne und Stahlschieber gegenüber H<sub>2</sub> dicht sind, weswegen im Best-Case mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 100 Vol.-% gerechnet wird [1].

### **Filter**

In Kapitel 3.3.2 wurde bereits die geringe volumetrische Energiedichte von H<sub>2</sub> im Vergleich zu CH<sub>4</sub> angesprochen. Aus diesem Grund muss, für eine energetisch gleichbleibende Transportkapazität, bei einer Umrüstung von Erdgas zu H<sub>2</sub> das Gasvolumen erhöht werden. Folglich steigt die Strömungsgeschwindigkeit innerhalb der Gasleitungen, was zu einer höheren spezifischen Flächenbelastung der eingesetzten Filter führt. Beispielsweise steigt bei einem H<sub>2</sub>-Anteil von 25 Vol.-% im Gasgemisch die Flächenbelastung bereits um 30 %. Die höhere spezifische Flächenbelastung könnte die Beständigkeit der für Erdgas ausgelegten Filtereinsätze überschreiten. Aufgrund der Erfahrungen aus Stadtgas-Zeiten wird im Best-Case die H<sub>2</sub>-Toleranz von Filtereinsätzen mit 40 Vol.-% angenommen. Für Filtergehäuse hingegen, welche in der Regel aus Stahl bestehen, wird analog zu Gasleitungen aus Stahl angenommen, dass die Beständigkeit für einen Betrieb mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> gegeben ist [1].

### **Vorwärmer**

Analog zu Filtern verändert sich auch die Leistung eines Vorwärmers aufgrund der volumetrischen Energiedichte von H<sub>2</sub>. Im Gegensatz zu einem Betrieb mit Erdgas kommt es bei der Verwendung von H<sub>2</sub> in einer GDR- oder GDRM-Anlage zu einem negativen Joule-Thomson-Effekt [1]. Dabei wird der

## Grundlagen

Joule-Thomson-Koeffizient eines Erdgas-H<sub>2</sub>-Gasgemisches ab einer Beimischung des H<sub>2</sub> von 85 Vol.-% negativ. Dieser Wert wurde in [1] mit der Software „GasCalc“ berechnet. Somit ist bei höheren H<sub>2</sub>-Anteilen mit einer Erwärmung des Gases bei der Druckverringerung zu rechnen. Analog zu der Bewertung von Filtereinsätzen wird aufgrund der Erfahrungen aus Stadtgas-Zeiten im Best-Case die H<sub>2</sub>-Toleranz von Vorwärmern mit 40 Vol.-% angenommen [1].

### **SAV und SBV**

Die Aufgabe von Sicherheitsventilen ist das gezielte Abblasen oder Abbrennen eines Brennstoffes im Falle einer Leckage. Dabei kommt der Brennstoff in Kontakt mit Umgebungsluft. Ein Erdgas-Luft-Gemisch ist bei einem Erdgasanteil von 4,3-16,3 Vol.-% und einer Zündquelle ab einer Energie von 0,29 mJ brennbar. Ein H<sub>2</sub>-Luft-Gemisch ist hingegen bei einem H<sub>2</sub>-Anteil von 4-77 Vol.-%, und einer Zündquelle mit einer Energie von nur 0,017 mJ brennbar [76]. Für aktuell in GDR- und GDRM-Anlagen verbaute Sicherheitsventile wird im Best-Case mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 60 Vol.-% gerechnet. Diese Angabe wurde aus [76] übernommen.

### **Gaszähler und Balgengaszähler**

Die Funktionsfähigkeit von Gaszählern und Balgengaszählern wurde in [77] untersucht. Es wurde festgestellt, dass Gaszähler bei H<sub>2</sub>-Betrieb mit Messungenauigkeiten reagierten. Es wird vermutet, dass diese mit Leckagen, durch die hohe Diffusionsneigung von H<sub>2</sub>, zu erklären sind. Bei bestimmten Ultraschallgaszählern war darüber hinaus ab einem H<sub>2</sub>-Anteil von 60 Vol.-% die Messwertanzeige nicht funktionsfähig [77]. Aus den genannten Gründen wird in [78] die mögliche Nutzung von für Erdgas zugelassenen Gaszählern bis zu einem H<sub>2</sub>-Anteil von 5 Vol.-% angegeben, wobei eine Nutzung auch mit einem H<sub>2</sub>-Anteil von 10 Vol.-% möglich ist, falls Hersteller dies explizit angeben. Speziell Balgengaszähler können laut [72] mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 20 Vol.-% bewertet werden.

### **Druckregelgeräte und Hausdruckregler**

Verschiedene Hersteller geben für Druckregelgeräte und Hausdruckregler an, dass diese für 100 Vol.-% H<sub>2</sub> im Betrieb beständig sind, was die statische Belastbarkeit und Funktionalität betreffen [1].

### **Mengenumwerter**

Die Aufgabe eines Mengenumwerters ist die Umrechnung des Gasvolumenstroms vom Betriebs- in den Normzustand. Dafür wird die Kompressibilitätszahl  $K$  berechnet. Die verwendeten Funktionsgleichungen wurden für den Betrieb mit Erdgas aufgestellt, und liefern daher beim Betrieb mit H<sub>2</sub> falsche Werte. Die Einschränkung der H<sub>2</sub>-Toleranz auf 10 Vol.-% ergibt sich laut [72] durch die geforderte Genauigkeit von  $\leq 0,1\%$  beziehungsweise  $\leq 0,25\%$  (DIN EN ISO 12213-1 [79] bzw. DVGW G 685-6 [80]) Abweichung gegenüber realen Messergebnissen.

### HEK und HAE

Im Rahmen von gemeinsamen Untersuchungen mit der Franz Schuck GmbH zur H<sub>2</sub>-Toleranz von HEK und HAE konnte die Materialeignung, Funktionsfähigkeit sowie Dauertauglichkeit (Festigkeit und Dichtheit) bei einem Betrieb mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> festgestellt werden. Auch die RMA Kehl GmbH & Co. KG untersuchte zusammen mit dem TÜV ihre HEK auf Dichtheit und allgemeine Tauglichkeit bei einem Betrieb mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> und erzielte positive Resultate [1].

### Gasströmungswächter

Für Gasströmungswächter wird im Worst- sowie Best-Case eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 30 Vol.-% angenommen. Für einen Betrieb mit 100 Vol.-% sind weitere Untersuchungen notwendig. Es wird aber bereits empfohlen, dass aus sicherheitstechnischen Gründen zukünftig Gasströmungswächter ohne Überstromöffnung verbaut werden sollten. Deswegen wird davon ausgegangen, dass für einen Betrieb mit H<sub>2</sub> Gasströmungswächter in jedem Fall ausgetauscht werden würden [1].

In der folgenden Tabelle 8 findet sich die Kostenaufstellung für die Umrüstung beziehungsweise für den Austausch der relevanten Gasnetzkomponenten.

Gasnetzkomponenten	Druckstufe [bar]	Kosten Umrüstung [€/Stück]	Kosten Austausch [€/Stück]
Leitungsarmaturen	-	-	30.000
Filter	≤ 5	-	1.250
	5 - ≤ 16	-	1.300
	> 16	-	7.000
Vorwärmer	> 16	-	12.000
SAV	> 16	-	9.800
SBV	≤ 5	-	500
	5 - ≤ 16	-	1.850
	> 16	-	1.100
Gaszähler	≤ 5	-	7.340
	5 - ≤ 16	-	5.130
	> 16	-	12.585
Druckregelgerät	≤ 5	-	1.100
	5 - ≤ 16	-	4.500
	> 16	-	7.600
Mengenurwerter	-	800	2.050
HEK	-	-	800
HAE	-	-	800
Hausdruckregler	-	-	170
Gasströmungswächter	-	-	100
Balgengaszähler	-	-	160

Tabelle 8: Kostenzuordnung der Gasnetzkomponenten im VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]

### 3.9.3 Gasfeuerungsanlagen

[81] befasst sich mit der H<sub>2</sub>-Toleranz von Gasanwendungen in den Sektoren Gebäude und Industrie. Innerhalb des Projektes konnte festgestellt werden, dass Bestandsgeräte zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 20 Vol.-% aufweisen. Bei höheren H<sub>2</sub>-Anteilen kam es zu Einschränkungen der Funktionsfähigkeit, dazu zählen Flammenrückschläge sowie akustische Effekte.

Die Einschränkung der H<sub>2</sub>-Toleranz von Gasfeuerungsanlagen im Bestand ergibt sich durch den Volumenstrom, welcher bei einem Betrieb mit H<sub>2</sub> etwa um das Dreifache erhöht werden muss. Darüber hinaus müssen Einzelkomponenten von Gasfeuerungsanlagen eine höhere Diffusionsdichtheit aufgrund der kleineren Molekülgröße von H<sub>2</sub> aufweisen [15].

Die Höhe des technischen Anpassungsbedarfes sowie die durch den Umbau notwendige Rezertifizierung machen laut [81] eine Umrüstung der Bestandsgeräte aus ökonomischer Sicht gegenüber einem Austausch durch neue, H<sub>2</sub>-tolerante, Geräte nicht sinnvoll. Von einigen Herstellern werden bereits Gasfeuerungsanlagen entwickelt, welche ausschließlich mit H<sub>2</sub> betrieben werden, oder schrittweise für einen H<sub>2</sub>-Betrieb umgerüstet werden können. So waren Prototypen eines H<sub>2</sub>-Heizkessels des Herstellers Bosch Thermotechnik GmbH seit 2017 auf Prüfständen. Im November 2020 startete ein Feldtest mit diesen Geräten. Auch Geräte der *BDR Thermea Group (engl.)* werden seit September 2020 in einem Feldtest mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> betrieben [15].

Aus der folgenden Tabelle 9 sind die durchschnittlichen Investitionsausgaben für verschiedene Gasfeuerungsanlagen abzulesen. Die Kosten für H<sub>2</sub>-tolerante Anlagen wurden dabei grundsätzlich um 10 % höher angesetzt als die für Erdgasfeuerungsanlagen [1].

Art der Gasfeuerungsanlage	Kosten Austausch	
	Erdgas [€/Anlage]	H <sub>2</sub> [€/Anlage]
Gasfeuerungsanlagen (Brennwert)	8.500	9.350
Gasfeuerungsanlagen (Heizwert)	5.500	6.050

Tabelle 9: Kostenzuordnung Gasfeuerungsanlagen, eigene Darstellung basierend auf [1]

## 4 Stand der Forschung

Das folgende Kapitel 4 fasst zunächst in den Unterkapiteln 4.1-4.3 den aktuellen Stand der Forschung zusammen. Im Anschluss werden in Unterkapitel 4.4 aktuelle Projekte zum Thema H<sub>2</sub> im Gebäudesektor kurz vorgestellt.

### 4.1 H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor

Derzeit veröffentlichte Studien, welche den Einsatz von H<sub>2</sub> als gasförmigen Energieträger im Gebäudesektor sehen, geben einen künftigen Energiebedarf vor allem auf nationaler Ebene an. In Tabelle 10 ist der gesamte Energiebedarf im Gebäudesektor im Jahr 2050, sowie die anteilige Deckung durch H<sub>2</sub> am Gesamtenergiebedarf, wie er in verschiedenen Studien beschrieben wird, dargestellt.

### 4.2 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

Der notwendige zeitliche Arbeitsaufwand und der Bedarf nach Fachkräften für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur ist in der Literatur wenig vertreten. In Kapitel 3.8 wurde bereits der aktuelle Fachkräftemangel im Handwerk, sowie der zeitliche Arbeitsaufwand für die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen, wie er in [15] angenommen wurde, beschrieben. Darüber hinaus befasst sich der aktuelle Stand der Forschung nicht mit dem Fachkräftemangel im Kontext dieser Arbeit.

### 4.3 Umrüstkosten des Verteilnetzes

Zum Zeitpunkt des Verfassens der vorliegenden Arbeit existiert in Deutschland keine flächendeckende H<sub>2</sub>-Infrastruktur. Vielmehr bestehen isolierte H<sub>2</sub>-Netze in Regionen mit Schwerpunkt in der chemischen Industrie, welche jedoch Eigentum der jeweiligen Unternehmen sind, und nicht der öffentlichen Versorgung dienen. H<sub>2</sub> wird in diesem Fall lokal erzeugt und verbraucht. Weltweit werden nur fünf Prozent des erzeugten H<sub>2</sub> transportiert und gehandelt [82].

In [83] wird, aufgrund der hohen technischen Anpassungsmaßnahmen, auch für die Zukunft keine flächendeckende Umstellung der Gasverteilnetze zur Wärmeversorgung im Gebäudesektor in Betracht gezogen. Hinsichtlich der Aufbaukosten für eine flächendeckende H<sub>2</sub>-Infrastruktur besteht weiterhin Unsicherheit, besonders für die Ebene der Verteilnetze. Zudem werden Kosten in derzeit veröffentlichten Studien vor allem auf nationaler oder internationaler Ebene angegeben. So werden in [59] notwendige Investitionen von 27-64 Mrd. € für den Aufbau einer europaweiten Transportnetzinfrastruktur bis 2040 angegeben, Verteilnetze werden jedoch nicht analysiert. Während einer Marktkonsultation, welche die Bundesnetzagentur im Jahr 2020 durchführte, gab die Hälfte der Befragten, wozu Unternehmen aus der Energiewirtschaft und Industrie sowie Netzbetreiber zählten,



an, dass eine zuverlässige Einschätzung der Kosten für den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur nicht möglich sei [15].

Tabelle 11 zeigt Kostenannahmen verschiedener Studien, welche sich auf die deutschlandweite Verteilnetzebene beziehen. Unter „Mehrkosten“ sind Kosten, die über die regulären Erneuerungs- und Instandsetzungsmaßnahmen hinaus gehen, zu verstehen. Für das Szenario VNB 4 [1] wird zum einen eine Kostenannahme für den Zeitraum 2021-2035, zum anderen eine geringere für den Zeitraum 2021-2045, angegeben. Der Grund dafür liegt im hohen Austauschbedarf von Gasnetzkomponenten und Gasfeuerungsanlagen bereits bis zum Jahr 2035, wodurch in den darauffolgenden Jahren bis 2045 der reguläre Investitionsbedarf dieser Komponenten ausbleibt, und in diesem Zeitraum negative Mehrkosten im Vergleich zum Benchmark-Szenario entstehen. Das Benchmark-Szenario gibt erforderliche Kosten für reguläre Erneuerungs- und Instandsetzungsmaßnahmen an.

Die Literaturrecherche zeigt, dass der Einsatz von H<sub>2</sub> häufig aufgrund verschiedener Faktoren als nicht konkurrenzfähig gegenüber bestehender technologischer Alternativen im Gebäudesektor angesehen wird. So wird in [84] die zukünftige Zunahme der Verwendung von H<sub>2</sub> weiterhin vor allem in der Industrie erwartet. Verschiedene weitere Studien kommen zu demselben Ergebnis. Es gibt wenige Studien im Bereich H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor sowie Kosten der Gasinfrastrukturumrüstung, zudem betrachten derzeitige Veröffentlichungen ausschließlich den nationalen oder sogar internationalen H<sub>2</sub>- oder Investitionsbedarf. Was die Implementierung eines H<sub>2</sub>-Gasnetzes allerdings für einen Verteilnetzbetreiber oder den einzelnen Endnutzer bedeutet, konnte durch die Literaturrecherche zu aktuellen Veröffentlichungen nicht geklärt werden. Auch durch die Literaturrecherche zum zeitlichen Arbeitsaufwand sowie Fachkräftebedarf für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur konnten keine Erkenntnisse gewonnen werden. Die vorliegende Arbeit soll dazu einen ersten Ansatz schaffen.

Quelle	Betrachtung	Spezifikation	Betrachtungsraum	gesamte Endenergie-nachfrage Gebäudesektor [TWh/a] (2050)	davon anteilig H <sub>2</sub> [%]	H <sub>2</sub> -Bedarf im Gebäudesektor [TWh/a] (2050)
Fraunhofer ISE (2020) Referenz100 [85]	Transformationspfade, Optimierung nach Kosten & gesetzlichen bzw. gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, Erreichung der THG-Emissionsreduktion (ohne CCS) um 95 % bis 2050 gegenüber 1990, sektorübergreifend	ohne weitere (fördernde oder erschwerende) Randbedingungen	deutschlandweit	710	3	21,3
Fraunhofer ISE (2020) Beharrung [85]		starke Widerstände gegen den Einsatz neuer Techniken im Privatbereich		810	9	72,9
Fraunhofer ISE (2020) Inakzeptanz [85]		starke Widerstände gegen den Ausbau großer Infrastrukturen		720	11	79,2
FZ Jülich (2019) Szenario 95 [86]	Gesamtsystemoptimierung, Erreichung der THG-Emissionsreduktion um 95 % bis 2050 gegenüber 1990, sektorübergreifend	ambitionierte THG-Reduktionsziele für die Zwischenjahre 2030-2040		525	7	36,8
LBST (2019) EL 95 [87]	Energiesystemanalyse, explizite Modellierung der Energieträger Strom & H <sub>2</sub> , Erreichung der THG-Emissionsreduktion um 95 % bis 2050 gegenüber 1990, sektorübergreifend	Referenz mit Fokus auf Elektrifizierung		550	7	38,5
LBST (2019) H <sub>2</sub> 95 [87]		zusätzlicher Einsatz von H <sub>2</sub> (systemdienliche Elektrolyse, H <sub>2</sub> -Speicher und -Netze)		550	31	170,5
Fraunhofer ISI (2021) TN-H <sub>2</sub> -G [88]	Energiesystemmodellierung, Untersuchung Wechselwirkung & Pfadabhängigkeiten zwischen Sektoren, THG-Neutralität 2050, sektorübergreifend	Szenario starke Nutzung von grünem H <sub>2</sub>		454	39	178,3

Tabelle 10: Studiengegenüberstellung; H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor

Quelle	Betrachtung	Ziel	H <sub>2</sub> -Toleranz im Gebäudesektor	Betrachtungsräum	Kosten
DVGW (2018) [89]	kostenoptimaler Transformationspfad zur Erreichung der THG-Emissionsreduktion um 95 % bis 2050 gegenüber 1990 in der Gasversorgung	Bestimmung der Mehrkosten für die Umrüstung der Gasinfrastruktur (im aktiven Bestand 2018), Endnutzer nicht berücksichtigt	100 Vol.-% bis 2050	Verteilnetzebene, deutschlandweit	7 Mrd. € bis 2050
Umwelt Bundesamt (2019) 95% H <sub>2</sub> [90]		lineare Anpassung der Kostenberechnung der DVGW COP 21 (2018) auf den in Betrieb befindlichen Teil des Gasnetzes im Jahr 2050			3,1–6,2 Mrd. € bis 2050
DVGW (2022) VNB 3 [1]	Transformationspfade im kostenbasierten Vergleich zur Bereitstellung von klimaneutralen Gasen, Nutzung der Gasinfrastruktur für die Integration der Gase, Anpassung von Gasverwendungs-technologien	Bestimmung der Mehrkosten für die Umrüstung der Gasinfrastruktur, inkl. Gasanwendungen und Gasmobilität (im aktiven Bestand 2022)	100 Vol.-% bis 2045		44,2 Mrd. € im Zeitraum 2021–2045
DVGW (2022) VNB 4 [1]			100 Vol.-% bis 2035		64,6 Mrd. € im Zeitraum 2021–2035 41,9 Mrd. € im Zeitraum 2021–2045

Tabelle 11: Studiengegenüberstellung: Kosten Aufbau H<sub>2</sub>-Verteilnetz

#### 4.4 Laufende Projekte

So genannte „Leuchtturmprojekte“, die, unter anderem durch den Einsatz von H<sub>2</sub>, Konzepte für ressourcenschonendes und energiebewusstes Wohnen testen, gibt es bereits einige in Deutschland. H<sub>2</sub> wird dabei nicht nur in Gebäuden zur Wärmeversorgung verwendet, sondern auch in den Bereichen Mobilität und zur Sektorenkopplung, beispielsweise indem durch die Elektrolyse zur Erzeugung von H<sub>2</sub> anfallende Abwärme in ein Wärmenetz gespeist wird. Im Folgenden werden die Projekte „Neue Weststadt Klimaquartier“ und „SmartQuart Kaisersesch“ kurz vorgestellt.

Das „Neue Weststadt Klimaquartier“, welches im baden-württembergischen Esslingen entsteht, verwirklicht die Sektorenkopplung auf den Ebenen Strom, Wärme, Kälte und Mobilität. Das entstehende Wohngebiet besteht aus Gebäuden mit hohem wärmeschutztechnischem Standard. Für die Stromversorgung der Gebäude wird Strom zum einen überregional durch EE, zum anderen lokal, durch auf den Gebäudedächern installierte PV-Anlagen, generiert. Überschüssiger Strom wird entweder ins Stromnetz eingespeist oder benutzt, um in einer P2G-Anlage grünes H<sub>2</sub> herzustellen. Dieses dient als Energiespeicher, und kann bei Bedarf einem Biomethan-BHKW beigemischt und rückverstromt werden (*Power-to-Gas-to-Power (engl.) (P2G2P)*). Im Klimaquartier können pro Jahr rund 85 t grünes H<sub>2</sub> produziert werden. 2.833 MWh können so generiert werden, was dem Jahresstromverbrauch von 726 Dreipersonenhaushalten entspricht. Um den Nutzungsgrad des gesamten Prozesses zu steigern, wird entstehende Abwärme aus Elektrolyseur und BHKW über ein Nahwärmenetz ebenfalls für die Versorgung der Gebäude verwendet. Die lokal installierte P2G- und P2G2P-Anlage resultiert in einer höheren Flexibilität des Gesamtsystems. Wärme kann zusätzlich durch Wärmepumpen und einen Erdgaskessel erzeugt werden, welcher ausschließlich zur Deckung der Bedarfsspitzen gedacht ist. Durch die Installation von Absorptionskälte-Anlagen wird außerdem die Bereitstellung von Kühlenergie ermöglicht [91].

Ähnliche Projekte, wie die „Neue Weststadt“ in Esslingen, sind die *SmartQuart (engl.)* Quartiere, welche im rheinland-pfälzischen Kaisersesch sowie im nordrhein-westfälischen Bedburg und Essen entstehen. Mit den SmartQuart Projekten wird die klimaneutrale Energieversorgung in Quartieren von unterschiedlicher Struktur auf technische und wirtschaftliche Machbarkeit sowie auf Akzeptanz der Bevölkerung getestet. Die Quartiere, welche in Bedburg und Kaisersesch entstehen, sind niedrig verdichtet im ländlichen Raum und weisen eine gemischt-strukturelle Nutzung auf, wozu Wohngebiete, Industrie und Gewerbe zählen. Das Quartier in Essen ist dagegen sehr hoch verdichtet im städtischen Raum. Zusätzlich zu der Energieversorgung der Gebäude wird die intelligente Kopplung zwischen benachbarten Quartieren einbezogen, indem Energieüberschüsse nach Bedarf an anderen Orten verteilt werden, wodurch Energieerzeugung und -verbrauch optimiert werden. Durch den Aufbau der Quartiere in verschiedenen, für Deutschland typischen, Räumen sind die Konzepte auch

## Stand der Forschung

auf andere Quartiere übertragbar und übernehmen so einen Modellcharakter für ganz Deutschland. Im Quartier, welches sich seit Oktober 2002 in Kaisersesch im Bau befindet, wird die Bereitstellung von Wärme und Strom mit dem Einsatz von H<sub>2</sub>-Technologien gekoppelt. Dafür wird Strom aus EE für die Erzeugung von H<sub>2</sub> in P2G-Anlagen genutzt. Dieses wird an die Gebäude weitergeleitet und zur Wärmeerzeugung genutzt [92]. Wie bereits im Kapitel 3.9 beschrieben, sind für den Einsatz von H<sub>2</sub> Modifikationen an der Gasinfrastruktur notwendig. Nicht zuletzt zählt dazu der Austausch der Gasfeuerungsanlagen innerhalb der Gebäude. Im Rahmen des Reallabors in Kaisersesch werden Gas-Brennwertgeräte sowie Brennstoffzellen-Heizsysteme getestet, die für den Betrieb mit 100 % H<sub>2</sub> ausgelegt sind. Die entsprechenden Prototypen des Herstellers Viessmann sollen ab Anfang 2023 verbaut werden [2].

Die aktuell laufenden H<sub>2</sub>-Vorhaben im Wärmesektor befassen sich mit der Gestaltung von modernen, klimaneutralen Neubaugebieten. Offen bleibt die Frage, wie der Gebäudebestand in Deutschland dekarbonisiert werden kann.

## 5 Methodik

Das folgende Kapitel 5 ist in drei Unterkapitel unterteilt. In Kapitel 5.1 wird zunächst der generelle Aufbau des Modells erläutert, auf dessen Grundlage die Transformation des Gasnetzes modelliert wurde. In Kapitel 5.2 werden die untersuchten Sensitivitäten der Gasnetztransformation vorgestellt. Schließlich wird in Kapitel 5.3 die Herangehensweise zur Beantwortung der definierten Forschungsfragen beschrieben. Der schematische Aufbau der entwickelten Methode ist in der folgenden Abbildung 3 zu sehen.

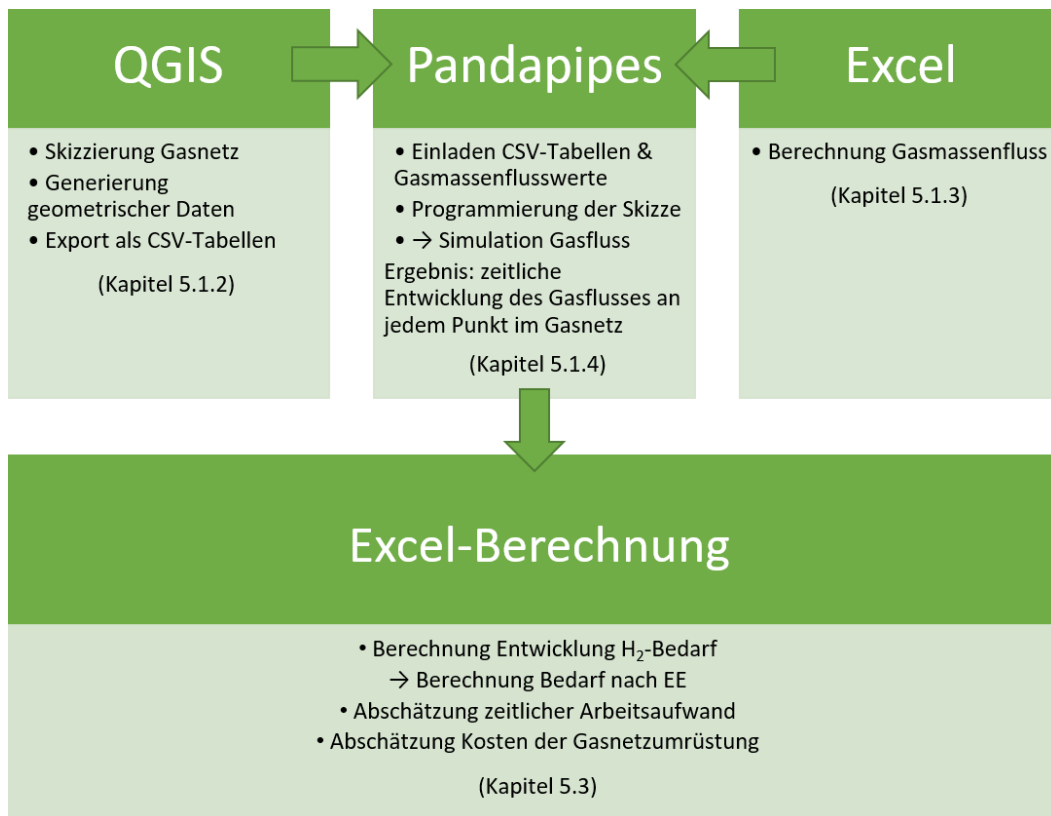


Abbildung 3: Schematischer Aufbau Methode

Zunächst wurde das gesamte Gasnetz des betrachteten Gebietes in QGIS skizziert. Dadurch konnten die geometrischen Daten einzelner Gasnetzelemente ermittelt werden. Weitere erforderliche Eingangsdaten für die Programmierung in Pandapipes, wie der Gasmassenfluss, wurden mit Excel berechnet. Durch die Simulation des Gasflusses in Pandapipes konnte abgeschätzt werden, wie sich die Benutzung des bestehenden Gasnetzes verändert, wenn derzeitige Erdgasabnehmer zu einer alternativen Energieversorgung wechseln. Anhand dieser Erkenntnisse wurde ermittelt, welche Teile des Gasnetzes umgerüstet werden müssten, um diese für einen Betrieb mit H<sub>2</sub> vorzubereiten, welcher Arbeitsaufwand dadurch entstehen würde und welche Kosten zu erwarten sind. Der benötigte H<sub>2</sub>-Importbedarf zur Deckung des Wärmebedarfs sowie die Dimensionierung von EE-Anlagen für den Betrieb eines Elektrolyseurs, der erforderliche Arbeitsaufwand sowie entstehende Kosten der Umrüstung wurden mit Hilfe von Excel berechnet.

## 5.1 Übergeordnete Modellierung

Im Folgenden wird der Aufbau des Modells beschrieben, auf dessen Grundlage die Transformation des Gasnetzes für verschiedenen Sensitivitäten simuliert wurde. Zu der übergeordneten Modellierung gehören die folgenden Aspekte:

- Rahmenbedingungen des betrachteten Gebietes
- Herangehensweise zur Skizzierung des Gasnetzes in QGIS
- Herleitung der Eingangsdaten

### 5.1.1 Rahmenbedingungen

Die Skizzierung des Gasnetzes orientiert sich an der Topografie einer realen Stadt, sodass ein möglichst realitätsnaher Aufbau des Modells erzielt wurde. Dafür wurde die baden-württembergische Stadt Rheinstetten gewählt, welche zum Landkreis Karlsruhe gehört. Um den Aufwand und die Datenmenge in einem überschaubaren Maße zu halten, beschränkt sich die Modellierung des Gasnetzes auf den Stadtteil Forchheim, welcher 1740 Gebäude umfasst. Ein Gebäudezuwachs im betrachteten Gebiet im Zeitraum bis 2045 wurde nicht berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass Neubauten einen hohen Energieeffizienzstandard haben, und aus diesem Grund vorwiegend mit technologischen Alternativen, wie zum Beispiel Wärmepumpen, ausgestattet werden. Im Jahr 2022 zählte Forchheim 9569 Einwohner [93]. Demnach handelt es sich laut Definition in [94] um eine kleine Kleinstadt. Des Weiteren kann das betrachtete Gebiet als mäßig verdichteter städtischer Raum bezeichnet werden, mit einem Straßenmuster, welches eine hauptsächlich regelmäßige Morphologie aufweist [95].

### 5.1.2 Skizzierung des Gasnetzes

Die Skizzierung des Gasnetzes wurde mit Hilfe von QGIS angefertigt. QGIS ist ein geographisches Informationssystem (GIS), welches zum Bearbeiten, Anzeigen, Analysieren und Veröffentlichen raumbezogener Informationen geeignet ist [96]. Die Elemente der Skizzierung beinhalten:

- punktförmige GDRM-Anlagen, Knotenpunkte und Senken (*nodes (engl.)*) sowie
- linienförmige Gasleitungen als Verbindungen zwischen den nodes.

Elemente wurden als *Shapelayer (engl.)* erstellt, indem für nodes Punkte und für Gasleitungen Linien händisch hinzugefügt wurden. Der Verlauf der HD-Gasleitungen des bestehenden Gasnetzes wurde aus den Veröffentlichungen des Netzservice der Stadtwerke Karlsruhe übernommen. Zur Verfügung gestellt wird ein Bild, welches den Verlauf von Gasleitungen in Karlsruhe zeigt, ohne dabei genaue geographische Information, wie Straßennamen, zu geben (vgl. Abbildung 4). In rot sind dabei Gasleitungen der Druckstufe 4 bar, in gelb Gasleitungen der Druckstufe 16 bar eingezeichnet. Zudem

sind Orte markiert, an denen das Netz der Stadtwerke Karlsruhe (SWKN-Netz) mit Gas versorgt wird, sowie Ausspeisepunkte des Gasnetzes in solche, die zu anderen Verteilnetzbetreibern gehören [97].

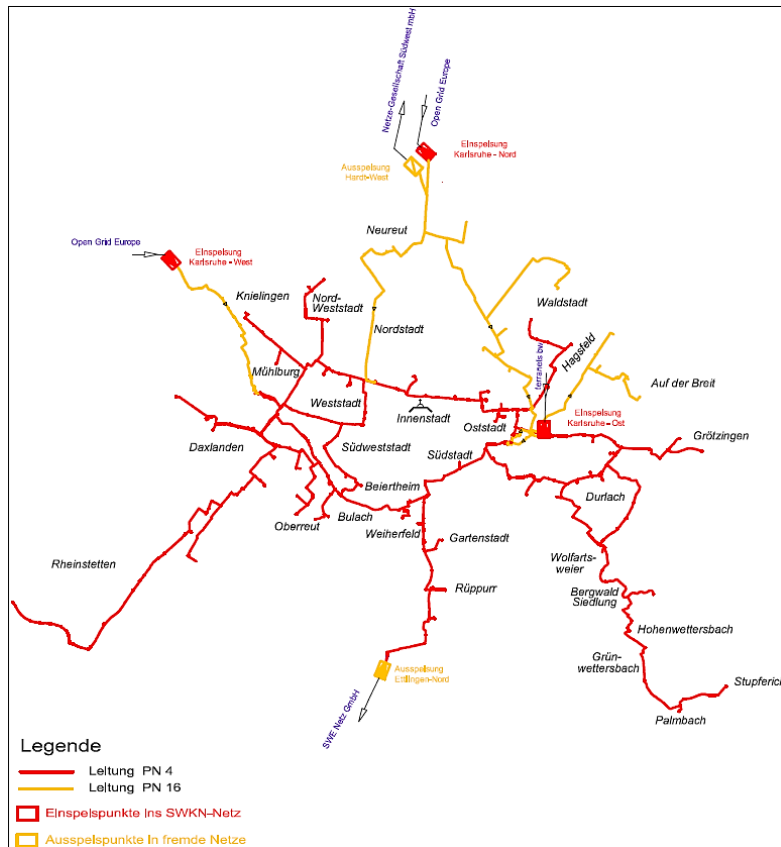


Abbildung 4: Gasnetzkarte Karlsruhe [97]

Um die genaue Lage der abgebildeten Gasleitungen zu ermitteln, wurde das Bild zunächst mit Hilfe des *Georeferencing-Tool (engl.)* auf eine Straßenkarte von Karlsruhe gelegt, indem markante Punkte jeweils auf dem Bild und der Straßenkarte verbunden wurden.

Der Verlauf der MD- und ND-Gasleitungen ist nicht öffentlich einsehbar, da es sich hierbei um kritische Infrastruktur handelt. Deswegen wird aus eigener Überlegung, basierend auf Literaturrecherche, eine Annahme getroffen. Es wird angenommen, dass Gasnetze in ihrer Geometrie dem Verlauf öffentlicher Straßen, sowie Forst- und Feldwegen, folgen. Dadurch wird gewährleistet, dass im Falle einer Störung ein schneller, unkomplizierter Zugang zu den Gasleitungen möglich ist [98]. Außerdem werden die regelmäßig notwendigen Wartungen und Sanierungen der Gasleitungen erleichtert [99].

Ergänzt werden die punktförmigen Elemente des Gasnetzes. GDRM-Anlagen sind Übernahmestationen, an denen Gasleitungen mit Gas durch vorgelagerte Gasleitungen höherer Druckstufe versorgt werden. Die GDRM-Anlage verbindet dabei eine Eingangs- und Ausgangsleitung, die so genannten Anbindungen, welche wiederum durch Knotenpunkte mit dem jeweiligen Gasnetz verbunden sind. Knotenpunkte stellen Verbindungen zwischen Gasleitungen derselben Druckstufe dar. Nach dem Regelwerk des DVGW überschreiten Anbindungen eine Länge von 50 m nicht [25]. Als Senken gelten zunächst alle Gebäude.



Im nächsten Schritt wurden die geographischen Daten der Gasnetzelemente generiert. Ebenso wurden die Längen der Gasleitungen berechnet und den Gasleitungen, Verbindungs- und Knotenpunkten Druckstufen und Leitungsdurchmesser zugewiesen. Typische Druckstufen und Leitungsdurchmesser wurden bereits in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Für das in dieser Arbeit modellierte Gasnetz wurden die Druckstufen 100 mbar (ND-Gasleitung), 1 bar (MD-Gasleitung) und 4 bar (HD-Gasleitung) gewählt, wobei die Annahme über die Druckstufe der HD-Gasleitungen aus den Angaben des Netzservice der Stadtwerke Karlsruhe hervorgehen [97]. Für die Leitungsdurchmesser wurden Werte zwischen DN 100 (ND-Gasleitung), DN 800 (MD-Gasleitung) und DN 1000 (HD-Gasleitung) gewählt. Um die in QGIS generierten Daten in Pandapipes einbinden zu können, wurden diese in Form von CSV-Tabellen exportiert.

### 5.1.3 Eingangsdaten

Zusätzlich zu den geometrischen Daten des Gasnetzes sind weitere Daten, in Bezug auf die erforderliche Gasmenge im Netz, für die Gasflusssimulation in Pandapipes notwendig. Nachdem bei der Skizzierung des Gasnetzes zunächst davon ausgegangen wurde, dass alle Gebäude am Gasnetz angeschlossen sind, musste für die Berechnung der benötigten Gasmenge entschieden werden, welche Haushalte tatsächlich mit Gas versorgt werden. Um den Anteil der Gebäude zu ermitteln, welche derzeit am Gasnetz angeschlossen sind, und welche in Zukunft zu alternativen Wärmeversorgungsformen wechseln, orientierte sich diese Arbeit am Wärmemix für die Jahre 2020-2050 des TN-H<sub>2</sub>-G-Szenario [3]. Dieser wurde in Kapitel 3.7 beschrieben. Für die Jahre 2025, 2035 und 2045 wurden die Angaben linear interpoliert. Die Verteilung verschiedener Heizungsarten wurde durch eine Zufallsverteilung auf den betrachteten Raum übertragen.

Im nächsten Schritt erfolgte eine Annahme darüber, welche Energiemenge pro Senke benötigt wird. Dafür wurden die Energieverbräuche der Haushalte abgeschätzt. Faktoren die den Energieverbrauch beeinflussen sind:

- Alter beziehungsweise Sanierungsstand des Gebäudes,
- Gebäudetyp und Nutzungsart des Gebäudes,
- beheizte Fläche,
- Haushaltsgröße sowie
- Heizverhalten und Warmwasserverbrauch.

Das Alter, beziehungsweise der Sanierungsstand eines Gebäudes ist ausschlaggebend für dessen Energieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung. So sparen vollsanierte Gebäude, die vor 1978 gebaut wurden, 52 % Heizenergie im Vergleich zu Gebäuden derselben Altersgruppe, welche unsaniert blieben [100]. [100] beschreibt die Entwicklung des Heizenergieverbrauchs in Verbindung mit dem Modernisierungsstand von Gebäuden in Deutschland seit 2002. Die daraus resultierenden

## Methodik

durchschnittlichen Jahresenergieverbräuche wurden anteilmäßig und zufällig auf die Gebäude im betrachteten Raum verteilt.

Die für die Festlegung der Zusammensetzung der Gebäudetypen verwendeten Daten stammen aus [12]. [12] fasst Informationen über die Lage und die Entwicklung des deutschen Gebäudebestands zusammen. Daraus geht beispielsweise hervor, dass 15 % der gesamten Gebäude in Deutschland Zweifamilienhäuser sind. Demnach wurden auch dem betrachteten Gebiet entsprechend viele Zweifamilienhäuser zugeteilt. Ebenfalls geht hervor, wie viele Wohneinheiten verschiedene Gebäudetypen im Durchschnitt haben, und welche Fläche eine Wohneinheit eines Gebäudetyps hat. Eine Übersicht der Gebäudetypen ist in der folgenden Tabelle 12 zu sehen.

Gebäudetyp	Ø Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude	Ø Fläche [m <sup>2</sup> ] pro Wohneinheit	Ø Gesamtfläche [m <sup>2</sup> ]
Einfamilienhaus	1	150	150
Zweifamilienhaus	2	112	224
Mehrfamilienhaus	6,73	70	471,1
Nichtwohngebäude	1	90	90

Tabelle 12: Gebäudetypen basierend auf [12]

Die Anteile der jeweiligen Gebäudetypen wurden erneut anteilmäßig und zufällig auf die Gebäude im betrachteten Raum verteilt.

Da lediglich 15 % des Wärmebedarfs in Gebäuden für Warmwasser benötigt wird, und 85 % für Raumwärme, welche unabhängig von der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen ist [101], wird in diesem Modell zur Vereinfachung auf die Unterscheidung von Haushaltsgrößen verzichtet. Das Heizverhalten sowie der Warmwasserverbrauch ist nicht nur aufgrund der im Haushalt lebenden Personen sehr individuell, sondern ändert sich zudem jährlich aufgrund der herrschenden Witterungsbedingungen. Auch hier wird zur Vereinfachung des Modells auf eine Unterscheidung verzichtet und auf Durchschnittswerte des Verbrauchs zurückgegriffen.

Die Berechnung in Pandapipes erfordert die Angabe über die benötigte Gasmenge in Form des Gasmassenflusses ( $v$ ) an jeder Senke. Der durchschnittliche jährliche Gasmassenfluss kann aus dem gesamten Wärmebedarf, dem Wirkungsgrad der Gasfeuerungsanlagen ( $\eta_{\text{Gasfeuerungsanlage}}$ ), der Dichte ( $\rho$ ) und dem Brennwert des verwendeten Gases ( $H_S$ ) abgeleitet werden. Der aufsummierte Wärmebedarf aller Gebäude mit Gasanschluss ( $E_{\text{gesamt}}$ ) setzt sich dabei aus der zu beheizenden Fläche und dem spezifischen Jahresenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser zusammen. Der Gasmassenfluss wurde mit der folgenden Formel [1] berechnet:

$$[1] \quad v \left[ \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right] = \frac{E_{\text{gesamt}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right] \cdot \eta_{\text{Gasfeuerungsanlage}} \cdot \rho \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]}{H_S \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]} / 31.536.000 \left[ \frac{\text{s}}{\text{a}} \right]$$

Für den Wirkungsgrad von Gasfeuerungsanlagen wurde ein Wert von 98 % angenommen. Diese Annahme stützt sich auf die Angaben des Herstellers Viessmann zu aktuell erhältlichen Gasfeuerungsanlagen [102]. Brennwert und Dichte sind abhängig vom verwendeten Gas. Für den Ausgangszustand wurde angenommen, dass Gebäude durch 100 Vol.-% Erdgas versorgt werden. Darüber hinaus wurde angenommen, dass es sich bei der Erdgasart um H-Gas handelt, da H-Gas bereits mehrheitlich (75 %) in Deutschland Anwendung findet und bis zum Jahr 2030 auch die restlichen 25 % der Erdgasinfrastruktur von L-Gas auf H-Gas umgestellt werden sollen [103]. Auch in der betrachteten Region ist bereits heute H-Gas im Einsatz. Für diesen Fall gilt ein Brennwert ( $H_{S_{CH_4}}$ ) von 11,1 kWh/m<sup>3</sup> und eine Dichte ( $\rho_{CH_4}$ ) von 0,7 kg/m<sup>3</sup> [104]. In den im folgenden Kapitel 5.2 beschriebenen Sensitivitäten wird der Fall einer Beimischung von H<sub>2</sub>, sowie die vollständige Umrüstung des Gasnetzes zu 100 Vol.-% H<sub>2</sub>, betrachtet (Volumenanteil CH<sub>4</sub> im Gasgemisch:  $x_{CH_4}$  [Vol.-%], Volumenanteil H<sub>2</sub> im Gasgemisch:  $x_{H_2}$  [Vol.-%]). Für den vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb gilt ein Brennwert ( $H_{S_{H_2}}$ ) von 3 kWh/m<sup>3</sup> und eine Dichte ( $\rho_{H_2}$ ) von 0,0899 kg/m<sup>3</sup> [39]. Der Brennwert ( $H_{S_{CH_4-H_2}}$ ) bzw. die Dichte ( $\rho_{CH_4-H_2}$ ) des Erdgas-H<sub>2</sub>-Gasgemisches wurde durch die Formeln [2] und [3] berechnet:

$$[2] \quad H_{S_{CH_4-H_2}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] = x_{CH_4} [\text{Vol.-%}] \cdot H_{S_{CH_4}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] \cdot x_{H_2} [\text{Vol.-%}] \cdot H_{S_{H_2}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]$$

$$[3] \quad \rho_{CH_4-H_2} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] = x_{CH_4} [\text{Vol.-%}] \cdot \rho_{CH_4} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot x_{H_2} [\text{Vol.-%}] \cdot \rho_{H_2} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

Gebäuden, die nach der zuvor festgelegten Zufallsverteilung nicht durch Erdgas versorgt werden, wurde der Gasmassenfluss 0 kg/s zugeteilt. Allen anderen Gebäuden wurde ein durch die beschriebene Formel [1] zur Ermittlung des Gasmassenflusses errechneter Wert zugeteilt.

### 5.1.4 Gasflusssimulation

Mit den ermittelten Eingangsdaten wurde der Gasfluss in Pandapipes simuliert. Pandapipes ist ein Netzberechnungsprogramm, welches auf die Analyse von Gas- und Fernwärmesystemen ausgelegt ist. Es kann zusammen mit dem Programm Pandapower verwendet werden. Pandapower ist auf die Analyse von Stromversorgungssystemen ausgerichtet. In Kombination lassen sich Multi-Energienetze berechnen, welche Verbindungspunkte zwischen unterschiedlichen Sektoren analysieren. Sind nur Gas- oder Fernwärmenetze von Interesse, kann Pandapipes auch alleinstehend verwendet werden, wie es in dieser Arbeit gemacht wurde.

Die Simulation des Gasflusses liefert unter anderem Werte über die Geschwindigkeit des Gasflusses innerhalb der Gasleitungen. Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse der Gasflussgeschwindigkeit teilweise im negativen Bereich liegen. Die Ergebnisse sind jedoch als Betrag zu sehen, das Vorzeichen gibt lediglich die Flussrichtung an. Ist die Gasflussgeschwindigkeit innerhalb einer Gasleitung 0 m/s,

werden diese für das Gasnetz nicht benötigt. Gasleitungen, für welche eine Gasflussgeschwindigkeit > 0 m/s geliefert wurde, sind für das Gasnetz notwendig und von der Umrüstung der Gasinfrastruktur betroffen. Haben Anbindungen eine Gasflussgeschwindigkeit von > 0 m/s, sind auch die dazugehörigen GDRM-Anlagen in Betrieb.

Des ist anzumerken, dass für die Gasflussberechnung ein gleichbleibender Wärmebedarf der Gebäude angenommen wurde. In der Realität variiert der Gasbedarf über den Jahresverlauf. Auf das Resultat der Gasflusssimulation hat diese Vereinfachung keine Auswirkung. Es galt herauszufinden, welche Leitungsabschnitte in Betrieb sind, der genaue Wert der ermittelten Gasflussgeschwindigkeit ist zweitrangig.

## 5.2 Sensitivitäten

Die in dieser Arbeit untersuchten Sensitivitäten orientieren sich an den in [1] beschriebenen Szenarien und Randbedingungen, welche im Folgenden erläutert werden.

In [1] werden fünf Szenarien für die Umrüstung auf Verteilnetzebene vorgestellt, welche sich hinsichtlich der Geschwindigkeit, in der die H<sub>2</sub>-Toleranz des Gasnetzes zunimmt, sowie dem Ziel der maximalen H<sub>2</sub>-Toleranz unterscheiden. Für diese Arbeit sind dabei nur die vorgestellten Szenarien 3 und 4 relevant, welche das Ziel einer Toleranz von 100 Vol.-% H<sub>2</sub> haben. Wie schnell die H<sub>2</sub>-Toleranz in den jeweiligen Szenarien ansteigt, ist in der folgenden Tabelle 13 zu sehen.

Jahr	H <sub>2</sub> -Toleranz VNB [Vol.-%]	
	VNB-Szenario 3	VNB-Szenario 4
2021	10	10
2030	20	
2035		
2040		100
2045	100	

*Tabelle 13: Szenarien 3 & 4 zur Entwicklung H<sub>2</sub>-Toleranz des VNB, eigene Darstellung basierend auf [1]*

Beide Szenarien starten mit einer H<sub>2</sub>-Toleranz von 10 Vol.-%. Im VNB-Szenario 4 wird die vollständige H<sub>2</sub>-Toleranz zum Jahr 2035 erreicht. VNB-Szenario 3 beinhaltet dagegen eine weitere Stufe der H<sub>2</sub>-Toleranz von 20 Vol.-% und erreicht die vollständige H<sub>2</sub>-Toleranz erst im Zeitraum 2040-2045.

Auch in der vorliegenden Arbeit werden die Szenarien VNB 3 und VNB 4 betrachtet. Des Weiteren wird für beide Szenarien jeweils der Best- und Worst-Case angenommen. Außerdem wird unterschieden, ob die Gasleitungen im Bestand H<sub>2</sub>-tolerant sind oder umgerüstet werden müssten. Eine Übersicht über die Sensitivitäten der Modellierung dieser Arbeit ist in der folgenden Tabelle 14 zu sehen.

VNB 3				VNB 4			
Best-Case		Worst-Case		Best-Case		Worst-Case	
PE/PVC/ Stahl	GGG/GG/ unbekannt	PE/PVC/ Stahl	GGG/GG/ unbekannt	PE/PVC/ Stahl	GGG/GG/ unbekannt	PE/PVC/ Stahl	GGG/GG/ unbekannt
Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Sensitivität 4	Sensitivität 5	Sensitivität 6	Sensitivität 7	Sensitivität 8

Tabelle 14: Übersicht untersuchter Sensitivitäten

### 5.3 Herleitung zur Beantwortung der Forschungsfragen

Das folgende Kapitel 5.3 ist in drei Abschnitte unterteilt, in welchen die Herangehensweise zur Beantwortung der definierten Forschungsfragen jeweils vorgestellt wird.

#### 5.3.1 H<sub>2</sub>-Bedarf und benötigte Erschließung von erneuerbaren Energien

Je nach Sensitivität variiert die Anzahl der angeschlossenen Gaskunden zum Zeitpunkt der Umstellung von Erdgas auf H<sub>2</sub>. Demnach variiert der Bedarf nach H<sub>2</sub> zur Wärmebedarfsdeckung. Der Importbedarf von H<sub>2</sub> ergibt sich aus der Summierung der Wärmebedarfe der zum Zeitpunkt der H<sub>2</sub>-Umstellung angeschlossenen Gaskunden. Die Ermittlung des Wärmebedarfs wurde in Kapitel 5.1.3 erläutert. Für den Fall der H<sub>2</sub>-Beimischung ergibt sich die Wärmemenge, die durch H<sub>2</sub> bereitgestellt werden muss (E<sub>H<sub>2</sub></sub>), durch die folgende Formel [4]:

$$[4] \quad E_{H_2} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right] = x_{H_2} [\text{Vol.} - \text{\%}] \cdot \frac{E_{\text{gesamt}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]}{H_{S_{CH_4}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]} \cdot H_{S_{H_2}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]$$

Zusätzlich soll die notwendige Dimensionierung von WKAs und PV-Fläche am Standort Rheinstetten zum Betrieb eines Elektrolyseurs für die Bedarfsdeckung an grünem H<sub>2</sub> berechnet werden. Mit der folgenden Formel [5] wurde der Strombedarf des Elektrolyseurs (E<sub>Bedarf Ely</sub>) berechnet. Als H<sub>2</sub>Bedarf gilt der aufsummierte Wärmebedarf aller Haushalte mit Gasanschluss im betrachteten Gebiet unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades für Gasfeuerungsanlagen. Für den Fall der H<sub>2</sub>-Beimischung gilt der Anteil des Wärmebedarfs, welcher durch H<sub>2</sub> gedeckt wird (vgl. Formel [4]). Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs (η<sub>Ely</sub>) wurde in Anlehnung an [105] mit 73 % angenommen.

$$[5] \quad E_{\text{Bedarf Ely}} [\text{kWh}] = \frac{H_{2\text{Bedarf}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]}{\eta_{\text{Ely}}}$$

Das Potential einer Region für die Erzeugung von EE durch Wind- und Solarkraft kann in öffentlich zugänglichen Datenbanken eingesehen werden. Dazu zählt das Webtool *Renewables.ninja (engl.)* [106]

welches die Abschätzung des Energieerzeugungspotentials von WKAs ermöglicht. Dabei kann zwischen WKAs verschiedener Rotorhöhe und Kapazität gewählt werden. Durch den *Global Solar Atlas (engl.)* [107] kann das regionale und länderspezifische Energieerzeugungspotential durch PV-Anlagen abgefragt werden. Zusätzlich werden relevante Eingangsdaten der Berechnung, wie die direkte und diffuse Einstrahlung, Höhenlage, Lufttemperatur, sowie die optimale Neigung und Ausrichtung der PV-Module in der ausgewählten Region, geliefert [107].

Als Berechnungsgrundlage des Energieerzeugungspotentials durch Windenergie wurde eine WKA mit einer Nennleistung von 3.500 kW ( $P_{WKA}$ ) und einer Nabenhöhe von 116 m angenommen. Diese Annahme stützt sich auf Angaben des Herstellers Enercon. Der Anlagentyp E-138 EP3 war im Jahr 2021 der am häufigsten in Betrieb genommene Anlagentyp in Deutschland. Da dieser im Webtool Renewables.ninja [106] nicht zur Verfügung stand, wurde der Anlagentyp E-126 EP3 aus derselben Baureihe mit vergleichbaren Spezifikationen gewählt [108]. Die Simulation im Webtool liefert mit den ausgewählten Eingangsparametern eine Volllaststundenzahl ( $Volllaststunden_{WKA}$ ) von rund 1.555 h/a. Die notwendige Gesamtleistung der WKA ( $P_{Bedarf_{WKA}}$ ) zur jährlichen Strombedarfsdeckung des Elektrolyseurs errechnet sich näherungsweise mit der folgenden Formel [6] zu:

$$[6] \quad P_{Bedarf_{WKA}} [kW] = \frac{E_{Bedarf_{Ely}} [kWh]}{Volllaststunden_{WKA} \left[ \frac{h}{a} \right]}$$

Durch die angenommene Leistung der WKA von 3.500 kW ergibt sich mit der folgenden Formel [7] die Anzahl der notwendigen WKAs ( $n_{WKA}$ ), wobei das Ergebnis aufgerundet wird:

$$[7] \quad n_{WKA} = \frac{P_{Bedarf_{WKA}} [kW]}{P_{WKA} [kW]}$$

Das Energieerzeugungspotential durch Solarkraft in der ausgewählten Region wurde mit Hilfe des Global Solar Atlas [107] ermittelt. Demnach liefern PV-Anlagen bei optimaler Ausrichtung (Azimut: 180°, Neigung: 36°) im jährlichen Durchschnitt eine Leistung ( $P_{PV}$ ) von rund 1.386 kWh/m<sup>2</sup>. Die benötigte PV-Fläche ( $A_{PV}$ ) im betrachteten Raum zur jährlichen Strombedarfsdeckung des Elektrolyseurs wurde durch die folgende Formel [8] berechnet:

$$[8] \quad A_{PV} [m^2] = \frac{E_{Bedarf_{Ely}} [kWh]}{P_{PV} \left[ \frac{kWh}{m^2} \right]}$$

### 5.3.2 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

Da der Bedarf nach Fachkräften sowie der zeitliche Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Gasinfrastruktur in der Literatur derzeit noch wenig diskutiert ist, wurde in der Modellierung dieser Arbeit ein Mindestaufwand durch Annahmen ermittelt.

Betrachtet wurde der Aufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen innerhalb der Gebäude. Mit den in Kapitel 3.8 (vgl. Tabelle 3) beschriebenen Angaben wurde ein Durchschnitt von rund 47 Minuten als zeitlicher Umrüstungsaufwand von Gasfeuerungsanlagen und dazugehörigen Komponenten ermittelt. Des Weiteren wurde in dieser Arbeit angenommen, dass für den Umbau eine Fachkraft notwendig ist, und der zeitliche Aufwand für den An- und Abfahrtsweg jeweils 20 Minuten beträgt. Demnach liegt der gesamte zeitliche Aufwand des Umbaus bei rund 87 Minuten multipliziert mit der Anzahl der Gasfeuerungsanlagen, welche sich zum Zeitpunkt der Umstellung des Gasnetzes in Betrieb befinden. Außerdem ist zu beachten, dass in der laststarken Heizperiode keine Umstellung stattfinden wird. Die Dauer, sowie der genaue Start und das Ende der Heizperiode, hängt von den sich jährlich ändernden Witterungsbedingungen ab. Allgemein wird als Heizperiode der Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 30. April angenommen [109].

Der zeitliche Aufwand der Umrüstung wird zunächst in fortlaufenden Arbeitstagen angegeben, wobei davon ausgegangen wurde, dass die Arbeitszeit pro Tag acht Stunden beträgt und eine Woche fünf Arbeitstage hat. Zusätzlich wird die jährliche Heizperiode einbezogen, sodass sich ein Startdatum der Umrüstungsarbeiten ergibt, welches dazu führt, dass das Gasnetz zum 01.01.2045 (VNB 3-Sensitivitäten) beziehungsweise zum 01.01.2035 (VNB 4-Sensitivitäten) auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> umgestellt werden könnte.

### 5.3.3 Umrüstungskosten des Verteilnetzes

Die Kosten der Umrüstung für einen H<sub>2</sub>-Betrieb ermitteln sich durch Summierung der einzelnen Kostenstellen, welche in Kapitel 3.9 beschrieben wurden.

In Betrieb befindliche Gasleitungen und GDRM-Anlagen wurden durch die Gasflusssimulation in Pandapipes ermittelt. In Kapitel 3.9.2 wurde die Auslegung von GDR- und GDRM-Anlagen in Abhängigkeit des Gasdurchsatzvolumens pro Zeit beschrieben. Da sich diese Arbeit auf die Gasinfrastruktur einer kleinen Kleinstadt fokussiert, und zudem der Industriesektor keine Beachtung findet, wird für die Auslegung der GDRM-Anlagen ein Gasdurchsatzvolumen von weniger als 1.000 m<sup>3</sup>/h angenommen.

Für die in Betrieb befindlichen HA-Leitungen und Gasfeuerungsanlagen orientierte sich diese Arbeit am Wärmemix des TN-H<sub>2</sub>-G-Szenarios. Für die Kosten des Austauschs einer Gasfeuerungsanlage wurden vereinfachend 7.700€ angenommen, was dem Durchschnitt der in Kapitel 3.9.3 angegebenen Kosten entspricht.

## Methodik

Für die Anzahl der in Betrieb befindlichen Schieber musste wiederum eine Annahme getroffen werden, da weder belastbare Quellen über die Anzahl, noch die geographische Lage von Schiebern im betrachteten Gebiet ermittelt werden konnten. Um kostenseitig dennoch eine Unterscheidung der untersuchten Sensitivitäten zu erreichen, sollte nicht auf die Einbindung der Schieber verzichtet werden. Es wird angenommen, dass 20 Schieber im betrachteten Gebiet in Betrieb sind.

Es wurden direkte Kosten berechnet, das heißt natürliche Sanierungszyklen wurden außer Acht gelassen. Zudem wurde davon ausgegangen, dass es im Zeitraum bis 2045 keinen Zubau von Gasleitungen oder Gasnetzkomponenten geben wird. Wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben wurde, wird davon ausgegangen, dass neue Gebäude nicht durch H<sub>2</sub> versorgt werden. Auch ein möglicher Rückbau wurde nicht beachtet. Nicht benötigte Gasleitungen und Gasnetzkomponenten werden lediglich nicht für einen H<sub>2</sub>-Transport modifiziert. Zu beachten ist weiterhin, dass hier lediglich die Kosten der Gasnetzumrüstung betrachtet werden, die Kosten für die Bereitstellung von grünem H<sub>2</sub> sind nicht enthalten.

Es wurde unterschieden zwischen Kosten, welche für den Verteilnetzbetreiber anfallen, und solchen, die die Endnutzer tragen müssen. Dabei wurde angenommen, dass der Verteilnetzbetreiber die Kosten zur Umrüstung von Gasnetzelementen trägt, welche sich außerhalb von Gebäuden befinden. Dazu gehören:

- Gasleitungen
- Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses (Schieber) sowie
- Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung (GDRM-Anlagen).

Die Endnutzer tragen die Kosten von Gasnetzelementen, welche sich innerhalb der Gebäude befinden.

Dazu gehören:

- Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation sowie
- Gasfeuerungsanlagen.

Außerdem wurden die Gesamtkosten der Endnutzer auf den einzelnen Endnutzer umgerechnet.



## 6 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel 6 werden zunächst die zur Modellierung angenommenen Eingangsdaten in Unterkapitel 6.1 dargestellt. Im Anschluss werden in Unterkapitel 6.2 die für die Beantwortung der Forschungsfragen ermittelten Ergebnisse vorgestellt.

### 6.1 Übergeordnete Modellierung

Die Ergebnisse der übergeordneten Modellierung werden im Folgenden vorgestellt, dazu gehören die folgenden Eingangsdaten:

- Georeferenzierung der Gasnetzkarte des Netzservice der Stadtwerke Karlsruhe [97]
- Skizzierung des Gasnetzes in QGIS
- Verteilung der Gebäude mit Gasnetzanschluss für die Jahre 2020 bis 2045
- Verteilung des Jahresenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser auf die Gebäude
- Verteilung von Gebäudetypen
- ermittelter Gasmassenfluss innerhalb der Gasleitungen

Die Georeferenzierung der Gasnetzkarte [97] liefert folgende Modellvorlage (vgl. Abbildung 5):

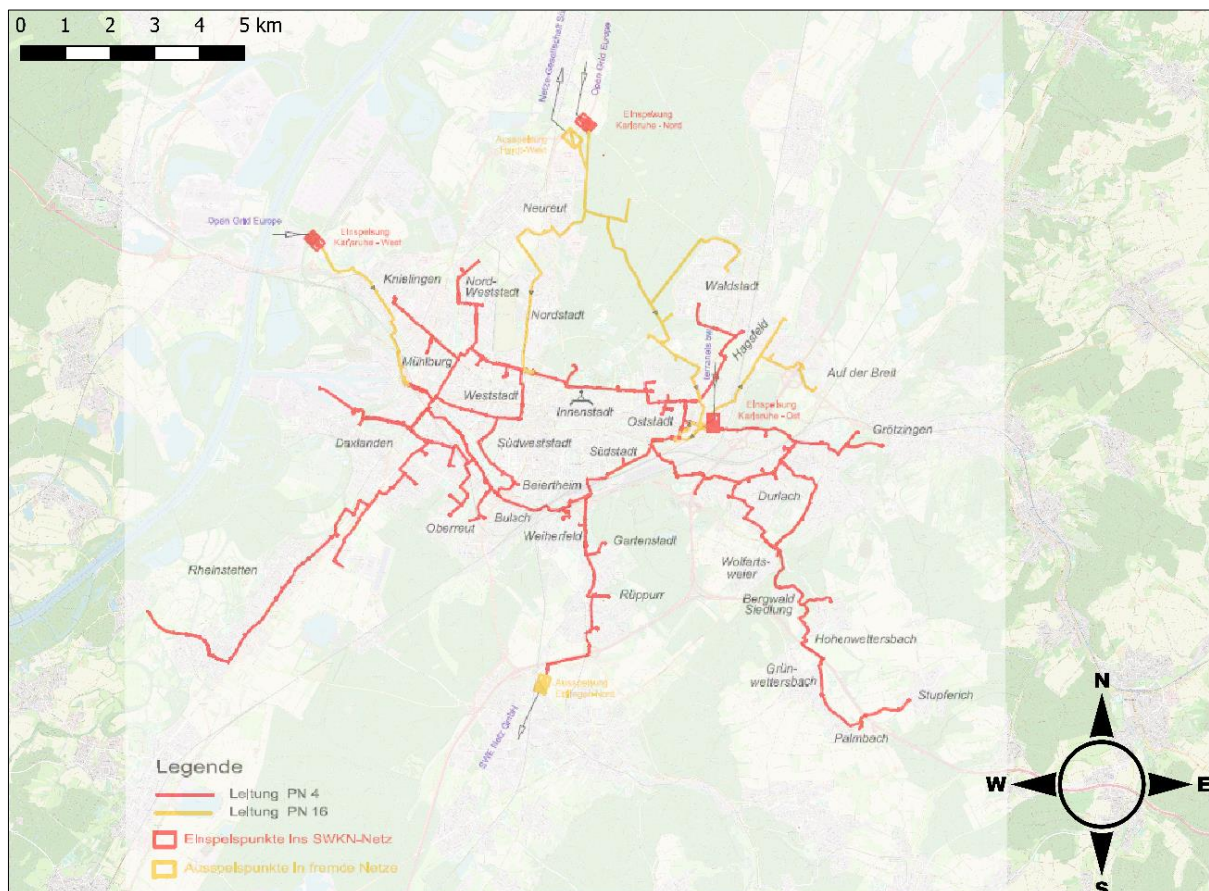


Abbildung 5: In QGIS georeferenziertes Bild des Verlaufs der HD-Gasleitungen, basierend auf [97]

## Ergebnisse

Anhand der gewonnenen Modellvorlage wurde das Gasnetz für den Stadtteil Forchheim in QGIS skizziert. Das Resultat ist in der folgenden Abbildung 6 zu sehen. In der Darstellung werden Gasleitungen sowie dazugehörige Knotenpunkte farblich nach Druckstufen unterschieden. Bei der Markierung der Gebäude ist zu beachten, dass dies alle Gebäude im betrachteten Gebiet sind. Die Festlegung der Gebäude, welche tatsächlich über einen Gasanschluss verfügen, wurde im Anschluss an die Skizzierung in QGIS vorgenommen (vgl. Erläuterungen Kapitel 5.1.3). Außerdem sind die angenommenen Lagen der GDRM-Anlagen und der Ein- und Ausspeisepunkte des Gasnetzes (Verbindung Transportnetz) markiert.

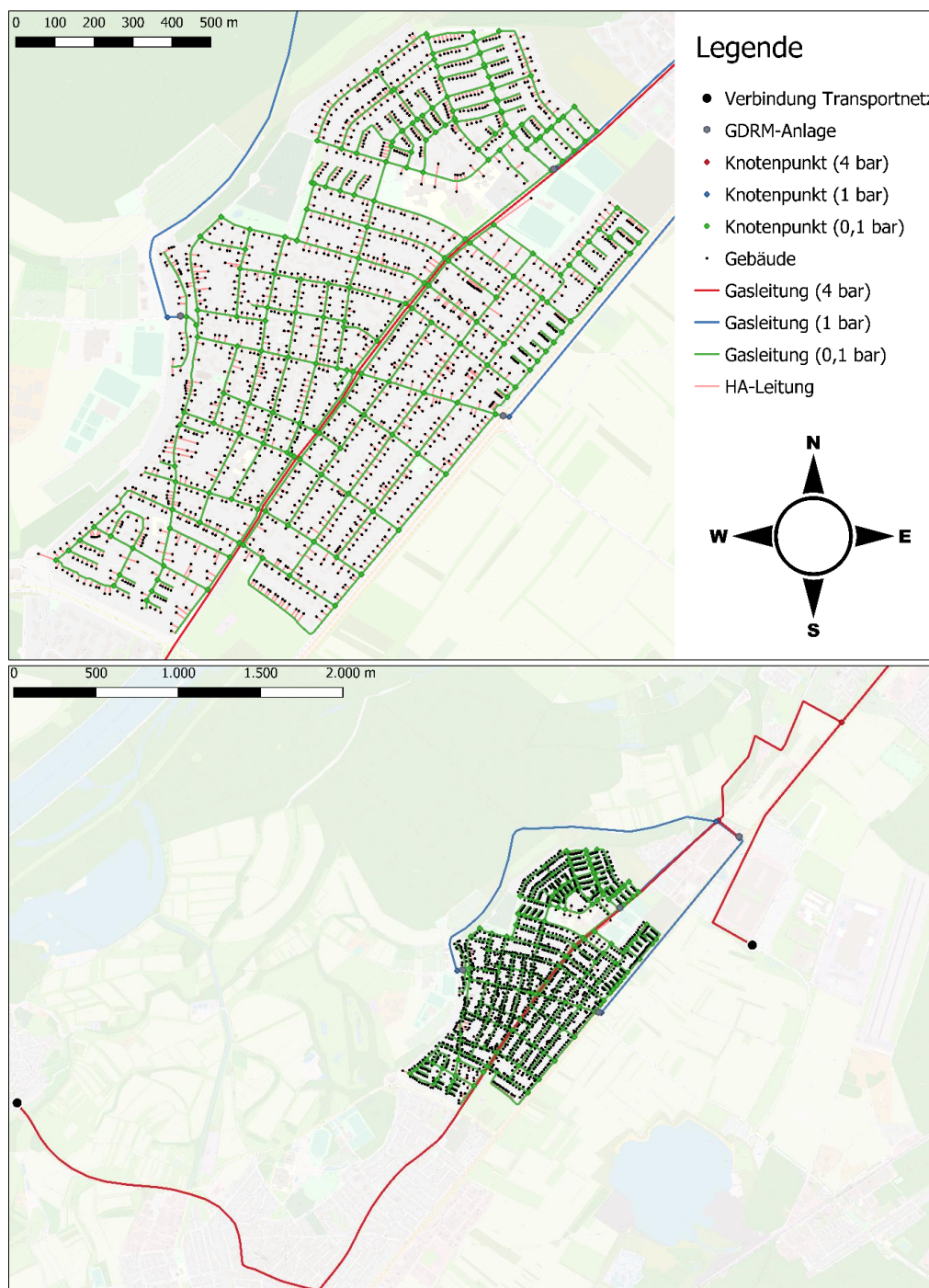


Abbildung 6: In QGIS skizziertes Gasnetz, basierend auf [97] und eigener Herleitung

## Ergebnisse

Im nächsten Schritt wurde ermittelt, welche Gebäude tatsächlich im Jahr 2020 (Ausgangszustand in [3]), sowie in den für die Sensitivitäten entscheidenden Jahren, tatsächlich über das Gasverteilnetz mit Gas versorgt werden. Für das Modell ergibt sich die folgende Zusammensetzung von Heizungstypen (vgl. Abbildung 7). Aus der Angabe der Gebäude mit Gas-Heizkessel ergibt sich die Anzahl der Gebäude mit Gasanschluss. Die Herleitung der Verteilung basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.1.3 und kann zudem in Anhang 10.1.a eingesehen werden.

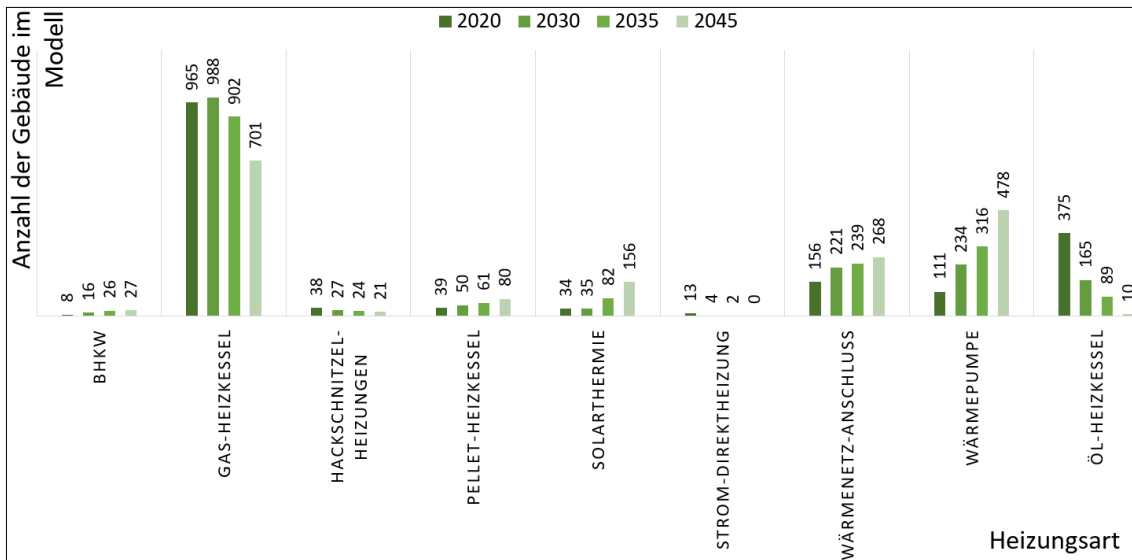


Abbildung 7: Heizungstypverteilung für die Jahre 2020-2045, eigene Darstellung basierend auf [3]

Für die Abschätzung des Wärmebedarfs pro Senke wurden durchschnittliche Energieverbräuche angenommen und eine Gebäudetypverteilung vorgenommen. Für die 1740 Gebäude im Modell ergibt sich die in Abbildung 8 dargestellte Verteilung von Jahresenergieverbräuchen. In Abbildung 9 ist die Zusammensetzung von Gebäudetypen zu sehen. Die Herleitung der jeweiligen Verteilung basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.1.3., und kann in Anhang 10.1.b sowie Anhang 10.1.c eingesehen werden.

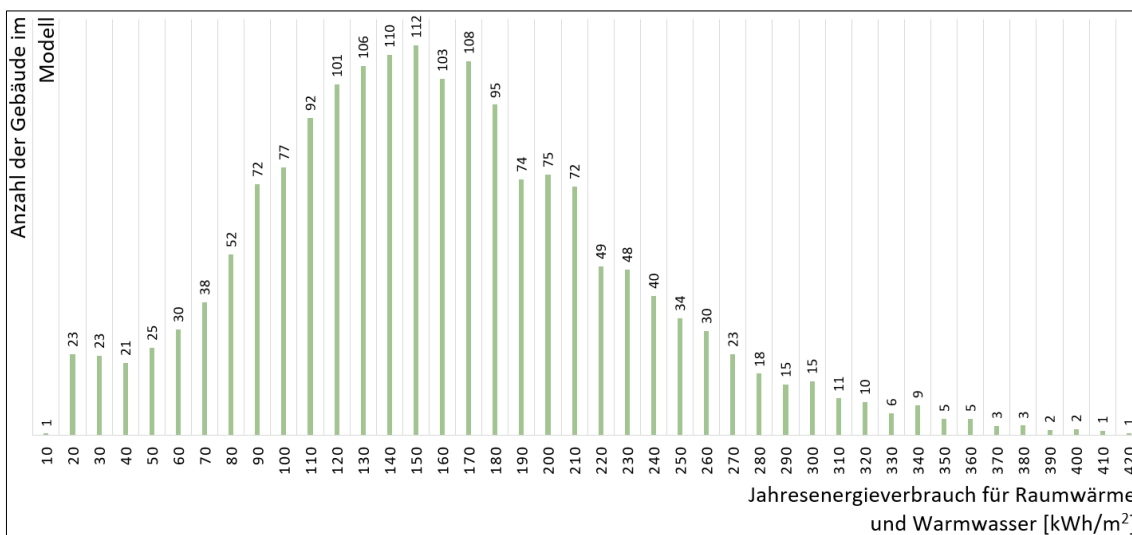


Abbildung 8: Verteilung der Jahresenergieverbräuche, eigene Darstellung basierend auf [81]

## Ergebnisse

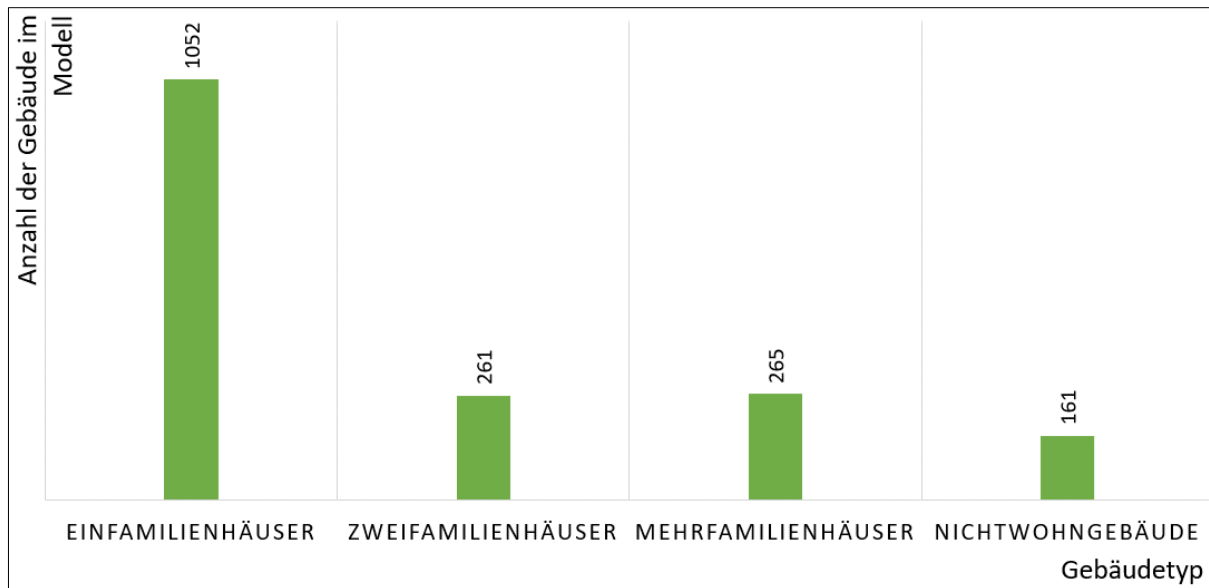


Abbildung 9: Gebäudetypverteilung, eigene Darstellung basierend auf [12]

Die Berechnung des Gasmassenflusses innerhalb der Gasleitungen basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.1.3. Eine Übersicht der minimalen und maximalen ermittelten Werte für das Jahr 2020 (Ausgangszustand in [3]), sowie für die Jahre 2030-2045 sind in der folgenden Tabelle 15 dargestellt. Die vollständigen Ergebnisse können in Anhang 10.1.d eingesehen werden.

Jahr	Minimaler Gasmassenfluss [kg/s]	Maximaler Gasmassenfluss [kg/s]
2020	0,00000550942	0,00036529109
2030	0,00000355095	0,00035315755
2035	0,00000174533	0,00017358111
2045	0,00000174533	0,00017358111

Tabelle 15: Minimaler und Maximaler Gasmassenfluss innerhalb des modellierten Gasnetzes

## 6.2 Ergebnisse der Sensitivitäten

Das folgende Kapitel 6.2 ist in zwei Unterkapitel 6.2.1 und 6.2.2 unterteilt, welche jeweils die Ergebnisse der VNB 3-Sensitivitäten 1-4, sowie der VNB 4-Sensitivitäten 5-8 vorstellen.

Die Ergebnisse beinhalten die folgenden Punkte:

1. Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser, sowie der daraus resultierende H<sub>2</sub>-Bedarf
2. Dimensionierung der EE-Anlagen
3. Abschätzung notwendiger Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Gasfeuerungsanlagen
4. Entwicklung des Benutzungszustandes der Gasleitungen
5. Kosten für die Umrüstung der Gasinfrastruktur

Die Berechnung der Ergebnisse ist im Excel-Arbeitsblatt hinterlegt (vgl. Anhang 10.1).

Für die aufgelisteten Punkte 1 bis 4 ergeben sich keine Unterschiede in den Ergebnissen der Sensitivitäten, welche sich jeweils auf VNB 3 oder VNB 4 stützen. Die Ergebnisse werden jeweils zu Beginn der Kapitel 6.2.1 und 6.2.2 vorgestellt. In Abbildung 10 ist zudem die errechnete benötigte PV-Fläche für alle Sensitivitäten dargestellt. Resultierende Kosten für die Transformation des Gasnetzes unterscheiden sich für jede Sensitivität und werden jeweils im Einzelnen vorgestellt.



6.2.1

VNB 3

In der folgenden Tabelle 16 ist der Wärmebedarf der angeschlossenen Gaskunden, der resultierende H<sub>2</sub>-Bedarf sowie die Dimensionierung der EE-Anlagen für die Jahre 2030 und 2045 zu sehen. Die Berechnung der jeweiligen Werte basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.1 und kann in Anhang 10.1, Anhang 10.2.1 sowie Anhang 10.2.2 eingesehen werden. Im Anschluss ist in Abbildung 10 die notwendige PV-Fläche für die Jahre 2030, 2035 und 2045 veranschaulicht.

	2030	2045	Anhang
Wärmebedarf der Gasanschlüsse [kWh/a]	33.081.340	23.932.709	10.1.d
H <sub>2</sub> -Bedarf [kWh/a]	1.788.181	23.932.709	10.1.f
Anzahl benötigte WKA [Stück]	1	7	10.1.g, 10.1.h, 10.2.1, 10.2.2
benötigte PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]	1.767	23.649	10.1.g, 10.1.i, 10.2.1, 10.2.2

Tabelle 16: Wärmebedarf, H<sub>2</sub>-Bedarf, Strombedarf Elektrolyseur, Dimensionierung von WKAs & PV-Fläche in den Jahren 2030 & 2045

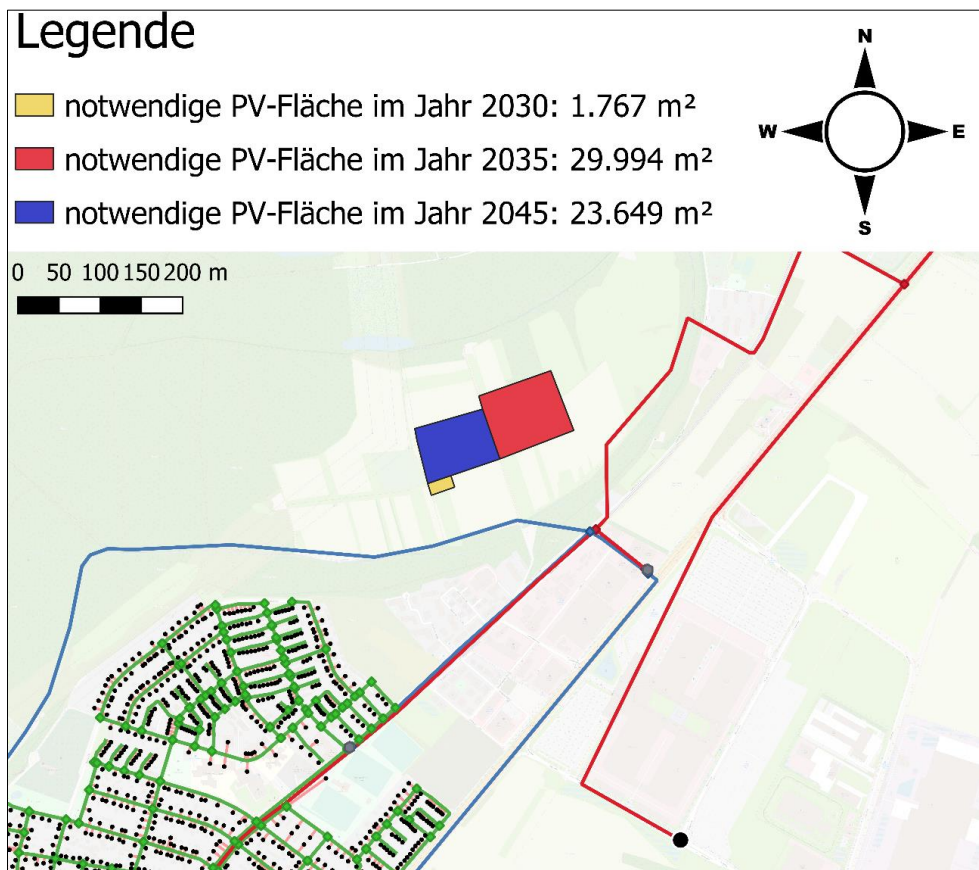


Abbildung 10: notwendige PV-Fläche zur Speisung des Elektrolyseurs

Es ist anzumerken, dass die Darstellung der notwendigen PV-Fläche repräsentativ ist, die genaue Lage der PV-Anlage spielt keine Rolle, so lange sie sich im Raum Rheinstetten befindet. Abbildung 10 vermittelt die Größenverhältnisse zum betrachteten Gebiet.

## Ergebnisse

Im Jahr 2030 besteht ein durch Gas zu deckender Wärmebedarf von rund 0,033 TWh/a, davon sollen anteilig rund 0,002 TWh/a durch H<sub>2</sub> gedeckt werden. Im Jahr 2045 besteht ein durch Gas zu deckender Wärmebedarf von rund 0,024 TWh/a, welcher vollständig durch H<sub>2</sub> gedeckt werden soll.

Um die benötigte Strommenge eines Elektrolyseurs zu decken, ist im Jahr 2030 eine WKA notwendig. Im Jahr 2045 sind sieben WKAs notwendig. Die notwendige PV-Fläche ergibt sich im Jahr 2030 zu rund 1.767 m<sup>2</sup> und im Jahr 2045 zu rund 23.649 m<sup>2</sup>.

In der folgenden Tabelle 17 ist der benötigte zeitliche Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2045 zu sehen. Die Berechnung basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.2 und ist in Anhang 10.1 sowie Anhang 10.3 einzusehen.

	bis 2045	Anhang
Gasfeuerungsanlagen, welche zum Zeitpunkt der Umstellung in Betrieb sind [Stück]	1.411,11	10.1.j, 10.3
zeitlicher Aufwand für die Umrüstung [Arbeitstage]	282,22	
zeitlicher Aufwand für die Umrüstung unter Einbezug der Heizperiode [Jahre]	2,63	
notwendiges Startdatum der Umrüstungsarbeiten für eine Umstellung des Gasnetzes auf H <sub>2</sub> am 01.01.2045	01.05.2042	

*Tabelle 17: zeitlicher Aufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2045*

Da für Gasfeuerungsanlagen im Bestand eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 20 Vol. % angenommen wurde, müssen sie für den Fall der VNB 3-Sensitivitäten erst für die Umstellung auf einen vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb im Jahr 2045 umgerüstet werden. Für die im Jahr 2045 im Betrieb befindlichen Gasfeuerungsanlagen ergibt sich der zeitliche Arbeitsaufwand einer Fachkraft zu rund 282 Arbeitstagen. Unter Einbezug der jährlichen Heizperiode müsste mit den Umrüstungsarbeiten der Gasfeuerungsanlagen am 01.05.2042 begonnen werden.

Die Simulation des Gasflusses liefert die folgende in Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellte Nutzung von Gasleitungen für die Jahre 2030 und 2045. Hierbei sind in grün die in Betrieb befindlichen Gasleitungen markiert. Also Gasleitungen, für die durch die Gasflusssimulation in Pandapipes ein Wert > 0 m/s geliefert wurde. Dementsprechend sind in rot Gasleitungen markiert, welche für die Gasversorgung der Gebäude nicht benötigt werden. Also Gasleitungen, für die durch die Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde.

Im Anschluss erfolgt in Tabelle 18 bis Tabelle 29 die Auflistung der einzelnen Kostenstellen, sowie Gesamtkosten der Umrüstung für die Sensitivitäten 1-4. Die Berechnung der jeweiligen Werte basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.3. Die vollständige Berechnung und Auflistung der Kosten sind in Anhang 10.1.k sowie Anhang 10.4.1 bis Anhang 10.4.4 einzusehen.

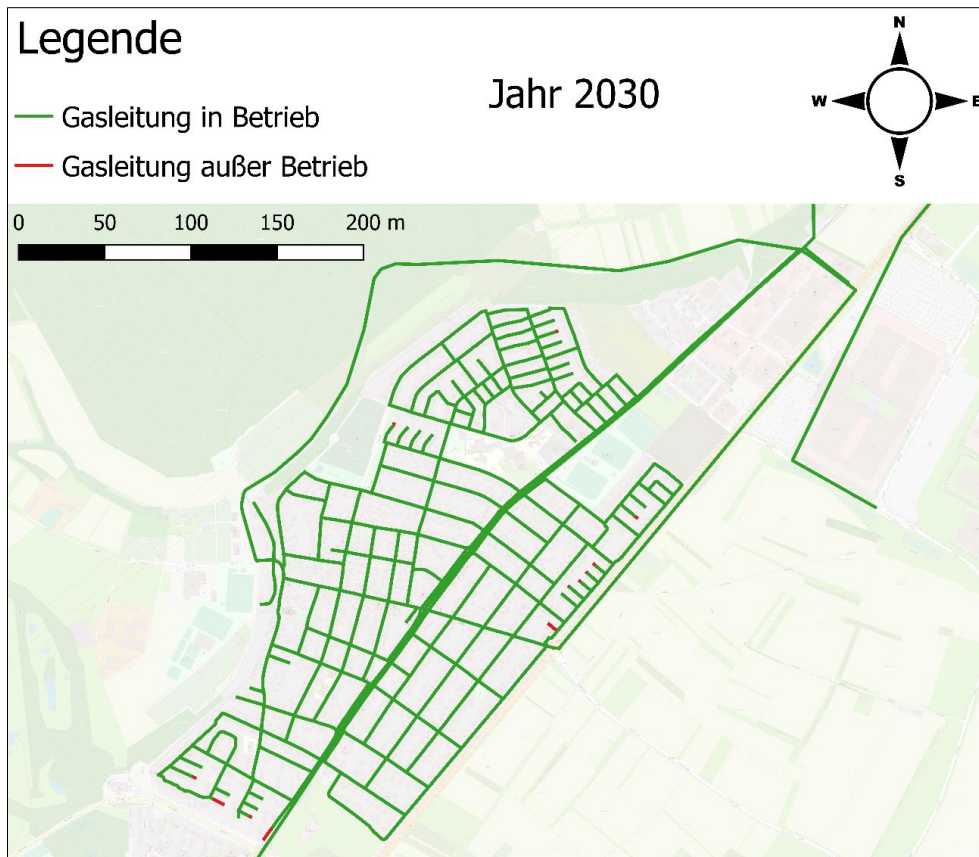


Abbildung 11: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2030

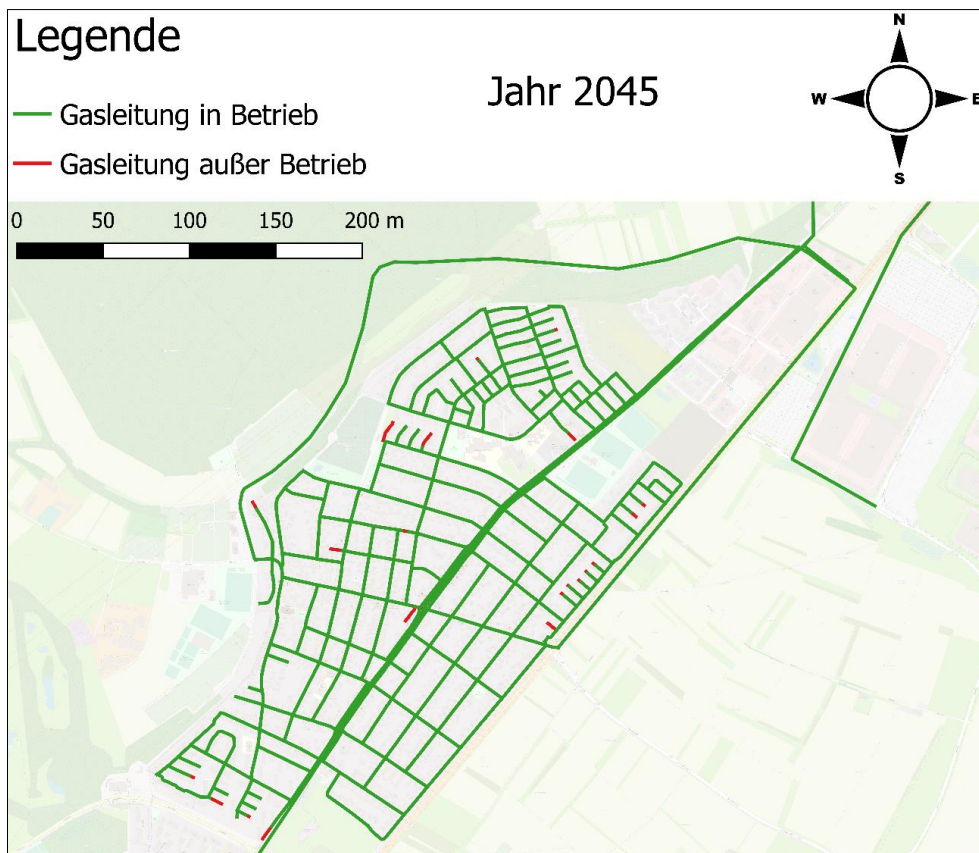


Abbildung 12: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2045



6.2.1.1 Sensitivität 1

VNB 3	Best-Case	PE/PVC/Stahl
-------	-----------	--------------

**Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 18 sind die anfallenden Kosten für die zwischenzeitliche Beimischung von 20 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2030 zu sehen. Für Sensitivität 1 fallen dabei nur Kosten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, die dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	22.020

Tabelle 18: Kostenstellen für Sensitivität 1 im Jahr 2030

**Vollständige Umrüstung 2045 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 19 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2045 zu sehen. Für Sensitivität 1 fallen dabei erneut Kosten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	701	182.260
Gasfeuerungsanlagen	1.411,11	10.865.547

Tabelle 19: Kostenstellen für Sensitivität 1 im Jahr 2045

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 20 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 1 über die Jahre bis 2045 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2030	22.020	0	0
Jahr 2045	89.820	11.047.807	7.829,16
Summe	111.840	11.047.807	7.829,16
Gesamtkosten [€]	11.159.647		-

Tabelle 20: Gesamtkosten Sensitivität 1

Die Gesamtkosten in Sensitivität 1 ergeben sich zu 11.159.647 €, wovon 111.840 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 7.829 € werden jeweils von den 1.411 im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.

6.2.1.2 Sensitivität 2

VNB 3	Best-Case	GG/GGG/unbekannt
-------	-----------	------------------

**Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 21 sind die anfallenden Kosten für die zwischenzeitliche Beimischung von 20 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2030 zu sehen. Für Sensitivität 2 fallen dabei Kosten für die Umrüstung der Gasleitungen sowie Gasnetzkomponenten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an. Diese Kosten werden dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet.

Kostenstelle	in Betrieb [m bzw. Stück]	Kosten [€]
Leitungslänge Verteilnetz	31.609	26.867.650
Leitungslänge HA-Leitung	13.565	5.426.000
GDRM-Anlagen	3	22.020

Tabelle 21: Kostenstellen für Sensitivität 2 im Jahr 2030

**Vollständige Umrüstung 2045 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 22 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2045 zu sehen. Für Sensitivität 2 fallen dabei erneut Kosten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	701	182.260
Gasfeuerungsanlagen	1.411,11	10.865.547

Tabelle 22: Kostenstellen für Sensitivität 2 im Jahr 2045

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 23 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 2 über die Jahre bis 2045 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2030	32.315.670	0	0
Jahr 2045	89.820	11.047.807	7.829,16
Summe	32.405.490	11.047.807	7.829,16
Gesamtkosten [€]	43.453.297		-

Tabelle 23: Gesamtkosten Sensitivität 2

Die Gesamtkosten in Sensitivität 2 ergeben sich zu 43.453.297 €, wovon 32.405.490 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 7.829 € werden jeweils von den 1.411 im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.

6.2.1.3 Sensitivität 3

VNB 3	Worst-Case	PE/PVC/Stahl
-------	------------	--------------

**Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 24 sind die anfallenden Kosten für die zwischenzeitliche Beimischung von 20 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2030 zu sehen. Für Sensitivität 3 fallen dabei Kosten für die Umrüstung von Gasnetzkomponenten im Bereich VNB und in gastechischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
Schieber	20	600.000
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	988	1.580.800

Tabelle 24: Kostenstellen für Sensitivität 3 im Jahr 2030

**Vollständige Umrüstung 2045 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 25 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2045 zu sehen. Für Sensitivität 3 fallen dabei erneut Kosten im Bereich der gastechischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	96.420
Hausanschlüsse	701	1.423.030
Gasfeuerungsanlagen	1.411,11	10.865.547

Tabelle 25: Kostenstellen für Sensitivität 3 im Jahr 2045

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 26 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 3 über die Jahre bis 2045 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2030	689.820	1.580.800	793,88
Jahr 2045	96.420	12.288.577	8.708,45
Summe	786.240	13.869.377	9.502,33
Gesamtkosten [€]	14.655.617		-

Tabelle 26: Gesamtkosten Sensitivität 3

Die Gesamtkosten in Sensitivität 3 ergeben sich zu 14.655.617 €, wovon 786.240 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Von den 1991 im Jahr 2030 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern werden jeweils rund 794 € getragen. Von den 1.411 im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern werden jeweils rund 8708 € getragen. Für Endnutzer, die im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossen sind, summieren sich die Kosten auf rund 9.502 €.

6.2.1.4 Sensitivität 4

VNB 3	Worst-Case	GG/GGG/unbekannt
-------	------------	------------------

**Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 27 sind die anfallenden Kosten für die zwischenzeitliche Beimischung von 20 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2030 zu sehen. Für Sensitivität 4 fallen dabei Kosten für die Umrüstung der Gasleitungen sowie der Gasnetzkomponenten im Bereich VNB und in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [m bzw. Stück]	Kosten [€]
Leitungslänge Verteilnetz	31.609	26.867.650
Leitungslänge HA-Leitung	13.565	5.426.000
Schieber	20	600.000
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	988	1.580.800

Tabelle 27: Kostenstellen für Sensitivität 4 im Jahr 2030

**Vollständige Umrüstung 2045 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 28 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2045 zu sehen. Für Sensitivität 4 fallen dabei erneut Kosten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	96.420
Hausanschlüsse	701	1.423.030
Gasfeuerungsanlagen	1.411,11	10.865.547

Tabelle 28: Kostenstellen für Sensitivität 4 im Jahr 2045

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 29 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 4 über die Jahre bis 2045 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2030	32.983.470	1.580.800	793,88
Jahr 2045	96.420	12.288.577	8.708,45
Summe	33.079.890	13.869.377	9.502,33
Gesamtkosten [€]	46.949.267		-

Tabelle 29: Gesamtkosten Sensitivität 4

Die Gesamtkosten in Sensitivität 4 ergeben sich zu 46.949.267 €, wovon 33.079.890 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Von den 1991 im Jahr 2030 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern werden jeweils rund 794 € getragen. Von den 1.411 im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern werden jeweils rund 8.708 € getragen. Für Endnutzer, die im Jahr 2045 ans Gasnetz angeschlossen sind, summieren sich die Kosten auf rund 9.502 €.

## 6.2.2

## VNB 4

In der folgenden Tabelle 30 ist der Wärmebedarf der angeschlossenen Gaskunden, der resultierende H<sub>2</sub>-Bedarf sowie die Dimensionierung der EE-Anlagen für das Jahr 2035 zu sehen. Die Berechnung der jeweiligen Werte basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.1 und kann Anhang 10.1 sowie Anhang 10.2.3 eingesehen werden.

	2035	Anhang
Wärmebedarf der Gasanschlüsse [kWh/a]	30.353.592	10.1.d
H <sub>2</sub> -Bedarf [kWh/a]	30.353.592	10.1.f
Anzahl benötigte WKA [Stück]	8	10.1.g, 10.1.h, 10.2.3
benötigte PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]	29.994	10.1.g, 10.1.i, 10.2.3

Tabelle 30: Wärmebedarf, H<sub>2</sub>-Bedarf, Dimensionierung von WKAs & PV-Fläche im Jahr 2035

Im Jahr 2035 besteht ein durch Gas zu deckender Wärmebedarf von rund 0,03 TWh/a, welcher vollständig durch H<sub>2</sub> gedeckt werden soll. Um die benötigte Strommenge eines Elektrolyseurs zu decken, sind acht WKAs notwendig. Die notwendige PV-Fläche ergibt sich zu rund 29.994 m<sup>2</sup>.

In der folgenden Tabelle 31 ist der benötigte zeitliche Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2035 zu sehen. Die Berechnung basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.2 und ist in Anhang 10.1 sowie Anhang 10.3 einzusehen.

	bis 2035	Anhang
Gasfeuerungsanlagen, welche zum Zeitpunkt der Umstellung in Betrieb sind [Stück]	1.813,01	10.1.j, 10.3
zeitlicher Aufwand für die Umrüstung [Arbeitstage]	362,6	
zeitlicher Aufwand für die Umrüstung unter Einbezug der Heizperiode [Jahre]	3,37	
notwendiges Startdatum der Umrüstungsarbeiten für eine Umstellung des Gasnetzes auf H <sub>2</sub> am 01.01.2035	19.05.2031	

Tabelle 31: zeitlicher Aufwand der Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen in den Jahren bis 2035

Da für Gasfeuerungsanlagen im Bestand eine H<sub>2</sub>-Toleranz von 20 Vol. % angenommen wurde, müssen sie für den Fall der VNB 4-Sensitivitäten erst für die Umstellung auf einen vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb im Jahr 2035 umgerüstet werden. Für die im Jahr 2035 im Betrieb befindlichen Gasfeuerungsanlagen ergibt sich der zeitliche Arbeitsaufwand einer Fachkraft zu rund 363 Arbeitstagen. Unter Einbezug der jährlichen Heizperiode müsste mit den Umrüstungsarbeiten der Gasfeuerungsanlagen am 19.05.2031 begonnen werden.

Die Simulation des Gasflusses liefert die in der folgenden Abbildung 13 dargestellte Nutzung von Gasleitungen für das Jahr 2035. Hierbei sind in grün in Betrieb befindliche Gasleitungen markiert. Also

## Ergebnisse

Gasleitungen, für die durch die Gasflusssimulation in Pandapipes ein Wert  $> 0$  m/s geliefert wurde. Dementsprechend sind in rot Gasleitungen markiert, welche für die Gasversorgung der Gebäude nicht benötigt werden. Also Gasleitungen, für die durch die Gasflusssimulation in Pandapipes der Wert 0 m/s geliefert wurde. Die vollständigen Ergebnisse der Gasflussgeschwindigkeit können in Anhang 10.1.e eingesehen werden.

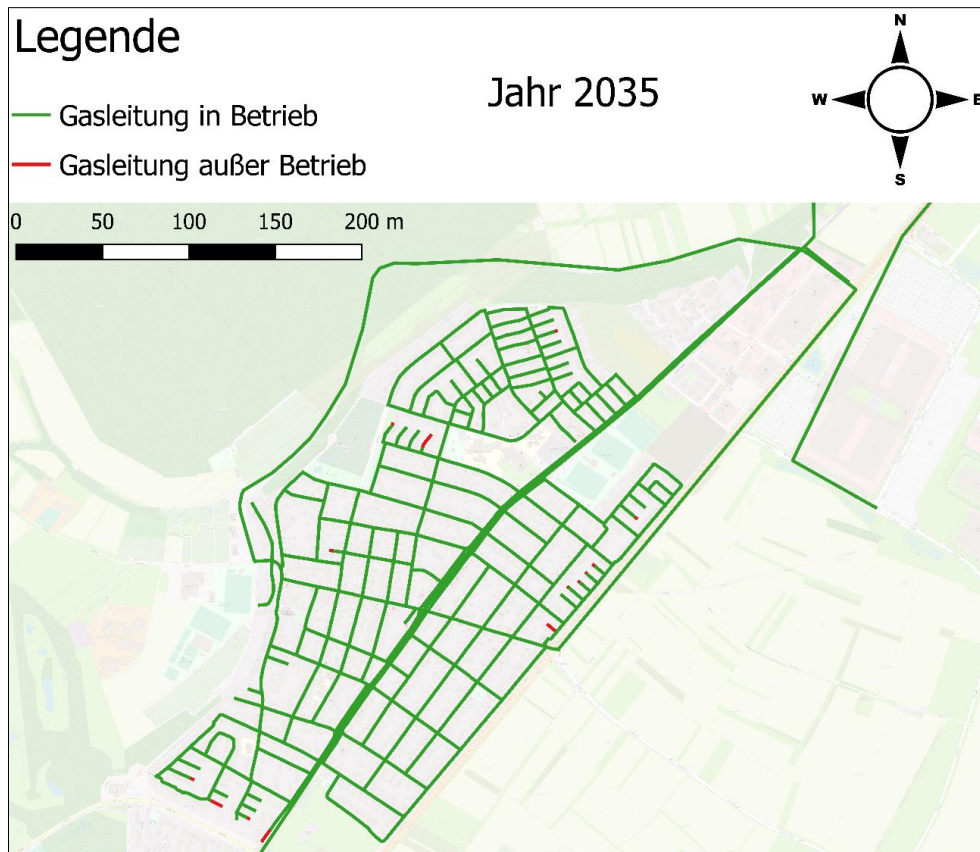


Abbildung 13: Betriebszustand der Gasleitungen im Jahr 2035

Im Anschluss erfolgt in Tabelle 32 bis Tabelle 39 die Auflistung der einzelnen Kostenstellen, sowie Gesamtkosten der Umrüstung für die Sensitivitäten 5-8. Die Berechnung der jeweiligen Werte basiert auf den Erläuterungen in Kapitel 5.3.3. Die vollständige Berechnung und Auflistung der Kosten sind in Anhang 10.1.k sowie Anhang 10.4.5 bis Anhang 10.4.8 einzusehen.

6.2.2.1 Sensitivität 5

VNB 4	Best-Case	PE/PVC/Stahl
-------	-----------	--------------

**Vollständige Umrüstung 2035 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 32 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2035 zu sehen. Für Sensitivität 5 fallen dabei Kosten im Bereich der gastechischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	905	235.300
Gasfeuerungsanlagen	1.813,01	13.960.177

Tabelle 32: Kostenstellen für Sensitivität 5 im Jahr 2035

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 33 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 5 über die Jahre bis 2035 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2035	89.820	14.195.477	7.829,78
Gesamtkosten [€]	14.285.297		-

Tabelle 33: Gesamtkosten Sensitivität 5

Die Gesamtkosten in Sensitivität 5 ergeben sich zu 14.285.297 €, wovon 89.820 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 7.830 € werden jeweils von den 1.813 im Jahr 2035 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.

6.2.2.2 Sensitivität 6

VNB 4	Best-Case	GG/GGG/unbekannt
-------	-----------	------------------

**Vollständige Umrüstung 2035 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 34 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2035 zu sehen. Für Sensitivität 6 fallen dabei Kosten für die Umrüstung der Gasleitungen sowie Gasnetzkomponenten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [m bzw. Stück]	Kosten [€]
Leitungslänge Verteilnetz	31.560	26.826.000
Leitungslänge HA-Leitung	12.294	4.917.600
GDRM-Anlagen	3	89.820
Hausanschlüsse	905	235.300
Gasfeuerungsanlagen	1.813,01	13.960.177

Tabelle 34: Kostenstellen für Sensitivität 6 im Jahr 2035

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 35 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 6 über die Jahre bis 2035 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2035	31.833.420	14.195.477	7.829,78
Gesamtkosten [€]	46.028.897		-

Tabelle 35: Gesamtkosten Sensitivität 6

Die Gesamtkosten in Sensitivität 6 ergeben sich zu 46.028.897 €, wovon 31.833.420 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 7.830 € werden jeweils von den 1.813 im Jahr 2035 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.



6.2.2.3 Sensitivität 7

VNB 4	Worst-Case	PE/PVC/Stahl
-------	------------	--------------

**Vollständige Umrüstung 2035 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 36 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2035 zu sehen. Für Sensitivität 7 fallen dabei Kosten für die Umrüstung von Gasnetzkomponenten im Bereich VNB und in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück]	Kosten [€]
Schieber	20	600.000
GDRM-Anlagen	3	96.420
Hausanschlüsse	905	1.837.150
Gasfeuerungsanlagen	1.813,01	13.960.177

Tabelle 36: Kostenstellen für Sensitivität 7 im Jahr 2035

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 37 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 7 über die Jahre bis 2035 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2035	696.420	15.797.327	8.713,31
Gesamtkosten [€]	16.493.747		-

Tabelle 37: Gesamtkosten Sensitivität 7

Die Gesamtkosten in Sensitivität 7 ergeben sich zu 16.493.747 €, wovon 696.420 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 8.713 € werden jeweils von den 1.813 im Jahr 2035 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.

6.2.2.4 Sensitivität 8

VNB 4	Worst-Case	GG/GGG/unbekannt
-------	------------	------------------

**Vollständige Umrüstung 2035 auf 100 Vol.-%**

In der folgenden Tabelle 38 sind die anfallenden Kosten für die vollständige Umrüstung auf 100 Vol. % H<sub>2</sub> im Jahr 2035 zu sehen. Für Sensitivität 8 fallen dabei Kosten für die Umrüstung der Gasleitungen sowie der Gasnetzkomponenten im Bereich VNB und in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung an, welche dem Verteilnetzbetreiber zugerechnet werden. Zudem fallen Kosten im Bereich der Gebäudeinstallation und für Gasfeuerungsanlagen an, die den Endnutzern zugerechnet werden.

Kostenstelle	in Betrieb [Stück bzw. m]	Kosten [€]
Leitungslänge Verteilnetz	31.560	26.826.000
Leitungslänge HA-Leitung	12.294	4.917.600
Schieber	20	600.000
GDRM-Anlagen	3	96.420
Hausanschlüsse	905	1.837.150
Gasfeuerungsanlagen	1.813,01	13.960.177

Tabelle 38: Kostenstellen für Sensitivität 8 im Jahr 2035

**Gesamtkosten**

In der folgenden Tabelle 39 sind die Gesamtkosten der Sensitivität 8 über die Jahre bis 2035 aufgelistet.

	Kosten für Verteilnetzbetreiber [€]	Kosten für Endnutzer [€]	Ø Kosten pro Wohneinheit [€]
Jahr 2035	32.440.020	15.797.327	8.713,31
Gesamtkosten [€]	48.237.347		-

Tabelle 39: Gesamtkosten Sensitivität 8

Die Gesamtkosten in Sensitivität 8 ergeben sich zu 48.237.347 €, wovon 32.440.020 € für den Verteilnetzbetreiber anfallen. Durchschnittlich rund 8.713 € werden jeweils von den 1.813 im Jahr 2035 ans Gasnetz angeschlossenen Endnutzern getragen.

## 7 Diskussion

Die in Kapitel 6 vorgestellten Ergebnisse werden im folgenden Kapitel 7.1 zunächst eingeordnet und diskutiert. Im Anschluss werden in Kapitel 7.2 die Limitationen der angewandten Modellierung erläutert.

### 7.1 Diskussion der Ergebnisse

Das folgende Kapitel 7.1 ist in drei Abschnitte unterteilt, welche sich jeweils mit einer der definierten Forschungsfragen befassen.

#### 7.1.1 H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor

Die Umrüstung der Gasinfrastruktur für einen Betrieb mit H<sub>2</sub> ist technisch möglich. Ob H<sub>2</sub> allerdings im Gebäudesektor Verwendung findet, hängt von der Verfügbarkeit des H<sub>2</sub>, sowie der Gesamtnachfrage durch das nationale Energiesystem ab. Dabei spielt die Priorisierung des Einsatzes von H<sub>2</sub> eine entscheidende Rolle. Vorrang haben Sektoren, in denen keine Alternative für eine Dekarbonisierung besteht [15]. In diesem Zusammenhang wurde in Kapitel 3.6 bereits die chemische Industrie angesprochen. Für den Einsatz von H<sub>2</sub> im Gebäudesektor ist daher eine noch größere Verfügbarkeit von H<sub>2</sub> notwendig.

Laut [88] könnte der Bedarf an grünem H<sub>2</sub> im deutschlandweiten Gebäudesektor bei rund 180 TWh im Jahr 2050 liegen. Die inländische Produktion von grünem H<sub>2</sub> ist in Deutschland unter anderem durch Flächen- und Ausbaubeschränkungen vor allem von WKAs und PV-Anlagen beschränkt [15]. Dabei spielen technische, ökologische, ökonomische und akzeptanzbedingte Restriktionen eine Rolle. Beispielsweise besteht eine Nutzungskonkurrenz mit Wohnbebauung, Ackerflächen, Schifffahrt, Fischerei und Schutzgebieten. Außerdem ist der Nettoausbau durch begrenzte Kapazitäten von Produktionsanlagen und Arbeitskräften limitiert [84]. In [110] untersuchte Szenarien für das Jahr 2045 ergaben im schlechtesten Fall ein potentiell Angebot von grünem H<sub>2</sub> in Höhe von 67 TWh jährlich durch inländische Produktion. Durch Nachbarländer Deutschlands könnten weitere 154 TWh importiert werden, wodurch sich die verfügbare H<sub>2</sub>-Menge auf 221 TWh/a summieren würde. Im besten Fall könnten 1934 TWh grünes H<sub>2</sub> jährlich zur Verfügung stehen, wovon 146 TWh aus inländischer Produktion stammen würden. Importierte H<sub>2</sub>-Mengen kommen in diesem Fall aus Nachbarländern, anderen europäischen Ländern sowie der Region des Mittleren Osten und Nordafrika (MENA-Region).

Es wird deutlich, dass Deutschland auch in Zukunft auf Energieimporte angewiesen sein wird. Im besten Fall könnte jedoch im Jahr 2045 grünes H<sub>2</sub> in ausreichendem Maße für den Gebäudesektor zur Verfügung stehen. Voraussetzung dafür ist eine energieoffene Politik und zusätzlich ein internationaler Handel von Energieträgern [110].

### 7.1.2 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

Der ermittelte Arbeitsaufwand für die Sensitivitäten 1 und 5 sollte dem Arbeitsaufwand der Realität am nächsten kommen, da in diesen Fällen der geringste Umrüstungsbedarf über Gasfeuerungsanlagen hinaus notwendig ist. In beiden Fällen müssten zusätzlich Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation sowie in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung für einen Betrieb mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> umgerüstet werden.

Der angegebene notwendige zeitliche Arbeitsaufwand setzt voraus, dass zum Zeitpunkt der Umstellung in den entsprechenden Wohneinheiten bereits H<sub>2</sub>-ready Gasfeuerungsanlagen in Betrieb sind. In [111] wird die technische Nutzungsdauer von Gasfeuerungsanlagen, nach der ein Austausch empfohlen wird, mit 15-20 Jahren angegeben. In [1] wird die tatsächliche Nutzungsdauer, aufgrund des hohen Anteils von Gasfeuerungsanlagen im Bestand, welche älter als 20 Jahre sind, mit 30 Jahren angenommen. Demnach müssten für die Umstellung des Gasnetzes auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> im Jahr 2045 (VNB 3-Sensitivitäten) ab sofort, und spätestens ab dem Jahr 2030, bei regulären Erneuerungsmaßnahmen H<sub>2</sub>-ready Gasfeuerungsanlagen verbaut werden, um den natürlichen Sanierungszyklus bestmöglich auszunutzen und Mehrkosten zu minimieren. Für eine Umstellung des Gasnetzes auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> im Jahr 2035 (VNB 4-Sensitivitäten) sollten in jedem Fall ab sofort H<sub>2</sub>-ready Gasfeuerungsanlagen bei regulären Erneuerungsmaßnahmen installiert werden, dennoch ist zu erwarten, dass die Mehrkosten gegenüber einer späteren Umstellung höher ausfallen.

### 7.1.3 Umrüstungskosten des Verteilnetzes

Das folgende Kapitel 7.1.3 ist in vier Unterkapitel unterteilt, in denen jeweils die Kosten der Gasnetztransformation beschrieben und diskutiert werden. Dabei wird sich in den Kapiteln 7.1.3.1-7.1.3.3 auf die Kosten des Verteilnetzbetreibers, der Gesamtheit der Endnutzer sowie auf die spezifischen Kosten je Wohneinheit konzentriert. In Kapitel 7.1.3.4 folgt eine Gesamteinordnung der Umrüstungskosten.

In Abbildung 14 und Abbildung 15 werden die ermittelten Kosten der jeweiligen Sensitivitäten zunächst gegenübergestellt. Markiert sind in grün die jeweils geringsten, in rot die jeweils höchsten Kosten für Verteilnetzbetreiber und Endnutzer/Wohneinheiten. Die Herleitung der Kostengegenüberstellung kann in Anhang 10.1.I eingesehen werden.

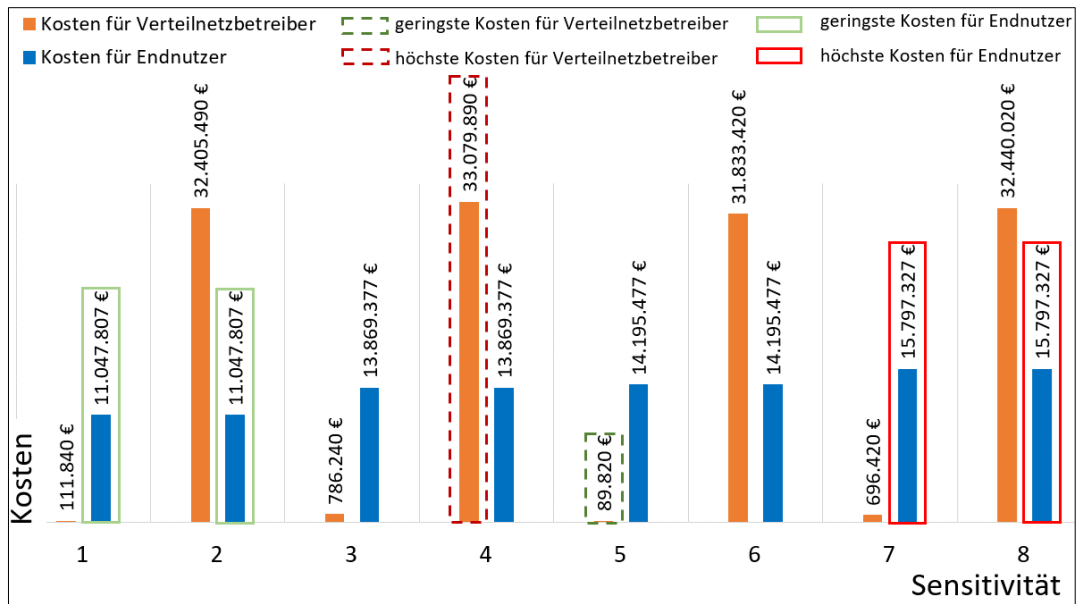


Abbildung 14: Gegenüberstellung Gesamtkosten Verteilnetzbetreiber/Endnutzer

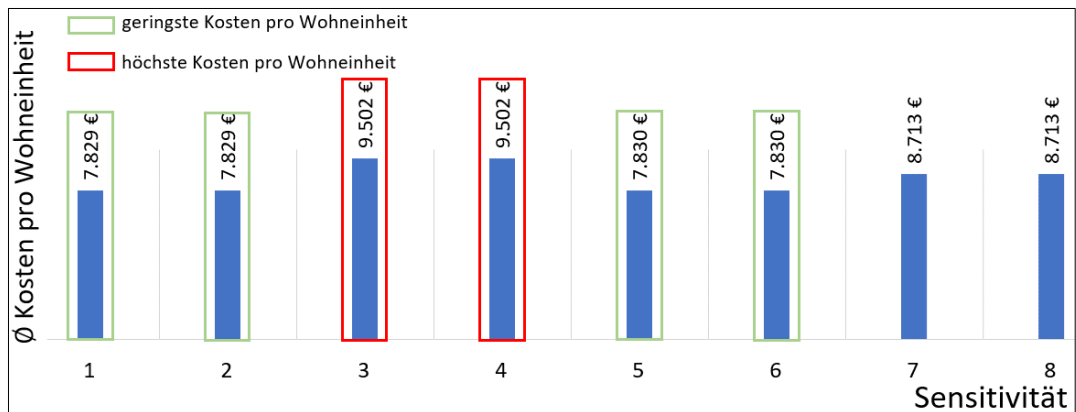


Abbildung 15: Gegenüberstellung Kosten pro Wohneinheit

### 7.1.3.1 Gesamtkosten Verteilnetzbetreiber

Für den Verteilnetzbetreiber liegt der optimale Fall in VNB 4-Sensitivität 5. In Sensitivität 5 sind Gasleitungen materialeitig H<sub>2</sub>-tolerant, für die H<sub>2</sub>-Toleranz der Gasnetzkomponenten kann der Best-Case angenommen werden und die Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> findet im Jahr 2035, ohne eine zwischenzeitliche Beimischung des H<sub>2</sub>, statt.

Die höchsten Kosten für den Verteilnetzbetreiber entstehen in VNB 3-Sensitivität 4, in welcher bereits für die zwischenzeitliche Beimischung im Jahr 2030 nahezu alle Gasnetzkomponenten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung ausgetauscht werden müssen. Zudem entstehen Kosten für die Umrüstung von materialeitig H<sub>2</sub>-intoleranten Gasleitungen.

Insgesamt fallen für den Verteilnetzbetreiber die Kosten in VNB 3-Sensitivitäten höher aus als in VNB 4-Sensitivitäten. Der Grund dafür liegt im zusätzlichen Austauschbedarf von einzelnen Gasnetzkomponenten im Bereich der gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung. Diese haben selbst im Best-Case eine besonders geringe H<sub>2</sub>-Toleranz, und müssen daher schon für die Beimischung des H<sub>2</sub> von 20 Vol.-% umgerüstet werden.

### 7.1.3.2 Gesamtkosten Endnutzer

Die Gesamtkosten der Endnutzer sind paarweise identisch: 1 und 2, 3 und 4, 5 und 6 sowie 7 und 8. Dies ist darauf zurück zu führen, dass es zunächst ökonomisch gesehen keine Rolle spielt, ob die Gasleitungen materialeitig H<sub>2</sub>-tolerant sind, da diese Kosten dem Verteilnetzbetreiber zugeschrieben werden.

Der optimale Fall für die Gesamtheit der Endnutzer liegt in den VNB 3-Sensitivitäten 1 und 2. In diesen Sensitivitäten kann für die H<sub>2</sub>-Toleranz der Gasnetzkomponenten der Best-Case angenommen werden und die Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> findet zu einem späteren Zeitpunkt statt (Jahr 2045), nachdem zunächst eine zwischenzeitliche Beimischung des H<sub>2</sub> eingeführt wurde. Zu beachten ist, dass die höheren Kosten der VNB 4-Sensitivitäten 5 und 6 (ebenfalls Best-Case) sich vor allem aus der höheren Anzahl an Gasnetzanschlüssen, und demnach einer höheren Anzahl auszutauschender Gasfeuerungsanlagen zum Zeitpunkt der Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> (Jahr 2035), ergeben.

In den VNB 4-Sensitivitäten 7 und 8 entstehen zudem zusätzliche Kosten durch den Austausch von Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation, welche im Worst-Case H<sub>2</sub>-intolerant sind. In diesen Sensitivitäten entstehen die höchsten Gesamtkosten der Endnutzer.

### 7.1.3.3 Spezifische Kosten pro Wohneinheit

Die spezifischen Kosten pro Wohneinheit sind ebenfalls paarweise identisch. Es ist auffällig, dass es für den Best-Case (Sensitivitäten 1, 2, 5 und 6) keine Rolle spielt, ob eine zwischenzeitliche Beimischung des H<sub>2</sub> oder eine direkte Umstellung zum vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb stattfindet. Der Grund dafür liegt in den angenommenen H<sub>2</sub>-Toleranzen der Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation, welche bewirken, dass für eine Beimischung des H<sub>2</sub> von 20 Vol.-%, keine Umrüstung dieser Komponenten notwendig ist. In beiden Fällen, also Best-Case-Sensitivitäten, welche sich auf VNB 3 oder VNB 4 stützen, muss erst bei der vollständigen Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> umgerüstet werden. Im Worst-Case (Sensitivitäten 3, 4, 7 und 8) hingegen ergibt sich ein Unterschied. Durch die zwischenzeitliche Beimischung sind einzelne Komponenten im Bereich der Gebäudeinstallation, die eine besonders geringe H<sub>2</sub>-Toleranz aufweisen, von einem zusätzlichen Austausch betroffen. Dadurch fallen die Kosten für die VNB 3-Sensitivitäten 3 und 4 höher aus. Hinzu kommt, dass im Jahr 2045, wenn die größten Kosten für die Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> anfallen, weniger Gasanschlüsse bestehen (im Vergleich zu den VNB 4-Sensitivitäten 7 und 8, in denen bereits im Jahr 2035 auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> umgestellt wird). Aus diesem Grund werden die Kosten auf eine geringere Anzahl an Wohneinheiten verteilt.

### 7.1.3.4 Gesamteinschätzung

Aus ökonomischer Sicht könnte trotz einer scheinbar höheren Investition begründet werden, dass eine spätere Umstellung des Gasnetzes auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> (VNB 3-Sensitivitäten) sinnvoller wäre, da so zu einem größeren Teil reguläre Erneuerungsmaßnahmen für eine Umrüstung genutzt werden könnten,

wodurch die technische Nutzungsdauer einzelner Komponenten vollständig ausgenutzt werden würde. Die Mehrkosten der Gasnetztransformation fallen dadurch geringer aus. Außerdem ist dies besonders mit Blick auf den akuten Fachkräftemangel ein wichtiger Faktor. Auch in [1] wird herausgestellt, dass unter Einbezug der natürlichen Sanierungszyklen die spätere Umstellung auf einen vollständigen H<sub>2</sub>-Betrieb ökonomisch sinnvoller ist.

Insgesamt ist auffällig, dass für den Fall, dass Gasleitungen materialeitig H<sub>2</sub>-tolerant sind, der größte Anteil der Kosten bei den Endnutzern liegt. Dabei entstehen durchschnittlich rund 91 % der Kosten durch die Neuanschaffung von Gasfeuerungsanlagen. Falls Gasleitungen materialeitig H<sub>2</sub>-intolerant sind, fallen die Gesamtkosten deutlich höher aus, durchschnittlich um das rund 3,5-fache, und der größte Anteil der Kosten liegt bei den Verteilnetzbetreibern. Investitions- und Betriebskosten von Gasleitungen werden jedoch über Netzentgelte auf alle Endnutzer umgelegt [58]. Langfristig sollte deswegen bedacht werden, dass die hohen Kosten des Verteilnetzbetreibers auch für die Endnutzer einen ökonomischen Nachteil bedeuten.

Eine mögliche Weiternutzung bestehender Gasleitungen bietet auch einen Vorteil, weil dadurch Planungs- und Genehmigungsprozesse weniger zeitaufwendig sind, beispielsweise wären Wegenutzungsrechte der bestehenden Erdgasleitungen auf H<sub>2</sub>-Leitungen übertragbar [112].

Ein Aspekt, der einer zwischenzeitlichen Beimischung des H<sub>2</sub> im Weg stehen könnte, ist der Konflikt mit dem Mobilitätssektor, welcher in dieser Arbeit nicht betrachtet wurde. Laut [113] darf für Verteilnetze, durch welche auch Erdgastankstellen versorgt werden, eine H<sub>2</sub>-Beimischung von 2 Vol.-% nicht überschritten werden.

## 7.2 Limitationen des angewandten Modells

Modellierungen sind Vereinfachungen der Realität, welche diese möglichst effizient abbilden sollen. So können potentielle Entwicklungen abgeschätzt werden. Für die Modellierung dieser Arbeit wurden ausschließlich öffentlich zugängliche Daten verwendet. Zusätzlich wurden verschiedene Annahmen getroffen, welche aus eigener Herleitung und aus Literaturrecherche hervorgingen. Das folgende Kapitel 7.2 ist in drei Abschnitte unterteilt, welche sich jeweils mit Unsicherheiten der Modellierung bezüglich der definierten Forschungsfragen befassen.

### 7.2.1 H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor

Weil es sich bei der Energieversorgung um kritische Infrastruktur handelt, und darüber hinaus Energieverbrauchswerte einzelner Haushalte sensible Informationen sind, stellte das Zusammentragen von Daten eine Herausforderung dar. Für die Modellierung des Gasflusses wurde eine Durchschnittsverteilung spezifischer Energieverbräuche angenommen, welche aus [100] hervorgeht. Die Verteilung umfasst durchschnittliche Energieverbräuche deutscher Haushalte im

Zeitraum 2002-2019. Für die Effizienz beim Betrieb von Gasfeuerungsanlagen ist der Sanierungsstand der Gebäude zwar weniger relevant als bei der Verwendung von elektrischen Wärmepumpen, in [3] wird jedoch angemerkt, dass der Endenergieverbrauch in den entsprechenden Gebäuden gegenüber 2018 trotz dessen um bis zu 33 % bis zum Jahr 2050 sinken wird. Gründe dafür sind der natürliche Erneuerungszyklus von Haushaltsgeräten gegen effizientere, sowie der natürliche Sanierungszyklus von Gasfeuerungsanlagen. Aus diesem Grund kann angenommen werden, dass der errechnete H<sub>2</sub>-Bedarf anhand von Durchschnittswerten aus einem vergangenen Zeitraum zu hoch angesetzt wurde. Daraus folgt, dass auch die berechnete Dimensionierung von Anlagen zur Erzeugung von EE zu groß ausfällt.

### 7.2.2 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

Für die Betrachtung des notwendigen zeitlichen Arbeitsaufwandes beschränkt sich diese Arbeit auf die Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen. Die gesamte Umrüstung der Gasinfrastruktur im betrachteten Raum für einen H<sub>2</sub>-Betrieb sollte daher mehr Zeit in Anspruch nehmen als hier angegeben.

### 7.2.3 Umrüstungskosten des Verteilnetzes

Die Verteilung der Gebäude mit Gasnetzanschluss mithilfe einer Zufallsverteilung führte dazu, dass nahezu alle Straßenzüge des betrachteten Gebietes über eine aktive Gasleitung verfügen. Dies gilt auch für die Entwicklung in den Jahren bis 2045. Da durch eine Zufallsverteilung bestimmt wurde, welche Gebäude von der Gasversorgung abgeschnitten wurden, wurden auch hier kaum Gasleitungen vom Betrieb ausgeschlossen. In der Realität würde der Umbau der Gasinfrastruktur aufgrund des hohen Umrüstungsbedarfs abschnittsweise erfolgen [15]. Aus diesem Grund könnte argumentiert werden, dass die Länge auszutauschender Gasleitungen zu hoch eingeschätzt wurde.

Aufgrund der Verwendung von statistischen Durchschnittswerten zur Definition von Gebäudetypen kommt es im Kontext der Anzahl von Wohneinheiten und Gasfeuerungsanlagen in Mehrfamilienhäusern zu einer Dezimalzahl. Wird die Anzahl von Gasfeuerungsanlagen im Betrieb gerundet, so dass sich ganze Zahlen ergeben, weichen die entstehenden Kosten zur Umrüstung von Gasfeuerungsanlagen um durchschnittlich rund 0,06 % zu denen in dieser Arbeit angegebenen Kosten ab.



## 8 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Modell zur Umrüstung eines Gasverteilnetzes für die Umstellung zu einem H<sub>2</sub>-Betrieb im Raum einer kleinen Kleinstadt mit 1740 Gebäuden entwickelt und anhand von Sensitivitäten hinsichtlich des notwendigen H<sub>2</sub>-Bedarfs zur Wärmebedarfsdeckung der Endnutzer, des zur Umrüstung notwendigen Arbeitsaufwandes und entstehender Kosten auf Verteilnetzbetreiber- und Endnutzerebene untersucht. Dabei unterscheiden sich Sensitivitäten hinsichtlich der Geschwindigkeit, in welcher die H<sub>2</sub>-Toleranz der Gesamtheit des Gasnetzes zunimmt, sowie der angenommenen H<sub>2</sub>-Toleranz der im Bestand befindlichen Gasleitungen und Gasnetzkomponenten. Zentrale Erkenntnisse, Diskussionspunkte und eine Aussicht auf zukünftige Forschungsarbeiten werden im Folgenden zusammengefasst.

### 8.1 H<sub>2</sub>-Bedarf im Gebäudesektor

- Für das betrachtete Gebiet wurde ein H<sub>2</sub>-Bedarf zur Wärmebedarfsdeckung von 0,002 TWh/a im Falle der Beimischung des H<sub>2</sub> von 20 Vol.-% im Jahr 2030 berechnet. Für die Umstellung auf einen reinen H<sub>2</sub>-Betrieb wurden Werte zwischen 0,0304 TWh/a im Jahr 2035 sowie 0,024 TWh/a im Jahr 2045 ermittelt.
- Verschiedene Annahmen führen dazu, dass der errechnete H<sub>2</sub>-Bedarf vermutlich oberhalb des tatsächlichen H<sub>2</sub>-Bedarfs liegt und somit eine konservative Abschätzung abbildet.
- Die Wirkungsgrade der Prozesskette der H<sub>2</sub>-Herstellung sowie des H<sub>2</sub>-Transports wurden nicht beachtet. Laut [114] liegen die Wirkungsgrade der Gesamtwertschöpfungskette zwischen 55 und 62,5 %, abhängig davon, ob H<sub>2</sub> im gasförmigen Zustand transportiert wird oder eine zusätzliche Verflüssigung mit anschließendem Schiffstransport stattfindet. In weiteren Arbeiten könnte die gesamte Produktions- und Transportkette betrachtet werden.

### 8.2 Arbeitsaufwand für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur

- Als notwendiger zeitlicher Arbeitsaufwand für die Umrüstung von H<sub>2</sub>-ready Gasfeuerungsanlagen und dazugehörigen Komponenten wurde für eine einzelne Fachkraft eine Dauer von rund 282 bis 363 fortlaufenden Arbeitstagen ermittelt. Die angegebene Dauer ist abhängig davon, zu welchem Zeitpunkt die Umstellung auf einen reinen H<sub>2</sub>-Betrieb stattfindet, und wie viele Gasanschlüsse zu diesem Zeitpunkt bestehen. Unter Einbezug der laststarken Heizperiode, in welcher keine Umrüstungsarbeiten durchgeführt werden können, müsste für eine Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> im Jahr 2045 am 01.05.2042 mit Umrüstungsmaßnahmen begonnen werden. Für eine Umstellung auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub> im Jahr 2035 müsste bereits am 19.05.2031 begonnen werden.

## Fazit

- Aufgrund der ausschließlichen Betrachtung des Umrüstungsaufwandes der Gasfeuerungsanlagen sollte der tatsächliche zeitliche Arbeitsaufwand der Umrüstung der Gasinfrastruktur im betrachteten Gebiet oberhalb des hier ermittelten Wertes liegen.
- Hinsichtlich des notwendigen Arbeitsaufwandes und der Auslastung der zur Verfügung stehenden Fachkräfte besteht weiterhin Forschungsbedarf. Der aktuelle Stand der Forschung lässt keine Aussage zum zeitlichen Arbeitsaufwand der Umrüstung von Gasleitungen, Leitungsarmaturen und Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung zu. Darüber hinaus sollte der Bedarf nach Fachkräften im Gesamtkontext betrachtet werden. Denn die Energiewende findet sektorübergreifend statt, in den kommenden Jahren bis 2045 wird der Fachkräftebedarf in vielen Bereichen zeitgleich steigen.

### 8.3 Umrüstungskosten des Verteilnetzes

- Aufgrund der beträchtlichen Kostensteigerung für den Verteilnetzbetreiber im Falle der materialeitigen H<sub>2</sub>-Intoleranz von Gasleitungen, und der langfristig nachteiligen ökonomischen Auswirkungen für Endnutzer, wird hier unterstellt, dass H<sub>2</sub> zur Wärmebedarfsdeckung nur in Frage kommt, wenn Gasleitungen im Bestand bereits materialeitig H<sub>2</sub>-tolerant sind. In diesem Fall bewegen sich die Gesamtkosten für die Umrüstung zwischen 11.159.647 € und 16.493.747 €. Den größten Anteil der direkten Kosten macht die Anschaffung neuer Gasfeuerungsanlagen aus und ist durch die Endnutzer zu tragen.
- Durch die Art des Modellaufbaus ergibt sich vermutlich eine zu hoch eingeschätzte Länge auszutauschender Gasleitungen. Dies hat allerdings nur ökonomische Auswirkungen, falls Gasleitungen ausgetauscht werden müssten.
- Für eine finale Aussage zur zusätzlichen finanziellen Belastung im Falle einer Gasinfrastrukturumrüstung sollten die tatsächlichen Mehrkosten unter Berücksichtigung der technischen Nutzungsdauer der jeweiligen Gasnetzkomponenten berechnet werden. Zu erwarten ist, dass diese für VNB 4-Sensitivitäten höher ausfallen. Außerdem sollte die potentielle Entwicklung der Netzentgelte ermittelt werden.

Eine Unterscheidung zwischen VNB 3- und VNB 4-Sensitivitäten könnte zudem hinsichtlich der insgesamt ausgestoßenen THG-Emissionen ermittelt werden. Höhere THG-Emissionen könnten zu höheren Netzentgelten aufgrund der Notwendigkeit des Erwerbs von Zertifikaten führen [115]. Ein Vorteil der zwischenzeitlichen Beimischung des H<sub>2</sub> ergibt sich durch eine teilweise Dekarbonisierung, ohne dass es dafür großer Umrüstungsmaßnahmen bedarf. Dies ist wiederum auch mit Blick auf den akuten Fachkräftemangel ein wichtiger Faktor. So wäre in Sensitivität 1 beispielsweise für das Jahr 2030 lediglich der Austausch von Gaszählern in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung notwendig. Im Gegensatz dazu

## Fazit

wird die Gasinfrastruktur in VNB 4-Sensitivitäten zu einem früheren Zeitpunkt vollständig dekarbonisiert.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Umrüstung eines Gasverteilnetzes technisch möglich ist. Um den finanziellen Aufwand in einem überschaubaren Rahmen zu halten, sollte sich bei der Umrüstung von Erdgasnetzen auf Netzabschnitte beschränkt werden, welche materialseitig bereits H<sub>2</sub>-tolerant sind. Außerdem sollten bei anstehenden regulären Erneuerungsmaßnahmen von Gasnetzkomponenten und insbesondere Gasfeuerungsanlagen bereits auf H<sub>2</sub>-tolerante, oder umrüstbare Alternativen (H<sub>2</sub>-ready Gasfeuerungsanlagen) zurückgegriffen werden, sodass die Mehrkosten für den einzelnen Endnutzer minimiert werden. Zudem sollte beachtet werden, dass bei höherer Auslastung des Gasnetzes die Kosten auf eine höhere Anzahl an Endnutzern verteilt werden, was zu geringeren Netzentgelten führt. Netzabschnitte, die durch denselben Verteilnetzbetreiber versorgt werden, wie ein Großverbraucher, welcher seine Prozesse auf H<sub>2</sub> umstellt, sind dabei besonders begünstigt.

Der notwendige Bedarf an H<sub>2</sub> kann durch eine energieoffene Politik durch den Ausbau der EE in Deutschland in Kombination mit internationalem Handel gedeckt werden. Eine Steigerung von inländisch erzeugter EE ist nicht nur aufgrund der andauernden Klimakrise unerlässlich, sondern würde auch die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten zumindest reduzieren, was in Hinblick auf die aktuelle politische Lage einen weiteren wichtigen Punkt darstellt.

Ein kritischer Punkt bleibt die Verfügbarkeit von Fachkräften, von der die zeitnahe Umrüstung der Gasinfrastruktur in erster Linie abhängt. Zum aktuellen Stand der Forschung ist keine aussagekräftige Schlussfolgerung zur Bewältigung der Gasinfrastrukturumrüstung hinsichtlich der Fachkräfteverfügbarkeit zu treffen.

Weitere Modellverfeinerungen und alternative Modellierungsansätze können zur Schärfung und Erweiterung der Ergebnisse führen.

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] J. Sperlich und J. Hüttenrauch. „Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender.“. [www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/energieforschung/roadmap-gas-2050](http://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/energieforschung/roadmap-gas-2050) (Zugriff am: 15. November 2022).
- [2] Viessmann Deutschland GmbH. „Klimaneutral heizen mit Wasserstoff – Lösungen von Viessmann.“. [www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/heizen-mit-wasserstoff.html](http://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/heizen-mit-wasserstoff.html) (Zugriff am: 16. November 2022).
- [3] Fraunhofer ISI und Consentec GmbH, Hg., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Treibhausgasneutrale Hauptszenarien“, Karlsruhe, Modul Gebäude, 2021. Zugriff am: 16. Oktober 2022. [Online]. Verfügbar unter: [www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gebäude.php](http://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gebäude.php)
- [4] World Meteorological Organization WMO. „Water-related hazards dominate disasters in the past 50 years.“. [www.public.wmo.int](http://www.public.wmo.int)
- [5] World Meteorological Organization WMO. „WMO confirms 2019 as second hottest year on record.“. [www.public.wmo.int](http://www.public.wmo.int)
- [6] World Meteorological Organization WMO. „State of Climate in 2021: Extreme events and major impacts: Past 7 years set to be the warmest on record, sea level rise at new high.“. [www.public.wmo.int](http://www.public.wmo.int)
- [7] Umwelt Bundesamt. „Die Treibhausgase.“. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase> (Zugriff am: 12. Oktober 2022).
- [8] Our World in Data. „CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emissions: Germany: How are CO<sub>2</sub> emissions from different fuels changing?“. <https://ourworldindata.org/co2/country/germany?country=~DEU>
- [9] Deutscher Bundestag. „Bundestag beschließt das Kohleausstiegs-gesetz: 2./3. Lesung.“ Kohleverstromung endet spätestens 2038. [www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw27-de-kohleausstieg-701804](http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw27-de-kohleausstieg-701804)
- [10] Bundesministerium für Bildung und Forschung. „Förderinitiative Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt.“. [www.ptj.de/solares-bauen-energieeffiziente-stadt](http://www.ptj.de/solares-bauen-energieeffiziente-stadt) (Zugriff am: 3. August 2022).
- [11] Umwelt Bundesamt. „Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren.“. [www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren](http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren) (Zugriff am: 12. Oktober 2022).
- [12] „dena-Gebäudereport 2021: Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich“, Deutsche Energie-Agentur dena, 2021. Zugriff am: 4. Dezember 2021. [Online]. Verfügbar unter: [www.dena.de/newsroom/meldungen/gebäudereport-2021-fokusthemen-fuer-den-klimaschutz/](http://www.dena.de/newsroom/meldungen/gebäudereport-2021-fokusthemen-fuer-den-klimaschutz/)
- [13] D. Krieg, „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“, Jülich, 2012.
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). „Die Nationale Wasserstoffstrategie.“. [www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.html](http://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.html) (Zugriff am: 5. Mai 2022).
- [15] R. Meyer, S. Herkel und C. Kost. „Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung.“. <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebäudesektor/> (Zugriff am: 9. Januar 2023).
- [16] chemie.de. „Erdgas.“. [www.chemie.de/lexikon/Erdgas.html](http://www.chemie.de/lexikon/Erdgas.html) (Zugriff am: 12. August 2022).
- [17] Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG). „Wie Erdgas entsteht: Exkurs in die Erdgeschichte.“. [www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/wie-erdgas-entsteht-exkurs-in-die-erdgeschichte/](http://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/wie-erdgas-entsteht-exkurs-in-die-erdgeschichte/) (Zugriff am: 3. Oktober 2022).
- [18] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). „Klimabilanz von Erdgas: Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland.“. [www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr\\_literaturstudie\\_methanemissionen\\_2020.html](http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.html) (Zugriff am: 23. September 2022).
- [19] Bundeszentrale für politische Bildung (bpb). „Deutschlands Abhängigkeit von russischem Gas.“. [www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/507243/deutschlands-abhaengigkeit-von-russischem-gas/](http://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/507243/deutschlands-abhaengigkeit-von-russischem-gas/) (Zugriff am: 22. September 2022).
- [20] Umwelt Bundesamt. „Energieverbrauch privater Haushalte.“. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte> (Zugriff am: 12. Oktober 2022).
- [21] eurostat. „Natural gas supply statistics.“. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural\\_gas\\_supply\\_statistics#Consumption\\_trends](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics#Consumption_trends) (Zugriff am: 12. Dezember 2023).
- [22] Zukunft Gas e. V. „Erdgas: Vielseitig, klimaschonend, fast überall verfügbar.“. <https://gas.info/energie-gas/erdgas> (Zugriff am: 22. Oktober 2022).
- [23] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW). „Wie funktioniert die Gasversorgung?“. [www.dvgw.de/themen/gas/wie-funktioniert-die-gasversorgung/](http://www.dvgw.de/themen/gas/wie-funktioniert-die-gasversorgung/) (Zugriff am: 12. August 2022).
- [24] G. Wossog, *Handbuch Rohrleitungsbau: Planung, Herstellung, Errichtung*, 3. Aufl. (Handbuch Rohrleitungsbau 1). Essen: Vulkan Verlag, 2007.
- [25] G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*, 8. Aufl. München: Hanser Carl, 2016.
- [26] M. Giebel. „Was ist Nord Stream 1? Verlauf, Bedeutung und Kosten.“. [www.augsburger-allgemeine.de/was-ist-nord-stream-1-verlauf-kosten-bedeutung-id62011211.html](http://www.augsburger-allgemeine.de/was-ist-nord-stream-1-verlauf-kosten-bedeutung-id62011211.html) (Zugriff am: 11. August 2022).
- [27] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. „Monitoringbericht 2022: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.“. [www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html) (Zugriff am: 5. Dezember 2022).

## Literaturverzeichnis

- [28] Energie Baden-Württemberg (EnBW). „Der Transport im Gasnetz.“. [www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/gasnetz/](http://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/gasnetz/) (Zugriff am: 16. August 2022).
- [29] Gas Connect Austria. „Verdichterstation.“. [www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgas-transport/verdichterstation/](http://www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgas-transport/verdichterstation/) (Zugriff am: 17. August 2022).
- [30] tagesschau. „Genehmigung von Nord Stream 2 gestoppt.“. [www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/scholz-nordstream-101.html](http://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/scholz-nordstream-101.html) (Zugriff am: 10. Oktober 2022).
- [31] tagesschau. „Wie abhängig Deutschland von Russland ist.“. [www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/gas-stopp-faq-101.html](http://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/gas-stopp-faq-101.html) (Zugriff am: 10. Oktober 2022).
- [32] F. Schwedler, *Handbuch der Rohrleitungen: Allgemeine Beschreibung, Berechnung, Herstellung Normung, Tabellen und Bildtafeln*. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg, 1932.
- [33] Enerpedia. „Erdgas / Schiefergas.“. [www.enerpedia.info/erdgas/](http://www.enerpedia.info/erdgas/) (Zugriff am: 21. August 2022).
- [34] Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG. „Was ist Biomethan?“. [www.vaillant.de/heizung/heizung-verstehen/heiztechniklexikon/begriffe-a-b/biomethan/](http://www.vaillant.de/heizung/heizung-verstehen/heiztechniklexikon/begriffe-a-b/biomethan/) (Zugriff am: 27. August 2022).
- [35] energis GmbH. „Ratgeber zu Biogasanlagen: Wie nachhaltig sind Biogasanlagen?“. [www.energis.de/ratgeber/erdgas/biogasanlage](http://www.energis.de/ratgeber/erdgas/biogasanlage) (Zugriff am: 19. August 2022).
- [36] Bundeswirtschaftsportal. „Biogas-Anlagen – was sind die Vor- und Nachteile?“. [www.bundeswirtschaftsportal.de/biogasanlagen-was-sind-die-vor-und-nachteile/](http://www.bundeswirtschaftsportal.de/biogasanlagen-was-sind-die-vor-und-nachteile/) (Zugriff am: 11. Oktober 2022).
- [37] Zukunft Gas e. V. „Biogas – sicher, sauber, verfügbar.“. [gas.info/energie-gas/biogas/biogas-umweltvorteile](http://gas.info/energie-gas/biogas/biogas-umweltvorteile) (Zugriff am: 11. Oktober 2022).
- [38] Zukunft Gas e. V. „Wasserstoff – Energieträger der Zukunft.“. [gas.info/energie-gas/wasserstoff](http://gas.info/energie-gas/wasserstoff) (Zugriff am: 11. Oktober 2022).
- [39] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. „Wasserstoff Daten - Hydrogen Data.“. [www.h2data.de](http://www.h2data.de) (Zugriff am: 2. Januar 2023).
- [40] chemie.de. „Wasserstoff.“. [www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html](http://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html) (Zugriff am: 23. August 2022).
- [41] Zukunft Gas e. V. „Erdgas – vielfältige Vorteile.“. [gas.info/energie-gas/erdgas/vorteile-erdgas](http://gas.info/energie-gas/erdgas/vorteile-erdgas) (Zugriff am: 16. August 2022).
- [42] Fraunhofer IKTS. „Elektrolyseverfahren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff: Alkalische Großelektrolyse.“. [www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien/elektrolyseverfahren\\_zur\\_erzeugung\\_von\\_gruenem\\_wasserstoff.html](http://www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien/elektrolyseverfahren_zur_erzeugung_von_gruenem_wasserstoff.html) (Zugriff am: 16. November 2022).
- [43] Zukunft Gas e. V. „Synthetisches Gas: Problemlöser der Energiewende.“. [gas.info/energie-gas/sng](http://gas.info/energie-gas/sng) (Zugriff am: 25. August 2022).
- [44] CNG-Club e.V. „Was ist SNG?“. [www.cng-club.de/was\\_ist\\_sng](http://www.cng-club.de/was_ist_sng) (Zugriff am: 25. August 2022).
- [45] bmp greengas. „Schlüsseltechnologie Power-to-Gas.“. [www.bmp-greengas.com/de/wissen/schlüsseltechnologie-power-to-gas/](http://www.bmp-greengas.com/de/wissen/schlüsseltechnologie-power-to-gas/) (Zugriff am: 12. Oktober 2022).
- [46] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI). „KLIMAPFADE 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.“. [bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/](http://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/) (Zugriff am: 3. September 2022).
- [47] N. Gerhardt, J. Bard, R. Schmitz, M. Beil, M. Pfennig und T. Kneiske, „Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme: Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung“, 2020.
- [48] solarenergie.de. „Wasserstoff Vor- und Nachteile.“. [solarenergie.de/hintergrundwissen/wasserstoff/vorteile-nachteile](http://solarenergie.de/hintergrundwissen/wasserstoff/vorteile-nachteile) (Zugriff am: 11. Oktober 2022).
- [49] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). „Erneuerbare Energien.“. [www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html) (Zugriff am: 23. August 2022).
- [50] B. Diekmann und E. Rosenthal. „Energie.“.
- [51] H. Watter, „Regenerative Energiesysteme“, Wiesbaden.
- [52] H. Frey, *Energieautarke Gebäude: Auf dem Weg zu Smart Energy Systems* (Windkraftanlagen). Berlin: Springer Vieweg, 2019.
- [53] Polarstern GmbH. „Regenerativ & sauber: 5 erneuerbare Energien, die die Energiewende vorantreiben.“. [www.polarstern-energie.de/magazin/artikel/5-erneuerbare-energien-die-die-energiewende-vorantreiben](http://www.polarstern-energie.de/magazin/artikel/5-erneuerbare-energien-die-die-energiewende-vorantreiben) (Zugriff am: 15. Oktober 2022).
- [54] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. „Sektorenkopplung - Synergien sinnvoll nutzen.“. [www.dvgw.de/themen/energiewende/sektorenkopplung](http://www.dvgw.de/themen/energiewende/sektorenkopplung) (Zugriff am: 25. August 2022).
- [55] Energie Baden-Württemberg (EnBW). „Das Wärmenetz für Nah- und Fernwärme.“. [www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/waermenetz/](http://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/waermenetz/) (Zugriff am: 26. Juli 2022).
- [56] energie-experten.org. „Regelung und Kennzahlen der Vorlauftemperatur in Heizungsanlagen.“. [www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/heizungskreislauf/vorlauftemperatur](http://www.energie-experten.org/heizung/heizungstechnik/heizungskreislauf/vorlauftemperatur) (Zugriff am: 26. Juli 2022).
- [57] Fraunhofer UMSICHT. „Leitfaden Nahwärme.“. [www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/leitfaden-nahwaerme](http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/leitfaden-nahwaerme) (Zugriff am: 26. Juli 2022).
- [58] S. Oberle, M. Neuwirth, T. Gnann und M. Wietschel, „Can Industry Keep Gas Distribution Networks Alive?: Future Development of the Gas Network in a Decarbonized World: A German Case Study“, 2022.
- [59] A. Wang, K. van der Leun, D. Peters und M. Buseman, „European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created“, 2020.
- [60] WWF Deutschland. „Nachbesserungen beim Klimaschutz.“. [www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/klimaschutz-und-energiewende-in-deutschland/klimaschutzgesetz/nachbesserungen-beim-klimaschutz](http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/klimaschutz-und-energiewende-in-deutschland/klimaschutzgesetz/nachbesserungen-beim-klimaschutz) (Zugriff am: 5. September 2022).

## Literaturverzeichnis

- [61] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. „Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima.“. [www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672?view=renderNewsletterHtml](http://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672?view=renderNewsletterHtml) (Zugriff am: 5. September 2022).
- [62] G. Müller-Syring *et al.* „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität: der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21.“. <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-201624/> (Zugriff am: 25. Januar 2023).
- [63] J. Kopp, M. Moritz und H. e. a. Scharf, „Strukturwandel in der Gaswirtschaft –: Was bedeutet die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage für die zukünftige Infrastruktur?“ (Eine Metaanalyse bestehender Energiesystemstudien), *Z Energiewirtschaft*, 2022.
- [64] Hamburger Abendblatt. „Klimawandel: Wie der extreme Handwerkermangel die Klimaziele gefährdet.“. <https://www.abendblatt.de/wirtschaft/article233300469/klima-handwerker-ausbildung-klimawandel.html> (Zugriff am: 24. Dezember 2022).
- [65] C. Geinitz. „Energiewende in Deutschland: 800.000 Fachkräfte für die Klimaneutralität gesucht.“. [www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klimanachhaltigkeit/energiewende-in-deutschland-arbeitskraeftemangel-im-klimaschutz-17350927.html](http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klimanachhaltigkeit/energiewende-in-deutschland-arbeitskraeftemangel-im-klimaschutz-17350927.html) (Zugriff am: 29. Mai 2022).
- [66] Kopernikus-Projekt Ariadne, Hg., „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich“, 2021. Zugriff am: 24. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- [67] EWE Netz. „Fragen und Antworten zur Erdgasumstellung.“. <https://www.ewe-netz.de/marktpartner/erdgas/erdgasumstellung/faq> (Zugriff am: 23. Januar 2023).
- [68] energienetze mittelrhein. „Wir bringen die Zukunft - H-Gas kommt: Die Umstellung von L- auf H-Gas im Bezirk Mittelrhein II.“. <https://www.energienetze-mittelrhein.de/enm/Homepage/Erdgasnetz/Erdgasumstellung/> (Zugriff am: 23. Januar 2023).
- [69] Netzgesellschaft Düsseldorf mbH. „Informationsflyer zur Erdgasumstellung.“. <https://www.netz-duesseldorf.de/unsere-infrastruktur/erdgasumstellung/ablauf-der-umstellung/> (Zugriff am: 23. Januar 2023).
- [70] Energieversorgung Mittelrhein AG. „Erdgasumstellung im Westerwald.“. <https://www.evm.de/ueber-uns/unser-unternehmensblog/erdgasumstellung-im-westerwald/> (Zugriff am: 23. Januar 2023).
- [71] Stadtwerke Munster-Bispingen GmbH. „Neue Erdgasqualität: im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Munster-Bispingen GmbH.“ Was Sie zur Umstellung von L-Gas auf H-Gas wissen sollten (Zugriff am: 23. Januar 2023).
- [72] M. Poltrum, „Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen: Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilnetze mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis 100 Vol.-%“, 2019.
- [73] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.“. [fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2020/](http://fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2020/) (Zugriff am: 18. Dezember 2022).
- [74] „DBI Gruppe.“. <https://www.dbi-gruppe.de/dbi-gruppe.html> (Zugriff am: 6. Februar 2023).
- [75] G. Müller-Syring und M. Henel, „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“, 2014.
- [76] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner und T. Höcher. „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz.“. [www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-1/07/10?type=98](http://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-1/07/10?type=98) (Zugriff am: 17. November 2021).
- [77] P. Dipl.-Ing. Enzmann, P. Dipl.-Ing. Pietsch und M. Dipl.-Ing. Wiersig, „Betrachtung der Leitungsdimensionierung nach TRGI in Haushalt und Gewerbe für hohe Wasserstoffmengen im Erdgas“, Zugriff am: 17. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: [www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)
- [78] Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB). „Technische Richtlinien G 19: Messgeräte für Gas; Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.“. [www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/fachabteilungen/abteilung\\_9/9.2\\_gesetzliches\\_messwesen\\_und\\_konformitaetsbewertung/9.21/tr/TR-W\\_19.pdf](http://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/fachabteilungen/abteilung_9/9.2_gesetzliches_messwesen_und_konformitaetsbewertung/9.21/tr/TR-W_19.pdf) (Zugriff am: 3. Juli 2021).
- [79] *Erdgas - Berechnung von Realgasfaktoren - Teil 1: Einführung und Leitfaden*, DIN EN ISO 12213-1: 2010-01, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2010.
- [80] *Gasabrechnung - Kompressibilitätszahl (K-Zahl)*, DVGW G 685-6: 2022-08, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), 2022.
- [81] H. Dörr, P. Pietsch, Giese A. und F. Burmeister. „Roadmap Gas 2050: H2-Readiness Gasanwendung.“. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/g201824-rmg2050-vortrag-tp3-burmeister-gat22.pdf> (Zugriff am: 11. Januar 2023).
- [82] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hg., „Regulierung von Wasserstoffnetzen: Bestandsaufnahme“, 2020.
- [83] FNB Gas, Hg., „Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032“, 2021.
- [84] T. Bründlinger *et al.*, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen, 2018.
- [85] P. Sterchele *et al.*, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, 2020.
- [86] M. Robinius *et al.*, „Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“, 2020.
- [87] J. Michalski, M. Altmann, U. Bünger und W. Weindorf, „Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen“, 2019.
- [88] Fraunhofer ISI und Consentec GmbH, Hg., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien“, Karlsruhe, 2021. Zugriff am: 16. Oktober 2022. [Online]. Verfügbar unter: [www.langfristszenarien.de](http://www.langfristszenarien.de)
- [89] „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.“. [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de) (Zugriff am: 16. Mai 2022).

## Literaturverzeichnis

- [90] J. Wachsmuth *et al.*, „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“, 2019.
- [91] NEUE WESTSTADT KLIMAQUARTIER. „Klimaneutrales Stadtquartier in Esslingen am Neckar.“. [www.neue-weststadt.de](http://www.neue-weststadt.de) (Zugriff am: 25. April 2022).
- [92] SmartQuart. „Energiewende leben.“. [www.smartquart.energy](http://www.smartquart.energy) (Zugriff am: 25. April 2022).
- [93] Stadt Rheinstetten. „Einwohnerzahlen.“. [www.rheinstetten.de/de/wirtschaft/wirtschaftsportrait/zahlen-daten-fakten/einwohnerzahlen](http://www.rheinstetten.de/de/wirtschaft/wirtschaftsportrait/zahlen-daten-fakten/einwohnerzahlen) (Zugriff am: 27. Januar 2023).
- [94] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. „Laufende Stadtbeobachtung - Raumabgrenzungen: Stadt- und Gemeindetypen in Deutschland.“. <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/deutschland/gemeinden/StadtGemeindetyp/StadtGemeindetyp.html> (Zugriff am: 27. Januar 2023).
- [95] Gabler Wirtschaftslexikon. „Stadt.“. <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/stadt-43260/wikipedia> (Zugriff am: 17. Januar 2023).
- [96] „QGIS - Das führende Open-Source-Desktop-GIS.“. [www.qgis.org](http://www.qgis.org) (Zugriff am: 24. Oktober 2022).
- [97] netzservice Stadtwerke Karlsruhe. „Gasnetzbeschreibung.“. [www.netzservice-swka.de](http://www.netzservice-swka.de) (Zugriff am: 8. Juli 2021).
- [98] Westnetz GmbH. „Energie für die Region: Informationen zum Neubau des Hochspannungskabels Osburg – Thalfang.“. [pqa.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/110-kv-projekte/hochspannungskabel-osburg-thalfang.pdf](http://pqa.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/110-kv-projekte/hochspannungskabel-osburg-thalfang.pdf) (Zugriff am: 6. Juni 2022).
- [99] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW). „Gas: Infrastruktur.“. [www.dvgw.de/themen/gas/infrastruktur](http://www.dvgw.de/themen/gas/infrastruktur) (Zugriff am: 25. Juli 2022).
- [100] S. Metzger, K. Jahnke, N. Walikewitz, M. Otto, A. Grondey und S. Fritz. „Wohnen und Sanieren: Empirische Wohngebäudedaten seit 2002.“ Hintergrundbericht. [www.umweltbundesamt.de/publikationen/wohnen-sanieren-0](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wohnen-sanieren-0) (Zugriff am: 2. Dezember 2022).
- [101] energieheld. „2022: Durchschnittlicher Energieverbrauch.“. [www.energieheld.de/foerderung/energieberater/durchschnittlicher-energieverbrauch](http://www.energieheld.de/foerderung/energieberater/durchschnittlicher-energieverbrauch) (Zugriff am: 28. Oktober 2022).
- [102] Viessmann Deutschland GmbH. „Gas-Brennwerttechnik.“. [www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/gas-brennwertkessel/funktion.html](http://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/gas-brennwertkessel/funktion.html) (Zugriff am: 2. Januar 2023).
- [103] Bundesnetzagentur. „Umstellung von L-Gas auf H-Gas.“. [www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/UmstellungGas/start.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/UmstellungGas/start.html) (Zugriff am: 29. Oktober 2022).
- [104] Zukunft Gas e. V. „Erdgas-Umstellung: H-Gas für alle.“. [www.gas.info](http://www.gas.info) (Zugriff am: 11. Oktober 2022).
- [105] S. Milanzi, C. Spiller, B. Grosse, L. Hermann, J. Kochems und J. Müller-Kirchenbauer, „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens,“ Working Paper Energie und Ressourcen, Berlin, Technische Universität Berlin, 2018.
- [106] Imperial College London, ETH Zürich. „Renewables.ninja.“. [www.renewables.ninja/](http://www.renewables.ninja/) (Zugriff am: 3. Januar 2023).
- [107] World Bank Group. „Global Solar Atlas.“. [globalsolaratlas.info/map](http://globalsolaratlas.info/map) (Zugriff am: 2. Januar 2023).
- [108] J. Quentin. „Ausbausituation der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2021: Auswertung windenergiespezifischer Daten im Marktstammdatenregister für den Zeitraum Januar bis Dezember 2021.“. [www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA\\_Wind\\_Zubauanalyse\\_Wind-an-Land\\_Gesamtjahr\\_2021.pdf](http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2021.pdf) (Zugriff am: 6. Januar 2023).
- [109] Viessmann Deutschland GmbH. „Heizperiode: Ab wann müssen Sie heizen?“. <https://www.viessmann.de/de/wissen/anleitungen-und-tipps/heizperiode.html> (Zugriff am: 9. Februar 2023).
- [110] C. Gatzen und M. Reger, „Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045,“ 2022.
- [111] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „Wie heizt Deutschland 2019?: BDEW-Studie zum Heizungsmarkt,“ 2019.
- [112] M. Linnemann und J. Peltzer, *Wasserstoffwirtschaft kompakt: Klimaschutz, Regulatorik und Perspektiven für die Energiewirtschaft*, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Vieweg, 2022.
- [113] Deutsche Vereinigung für Verbrennungsforschung e.V. (DVV), Hg., „Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprosesstechnischen Anlagen,“ 2017.
- [114] C. Hank *et al.*, *Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity* (Sustainable Energy & Fuels), 2020.
- [115] Umwelt Bundesamt. „Der Europäische Emissionshandel.“. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels> (Zugriff am: 7. Februar 2023).

## 10 Anhang

### 10.1 Schlüssel Excel-Arbeitsblatt

Für die Ermittlung der Ergebnisse wurde ein Excel-Arbeitsblatt angelegt, welches vollständig unter <https://github.com/HKlopstein/Master-Thesis-Deposit> abgerufen werden kann. Die enthaltenen Arbeitsblätter sind im Folgenden aufgelistet. Im Anschluss (Anhang 10.2.1-10.4.8) finden sich relevante Ergebnistabellen in einer Zusammenfassung.

- a. Heizungstypverteilung
- b. Energieverbrauchverteilung
- c. Gebäudetypverteilung
- d. Wärmebed.GebäudeGasanschluss
- e. Gasflussgeschw.Pandap.2030  
Gasflussgeschw.Pandap.2045  
Gasflussgeschw.Pandap.2035
- f. H<sub>2</sub>-Bedarf
- g. Dimensio.AnlagenEE2030  
Dimensio.AnlagenEE2045  
Dimensio.AnlagenEE2035
- h. WindlastgangRenewables.ninja
- i. SolareEinstrahlungGSA
- j. Arbeitszeit
- k. KostenermittlungSensi1  
KostenermittlungSensi2  
KostenermittlungSensi3  
KostenermittlungSensi4  
KostenermittlungSensi5  
KostenermittlungSensi6  
KostenermittlungSensi7  
KostenermittlungSensi8
- l. Kostengegenüberstellung



10.2 H<sub>2</sub>-Bedarf und benötigte Erschließung von erneuerbaren Energien10.2.1 Sensitivitäten 1-4 Jahr 2030

<b>Strombedarf zur Herstellung des H<sub>2</sub>-Bedarfs</b>				
Wirkungsgrad Gasfeuerungsanlage		0,98		
gesamter Wärmebedarf (durch H <sub>2</sub> gedeckt) unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades [kWh/a]		1788180,53		
Wirkungsgrad Elektrolyseur		0,73		
Strombedarf Elektrolyseur [kWh]		2449562,37		
<b>Dimensionierung WKA</b>				<b>Referenzanlage WKA</b>
Volllaststunden Wind [h/a]		1554,54		WKA-Leistung [kW]
benötigte Leistung WKA [kW]		1575,75		Höhe des Rotors [m]
Anzahl WKA		0,45		
(aufgerundet weil nur ganze WKAs möglich sind)		1,00		
<b>Dimensionierung PV-Anlage</b>				<b>Referenzanlage PV</b>
benötigte PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]		1766,98		Geländehöhe [m]
				durchschnittliche Lufttemperatur 2 m über Gelände [°C]
				Azimuth [°]
			optimale Ausrichtung	Neigung [°]
				PV-Leistung bei optimaler Ausrichtung [kWh/m <sup>2</sup> ]
				117,00
				11,60
				180,00
				36,00
				1386,30

<b>Strombedarf zur Herstellung des H2-Bedarfs</b>			
Wirkungsgrad Gasfeuerungsanlage	0,98		
gesamter Wärmebedarf (durch H2 gedeckt) unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades [kWh/a]	23932709,18		
Wirkungsgrad Elektrolyseur	0,73		
Strombedarf Elektrolyseur [kWh]	32784533,13		
<b>Dimensionierung WKA</b>			<b>Referenzanlage WKA</b>
Volllaststunden Wind [h/a]	1554,54		WKA-Leistung [kW]
benötigte Leistung WKA [kW]	21089,54		Höhe des Rotors [m]
Anzahl WKA (aufgerundet weil nur ganze WKAs möglich sind)	6,03		
	7,00		
<b>Dimensionierung PV-Anlage</b>			<b>Referenzanlage PV</b>
benötigte PV-Fläche [m²]	23648,95		Geländehöhe [m]
			durchschnittliche Lufttemperatur 2 m über Gelände [°C]
			Azimut [°]
			Neigung [°]
		optimale Ausrichtung	PV-Leistung bei optimaler Ausrichtung [kWh/m²]
			117,00
			11,60
			180,00
			36,00
			1386,30

<b>Strombedarf zur Herstellung des H2-Bedarfs</b>			
Wirkungsgrad Gasfeuerungsanlage		0,98	
gesamter Wärmebedarf (durch H2 gedeckt) unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades [kWh/a]		30353591,84	
Wirkungsgrad Elektrolyseur		0,73	
Strombedarf Elektrolyseur [kWh]		41580262,79	
<b>Dimensionierung WKA</b>			<b>Referenzanlage WKA</b>
Volllaststunden Wind [h/a]		1554,54	WKA-Leistung [kW]
benötigte Leistung WKA [kW]		26747,63	Höhe des Rotors [m]
Anzahl WKA (aufgerundet weil nur ganze WKAs möglich sind)		7,64	
		8,00	
<b>Dimensionierung PV-Anlage</b>			<b>Referenzanlage PV</b>
benötigte PV-Fläche [m²]		29993,70	Geländehöhe [m]
			durchschnittliche Lufttemperatur 2 m über Gelände [°C]
			Azimet [°]
			Neigung [°]
			PV-Leistung bei optimaler Ausrichtung [kWh/m²]
			117,00
			11,60
			180,00
			36,00
			1386,30

10.3 Ermittlung Arbeitsaufwand

Dauer Umrüstung pro Gasfeuerungsanlage [min]		47,14	
Dauer An- und Abfahrt [min]		40	
Dauer Umrüstung insgesamt [min]		87,14	
Dauer Umrüstung insgesamt [h]		1,45	
Arbeitsstunden pro Tag [h/d]		8	
Umrüstungen pro Arbeitstag		5,51	
(abgerundet weil nur vollständige Umrüstungen möglich sind)		5	
Dauer Heizperiode (1.10.-30.04.) [Monate]		7	
Umrüstungstage pro Jahr [d/a]		107,50	
<hr/>			
	<b>Arbeitsaufwand Sensitivitäten 1-4</b>	<b>Arbeitsaufwand Sensitivitäten 5-8</b>	
Jahr	2045	2035	
Anzahl der Heizungen, die umgerüstet werden müssen [Stück]	1411,11	1813,01	
Anzahl benötigte fortlaufende Arbeitstage [d]	282,222	362,602	
Anzahl benötigte Jahre unter Einbezug der Heizperiode [a]	2,63	3,37	
Startdatum Umrüstung	15.02.2042		
	→ Umrüstungsperiode startet innerhalb der Heizperiode, in der nicht umgerüstet wird, tatsächliches Startdatum: 01.05.2042	19.05.2031	
Enddatum Umrüstung	01.10.2044	01.10.2034	

10.4 Kostenermittlung

10.4.1 Sensitivität 1

Sensitivität 1: VNB 3, Best Case, PE/PVC/Stahl		Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20%		Vollständige Umrüstung 2045 auf 100%	
	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungs-kategorie</b>					
Verteilnetzleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung GGG/SG/umbekannt			850,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /umbekannt			400,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>					
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses					
			30.000,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>					
Filter	2,00		1.250,00 €	0,00	0,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	0,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	0,00	0,00 €
SBV	1,00		500,00 €	0,00	0,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €
Mengennumwerter	0,00	800,00 €	2.050,00 €	3,00	0,00 €
Summe					89.820,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>					
HEK	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
HAE	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	701,00	70.100,00 €
Balgengaszähler	1,00		150,00 €	0,00	0,00 €
Summe					182.260,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>					
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	0,00	0,00 €
Summe				1411,11	10.865.547,00 €
					10.865.547,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					
Summe Kosten für Endnutzer					89.820,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWVG					11.047.807,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					7.960,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					7.830,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					7.738,63 €
Summe Kosten					7.829,16 €
					11.137.627,00 €
					SUMME GESAMTKOSTEN
					11.159.647,00 €

Sensitivität 2: VNB 3, Best Case, GGG/GG/unbekannt						Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20%		Vollständige Umrüstung 2045 auf 100%	
Leitungs-kategorie	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungs-kategorie</b>									
Verteilnetzleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	31609,00	26.867.650,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	13565,00	5.426.000,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
<b>Summe</b>					<b>32.293.650,00 €</b>		<b>0,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>									
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses					30.000,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
<b>Summe</b>							<b>0,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>									
Filter	2,00		1.250,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	3,00	8.000,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €	0,00	0,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Mengenurwerter	0,00		800,00 €	3,00	2.050,00 €	0,00	0,00 €	3,00	89.820,00 €
<b>Summe</b>					<b>22.020,00 €</b>		<b>0,00 €</b>		<b>89.820,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>									
HEK	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
HAE	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	0,00	0,00 €	701,00	70.100,00 €	0,00	0,00 €
Belüftungszähler	1,00		160,00 €	0,00	0,00 €	701,00	112.160,00 €	0,00	0,00 €
<b>Summe</b>					<b>0,00 €</b>		<b>182.260,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>									
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	0,00	0,00 €	1411,11	10.865.547,00 €		0,00 €
<b>Summe</b>							<b>10.865.547,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					<b>32.315.670,00 €</b>		<b>89.820,00 €</b>		<b>32.405.490,00 €</b>
<b>Summe Kosten für Endnutzer</b>					<b>0,00 €</b>		<b>11.047.807,00 €</b>		<b>11.047.807,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG</b>					<b>0,00 €</b>		<b>7.960,00 €</b>		<b>7.960,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH</b>					<b>0,00 €</b>		<b>7.830,00 €</b>		<b>7.830,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH</b>					<b>0,00 €</b>		<b>7.738,63 €</b>		<b>7.738,63 €</b>
<b>Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit</b>					<b>0,00 €</b>		<b>7.829,16 €</b>		<b>7.829,16 €</b>
<b>Summe Kosten</b>					<b>32.315.670,00 €</b>		<b>11.137.627,00 €</b>		<b>43.453.297,00 €</b>
						<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>			

Sensitivität 3: VNB 3, Worst Case, PE/PVC/Stahl				Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20%		Vollständige Umrüstung 2045 auf 100%	
Leitungs-klasse	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungs-klasse</b>							
Verteilnetzleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €		0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>							
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses			30.000,00 €	20,00	600.000,00 €	0,00	0,00 €
Summe					600.000,00 €		0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>							
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €	3,00	6.600,00 €
Mengennumerner	0,00		800,00 €	3,00	0,00 €	3,00	0,00 €
Summe					89.820,00 €		96.420,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>							
HEK	1,00		800,00 €	988,00	790.400,00 €	701,00	560.800,00 €
HAE	1,00		800,00 €	988,00	790.400,00 €	701,00	560.800,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €	701,00	119.170,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	0,00	0,00 €	701,00	70.100,00 €
Beliebigszähler	1,00		160,00 €	0,00	0,00 €	701,00	112.160,00 €
Summe					1.580.800,00 €		1.423.030,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>							
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	0,00	0,00 €	1411,11	10.865.547,00 €
Summe					0,00 €		10.865.547,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>							
Summe Kosten für Endnutzer					689.820,00 €		96.420,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG					1.580.800,00 €		12.288.577,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					1.600,00 €		9.730,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					800,00 €		8.715,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					237,74 €		8.001,63 €
Summe Kosten					793,88 €		8.708,45 €
<b>Summe Kosten</b>							
					2.270.620,00 €	SUMME GESAMTKOSTEN	14.655.617,00 €



Sensitivität 4: VNB 3, Worst Case, GGG/GG/unbekannt				Zwischenzeitliche Beimischung 2030 von 20%		Vollständige Umrüstung 2045 auf 100%	
Leitungs-klasse	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungs-klasse</b>							
Verteilnetzleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnetzleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	31609,00	26.867.650,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	13565,00	5.426.000,00 €	0,00	0,00 €
<b>Summe</b>					<b>32.293.650,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>							
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des Gasflusses			30.000,00 €	20,00	600.000,00 €	0,00	0,00 €
<b>Summe</b>					<b>600.000,00 €</b>		<b>0,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>							
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €	3,00	6.600,00 €
Mengenmwerter	0,00		800,00 €	3,00	0,00 €	3,00	0,00 €
<b>Summe</b>					<b>89.820,00 €</b>		<b>96.420,00 €</b>
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>							
HEK	1,00		800,00 €	988,00	790.400,00 €	701,00	560.800,00 €
HAE	1,00		800,00 €	988,00	790.400,00 €	701,00	560.800,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €	701,00	119.170,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	0,00	0,00 €	701,00	70.100,00 €
Belüftungszähler	1,00		160,00 €	0,00	0,00 €	701,00	112.160,00 €
<b>Summe</b>					<b>1.580.800,00 €</b>		<b>1.423.030,00 €</b>
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>							
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	0,00	0,00 €	1411,11	10.865.547,00 €
<b>Summe</b>					<b>0,00 €</b>		<b>10.865.547,00 €</b>
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					<b>32.983.470,00 €</b>		<b>96.420,00 €</b>
<b>Summe Kosten für Endnutzer</b>					<b>1.580.800,00 €</b>		<b>12.288.577,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG</b>					<b>1.600,00 €</b>		<b>9.730,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH</b>					<b>800,00 €</b>		<b>8.715,00 €</b>
<b>Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH</b>					<b>237,74 €</b>		<b>8.001,63 €</b>
<b>Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit</b>					<b>793,88 €</b>		<b>8.708,45 €</b>
<b>Summe Kosten</b>					<b>34.564.270,00 €</b>		<b>12.384.997,00 €</b>
					<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>		<b>46.949.267,00 €</b>



Sensitivität 5: VNB 4, Best Case, PE/PVC/Stahl				Vollständige Umrüstung 2035 auf 100%	
	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungsklasse</b>					
Verteilnettleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>					
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des			30.000,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>					
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €
Mengennummern	0,00	800,00 €	2.050,00 €	3,00	0,00 €
Summe					89.820,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>					
HEK	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
HAE	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	905,00	90.500,00 €
Balngaszähler	1,00		160,00 €	905,00	144.800,00 €
Summe					235.300,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>					
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	1813,01	13.960.177,00 €
Summe					13.960.177,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					
Summe Kosten für Endnutzer					89.820,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG					14.195.477,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					7.960,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					7.830,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					7.738,63 €
<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>					<b>14.285.297,00 €</b>

Sensitivität 6: VNB 4, Best Case, GGG/GG/unbekannt				Vollständige Umrüstung 2035 auf 100%	
	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungsklasse</b>					
Verteilnettleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	31560,00	26.826.000,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	12294,00	4.917.600,00 €
Summe					31.743.600,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>					
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des			30.000,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>					
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	0,00	0,00 €
Mengennummern	0,00	800,00 €	2.050,00 €	3,00	0,00 €
Summe					89.820,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>					
HEK	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
HAE	1,00		800,00 €	0,00	0,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	0,00	0,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	905,00	90.500,00 €
Balngaszähler	1,00		160,00 €	905,00	144.800,00 €
Summe					235.300,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>					
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	1813,01	13.960.177,00 €
Summe					13.960.177,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					
Summe Kosten für Endnutzer					31.833.420,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG					14.195.477,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					7.960,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					7.830,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					7.738,63 €
<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>					<b>46.028.897,00 €</b>

Sensitivität 7: VNB 4, Worst Case, PE/PVC/Stahl				Vollständige Umrüstung 2035 auf 100%	
	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungsklasse</b>					
Verteilnettleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	0,00	0,00 €
Summe					0,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>					
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des			30.000,00 €	20,00	600.000,00 €
Summe					600.000,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>					
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	3,00	6.600,00 €
Mengennumerner	0,00	800,00 €	2.050,00 €	3,00	0,00 €
Summe					96.420,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>					
HEK	1,00		800,00 €	905,00	724.000,00 €
HAE	1,00		800,00 €	905,00	724.000,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	905,00	153.850,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	905,00	90.500,00 €
Balngaszähler	1,00		160,00 €	905,00	144.800,00 €
Summe					1.837.150,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>					
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	1813,01	13.960.177,00 €
Summe					13.960.177,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					
Summe Kosten für Endnutzer					696.420,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG					15.797.327,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					9.730,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					8.715,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					8.001,63 €
<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>					<b>8.713,31 €</b>
					<b>16.493.747,00 €</b>

Sensitivität 8: VNB 4, Worst Case, GGG/GG/unbekannt				Vollständige Umrüstung 2035 auf 100%	
	Anzahl Komponente pro HA-Leitung bzw. GDRM-Anlage	Investitionskosten Umrüstung [€/m] bzw. [€/Stück]	Investitionskosten Austausch/Zubau [€/m] bzw. [€/Stück]	Austauschbedarf [m] bzw. [Stück]	KOSTEN
<b>Leitungsklasse</b>					
Verteilnettleitung Stahl			950,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung PE/PVC			850,00 €	0,00	0,00 €
Verteilnettleitung GGG/GG/unbekannt			850,00 €	31560,00	26.826.000,00 €
Hausanschlussleitung PE/PVC/Stahl			400,00 €	0,00	0,00 €
Hausanschlussleitung /unbekannt			400,00 €	12294,00	4.917.600,00 €
Summe					31.743.600,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich VNB</b>					
Leitungsarmaturen zur Unterbrechung des			30.000,00 €	20,00	600.000,00 €
Summe					600.000,00 €
<b>Gasnetzkomponenten in gastechnischen Anlagen zur Druckregelung und Gasmessung</b>					
Filter	2,00		1.250,00 €	3,00	7.500,00 €
Vorwärmer	0,00		12.000,00 €	3,00	0,00 €
SAV	2,00		9.800,00 €	3,00	58.800,00 €
SBV	1,00		500,00 €	3,00	1.500,00 €
Gaszähler	1,00		7.340,00 €	3,00	22.020,00 €
Druckregelgerät	2,00		1.100,00 €	3,00	6.600,00 €
Mengennummern	0,00	800,00 €	2.050,00 €	3,00	0,00 €
Summe					96.420,00 €
<b>Gasnetzkomponenten im Bereich der Gebäudeinstallation</b>					
HEK	1,00		800,00 €	905,00	724.000,00 €
HAE	1,00		800,00 €	905,00	724.000,00 €
Hausdruckregler	1,00		170,00 €	905,00	153.850,00 €
Gasströmungswächter	1,00		100,00 €	905,00	90.500,00 €
Balngaszähler	1,00		160,00 €	905,00	144.800,00 €
Summe					1.837.150,00 €
<b>Gasfeuerungsanlagen</b>					
Gasfeuerungsanlagen			7.700,00 €	1813,01	13.960.177,00 €
Summe					13.960.177,00 €
<b>Summe Kosten für Verteilnetzbetreiber</b>					
Summe Kosten für Endnutzer					32.440.020,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im EFH/NWG					15.797.327,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im ZFH					9.730,00 €
Summe Kosten pro Wohneinheit im MFH					8.715,00 €
Durchschnittliche Kosten pro Wohneinheit					8.001,63 €
<b>SUMME GESAMTKOSTEN</b>					<b>48.237.347,00 €</b>